



Challenge

ความเปลี่ยนแปลงในวันนี้... สู่วันหน้าที่ยั่งยืน

ANNUAL
REPORT

2011

รายงานประจำปี 2554



บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
PTT Exploration and Production Public Company Limited

สารบัญ

CONTENTS

2	จุดเด่นการดำเนินงาน Highlights	125	รายงานของคณะกรรมการตรวจสอบ Report of the Audit Committee
4	สารประธาน Message from Chairman and CEO	128	รายงานของคณะกรรมการบริษัท Report of the Corporate Governance Committee
7	ข้อมูลทั่วไป General Information	130	รายงานของคณะกรรมการสรรหา Report of the Nominating Committee
24	ลักษณะการประกอบธุรกิจ Nature of Business	131	รายงานของคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน Report of the Remuneration Committee
29	กลยุทธ์และทิศทางการดำเนินงาน Strategic Directions	132	รายงานของคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง Report of the Risk Management Committee
33	สถานการณ์ปิโตรเลียม และการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในประเทศไทย Petroleum Overview and Thailand's Exploration and Production Situation	134	รางวัลแห่งความสำเร็จ Awards and Recognition
41	การตลาดและภาวะการแข่งขัน Marketing and Competition	136	โครงสร้างการถือหุ้นและการจัดการ Shareholding and Management Structure
46	โครงสร้างรายได้ Revenues Structure	167	การควบคุมภายใน Internal Control
50	ปัจจัยความเสี่ยง Risk Factors	170	แผนผังองค์กร Organization Structure
60	รายการระหว่างกัน Connected Transactions	171	คณะกรรมการ Board of Directors
63	คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ Management Discussion and Analysis of Operating Results	189	ผู้บริหาร Management
83	การกำกับดูแลกิจการที่ดี Good Corporate Governance	193	กรรมการของบริษัทย่อยและบริษัทร่วม Directors of Subsidiaries and Associated Companies
		199	ค่าตอบแทนผู้สอบบัญชี Auditor Fee
		200	คำย่อ Abbreviations

วิสัยทัศน์ (Vision)

ปตท.สผ. จะเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำของภูมิภาคเอเชีย ที่มุ่งมั่นสร้างมูลค่าเพิ่มและเติบโตอย่างยั่งยืน โดยมีมาตรฐานการดำเนินงานที่เป็นเลิศ ลงทุนตามแผนยุทธศาสตร์ และคล่องตัวในการเปลี่ยนแปลง

PTTEP will be a leading Asia exploration and production company emphasizing value creation and sustainable growth through operations excellence, strategic investments, and our agility to change.

พันธกิจ (Mission)

ปตท.สผ. มุ่งมั่นผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่มีคุณภาพและปลอดภัย ในราคาที่แข่งขันได้ ควบคู่ไปกับการรับผิดชอบต่อสังคมและอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม โดยยึดมั่นหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีในการบริหารธุรกิจและการเงิน

PTTEP reliably and safely delivers competitively priced oil and gas with responsibility to society and the environment, adhering to good corporate governance and financial discipline.

ค่านิยม (Corporate Values)

• Adaptability and Will to Learn

พร้อมเปลี่ยนแปลงเพื่อปรับปรุง เรียนรู้เพื่อพัฒนา ค้นหาสิ่งใหม่
ฉลาดใช้ความรู้

Adaptable to changes; Will to learn & re-learn; Applying talent; Self-awareness

• Boundaryless

เปิดใจรับฟัง สร้างสรรค์ทีมงาน ประสานประโยชน์ แบ่งปัน
ความรู้ ช่วยเหลือเกื้อกูล

Collaboration; Open-mindedness; Teamwork; Knowledge sharing; Sharing & Caring

• Clear Thinking Leads to Clear Communication

คิดเป็นระบบ คำนึงผลกระทบทุกด้าน สื่อสารตรงประเด็น
เล็งเห็นเป้าหมาย

Focused; Result-oriented; Precise; Thorough

• Determination and Dedication

ทุ่มเทด้วยใจ สำนึกในหน้าที่ ภักดีต่อองค์กร เน้นที่คุณภาพ
Perseverance; Loyalty; Accountability; Quality

Challenge

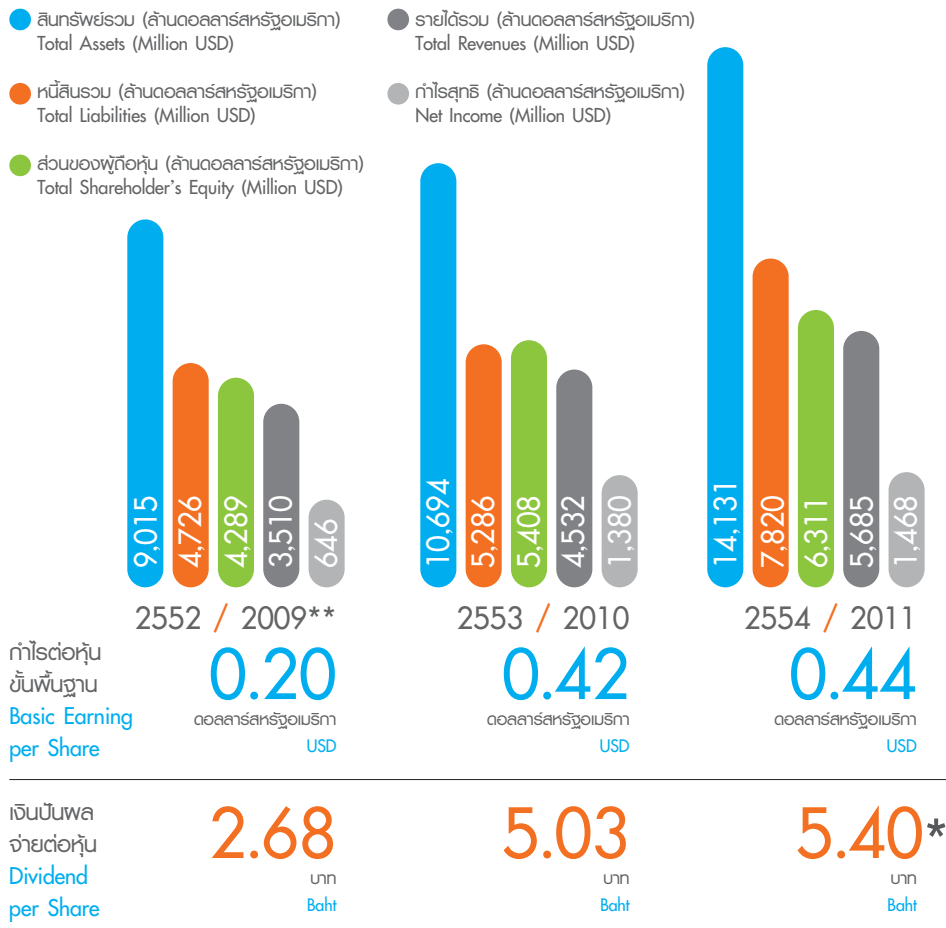
ความเปลี่ยนแปลงในวันนี้... สู่วันหน้าที่ท้าทาย

ปตท.สฟ. ไม่เคยหยุดกับความสำเร็จในวันนี้
เราพร้อมเปลี่ยนแปลง และเผชิญกับความท้าทาย
เพื่อก้าวไปสู่ความสำเร็จร่วมกันในอนาคต
**PTTEP doesn't rest on its achievements.
We're ready to change and cope with any challenges
on our way to success.**

เราเชื่อว่าการเปลี่ยนแปลงทั้งแนวคิดและระบบการทำงาน พสานความร่วมมือ
ของพนักงานทุกคน จะสามารถพัฒนาศักยภาพ และเพิ่มขีดความสามารถ
ขององค์กร สู่การเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มั่นคงและยั่งยืน
**We're convinced that change in attitude and work processes, together with
a cooperative workforce, can heighten PTTEP's capability and enable
it to be a secure, sustainable petroleum exploration
and production (E&P) company.**



ข้อมูลสำคัญทางการเงิน Financial Highlights



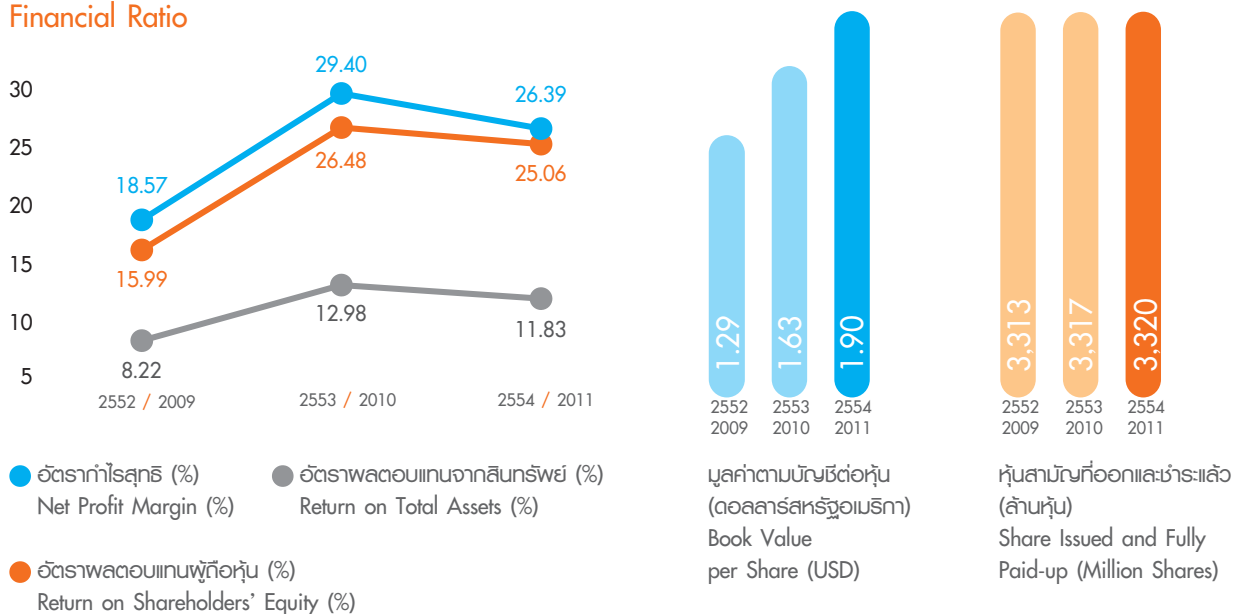
* เงินปันผลเสนอจ่ายสำหรับการดำเนินงานปี 2554 ที่อัตรา 5.40 บาทต่อหุ้น จะนำเสนอเพื่ออนุมัติในการประชุมผู้ถือหุ้นประจำปี 2555 วันที่ 28 มีนาคม 2555

** ตัวเลขปี 2552 จัดทำขึ้นเพื่อการเปรียบเทียบโดยแปลงค่าเป็นดอลลาร์สหรัฐอเมริกาจากการเงินที่รายงานในสกุลเงินบาทที่ได้รับการตรวจสอบแล้ว โดยสินทรัพย์และหนี้สินใช้อัตราปีเฉลี่ยวันที่ 30 ธันวาคม 2552 ที่อัตราแลกเปลี่ยน 33.3688 บาทต่อ 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ส่วนของผู้ถือหุ้นแปลงค่าโดยใช้อัตราย้อนหลัง (Historical Rate) และงบกำไรขาดทุนแปลงค่าโดยใช้อัตรากลางเฉลี่ยของปี 2552 ที่อัตราแลกเปลี่ยน 34.2858 บาทต่อ 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

* The proposed dividend of 2011 in 5.40 Baht per share is subject to the approval of the 2012 General Shareholders' Meeting on March 28, 2012.

** The figures of 2009 presented for comparative purposes. They have been translated to US Dollars from the audited financial statements presented in Thai Baht; Assets and Liabilities have been translated by using the average closing rate as at December 30, 2009 for 33.3688 Baht per USD, Shareholders' Equity has been translated by using historical rate; and Statements of Income has been translated by using average mid-rates 2009 for 34.2858 Baht per USD.

อัตราส่วนทางการเงิน Financial Ratio



ปริมาณสำรองปิโตรเลียมพิสูจน์แล้ว Petroleum Proved Reserves



ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
MMBBL

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Petroleum Sales Volumes



บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน
BOED

การขายปิโตรเลียม Petroleum Sales

ปริมาณ / Volume

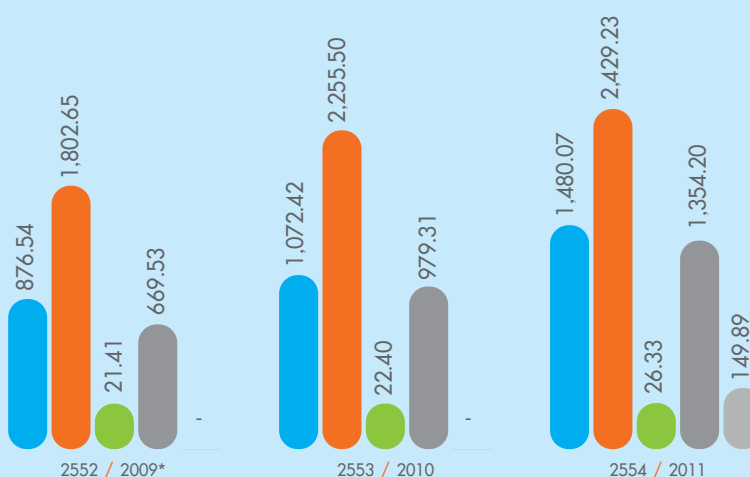
ผลิตภัณฑ์ / Products	2552 / 2009	2553 / 2010	2554 / 2011
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMBBL)	15.00	14.45	14.16
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (MMSCF)	352,783.93	421,922.40	417,090.97
ก๊าซแอลพีจี (เมตริกตัน) LPG (Metric Tons)	72,409.92	72,689.38	86,292.37
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMBBL)	11.80	13.36	12.92
ไอลูท บิทูเมน (ล้านบาร์เรล) Diluted Bitumen (MMBBL)	-	-	1.42

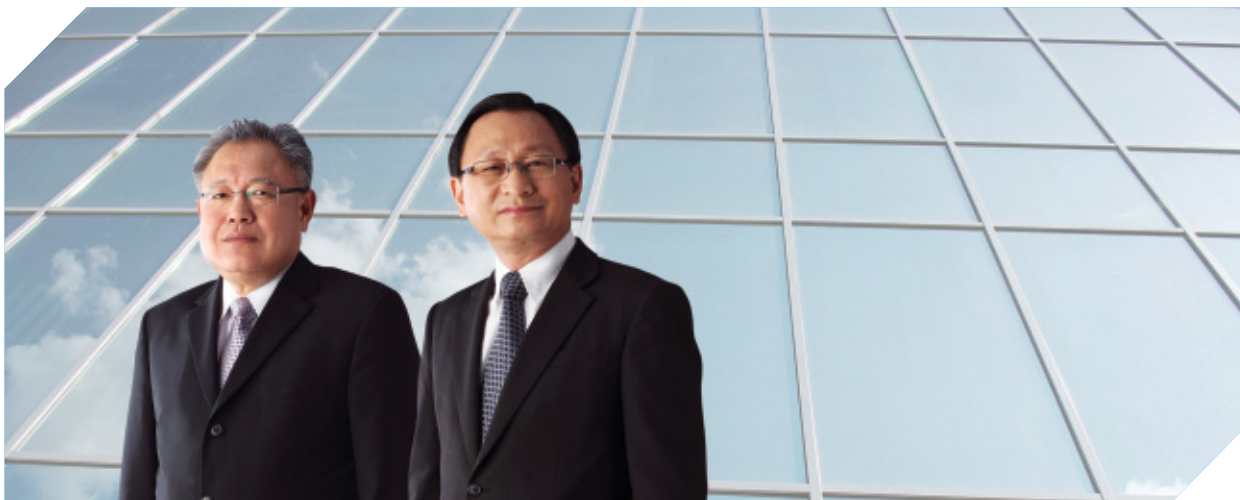
มูลค่า / Value

ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
Million USD

* แปลงค่าจากรายได้สกุลเงินบาทที่ได้รายงานต่อตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2553 เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา โดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยประจำปี 2552 ในอัตรา 34.2858 บาท ต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

* Revenue in THB currency that was reported to the SEC on February 17, 2010 has been converted to be presented in USD currency by using the 2009 average exchange rate of 34.2858 THB per USD.





ส.ก

นายอนุคุณ สิริพงษ์
ประธานกรรมการ
และประธานกรรมการอิสระ
Mr. Norkun Sitthiphong
Chairman and Chairman
of the Independent Director

อน 13

นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ
ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร
และกรรมการผู้จัดการใหญ่
Mr. Anon Sirisaengtaksin
President and CEO

ปี 2554 สถานการณ์โลกและสถานการณ์ประเทศไทยโดยรวมเปราะบางและมีความไม่แน่นอนสูง อย่างไรก็ตาม ผลประกอบการในปี 2554 เป็นที่น่าพึงพอใจ กล่าวคือ ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิ 1,468 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (44,748 ล้านบาท) เพิ่มขึ้นร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับปีก่อน คิดเป็นกำไรต่อหุ้นปรับลด 0.44 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (13.48 บาท) และมีผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้นร้อยละ 25 ด้านรายได้รวม เมื่อเทียบกับปี 2553 เพิ่มขึ้นร้อยละ 25 ตัวเลขดังกล่าวเป็นผลจากราคาและปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นซึ่งส่วนใหญ่มาจากโครงการพื้นที่พัฒนาใหม่ ไทย-มาเลเซีย-ปี 17 โครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี และโครงการเวียดนาม 16-1 นอกจากนี้ เรายังมีรายได้เพิ่มขึ้นจากการบริการท่อขนส่งก๊าซ และจากการโอนสัดส่วนในการลงทุนของโครงการพม่าซอติกา โครงการนิวซีแลนด์ เกรทเซาท์โครงการ อินโดนีเซีย เซาท์ มานดาร์ ซาดัง และเซาท์ ซาการี

ด้วย ปตท.สผ. มุ่งที่จะเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำของภูมิภาคเอเชีย เราจึงคำนึงถึงสภาวะการณ์รอบด้านอย่างถี่ถ้วนและปรับแผนการดำเนินงานรวมถึงวางแผนทางการบริหารให้เป็นไปในเชิงรุกมากกว่าตั้งรับ เพื่อเป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ น่าเชื่อถือ ปลอดภัย และเติบโตอย่างยั่งยืน ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการพัฒนาประสิทธิภาพและลดต้นทุนโดยเน้นการพัฒนาด้านศักยภาพปฏิบัติการ (Operational Excellence) ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE) รวมถึงการเปรียบเทียบสมรรถนะด้านการปฏิบัติการ (Operational Benchmarking) นอกจากนี้

In 2011, Thailand and the world's economic and political circumstances were both fragile and volatile; nevertheless, PTTEP and its subsidiaries had satisfying results of operations. Our total net profit was USD 1,468 million or USD 0.44 per share-diluted, a 6% increase compared to 2010. Return on shareholder's equity for 2011 was 25%. In addition, our total revenues rose 25% against last year. This resulted from a higher petroleum sales price and increased sales volume. The increased sales volume largely came from the MTJDA-B17, Canada Oil Sands KKD and Vietnam 16-1 projects. We also gained additional revenue from pipeline transportation and the transfer of interest in the Myanmar Zawtika, New Zealand Great South, Indonesia South Mandar, Indonesia South Sageri and Indonesia Sadang projects.

To create long term value, PTTEP continues to focus on Operational Excellence and has initiated the Operational Benchmarking program in order to excel in operations and be able to compete in an increasingly competitive environment. Technological advancement is another factor that helps enhance exploration and production capacity. In this area, in 2011 PTTEP staff invented an innovative process called 'DeepLift' technique, which enhances the efficiency of gaslift production and has already received patents.

เทคโนโลยีเป็นอีกเรื่องที่จะช่วยพัฒนาศักยภาพด้านการสำรวจและผลิตเพื่อให้สามารถแข่งขันได้ในโลกปัจจุบัน ซึ่งในปี 2554 พนักงาน ปตท.สผ. สามารถคิดค้นเทคนิค DeepLift เพื่อช่วยเพิ่มระดับการผลิตน้ำมันดิบให้ได้สูงขึ้นและลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และได้จดสิทธิบัตรนวัตกรรมดังกล่าวเป็นที่เรียบร้อยแล้ว นับเป็นเรื่องที่เราภาคภูมิใจเป็นอย่างยิ่ง

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังวางแผนการลงทุนในต่างประเทศ โดยทบทุนกลุ่มประเทศเป้าหมายเพื่อขยายการลงทุน โดยคำนึงถึงปัจจัยต่างๆ เพื่อให้สอดคล้องกับแนวทางที่ตั้งไว้ อีกทั้งยังศึกษาโอกาสการลงทุน และหาผู้ร่วมทุนในโครงการใหม่อย่างต่อเนื่อง อาทิ โครงการพีทีทีอียู ออสเตรเลีย และโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี ซึ่งจะเป็พื้นฐานสำคัญที่แสดงศักยภาพและสร้างความน่าเชื่อถือของ ปตท.สผ. ในการดำเนินการในต่างประเทศและในแหล่ง Unconventional รวมถึงการบริหารการร่วมทุนของ ปตท.สผ. และบริษัท โททาล อี แอนด์ พี ซึ่งเป็นพันธมิตรที่ดีของ ปตท.สผ. ในโครงการอินโดนีเซีย เซาท์ มาดาร์ ซาดัง และเซาท์ ซาการี บริษัท โททาลฯ มีประสบการณ์และเทคโนโลยีด้านการขุดเจาะในน้ำลึกที่ได้รับการยอมรับจากทั่วโลกและสามารถนำมาใช้กับแปลงสำรวจในอินโดนีเซียได้

สำหรับการจัดการทรัพยากรในองค์กร โดยเฉพาะบุคลากรของ ปตท.สผ. เราเร่งพัฒนาบุคลากรสำหรับงานที่มีความต้องการเร่งด่วน รวมถึงพัฒนาบุคลากรในระยะยาว และมีแผนพัฒนาภาวะผู้นำขององค์กร นอกจากนี้ ยังดำเนินโครงการพัฒนาระบบงานสารสนเทศ เพื่อจัดการทรัพยากรต่างๆ ให้เกิดประโยชน์สูงสุดด้วยการเชื่อมโยงระบบการทำงานต่างๆ ให้อยู่บนฐานข้อมูลเดียวกันทั่วทั้งองค์กรทั้งในและต่างประเทศ

ในรอบปีที่ผ่านมา มีเหตุการณ์น้ำท่วมใหญ่ในรอบ 50 ปี ที่กรุงเทพมหานครและหลายจังหวัด แม้ว่า ปตท.สผ. จะได้รับผลกระทบต่อการดำเนินธุรกิจด้วยเช่นกัน แต่เราก็สามารถปรับตัวรับสถานการณ์และสามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างต่อเนื่องและได้ร่วมกับบริษัทต่างๆ ในกลุ่ม ปตท. ให้ความช่วยเหลือและบรรเทาความเดือดร้อนแก่ผู้ได้รับผลกระทบจากน้ำท่วมในพื้นที่จังหวัดต่างๆ อย่างกว้างขวาง นับเป็นเหตุการณ์ที่ทดสอบขีดความสามารถของบริษัทในการบริหารจัดการในภาวะฉุกเฉินได้เป็นอย่างดี

ความสำเร็จทั้งหลายสามารถเกิดขึ้นได้ด้วยความร่วมมือร่วมใจปฏิบัติหน้าที่เต็มความสามารถของพนักงาน และความสนับสนุนที่บริษัทได้รับเสมอมาจากหน่วยราชการที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะกระทรวงพลังงาน สถาบันการเงิน นักลงทุน และผู้ถือหุ้น คณะกรรมการบริษัท และผู้บริหารของ ปตท.สผ. จึงขอขอบคุณทุกท่านมา ณ ที่นี้ เราตระหนักดีว่า การมุ่งพัฒนาองค์กรอย่างต่อเนื่องควบคู่ไปกับการรับผิดชอบต่อสังคม จะทำให้ ปตท.สผ. ก้าวไปสู่สากลอย่างมั่นคง ยั่งยืน และสง่างามในที่สุด

Additionally, PTTEP has expanded investment internationally by pursuing suitable investment opportunities, included seeking strategic partners for investment in various projects abroad and in unconventional assets. Specifically, we are focusing on strategically targeted countries to be the growth platform for future expansion such as the PTTEP Australasia Project and the Canada Oil Sands KKD Project. PTTEP has signed a farm-out agreement with Total E&P for the three Indonesian deep-offshore exploration blocks in the Makassar Strait: Indonesia South Mandar, Sadang, and South Sageri projects. The dilution in exploration blocks is one of PTTEP's strategies to manage our exploration portfolio. PTTEP believes that Total, PTTEP's long time strategic partner in the Gulf of Thailand, will bring its recognized worldwide deep-offshore technology and experience to the assets in Indonesia.

Another important area of focus for PTTEP has been developing the organization's capability, particularly in human resources, in order to foster the capacities urgently required for long term capability development and leadership development. Moreover, we continuously improve the work process, for instance, by implementing the new "Enterprise Resources Planning" project which will help to integrate business processes for all PTTEP's domestic and overseas operations.

Last year, Thailand faced the biggest floods in five decades. PTTEP was also affected but we got through this difficulty and were able to continue our business. On top of that, we actively participated in PTT Group's flood relief activities. This crisis highlighted PTTEP's ability to respond to emergencies.

PTTEP's achievements happen because of our employees' dedication and hard work but also because of support from different parties such as governmental institutes — especially the Ministry of Energy and the financial institute — as well as investors and shareholders. The PTTEP Board of Directors and the Management, therefore, would like to express our sincere thanks to all. We know that improving PTTEP and practicing social responsibility will help us reach our goal to be a leading Asian E&P company, growing sustainably in the international arena.



เริ่มที่ใจและความคิด

ความร่วมมือร่วมใจของทุกคนในองค์กร คิดนอกกรอบ
ด้วยทัศนคติที่ดี เพื่อมุ่งไปข้างหน้า

นำแนวคิดเรื่องการเปลี่ยนแปลง (Change) มาปรับใช้ในองค์กร
เริ่มจากแนวคิด และทัศนคติ “Can Do” ทุกอย่างเป็นไปได้ และพร้อมรับ
การเปลี่ยนแปลง เพื่อความสำเร็จขององค์กรและประเทศ

First, the hearts and minds

All employees acting as one and thinking outside the box
with a positive attitude... and always moving forward.

A change in mindset, starting with the Can Do attitude, guides people
to change for the sake of PTTEP and Thailand.



ข้อมูล ปตท.สว.

ชื่อบริษัท	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท.สผ.
สถานที่ตั้งสำนักงานใหญ่	เลขที่ 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้นที่ 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
ประเภทธุรกิจ	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม และลงทุนในธุรกิจต่อเนื่อง
เลขทะเบียนบริษัท	0107535000206
โทรศัพท์	0-2537-4000
โทรสาร	0-2537-4444
เว็บไซต์	www.pttep.com
อีเมล	ติดต่อกรรมการอิสระ independentdirector@pttep.com ติดต่อนักลงทุนสัมพันธ์ IR@pttep.com ติดต่อเลขานุการบริษัท corporatesecretary@pttep.com
ทุนจดทะเบียน	3,322,000,000 บาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญ 3,322,000,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท
ทุนชำระแล้ว	3,319,985,400 บาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญ 3,319,985,400 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท (ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554)

PTTEP's Information

Company Name	PTT Exploration and Production Public Company Limited or PTTEP
Head Office	555/1 Energy Complex Building A, 6 th & 19 th - 36 th floor, Vibhavadi Rangsit Road, Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand
Type of Business	Petroleum exploration and production, and investment in related business
Registration Number	0107535000206
Telephone	66 (0) 2537-4000
Facsimile	66 (0) 2537-4444
Website	www.pttep.com
Email	To contact Independent Director: independentdirector@pttep.com To contact Investor Relations: IR@pttep.com To contact Corporate Secretary: corporatesecretary@pttep.com
Registered Capital	3,322,000,000 Baht, divided into 3,322,000,000 ordinary shares, 1 Baht each
Paid-up Capital	3,319,985,400 Baht, divided into 3,319,985,400 ordinary shares, 1 Baht each (as of December 31, 2011)



ข้อมูลบริษัทย่อย

ณ วันที่ 31 มกราคม 2555 ปตท.สผ. มีบริษัทย่อยทั้งหมด 52 แห่ง โดยทุกบริษัทย่อยมีสถานที่ตั้งสำนักงาน โทรศัพท์ และ โทรสาร เช่นเดียวกับ ปตท.สผ. และมีรายชื่อกรรมการของแต่ละบริษัท ดังแสดงรายละเอียดในหน้า 193-197

Subsidiary's Information

As of January 31, 2012, there are 52 subsidiaries. All of them have the same office, telephone and facsimile as PTTEP. Details of the directors of each subsidiary appear on pages 193-197.

ที่ No.	ชื่อบริษัท Company Name	ชื่อย่อ Abbreviation	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว Number of Shares Sold	ราคาต่อหุ้น Share Price	ชนิดของหุ้น Share Type	ผู้ถือหุ้น Shareholders
ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม / E&P Business						
1.	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด PTTEP International Limited	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	2,000 ล้านหุ้น 2,000,000,000	10 บาท 10 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ. 100% PTTEP 100%
2.	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด PTTEP Siam Limited	ปตท.สผ.ส. PTTEPS	1 ล้านหุ้น 1,000,000	100 บาท 100 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ. 51% PTTEPO 49% PTTEP 51% PTTEPO 49%
3.	บริษัท ปตท.สผ. อันดามัน จำกัด PTTEP Andaman Company Limited	ปตท.สผ. อันดามัน PTTEPA	100,000 หุ้น 100,000	10 บาท 10 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ.ส. 100% PTTEPS 100%
4.	PTTEP MEA Limited PTTEP MEA Limited	PTTEP MEA PTTEP MEA	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ. 100% PTTEP 100%
5.	PTTEP Offshore Investment Company Limited PTTEP Offshore Investment Company Limited	PTTEPO PTTEPO	6,667 หุ้น 6,667	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ. 75% ปตท.สผ.อ. 25% PTTEP 75% PTTEPI 25%
6.	PTTEP Southwest Vietnam Company Limited PTTEP Southwest Vietnam Company Limited	PTTEP SV PTTEP SV	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 100% PTTEPO 100%
7.	PTTEP Kim Long Vietnam Company Limited PTTEP Kim Long Vietnam Company Limited	PTTEP KV PTTEP KV	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 100% PTTEPO 100%
8.	PTTEP Hoang-Long Company Limited PTTEP Hoang-Long Company Limited	PTTEP HL PTTEP HL	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 100% PTTEPO 100%
9.	PTTEP Hoan-Vu Company Limited PTTEP Hoan-Vu Company Limited	PTTEP HV PTTEP HV	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 100% PTTEPO 100%
10.	PTTEP Oman Company Limited PTTEP Oman Company Limited	PTTEP OM PTTEP OM	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 100% PTTEPO 100%
11.	PTTEP Algeria Company Limited PTTEP Algeria Company Limited	PTTEP AG PTTEP AG	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 100% PTTEPO 100%
12.	PTTEP Iran Company Limited PTTEP Iran Company Limited	PTTEP IR PTTEP IR	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP OM 100% PTTEP OM 100%
13.	PTTEP Bahrain Company Limited PTTEP Bahrain Company Limited	PTTEP BH PTTEP BH	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP OM 100% PTTEP OM 100%
14.	PTTEP Holding Company Limited PTTEP Holding Company Limited	PTTEPH PTTEPH	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 100% PTTEPO 100%
15.	PTTEP Indonesia Company Limited PTTEP Indonesia Company Limited	PTTEP ID PTTEP ID	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPH 100% PTTEPH 100%
16.	PTTEP Bengara I Company Limited PTTEP Bengara I Company Limited	PTTEPB PTTEPB	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP ID 100% PTTEP ID 100%

[illegible]

¹ เดิมชื่อ PTTEP Myanmar Limited
Formerly, PTTEP Myanmar Limited

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว	ราคาต่อหุ้น	ชนิดของหุ้น	ผู้ถือหุ้น
No.	Company Name	Abbreviation	Number of Shares Sold	Share Price	Share Type	Shareholders
30.	PTTEP Australasia Pty Ltd	PTTEP AA	409,895,440 หุ้น	ราคาแตกต่างกัน ² (ราคาเฉลี่ย 0.4895 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย)	หุ้นสามัญ	PTTEP AB 100%
			40,000,000 หุ้น	0.4957 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้นบุริมสิทธิ	
			1,575,000 หุ้น	0.4895 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้น B ³	
	PTTEP Australasia Pty Ltd	PTTEP AA	409,895,440	various price ² (avg. 0.4895 AUD)	ordinary share	PTTEP AB 100%
			40,000,000	0.4957 AUD	preference share	
			1,575,000	0.4895 AUD	Class B share ³	
31.	PTTEP Australasia (Finance) Pty Ltd	PTTEP AAF	1 หุ้น	1 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้นสามัญ	PTTEP AA 100%
	PTTEP Australasia (Finance) Pty Ltd	PTTEP AAF	1	1 AUD	ordinary share	PTTEP AA 100%
32.	PTTEP Australasia (Petroleum) Pty Ltd	PTTEP AAP	10 หุ้น	1 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้นสามัญ	PTTEP AA 100%
	PTTEP Australasia (Petroleum) Pty Ltd	PTTEP AAP	10	1 AUD	ordinary share	PTTEP AA 100%
33.	Tullian Pty Ltd	PTTEP AAT	1 หุ้น	1 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้นสามัญ	PTTEP AAF 100%
	Tullian Pty Ltd	PTTEP AAT	1	1 AUD	ordinary share	PTTEP AAF 100%
34.	PTTEP Australasia (Operations) Pty Ltd	PTTEP AAO	106,686,517 หุ้น	0.20 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้นสามัญ	PTTEP AAF 100%
	PTTEP Australasia (Operations) Pty Ltd	PTTEP AAO	106,686,517	0.20 AUD	ordinary share	PTTEP AAF 100%
35.	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	PTTEP AAA	1,700,000 หุ้น	2 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้นสามัญ	PTTEP AAO 100%
	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	PTTEP AAA	1,700,000	2 AUD	ordinary share	PTTEP AAO 100%
36.	PTTEP Australasia (Staff) Pty Ltd	PTTEP AAS	10 หุ้น	1 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย	หุ้นสามัญ	PTTEP AAO 100%
	PTTEP Australasia (Staff) Pty Ltd	PTTEP AAS	10	1 AUD	ordinary share	PTTEP AAO 100%

² คิดเป็นมูลค่า 200,631,256.48 ดอลลาร์ออสเตรเลีย (รวมกับหุ้นบุริมสิทธิมูลค่า 19,826,452.31 ดอลลาร์ออสเตรเลีย และหุ้น B มูลค่า 770,914.25 ดอลลาร์ออสเตรเลีย จะมีมูลค่าหุ้นรวมเป็นเงินทั้งสิ้น 221,288,623.04 ดอลลาร์ออสเตรเลีย)

Total amount equals 200,631,256.48 AUD (plus 19,826,452.31 AUD for the preference shares and 770,914.25 AUD for the Class B shares = total 221,288,623.04 AUD).

³ หุ้นบริษัทประเภทหนึ่งที่ถูกออกให้สำหรับพนักงานในโครงการ Employee Share Option Plan (ESOP) ซึ่งต่อมา PTTEP AB ได้รับซื้อไว้ทั้งหมด

A type of share issued to employees under an Employee Share Option Plan, which was subsequently acquired by PTTEP AB.

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว	ราคาต่อหุ้น	ชนิดของหุ้น	ผู้ถือหุ้น
No.	Company Name	Abbreviation	Number of Shares Sold	Share Price	Share Type	Shareholders
37.	PTTEP Australia Timor Sea Pty Ltd	PTTEP AT	50 หุ้น	ไม่มีกำหนด Par Value ⁴ (ราคาเฉลี่ย 827,048.78 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย)	หุ้นสามัญ	PTTEP AB 100%
	PTTEP Australia Timor Sea Pty Ltd	PTTEP AT	50	no par value ⁴ (avg. 827,048.78 AUD)	ordinary share	PTTEP AB 100%
38.	PTTEP FLNG Holding Company Limited	PTTEP FH	10,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ฮ่องกง	หุ้นสามัญ	PTTEP IH 100%
	PTTEP FLNG Holding Company Limited	PTTEP FH	10,000	1 HKD	ordinary share	PTTEP IH 100%
39.	JV Shore Base Limited ⁵	JV Shore Base	50,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ สรอ.	หุ้นสามัญ	PTTEP IH 100%
	JV Shore Base Limited ⁵	JV Shore Base	50,000	1 USD	ordinary share	PTTEP IH 100%
40.	PTTEP Netherland Holding Limited	PTTEP NL	50,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ สรอ.	หุ้นสามัญ	PTTEP IH 100%
	PTTEP Netherland Holding Limited	PTTEP NL	50,000	1 USD	ordinary share	PTTEP IH 100%
41.	JV Marine Limited	JV Marine	50,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ สรอ.	หุ้นสามัญ	PTTEP IH 100%
	JV Marine Limited	JV Marine	50,000	1 USD	ordinary share	PTTEP IH 100%
42.	PTTEP South Mandar Limited	PTTEP SMD	50,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ สรอ.	หุ้นสามัญ	PTTEP ID 100%
	PTTEP South Mandar Limited	PTTEP SMD	50,000	1 USD	ordinary share	PTTEP ID 100%
43.	PTTEP South Sageri Limited	PTTEP SS	50,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ สรอ.	หุ้นสามัญ	PTTEP ID 100%
	PTTEP South Sageri Limited	PTTEP SS	50,000	1 USD	ordinary share	PTTEP ID 100%
44.	PTTEP Sadang Limited	PTTEP SD	50,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ สรอ.	หุ้นสามัญ	PTTEP ID 100%
	PTTEP Sadang Limited	PTTEP SD	50,000	1 USD	ordinary share	PTTEP ID 100%
45.	PTTEP Malunda Limited	PTTEP ML	50,000 หุ้น	1 ดอลลาร์ สรอ.	หุ้นสามัญ	PTTEP ID 100%
	PTTEP Malunda Limited	PTTEP ML	50,000	1 USD	ordinary share	PTTEP ID 100%
46.	PTTEP Netherlands Coöperatie U.A.	PTTEP NC	⁻⁶	-	-	PTTEP IH 0.00005% PTTEP NL 99.99995%
	PTTEP Netherlands Coöperatie U.A.	PTTEP NC	⁻⁶	-	-	PTTEP IH 0.00005% PTTEP NL 99.99995%
47.	PTTEP Canada Limited	PTTEP CA	1,017,891,500 หุ้น	1 ดอลลาร์แคนาดา	หุ้นสามัญ	PTTEP NC 100%
	PTTEP Canada Limited	PTTEP CA	1,017,891,500	1 CAD	ordinary share	PTTEP NC 100%

⁴ PTTEP AB เข้าซื้อหุ้น PTTEP AT ทั้งหมด 50 หุ้น คิดเป็นมูลค่า 41,352,439 ดอลลาร์ออสเตรเลีย

PTTEP AB acquired PTTEP AT's 50 shares, for a total amount of 41,352,439 AUD.

⁵ เดิมชื่อ PTTEP Brazil Holding Limited

Formerly, PTTEP Brazil Holding Limited

⁶ PTTEP NC มี Member Contribution เป็นเงินจำนวน 1,000,050,000 ดอลลาร์ สรอ.

PTTEP NC has total amount of Member Contribution of 1,000,050,000 USD.

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว	ราคาต่อหุ้น	ชนิดของหุ้น	ผู้ถือหุ้น
No.	Company Name	Abbreviation	Number of Shares Sold	Share Price	Share Type	Shareholders
ธุรกิจบริการ / Service Business						
48.	บริษัท พีทีทีอีพี เซอร์วิส จำกัด (ให้บริการสนับสนุนบุคลากร) PTTEP Services Limited (Personnel Services Support)	พีทีทีอีพี เซอร์วิส PTTEP Services	100,000 หุ้น 100,000	10 บาท 10 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ. 25% ปตท.สผ.อ. 75% PTTEP 25% PTTEPI 75%
49.	Andaman Transportation Limited (ลงทุนในท่อขนส่งก๊าซสำหรับโครงการพม่า) Andaman Transportation Limited (Investment in Gas Pipeline for Myanmar Project)	ATL ATL	62,500 หุ้น 62,500	1 ดอลลาร์ สรอ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 80% MOGE 20% ⁷ PTTEPO 80% MOGE 20% ⁷
50.	PTTEP Southwest Vietnam Pipeline Company Limited (ลงทุนในท่อขนส่งก๊าซสำหรับโครงการเวียดนาม) PTTEP Southwest Vietnam Pipeline Company Limited (Investment in Gas Pipeline for Vietnam Project)	PTTEP SVPC PTTEP SVPC	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ สรอ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPH 100% PTTEPH 100%
51.	PTTEP Australia International Finance Pty Ltd (จัดหาเงินทุนเพื่อธุรกิจของ ปตท.สผ.) PTTEP Australia International Finance Pty Ltd (Raise Fund for PTTEP Business)	PTTEP AIF PTTEP AIF	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์ ออสเตรเลีย 1 AUD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP AP 100% PTTEP AP 100%
52.	PTTEP Canada International Finance Limited (จัดหาเงินทุนเพื่อธุรกิจของ ปตท.สผ.) PTTEP Canada International Finance Limited (Raise Fund for PTTEP Business)	PTTEP CIF PTTEP CIF	50,000 หุ้น 50,000	1 ดอลลาร์แคนาดา 1 CAD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP NC 100% PTTEP NC 100%

⁷ Myanmar Oil and Gas Enterprise เข้าถือหุ้นใน ATL เมื่อวันที่ 5 มกราคม 2555
Myanmar Oil and Gas Enterprise holds shares in ATL since January 5, 2012.

หมายเหตุ: PTTEP Merangin Company Limited เลิกบริษัทเมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2554

Remark: PTTEP Merangin Company Limited has dissolved on December 29, 2011.

ข้อมูลบริษัทร่วม

ณ วันที่ 31 มกราคม 2555 ปตท.สผ. มีบริษัทร่วม (รวมถึงนิติบุคคลที่บริษัทถือหุ้นตั้งแต่ร้อยละ 10 ขึ้นไป) ทั้งหมด 17 แห่ง และมีรายชื่อกรรมการของแต่ละบริษัทดังรายละเอียดในหน้า 197-198

Associated Company's Information

As of January 31, 2012, PTTEP has 17 associated companies (including the juristic entity in which the company holds it shares for 10% or above). Details of the directors of each associated company appear on pages 197-198.

ที่ No.	ชื่อบริษัท Company Name	ประเภทธุรกิจ Type of Business	ชื่อย่อ Abbreviation	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว Number of Shares Sold	ราคาต่อหุ้น Share Price	ชนิดของหุ้น Share Type	ผู้ถือหุ้น Shareholders
1.	บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด สำนักงานใหญ่: เลขที่ 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์: 0-2140-1000 โทรสาร: 0-2140-1122 Energy Complex Limited Head Office: 555/1 Energy Complex Building A, Vibhavadi-Rangsit Road, Chatuchak, Chatuchak, Bangkok 10900 Telephone: 66 (0) 2140-1000 Facsimile: 66 (0) 2140-1122	ให้เช่าอสังหาริมทรัพย์ Property Leasing	เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ Energy Complex	180 ล้านหุ้น 180,000,000	10 บาท 10 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ. 50% ปตท. 50% PTTEP 50% PTT 50%
2.	บริษัท พีทีที โกลบอลคอมเพล็กซ์ จำกัด สำนักงานใหญ่: เลขที่ 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 4-5 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์: 0-2537-3456 โทรสาร: 0-2537-2935 PTT ICT Solutions Company Limited Head Office: : 555/1 Energy Complex Building A, floor 4-5, Vibhavadi-Rangsit Road, Chatuchak, Chatuchak, Bangkok 10900 Telephone: 66 (0) 2537- 3456 Facsimile: 66 (0) 2537- 2935	ให้บริการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ และการสื่อสาร Information Technology and Communication Services	พีทีที ไอซีที PTT ICT	15 ล้านหุ้น 15,000,000	10 บาท 10 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ. 20% ปตท. 20% ปตท. โกลบอลเคมีคอล 40% ไทยออยล์ 20% PTTEP 20% PTT 20% PTTGC 40% Thaioil 20%
3.	Carigali - PTTEPI Operating Company Sendirian Berhad สำนักงานใหญ่: Tower 1, Petronas Twin Towers, Kuala Lumpur City Center, 50088, Kuala Lumpur, Malaysia โทรศัพท์: (603) 2782-2555 โทรสาร: (603) 2713-9877 Carigali - PTTEPI Operating Company Sendirian Berhad Head Office: Tower 1, Petronas Twin Towers, Kuala Lumpur City Center, 50088, Kuala Lumpur, Malaysia Telephone: (603) 2782-2555 Facsimile: (603) 2713-9877	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม Petroleum Exploration and Production	CPOC CPOC	350,000 หุ้น 350,000	1 ริงกิตมาเลเซีย 1 MYR	หุ้นสามัญ ordinary share	ปตท.สผ.อ. 50% PCJDA Limited 50% PTTEPI 50% PCJDA Limited 50%

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว	ราคาต่อหุ้น	ชนิดของหุ้น	ผู้ถือหุ้น
No.	Company Name	Type of Business	Abbreviation	Number of Shares Sold	Share Price	Share Type	Shareholders
4.	Moattama Gas Transportation Company สำนักงานใหญ่: No.5 Sacred Tooth Relic Lake Avenue, Punn Pin Gone Quarter No. 5, Mayangon Township, Yangon, Union of Myanmar โทรศัพท์: (951) 650-977, 660-466 โทรสาร: (951) 650-478, 650-479 Moattama Gas Transportation Company Head Office: No.5 Sacred Tooth Relic Lake Avenue, Punn Pin Gone Quarter No. 5, Mayangon Township, Yangon, Union of Myanmar Telephone: (951) 650-977, 660-466 Facsimile: (951) 650-478, 650-479	ท่อขนส่งก๊าซในพม่า Gas Pipeline in Union of Myanmar	MGTC MGTC	1,000,000 หุ้น 1,000,000	0.03 ดอลลาร์ สหรัฐ. 0.03 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 25.5% Unocal Myanmar Offshore 28.2625% Total E&P Myanmar 31.2375% MOGE 15% PTTEPO 25.5% Unocal Myanmar Offshore 28.2625% Total E&P Myanmar 31.2375% MOGE 15%
5.	Taninthayi Pipeline Company LLC สำนักงานใหญ่: 16 Shwe Taung Kyar Bahan, Yangon, Union of Myanmar โทรศัพท์: (951) 526-411-4 โทรสาร: (951) 525-698 Taninthayi Pipeline Company LLC Head Office: 16 Shwe Taung Kyar Bahan, Yangon, Union of Myanmar Telephone: (951) 526-411-4 Facsimile: (951) 525-698	ท่อขนส่งก๊าซในพม่า Gas Pipeline in Union of Myanmar	TPC TPC	100,000 หุ้น 100,000	1 ดอลลาร์ สหรัฐ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 19.31784% Petronas Carigali Myanmar (Hong Kong) Ltd 40.91018% MOGE 20.45414% Nippon Oil Exploration (Myanmar) Ltd 19.31784% PTTEPO 19.31784% Petronas Carigali Myanmar (Hong Kong) Ltd 40.91018% MOGE 20.45414% Nippon Oil Exploration (Myanmar) Ltd 19.31784%
6.	บริษัท บี 8/32 พาร์ทเนอร์ จำกัด สำนักงานใหญ่: 19 อาคารไทยพาณิชย์ ปาร์ค พลาซ่า ซีเอสดี อาคาร 3 ชั้น 5 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์: 0-2545-5555 โทรสาร: 0-2545-5554 B 8/32 Partners Limited Head Office: 19 Siam Commercial Bank Park Plaza, East 3 rd Building, 5 th floor, Ratchadapisek Road, Chatuchak, Bangkok, 10900 Telephone: 66 (0) 2545-5555 Facsimile: 66 (0) 2545-5554	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม Petroleum Exploration and Production	บี 8/32 พาร์ทเนอร์ B 8/32 Partners	110,000 หุ้น 110,000	100 บาท 100 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEPO 25.0009% MOECOI 16.7064% KrisEnergy 4.6346% Chevron 53.6581% PTTEPO 25.0009% MOECOI 16.7064% KrisEnergy 4.6346% Chevron 53.6581%

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว	ราคาต่อหุ้น	ชนิดของหุ้น	ผู้ถือหุ้น
No.	Company Name	Type of Business	Abbreviation	Number of Shares Sold	Share Price	Share Type	Shareholders
7.	Hoang Long Joint Operating Company สำนักงานใหญ่: Suite 2001, Me Linh Point Tower, 2 Ngo Duc Ke Street, District 1, Ho Chi Mihn City, S.R. Vietnam โทรศัพท์: (848) 3829-9359 โทรสาร: (848) 3822-6106 Hoang Long Joint Operating Company Head Office: Suite 2001, Me Linh Point Tower, 2 Ngo Duc Ke Street, District 1, Ho Chi Mihn City, S.R. Vietnam Telephone: (848) 3829-9359 Facsimile: (848) 3822-6106	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม Petroleum Exploration and Production	HL JOC HL JOC	-* -*	- -	- -	PTTEP HL 28.5% PVEP 41% SOCO 28.50% OPECO 2.0% PTTEP HL 28.5% PVEP 41% SOCO 28.50% OPECO 2.0%
8.	Hoan-Vu Joint Operating Company สำนักงานใหญ่: Suite 2006, Me Linh Point Tower, 2 Ngo Duc Ke Street, District 1, Ho Chi Mihn City, S.R. Vietnam โทรศัพท์: (848) 3823-9525 โทรสาร: (848) 3823-9526 Hoan-Vu Joint Operating Company Head Office: Suite 2006, Me Linh Point Tower, 2 Ngo Duc Ke Street, District 1, Ho Chi Mihn City, S.R. Vietnam Telephone: (848) 3823-9525 Facsimile: (848) 3823-9526	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม Petroleum Exploration and Production	HV JOC HV JOC	-* -*	- -	- -	PTTEP HV 25% PVEP 50% SOCO 25% PTTEP HV 25% PVEP 50% SOCO 25%
9.	Shoreair Pty Limited สำนักงานใหญ่: Level 1, 40 Cavenagh St, Darwin, Northern Territory, Australia โทรศัพท์: (61) 8-8922-0930 โทรสาร: (61) 8-8922-0910 Shoreair Pty Limited Head Office: Level 1, 40 Cavenagh St, Darwin, Northern Territory, Australia Telephone: (61) 8-8922-0930 Facimile: (61) 8-8922-0910	ฐานปฏิบัติการทางเดินอากาศ Operation of Air Base	- -	600 หุ้น 600	1 ดอลลาร์ออสเตรเลีย 1 AUD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP AAO 50% Arthur Hamilton 41.667% Alex Wood 8.333% PTTEP AAO 50% Arthur Hamilton 41.667% Alex Wood 8.333%
10.	Troughton Island Pty Ltd สำนักงานใหญ่: Level 1, 40 Cavenagh St, Darwin, Northern Territory, Australia โทรศัพท์: (61) 8-8922-0930 โทรสาร: (61) 8-8922-0910 Troughton Island Pty Ltd Head Office: Level 1, 40 Cavenagh St, Darwin, Northern Territory, Australia Telephone: (61) 8-8922-0930 Facimile: (61) 8-8922-0910	ฐานปฏิบัติการทางเดินอากาศสำรวจ Operation of Air Base	- -	100 หุ้น 100	1 ดอลลาร์ออสเตรเลีย 1 AUD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP AAO 50% Arthur Hamilton 44% Alex Wood 6% PTTEP AAO 50% Arthur Hamilton 44% Alex Wood 6%

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว	ราคาต่อหุ้น	ชนิดของหุ้น	ผู้ถือหุ้น
No.	Company Name	Type of Business	Abbreviation	Number of Shares Sold	Share Price	Share Type	Shareholders
11.	Groupement Bir Seba สำนักงานใหญ่: Lot No.1, Lotissement Belle Vue-Hydra, Algiers, Algeria โทรศัพท์: (213) 2194-5325 / 26 / 27 โทรสาร: (213) 2194-5320 / 22 Groupement Bir Seba Head Office: Lot No.1, Lotissement Belle Vue-Hydra, Algiers, Algeria Telephone: (213) 2194-5325 / 26 / 27 Facsimile: (213) 2194-5320 / 22	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม Petroleum Exploration and Production	GBRS GBRS	- ⁸ -	- -	- -	PTTEP AG 35% PVEP 40% Sonatrach 25% PTTEP AG 35% PVEP 40% Sonatrach 25%
12.	PTT FLNG Limited สำนักงานใหญ่: 1401 Hutchison House, 10 Harcourt Road, Hong Kong โทรศัพท์: (852) 2846-1888 โทรสาร: (852) 2845-0476 PTT FLNG Limited Head Office: 1401 Hutchison House, 10 Harcourt Road, Hong Kong Telephone: (852) 2846 1888 Facimile: (852) 2845 0476	ผลิตและจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม Manufacture/Production/Trading of Oil/Gas/Other Energy Supply	PTT FLNG PTT FLNG	1,000 หุ้น 1,000	10 ดอลลาร์ ฮ่องกง 10 HKD	หุ้นสามัญ ordinary share	PTTEP FH 50% PTT International (Singapore) Company Pte. Ltd. 50% PTTEP FH 50% PTT International (Singapore) Company Pte. Ltd. 50%
13.	Erawan 2 FSO Bahamas Ltd. สำนักงานใหญ่: Ocean Centre, Montagu Foreshore, East Bay Street, Nassau, New Providence, Bahamas P.O. Box SS-19084, Nassau, New Providence, Bahamas โทรศัพท์: - โทรสาร: - Erawan 2 FSO Bahamas Ltd. Head Office: Ocean Centre, Montagu Foreshore, East Bay Street, Nassau, New Providence, Bahamas P.O. Box SS-19084, Nassau, New Providence, Bahamas. Telephone: - Facsimile: -	ให้เช่าเรือเก็บเก็บคอนเดนเสท Lease of FSO	Erawan 2 FSO Bahamas Erawan 2 FSO Bahamas	100 หุ้น 100	1 ดอลลาร์ สรอ. 1 USD	หุ้นสามัญ ordinary share	Chevron Global Energy Inc. 65.91% JV marine Ltd. 13.11% MOECO 20.98% Chevron Global Energy Inc. 65.91% JV marine Ltd. 13.11% MOECO 20.98%

⁸ ไม่มีการออกหุ้น แต่สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทเป็นไปตามสัดส่วนการถือแปลงสัมปทาน
No share issued. Percentage of shareholding is subject to participation interest of the concession.

ที่ No.	ชื่อบริษัท Company Name	ประเภทธุรกิจ Type of Business	ชื่อย่อ Abbreviation	จำนวนหุ้นที่ จำหน่ายได้แล้ว Number of Shares Sold	ราคาต่อหุ้น Share Price	ชนิดของหุ้น Share Type	ผู้ถือหุ้น Shareholders
14.	KKD Oil Sands Partnership ⁹ สำนักงานใหญ่: Suite 3600, 308 - 4 th Ave S.W., Calgary, Alberta T2P 0H7, Canada โทรศัพท์: (403) 234-0123 โทรสาร: (403) 234-0103 KKD Oil Sands Partnership ⁹ Head Office: Suite 3600, 308 - 4 th Ave S.W., Calgary, Alberta T2P 0H7, Canada Telephone: (403) 234-0123 Facsimile: (403) 234-0103	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม Petroleum Exploration and Production	KKD Oil Sands KKD Oil Sands	1,570,000 หุ้น 1,570,000	ไม่มีกำหนด Par Value No par value	หุ้น (ของห้าง หุ้นส่วน) partnership unit	Statoil Canada Ltd. 60% PTTEP CA 40% (เป็นหุ้นส่วนของ ห้างหุ้นส่วน) Statoil Canada Ltd. 60% PTTEP CA 40% (unit of partnership)
15.	Leismer Aerodrome Limited สำนักงานใหญ่: Suite 3600, 308 - 4 th Ave S.W., Calgary, Alberta T2P 0H7, Canada โทรศัพท์: (403) 234-0123 โทรสาร: (403) 234-0103 Leismer Aerodrome Limited Head Office: Suite 3600, 308 - 4 th Ave S.W., Calgary, Alberta T2P 0H7, Canada Telephone: (403) 234-0123 Facsimile: (403) 234-0103	ให้บริการการเดินทางทางอากาศ Operation of Air Base	LAL LAL	200 หุ้น 200	ไม่มีกำหนด Par Value No par value	หุ้นสามัญ ordinary share	Statoil Canada Ltd. 60% PTTEP CA 40% Statoil Canada Ltd. 60% PTTEP CA 40%
16.	บริษัท เอ็นเอสที ซัพพลาย เบส จำกัด สำนักงานใหญ่: 19 อาคารไทยพาณิชย์ ปาร์ค พลาซ่า อีสต์ ชั้น 5 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์: 66 (0) 2545-5555 โทรสาร: 66 (0) 2545-5454 NST Supply Base Co., Ltd. Head Office: 19 SCB Park Plaza, Tower East 5 th Floor, Ratchadapisek Rd., Khwaeng Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Telephone: 66 (0) 2545-5555 Facsimile: 66 (0) 2545-5454	ฐานสนับสนุนการปฏิบัติการ ปิโตรเลียม ท่าเรือ และคลังสินค้า Petroleum Supply Base, Port and Warehouse	NST Supply Base NST Supply Base	1,000,000 ¹⁰ หุ้น 1,000,000 ¹⁰	1,000 บาท 1,000 Baht	หุ้นสามัญ ordinary share	บริษัท เชฟรอนประเทศไทย สำรวจและผลิต จำกัด 62.86% MOECO 20.58% JV Shore Base 15.67% บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี อินเตอร์เนชันแนล (ประเทศไทย) โฮลดิ้ง 0.56% บริษัท พลังโกลด์ จำกัด 0.33% Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. 62.86% MOECO 20.58% JV Shore Base 15.67% KrisEnergy International (Thailand) Holdings Ltd. 0.56% Palang Sophon Limited 0.33%
17.	Asia Pacific Marine Service (EF) B.V. สำนักงานใหญ่: Naritaweg 165 Telestone 8, Amsterdam, The Netherlands โทรศัพท์: - โทรสาร: - Asia Pacific Marine Service (EF) B.V. Head Office: Naritaweg 165 Telestone 8, Amsterdam, The Netherlands Telephone: - Facsimile: -	ให้เช่าเรือกักเก็บคอนเดนเสท Lease of FSO	Asia Pacific Marine Services Asia Pacific Marine Services	18,000 หุ้น 18,000	1 ยูโร 1 EUR	หุ้นสามัญ ordinary share	Erawan 2 FSO Bahamas 100% Erawan 2 FSO Bahamas Ltd. 100%

⁹ เดิมชื่อ Statoil Canada Partnership

Formerly, Statoil Canada Partnership

¹⁰ เพิ่มทุนเป็น 1,000,000,000 บาท เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2555

Increased capital to 1,000,000,000 baht on February 3, 2012

บุคคลอ้างอิง

(1) **นายทะเบียนหลักทรัพย์**
 ชื่อ บริษัท ศูนย์รับฝากหลักทรัพย์ (ประเทศไทย) จำกัด
 ที่อยู่ 62 อาคารตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย
 ถนนรัชดาภิเษก แขวงคลองเตย เขตคลองเตย
 กรุงเทพฯ 10110
 โทรศัพท์ 0-2229-2800
 TSD Call Center 0-2229-2888
 โทรสาร 0-2654-5427
 อีเมล TSDCallCenter@set.or.th
 เว็บไซต์ http://www.tsd.co.th

(2) **นายทะเบียนหุ้นกู้**
 (2.1) สำหรับหุ้นกู้สกุลบาททั้งหมด: หุ้นกู้
 2,500 ล้านบาท ออกขายเดือนมีนาคม 2546
 หุ้นกู้ 6,500 ล้านบาท ออกขายเดือนมิถุนายน
 2550 และหุ้นกู้ 40,000 ล้านบาท
 ออกขายเดือนพฤษภาคม 2552

ชื่อ ธนาคารทหารไทย จำกัด (มหาชน)
 ที่ตั้ง 393 ถนนสีลม บางรัก กรุงเทพฯ 10500
 โทรศัพท์ 0-2230-6061 0-2230-6203 0-2230-5487
 โทรสาร 0-2266-8150

(2.2) สำหรับหุ้นกู้ 500 ล้านดอลลาร์ สรอ.
 ออกขายเดือนกรกฎาคม 2553

ชื่อ The Bank of New York Mellon
 หน่วยงาน Global Corporate Trust
 ที่ตั้ง One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
 Singapore 039192
 โทรศัพท์ +65-6432-0355
 โทรสาร +65-6883-0338

(2.3) สำหรับหุ้นกู้ 200 ล้านดอลลาร์ สรอ.
 ออกขายเดือนสิงหาคม 2553

ชื่อ ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน)
 ที่ตั้ง 333 ถนนสีลม กรุงเทพฯ 10500
 โทรศัพท์ 0-2230-2971
 โทรสาร 0-2626-4545-6

References

(1) **Share Registrar**
 Name Thailand Securities Depository Company Limited
 Address 62 The Stock Exchange of Thailand Building,
 Rachadapisek Road, Klongtoey, Bangkok 10110,
 Thailand
 Telephone 66 (0) 2229-2800
 TSD Call Center 66 (0) 2229-2888
 Facsimile 66 (0) 2654-5427
 Email TSDCallCenter@set.or.th
 Website http://www.tsd.co.th

(2) **Registrar for Baht Debentures:**
 (2.1) For 2,500 Million Baht Bonds
 issued in March 2003; 6,500 Million Baht
 Bonds issued in June 2007; 40,000
 Million Baht Bonds issued in May 2009

Name Thai Military Bank Public Company Limited
 Address 393 Silom Road, Bangrak, Bangkok 10500,
 Thailand
 Telephone 66 (0) 2230-6061, (0) 2230-6203, (0) 2230-5487
 Facsimile 66 (0) 2266-8150

(2.2) For 500 Million USD Bonds issued
 in July 2010

Name The Bank of New York Mellon
 Division Global Corporate Trust
 Address One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
 Singapore 039192

Telephone +65-6432-0355
 Facsimile +65-6883-0338

(2.3) For 200 Million USD Bonds issued
 in August 2010

Name Bangkok Bank Public Company Limited
 Address 333 Silom Road, Bangrak, Bangkok 10500,
 Thailand

Telephone 66 (0) 2230-2971
 Facsimile 66 (0) 2626-4545-6

**(2.4) สำหรับหุ้นกู้ 700 ล้านดอลลาร์ สรอ.
ออกขายเดือนเมษายน 2554**

ชื่อ The Bank of New York Mellon
หน่วยงาน Global Corporate Trust
ที่ตั้ง One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
Singapore 039192
โทรศัพท์ +65-6432-0355
โทรสาร +65-6883-0338

**(3) ผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้
(3.1) สำหรับหุ้นกู้ 6,500 ล้านบาท**

ออกขายเดือนมิถุนายน 2550
ชื่อ ธนาคารกสิกรไทย จำกัด (มหาชน)
หน่วยงาน งานผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ ฝ่ายบริการธุรกิจหลักทรัพย์ ชั้น 11
ที่ตั้ง 400/22 อาคารธนาคารกสิกรไทย
ถนนพหลโยธิน แขวงสามเสนใน เขตพญาไท
กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0-2470-1986
โทรสาร 0-2470-3684

**(3.2) สำหรับหุ้นกู้ 40,000 ล้านบาท
ออกขายเดือนพฤษภาคม 2552**

ชื่อ ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน)
ที่ตั้ง ชั้น 3 อาคาร 2 ถนนเพชรบุรี แขวงมักกะสัน เขตราชเทวี
กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0-2256-2316
โทรสาร 0-2256-2401-4

**(3.3) สำหรับหุ้นกู้ 500 ล้านดอลลาร์ สรอ.
ออกขายเดือนกรกฎาคม 2553**

ชื่อ The Bank of New York Mellon
หน่วยงาน Global Corporate Trust
ที่ตั้ง One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
Singapore 039192
โทรศัพท์ +65-6432-0355
โทรสาร +65-6883-0338

**(3.4) สำหรับหุ้นกู้ 200 ล้านดอลลาร์ สรอ.
ออกขายเดือนสิงหาคม 2553**

ชื่อ ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน)
ที่ตั้ง 333 ถนนสีลม กรุงเทพฯ 10500
โทรศัพท์ 0-2230-2971
โทรสาร 0-2626-4545-6

**(2.4) For 700 Million USD Bonds issued
in April 2011**

Name The Bank of New York Mellon
Division Global Corporate Trust
Address One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
Singapore 039192
Telephone +65-6432-0355
Facsimile +65-6883-0338

**(3) Bondholder's Representative
(3.1) For 6,500 Million Baht Bonds
issued in June 2007**

Name Kasikornbank Public Company Limited
Address 11th Floor, 400/22 Kasikornbank Building,
Phahonyothin Road Samsen-Nai, Phayathai,
Bangkok 10400, Thailand
Telephone 66 (0) 2470-1986
Facsimile 66 (0) 2470-3684

**(3.2) For 40,000 Million Baht Bonds
issued in May 2009**

Name Siam Commercial Bank Public Company
Limited
Address 3rd Floor, Building 2, Petchburi Road, Rajthevee,
Makkasan, Bangkok 10400, Thailand
Telephone 66 (0) 2256-2316
Facsimile 66 (0) 2256-2401-4

**(3.3) For Trustee of 500 Million USD
Bonds issued in July 2010**

Name The Bank of New York Mellon
Division Global Corporate Trust
Address One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
Singapore 039192
Telephone +65-6432-0355
Facsimile +65-6883-0338

**(3.4) For Noteholders' Representative
of 200 Million USD Bonds issued in
August 2010**

Name Bangkok Bank Public Company Limited
Address 333 Silom Road, Bangrak, Bangkok 10500,
Thailand
Telephone 66 (0) 2230-2971
Facsimile 66 (0) 2626-4545-6

**(3.5) สำหรับหุ้นกู้ 700 ล้านดอลลาร์ สรอ.
ออกขายเดือนเมษายน 2554**

ชื่อ The Bank of New York Mellon
หน่วยงาน Global Corporate Trust
ที่ตั้ง One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
Singapore 039192
โทรศัพท์ +65-6432-0355
โทรสาร +65-6883-0338

**(3.5) for Trustee of 700 Million USD
Bonds issued in April 2011**

Name The Bank of New York Mellon
Division Global Corporate Trust
Address One Temasek Avenue, #03-01 Millenia Tower,
Singapore 039192
Telephone +65-6432-0355
Facsimile +65-6883-0338

**(4) Facility Agent สำหรับเงินกู้ 500 ล้านดอลลาร์
สรอ. ทำสัญญาเมื่อเดือนพฤศจิกายน 2553**

ชื่อ The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd.
ที่ตั้ง 10/F., AIA Central, 1 Connaught Road, Central,
Hong Kong
โทรศัพท์ +852-2823-6666
โทรสาร +852-2823-6686

**(4) Facility Agent for 500 Million USD Loan
Agreement dated in November 2010**

Name The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd.
Address 10/F., AIA Central, 1 Connaught Road, Central,
Hong Kong
Telephone +852-2823-6666
Facsimile +852-2823-6686

**(5) Cross Currency and Interest Rate Swap
Counter Party
(5.1) Cross Currency Swap Counter Party
สำหรับเงินกู้ ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)
จำนวน 10,000 ล้านบาท**

ชื่อ ธนาคารกรุงไทย จำกัด(มหาชน)
หน่วยงาน ฝ่ายธุรกิจตลาดทุน
ที่ตั้ง 400/22 ถนนพหลโยธิน แขวงสามเสนใน
เขตพญาไท กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0-2470-2020
โทรสาร 0-2470-3065
ชื่อ ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)
หน่วยงาน ฝ่ายบริหารเงิน
ที่ตั้ง อาคาร 1 (นานาเหนือ) ชั้น 5 เลขที่ 35 ถนนสุขุมวิท
แขวงคลองเตยเหนือ เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110
โทรศัพท์ 0-2208-4815
โทรสาร 0-2256-8398

**(5) Cross Currency and Interest Rate
Swap Counter Party
(5.1) Cross Currency Swap Counter
Party for 10,000 Million Baht Loan from
Krung Thai Bank Public Company Limited**

Name Kasikornbank Public Company Limited
Division Capital Markets Business
Address 400/22 Phahonyothin Road, Samsen-Nai,
Phayathai, Bangkok 10400, Thailand
Telephone 66 (0) 2470-2020
Facsimile 66 (0) 2470-3065
Name Krung Thai Bank Public Company Limited
Division Corporate Sales, Treasury
Address Building 1 (Nana Nue), 5th Floor, 35 Sukhumvit
Road, North Klongtoey, Bangkok 10110, Thailand
Telephone 66 (0) 2208-4815
Facsimile 66 (0) 2256-8398

**(5.2) Cross Currency and Interest Rate
Swap Counter Party สำหรับหุ้นกู้ 2,500
ล้านบาท ออกขายเดือนมีนาคม 2546**

ชื่อ ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)
หน่วยงาน ฝ่ายธุรกิจตลาดทุน
ที่ตั้ง เลขที่ 400/22 ถนนพหลโยธิน แขวงสามเสนใน
เขตพญาไท กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0-2470-2020
โทรสาร 0-2470-3065

**(5.2) Cross Currency and Interest Rate
Swap Counter Party for 2,500 Million
Baht Bonds issued in March 2003**

Name Kasikornbank Public Company Limited
Division Capital Markets Business
Address 400/22 Phahonyothin Road, Samsen-Nai,
Phayathai, Bangkok 10400, Thailand
Telephone 66 (0) 2470-2020
Facsimile 66 (0) 2470-3065

**(5.3) Cross Currency Swap Counter Party
สำหรับหุ้นกู้ 3,500 ล้านบาท
ออกขายเดือนมิถุนายน 2550**

ชื่อ ธนาคารซิตี้แบงก์ สาขากรุงเทพฯ
หน่วยงาน Corporate Sales and Structuring
ที่ตั้ง อาคาร Interchange 21 เลขที่ 399 ถนนสุขุมวิท
แขวงคลองเตยเหนือ เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110
โทรศัพท์ 0-2788-2822
โทรสาร 0-2788-4825-8

**(5.4) Cross Currency Swap Counter Party
สำหรับหุ้นกู้ 5,000 ล้านบาท
ออกขายเดือนพฤษภาคม 2552**

ชื่อ ธนาคารดอยช์แบงก์ สาขากรุงเทพฯ
หน่วยงาน Corporate Treasury Sales
ที่ตั้ง เลขที่ 63 อาคารแอดมินิ ทาวเวอร์ ชั้น 27-29
ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330
โทรศัพท์ 0-2646-5139
โทรสาร 0-2651-5892

**(5.5) Cross Currency Swap Counter Party
สำหรับหุ้นกู้ 11,700 ล้านบาท
ออกขายเดือนพฤษภาคม 2552**

ชื่อ ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน)
หน่วยงาน สายธุรกิจขนาดใหญ่ 4 กลุ่มธุรกิจขนาดใหญ่
ที่ตั้ง ชั้น 8 โซนบี เลขที่ 9 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ 0-2544-2483
โทรสาร 0-2937-704

ชื่อ ธนาคารกสิกรไทย จำกัด (มหาชน)
หน่วยงาน ฝ่ายธุรกิจตลาดทุน
ที่ตั้ง เลขที่ 400/22 ถนนพหลโยธิน แขวงสามเสนใน
เขตพญาไท กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0-2470-2020
โทรสาร 0-2470-3065

ชื่อ ธนาคารดอยช์แบงก์ สาขากรุงเทพฯ
หน่วยงาน Corporate Treasury Sales
ที่ตั้ง เลขที่ 63 อาคารแอดมินิ ทาวเวอร์ ชั้น 27-29
ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330
โทรศัพท์ 0-2646-5139
โทรสาร 0-2651-5892

**(5.3) Cross Currency Swap Counter
Party for 3,500 Million Baht Bonds
issued in June 2007**

Name CITIBANK, N.A. Bangkok Branch
Division Corporate Sales and Structuring
Address Interchange 21 Bldg., 399 Sukhumvit Road,
Klongtoey Nua, Wattana, Bangkok 10110, Thailand
Telephone 66 (0) 2788-2822
Facsimile 66 (0) 2788-4825-8

**(5.4) Cross Currency Swap Counter
Party for 5,000 Million Baht Bonds
issued in May 2009**

Name DEUTSCHE BANK AG, Bangkok Branch
Division Corporate Treasury Sales
Address 63 Athenee Tower, 27-29 Floor, Wireless Road,
Lumpini, Pathumwan, Bangkok 10330, Thailand
Telephone 66 (0) 2646-5139
Facsimile 66 (0) 2651-5892

**(5.5) Cross Currency Swap Counter
Party for 11,700 Million Baht Bonds
issued in May 2009**

Name Siam Commercial Bank Public Company Limited
Division Corporate Banking Division 4, Wholesale Banking Group
Address 8th Floor, Zone B, 9 Ratchadapisek Road,
Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand
Telephone 66 (0) 2544-2483
Facsimile 66 (0) 2937-704

Name Kasikornbank Public Company Limited
Division Capital Markets Business
Address 400/22 Phahonyothin Road, Samsen-Nai,
Phayathai, Bangkok 10400, Thailand
Telephone 66 (0) 2470-2020
Facsimile 66 (0) 2470-3065

Name DEUTSCHE BANK AG, Bangkok Branch
Division Corporate Treasury Sales
Address 63 Athenee Tower, 27-29 Floor, Wireless Road,
Lumpini, Pathumwan, Bangkok 10330, Thailand
Telephone 66 (0) 2646-5139
Facsimile 66 (0) 2651-5892

**(5.6) Cross Currency Swap Counter Party
สำหรับหุ้นกู้ 5,000 ล้านบาท**

ออกขายเดือนพฤษภาคม 2552

ชื่อ	ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)
หน่วยงาน	ฝ่ายธุรกิจตลาดทุน
ที่ตั้ง	เลขที่ 400/22 ถนนพหลโยธิน แขวงสามเสนใน เขตพญาไท กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์	0-2470-2020
โทรสาร	0-2470-3065
ชื่อ	ธนาคารซีทีบีแบงก์ สาขากรุงเทพฯ
หน่วยงาน	Corporate Sales and Structuring
ที่ตั้ง	อาคาร Interchange 21 เลขที่ 399 ถนนสุขุมวิท แขวงคลองเตยเหนือ เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110
โทรศัพท์	0-2788-2822
โทรสาร	0-2788-4825-8
ชื่อ	ธนาคารคิตีบงก์ สาขากรุงเทพฯ
หน่วยงาน	Corporate Treasury Sales
ที่ตั้ง	เลขที่ 63 อาคารเอทีเอ็น ทาวเวอร์ ชั้น 27-29 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330
โทรศัพท์	0-2646-5139
โทรสาร	0-2651-5892

**(5.7) Cross Currency Swap Counter Party
สำหรับหุ้นกู้ 18,300 ล้านบาท**

ออกขายเดือนพฤษภาคม 2552

ชื่อ	ธนาคารคิตีบงก์ สาขากรุงเทพฯ
หน่วยงาน	Corporate Treasury Sales
ที่ตั้ง	เลขที่ 63 อาคารเอทีเอ็น ทาวเวอร์ ชั้น 27-29 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330
โทรศัพท์	0-2646-5139
โทรสาร	0-2651-5892
ชื่อ	ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)
หน่วยงาน	ฝ่ายธุรกิจตลาดทุน
ที่ตั้ง	เลขที่ 400/22 ถนนพหลโยธิน แขวงสามเสนใน เขตพญาไท กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์	0-2470-2020
โทรสาร	0-2470-3065
ชื่อ	ธนาคารซีทีบีแบงก์ สาขากรุงเทพฯ
หน่วยงาน	Corporate Sales and Structuring
ที่ตั้ง	อาคาร Interchange 21 เลขที่ 399 ถนนสุขุมวิท แขวงคลองเตยเหนือ เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110
โทรศัพท์	0-2788-2822
โทรสาร	0-2788-4825-8

**(5.6) Cross Currency Swap Counter
Party for 5,000 Million Baht Bonds
issued in May 2009**

Name	Kasikornbank Public Company Limited
Division	Capital Markets Business Division
Address	400/22 Phahonyothin Road, Samsen-Nai, Phayathai, Bangkok 10400, Thailand
Telephone	66 (0) 2470-2020
Facsimile	66 (0) 2470-3065
Name	CITIBANK, N.A. Bangkok Branch
Division	Corporate Sales and Structuring
Address	Interchange 21 Bldg., 399 Sukhumvit Road, Klongtoey Nua, Wattana, Bangkok 10110, Thailand
Telephone	66 (0) 2788-2822
Facsimile	66 (0) 2788-4825-8
Name	DEUTSCHE BANK AG, Bangkok Branch
Division	Corporate Treasury Sales
Address	63 Athenee Tower, 27-29 Floor, Wireless Road, Lumpini, Pathumwan, Bangkok 10330, Thailand
Telephone	66 (0) 2646-5139
Facsimile	66 (0) 2651-5892

**(5.7) Cross Currency Swap Counter
Party for 18,300 Million Baht Bonds
issued in May 2009**

Name	DEUTSCHE BANK AG, Bangkok Branch
Division	Corporate Treasury Sales
Address	63 Athenee Tower, 27-29 Floor, Wireless Road, Lumpini, Pathumwan, Bangkok 10330, Thailand
Telephone	66 (0) 2646-5139
Facsimile	66 (0) 2651-5892
Name	Kasikornbank Public Company Limited
Division	Capital Markets Business
Address	400/22 Phahonyothin Road, Samsen-Nai, Phayathai, Bangkok 10400, Thailand
Telephone	66 (0) 2470-2020
Facsimile	66 (0) 2470-3065
Name	CITIBANK, N.A. Bangkok Branch
Division	Corporate Sales and Structuring
Address	Interchange 21 Bldg., 399 Sukhumvit Road, Klongtoey Nua, Wattana, Bangkok 10110, Thailand
Telephone	66 (0) 2788-2822
Facsimile	66 (0) 2788-4825-8

(6) ผู้สอบบัญชี

ชื่อ สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน
ที่ตั้ง ซอยอารีสัมพันธ์ ถนนพระรามที่ 6 เขตพญาไท
กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ 0-2271-8150
โทรสาร 0-2618-5783

(7) ที่ปรึกษาคณะกรรมการบริษัท

ชื่อ นายทองจักร หงส์ดามรงค์
ที่อยู่ 8/48 ประสานมิตรคอนโดมิเนียม สุขุมวิท 23
แขวงคลองเตยเหนือ เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110
โทรศัพท์ 0-2258-4363
โทรสาร -
ชื่อ นางสาวสุคนธ์ กาญจนาลัย
ที่อยู่ 188 ซอย 16 ถนนเทศบาลนิมิตใต้ ประชาานิเวศน์ 1
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ 0-2589-5566
โทรสาร -
ชื่อ นายภูษณ ปรีร์มานิช
ที่อยู่ 1/99 หมู่ที่ 2 ถนนวิภาวดี 60 แขวงตลาดบางเขน
เขตหลักสี่ กรุงเทพฯ 10210
อีเมล Premanode@gmail.com

(8) ที่ปรึกษากฎหมาย

ชื่อ Herbert Smith LLP
ที่อยู่ (1) 23rd Floor, Gloucester Tower, 15 Queen's Road Central,
Hong Kong
โทรศัพท์ +852-2845-6639
โทรสาร +852-2845-9099
ที่อยู่ (2) 1403 อาคารอับดุลราฮิม เฟลส์ เลขที่ 990
ถนนพระราม 4 กรุงเทพฯ 10500
โทรศัพท์ 0-2657-3888
โทรสาร 0-2636-0657
ชื่อ Blakes, Cassels & Greydon LLP
ที่อยู่ 855 - 2nd Street S.W. suit3500, Bankers Hall East
Tower, Calgary AB T2P 4J8, Canada
โทรศัพท์ +403-260-9600
โทรสาร +403-260-9700
ชื่อ Allen Arthur Robinson
ที่อยู่ QV1 250 St Georges Terrace, Perth 6000, Australia
โทรศัพท์ +618-9488-3700
โทรสาร +618-9488-3701
ชื่อ Siam Premier International Law Office Limited
ที่อยู่ อาคารเซ็นทรัลเวิลด์ ชั้น 26 เลขที่ 999/9
ถนนพระราม 1 ปทุมวัน
กรุงเทพฯ 10330
โทรศัพท์ 0-2646-1888
โทรสาร 02-2646-1919

(6) Auditor

Name Office of the Auditor-General of Thailand
Address Soi Areesumpun, Rama VI Road, Phayathai,
Bangkok 10400, Thailand
Telephone 66 (0) 2271-8150
Facsimile 66 (0) 2618-5783

(7) Advisors to the Board of Directors

Name Mr. Tongchat Hongladarom
Address 8/48 Prasanmit Condominium, Sukhumvit 23,
Klongteoy-nua, Wattana, Bangkok 10110, Thailand
Telephone 66 (0) 2258-4363
Facsimile -
Name Ms. Sukon Kanchanalai
Address 188 Soi 16, Tesbanimit Tai Road, Prachanivej I,
Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand
Telephone 66 (0) 2589-5566
Facsimile -
Name Mr. Bhusana Premanode
Address 1/99 Moo 2, Vibhavadi Rangsit Road, Talad
Bangkhen, Lak Si, Bangkok 10210, Thailand
Email Premanode@gmail.com

(8) Legal Advisor

Name Herbert Smith LLP
Address (1) 23rd Floor, Gloucester Tower,
15 Queen's Road Central, Hong Kong
Telephone +852-2845-6639
Facsimile +852-2845-9099
Address (2) 1403 Abdulrahim Place, 990 Rama IV Road,
Bangkok 10500, Thailand
Telephone 66 (0) 2657-3888
Facsimile 66 (0) 2636-0657
Name Blakes, Cassels & Greydon LLP
Address 855 - 2nd Street S.W. suit3500, Bankers Hall
East Tower, Calgary AB T2P 4J8, Canada
Telephone +403-260-9600
Facsimile +403-260-9700
Name Allen Arthur Robinson
Address QV1 250 St Georges Terrace, Perth 6000, Australia
Telephone +618-9488-3700
Facsimile +618-9488-3701
Name Siam Premier International Law Office Limited
Address The Offices at Central World, 26th Floor,
999/9 Rama 1 Road, Pathumwan,
Bangkok 10330, Thailand
Telephone 66 (0) 2646-1888
Facsimile 66 (0) 2646-1919

ภาพรวมการประกอบธุรกิจ

ปตท.สผ. ประกอบธุรกิจหลักด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในและต่างประเทศ โดย ณ วันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2555 ปตท.สผ. บริษัทย่อยและบริษัทร่วมมีโครงการด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจำนวน 41 โครงการ ใน 13 ประเทศ โดยอยู่ในระยะการสำรวจ 19 โครงการ ระยะการพัฒนา 2 โครงการ และระยะการผลิต 20 โครงการ ดังแสดงในหน้า 26-27

นโยบายการแบ่งการดำเนินงานของบริษัทในกลุ่ม

ปตท.สผ. จัดตั้งบริษัทย่อยและ/หรือบริษัทร่วมขึ้นเพื่อดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นหลัก เนื่องจากบริษัทมีการขยายกิจการทั้งในประเทศและต่างประเทศอย่างต่อเนื่อง บริษัทจึงมีความจำเป็นต้องจัดตั้งบริษัทย่อยและ/หรือบริษัทร่วมขึ้นตามภูมิภาคที่เข้าไปลงทุน เพื่อความสะดวก คล่องตัว มีประสิทธิภาพในการดำเนินงาน และเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันกับบริษัทน้ำมันนานาชาติ โดยพิจารณาจากปัจจัยต่างๆ เช่น บทบังคับของกฎหมาย โครงสร้างทางการเงิน ภาษีอากร และการบริหารความเสี่ยง เป็นต้น

สำหรับนโยบายการบริหารบริษัทย่อยนั้น ปตท.สผ. มีนโยบายบริหารบริษัทย่อยในรูปแบบเดียว โดยกำหนดให้บริษัทย่อยมีการดำเนินธุรกิจตามนโยบายและทิศทางกลยุทธ์ของ ปตท.สผ. มีผู้บริหารและพนักงาน ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการหลัก มีการบริหารจัดการและกำกับดูแลอย่างเป็นระบบในลักษณะเดียวกับ ปตท.สผ. ส่วนการบริหารบริษัทร่วม ปตท.สผ. จะแต่งตั้งตัวแทนเข้าไปร่วมประชุมในฐานะผู้ถือหุ้นและ/หรือคณะกรรมการของบริษัทเพื่อร่วมในการตัดสินใจเกี่ยวกับนโยบายและแผนการดำเนินงาน โดยการบริหารจัดการทั้งบริษัทย่อยและบริษัทร่วมของ ปตท.สผ. ยึดถือตามหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. เพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส เป็นธรรม บรรลุผลการดำเนินงานตามเป้าหมายที่วางไว้

โครงสร้างการถือหุ้นของกลุ่ม ปตท.สผ.

ณ วันที่ 31 มกราคม 2555 ปตท.สผ. มีการลงทุนในนิติบุคคลทั้งสิ้น 69 แห่ง แบ่งเป็นบริษัทย่อย 52 แห่ง และบริษัทร่วม 17 แห่ง รายละเอียดข้อมูลของแต่ละบริษัทดังแสดงในหน้า 8-17 และมีโครงสร้างการถือหุ้นของกลุ่ม ปตท.สผ. ดังแสดงไว้ที่หน้า 25

Business Overview

PTTEP's core business is petroleum exploration and production in Thailand and other countries. As of February 2, 2012, the Company had 41 petroleum exploration and production projects in 13 countries. Nineteen projects are currently under the exploration phase, two under the development phase, and 20 under commercial production. Details appear on pages 26-27.

Structuring Policy for PTTEP Group

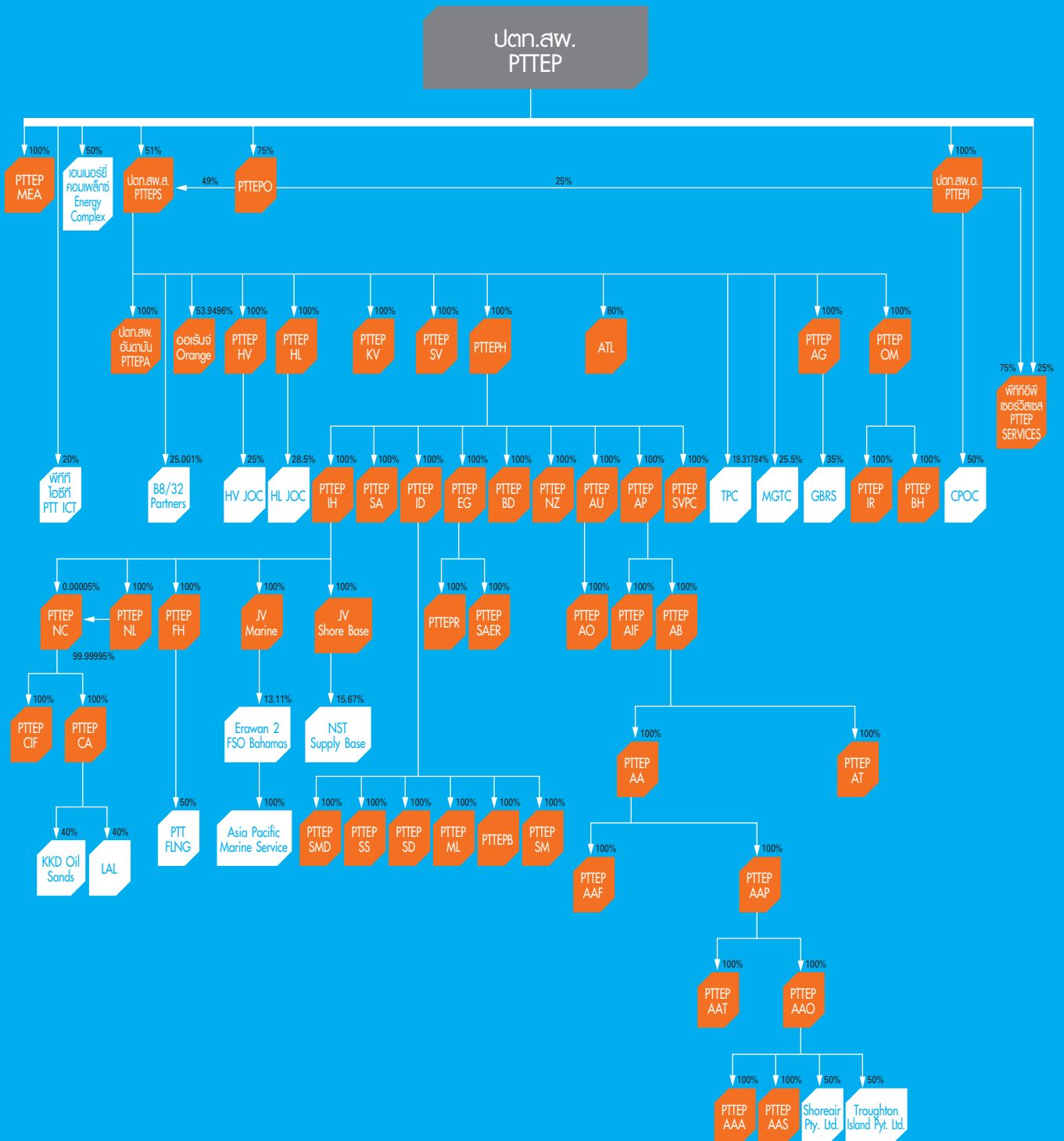
PTTEP established subsidiaries and/or associated companies mainly to conduct its core business. Its continuous expansion in domestic territory and overseas necessitates the establishment of subsidiaries and/or associated companies in the region where the company invests for flexible, efficient business operations and competitive advantages comparable with other international oil companies. To achieve this, PTTEP considered factors such as rules & regulations, financial structure, tax regimes, and risk management.

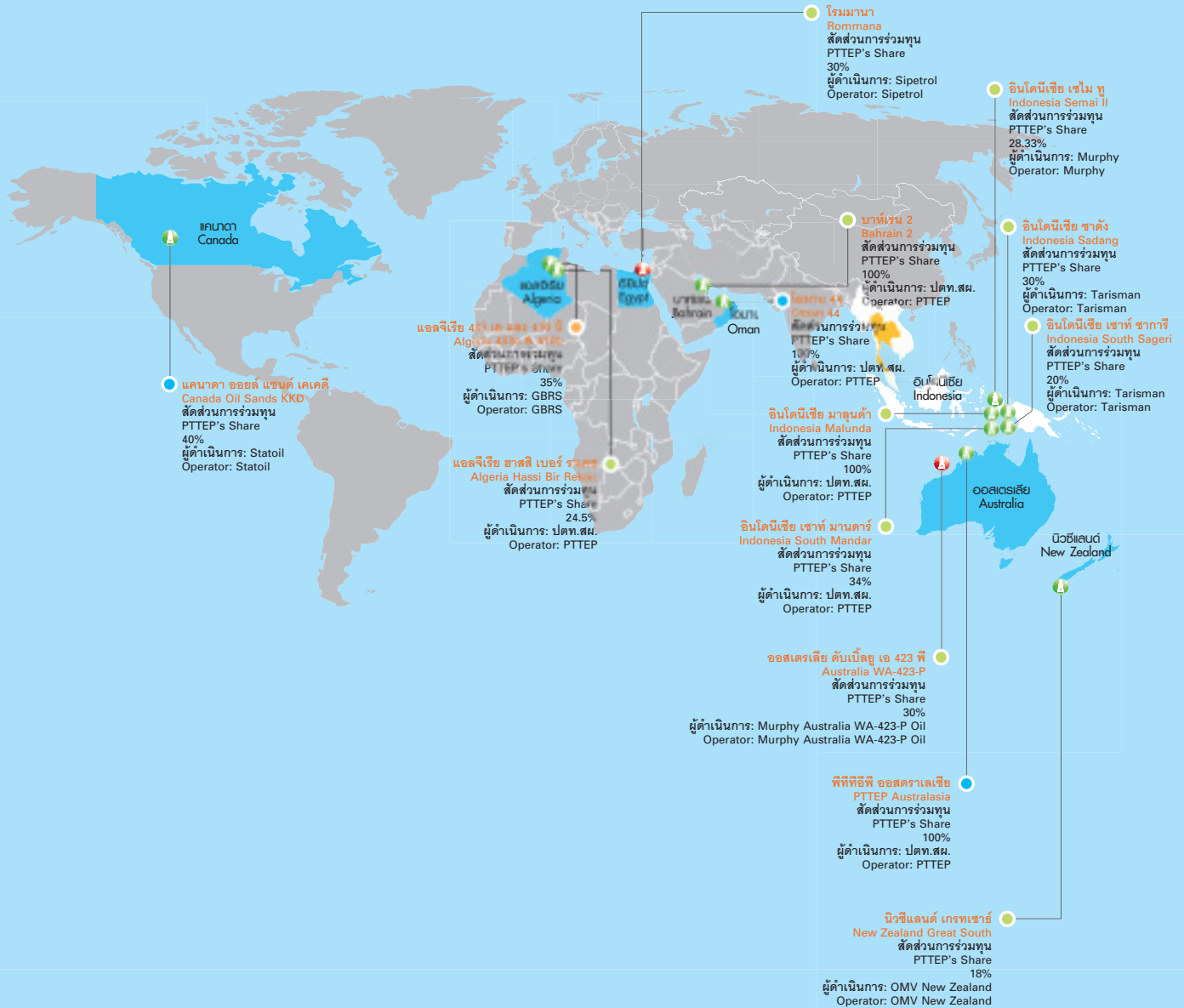
PTTEP's policy is to manage its subsidiaries as "One Company" with a clear direction that its subsidiaries follow PTTEP's business direction and strategy and being mainly managed as one team by PTTEP executives and employees. In addition, its management and internal control systems are also to be adopted and implemented in all PTTEP subsidiaries in the same way that they are standardized at PTTEP. To manage associated companies, PTTEP nominates a representative to serve as a shareholder and/or a member of each board of directors to participate in defining the overall business strategy and policy for these companies. To manage subsidiaries and associated companies, PTTEP adheres to its Good Corporate Governance principles and ethics as its compelling philosophy to ensure effectiveness, transparency, fairness, and achievement of its business goals.

Shareholding Structure of PTTEP Group

As of January 31, 2012, PTTEP invested in 69 legal entities, comprising 52 subsidiaries and 17 associated companies. Detailed appear on pages 8-17. The PTTEP Group shareholding structure is illustrated on page 25.

โครงสร้างการถือหุ้นในกลุ่มบริษัท ปตท.สพ.
PTTEP Group Shareholding Structure





แหล่งก๊าซ
Gas Field



แหล่งน้ำมัน
Oil Field



โครงการที่อยู่นระหว่างการผลิ
Project under Production



โครงการที่อยู่นระหว่างการพัฒนา
Project under Development



โครงการที่อยู่นระหว่างการสำรวจ
Project under Exploration

สู่ออนาคตที่ท้าทาย

ร่วมมือ ร่วมใจ เปลี่ยนแปลงในวันนี้

เพื่อก้าวไปสู่จุดหมายในอนาคตที่ท้าทาย

เปลี่ยนแปลงทัศนคติ ปรับเปลี่ยนระบบการทำงานให้เป็นสากล

ค้นคว้าเทคโนโลยี และนวัตกรรมใหม่ๆ เป็นพลังขับเคลื่อนไปสู่เป้าหมาย

“อัตราการผลิตปิโตรเลียม 900,000 บาร์เรลต่อวัน ในปี 2563”

Tackling a challenging future

Together, let us initiate change today and strive toward future challenges.

Attitude change, world-class work processes, and technological innovations - these will drive us toward our goal: 900,000 barrels per day in output by 2020.

900,000

barrels of oil equivalent per day
บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ปตท.สผ. ประกอบธุรกิจหลักด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งปิโตรเลียมทั้งภายในและต่างประเทศ มีภารกิจในการสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้กับประเทศ และมีเป้าหมายที่จะเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำในภูมิภาคเอเชีย

สำหรับกลยุทธ์และทิศทางการดำเนินงาน ปตท.สผ. ยังคงมีเป้าหมายระยะยาวในการเพิ่มปริมาณการผลิตในระดับ 900,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันในปี 2563 โดยมีการขยายธุรกิจอย่างต่อเนื่องทั้งภายในและต่างประเทศตามแผนยุทธศาสตร์ และการสร้างมูลค่าเพิ่มสูงสุดให้กับแหล่งปิโตรเลียมที่มีอยู่ รวมทั้งการพัฒนาศักยภาพและความสามารถในการดำเนินธุรกิจขององค์กรควบคู่ไปกับการดำเนินงานที่เป็นเลิศตามหลักสากล

เพื่อให้บรรลุเป้าหมายการผลิตที่ทำหายดังกล่าว ปตท.สผ. มีการวางแผนกลยุทธ์และทิศทางการดำเนินงานสำหรับปี 2555 ดังนี้

การสร้างมูลค่าสูงสุดในโครงการที่มีอยู่ปัจจุบัน

ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะสร้างมูลค่าสูงสุดให้กับโครงการที่มีอยู่ โดยการรักษาระดับการผลิตและพัฒนาการผลิตปิโตรเลียมให้มีประสิทธิภาพ รวมทั้งการพัฒนาโครงการให้ได้ตามแผนงาน สอดคล้องกับความต้องการพลังงานของประเทศ และได้ให้ความสำคัญกับการพัฒนาประสิทธิภาพและปรับลดต้นทุนในการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง โดยได้มีการพัฒนาศักยภาพปฏิบัติการ (Operational Excellence) เพื่อมุ่งเน้นให้เกิดการปฏิบัติงานที่เป็นเลิศ และสามารถแข่งขันได้ในภาวะการแข่งขันที่ทวีความรุนแรงขึ้น

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีเจตนารมณ์ในการดำเนินธุรกิจโดยตระหนักถึงความสำคัญด้านความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม โดยได้ริเริ่มโครงการปฏิรูปความปลอดภัยแบบก้าวกระโดด (Step Change in SSHE) และโครงการบริหารความเชื่อมั่นระบบและอุปกรณ์การผลิต (Asset Reliability and Integrity Management System หรือ ARIM) ขึ้น โดยมีจุดมุ่งหมายหลักในการก้าวสู่การเป็นองค์กรซึ่งปราศจากการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงานและปราศจากการหยุดผลิตโดยที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้ล่วงหน้า ภายในปี พ.ศ. 2556

PTTEP's core business is petroleum exploration and production in both Thailand and overseas, with the main mission to provide energy security to the nation and the vision to be a leading Asian petroleum exploration and production company.

To maintain the long-term strategic directions to increase production goal to 900,000 BOED by 2020, PTTEP strives to expand its business in both domestic and overseas under its strategic plans and add maximum value to its petroleum resources and develop organizational capability through excellence in operation in according to international standard.

To achieve this challenging production target, PTTEP has defined its strategic directions for 2012 as follows:

Current assets value maximization

Maximizing value of existing assets is PTTEP's commitment. PTTEP plans to maintain its petroleum production plateau and develop projects aligned with national energy demand. In addition, PTTEP continued implementing a number of initiative programs such as Operational Excellence which resulted in efficiency improvement and cost reduction to ensure best operating performance and capabilities to compete in the highly competitive world environment.

In addition, PTTEP has fully recognized security, safety, health and environmental requirements by initiating a Step Change in SSHE and Asset Reliability and Integrity Management System (ARIMs) to ultimately become an injury-free and loss-time incident-free organization by 2013.





การขยายการลงทุนเพื่อการเติบโตอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. มีแผนกลยุทธ์ในการขยายการลงทุนและเร่งขยายธุรกิจโดยการเข้าซื้อหรือควบรวมกิจการ โดยพิจารณาศักยภาพและโอกาสการลงทุนในประเทศเป้าหมาย โดยเน้นการขยายการลงทุนในประเทศไทย สหภาพพม่า ออสเตรเลีย และแคนาดา ซึ่งเป็นกลุ่มที่มีความสำคัญในเชิงกลยุทธ์และการขยายฐานการลงทุนในประเทศดังกล่าวจะนำไปสู่การประสานประโยชน์กับโครงการที่มีอยู่ และเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินการ นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังพิจารณาขยายการลงทุนในกลุ่มประเทศเป้าหมายอื่นๆ ที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมและสอดคล้องกับกลยุทธ์ของบริษัท ซึ่งรวมถึงโครงการที่เป็น Conventional และ Unconventional รวมทั้งยังจัดให้มีกระบวนการบริหารการลงทุน (Portfolio Management) เพื่อบริหารความเสี่ยงและกำหนดสัดส่วนการลงทุนในโครงการต่างๆ ให้มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ ตลอดจนจัดให้มีการบริหารและจัดหาเงินทุน (Funding strategy) เพื่อให้เพียงพอและเหมาะสมต่อการดำเนินงาน และการขยายการลงทุนของบริษัทในอนาคต

Investment expansion for sustainable growth

One of PTTEP strategic plan is to accelerate its growth through mergers and acquisitions, facilitated by reviews and deliberations of project potential and investment opportunities in target countries. The focus areas are mainly in Thailand, Myanmar, Australia, and Canada. Investment expansion in these countries shall create the synergy with existing asset as well as increase in operational efficiency. In addition, PTTEP investigates expansion possibilities in other target countries with petroleum potential, including conventional and unconventional resources business. Besides, it has adopted the Portfolio Management process for managing exploration risks and balancing overall project investments to align with the strategy. In parallel, a funding strategy has been organized to ensure sufficient financial support for overall current operations and future investment expansions.

การพัฒนาขีดความสามารถขององค์กร

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการพัฒนาขีดความสามารถขององค์กร โดยเน้นการพัฒนาบุคลากรให้มีความรู้ความสามารถเพื่อรองรับการเติบโตของบริษัท และได้นำเทคโนโลยีการบริหารจัดการทรัพยากรบุคคลต่างๆ มาใช้ เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการดำเนินงาน โดยมีการวางแผนจัดเตรียมทีมงานเพื่อพัฒนาให้มีความเชี่ยวชาญ สามารถรองรับงานที่มีความท้าทายและหลากหลายมากขึ้น นอกจากนี้ยังมีการดำเนินการอย่างต่อเนื่องในการพัฒนาความก้าวหน้าในสายอาชีพเทคนิค (Technical Career Ladder หรือ TCL) เพื่อเสริมสร้างขีดความสามารถโดยรวมขององค์กร และการพัฒนาเพื่อเร่งความพร้อมในการทำงานของพนักงานเทคนิค (Accelerated Development Program หรือ ADP) เพื่อให้พนักงานมีความพร้อมและปฏิบัติงานเองได้เร็วขึ้น รวมทั้งมีการพัฒนาภาวะผู้นำ (Leadership and talent management) เพื่อการพัฒนาผู้นำให้ทันกับการเติบโตขององค์กร

นอกจากพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรแล้ว ปตท.สผ. ยังได้พัฒนาประสิทธิภาพของระบบงานต่างๆ เช่น งานสารสนเทศ มีการจัดเตรียมแผนงานวางระบบ Enterprise Resource Planning (ERP) เพื่อจัดการทรัพยากรต่างๆ ภายในองค์กรให้เกิดประโยชน์สูงสุดด้วยการเชื่อมโยงระบบการทำงานต่างๆ ให้อยู่บนระบบฐานข้อมูลเดียวกันทั่วทั้งองค์กรทั้งในและต่างประเทศ

Organizational capability development

PTTEP has consistently valued organizational capability development by focusing on personnel training and development for future growth. Several human resource management technologies have been leveraged to improve operational efficiency. Personnel development plans are in place to develop staff capabilities to handle more challenging and diversified assignments. PTTEP has implemented its Technical Career Ladder (TCL) to strengthen its overall organizational capability and Accelerated Development Program (ADP) to ensure readiness and fast track development of new technical graduates. Finally, PTTEP features a leadership and talent management program to develop leaders to catch up with its rapid growth.

In addition to personnel development, PTTEP has continuously developed and improved work systems and process, including Enterprise Resource Planning (ERP), a system used for managing overall organizational resources to optimize operations by coordination of work systems, both domestic and international, under the same database management system.



แสวงหาแหล่งพลังงานใหม่สำหรับอนาคต

บุกเบิก พัฒนา และแสวงหาแหล่งพลังงานใหม่
สร้างความมั่นคงสำหรับอนาคตพลังงานไทย

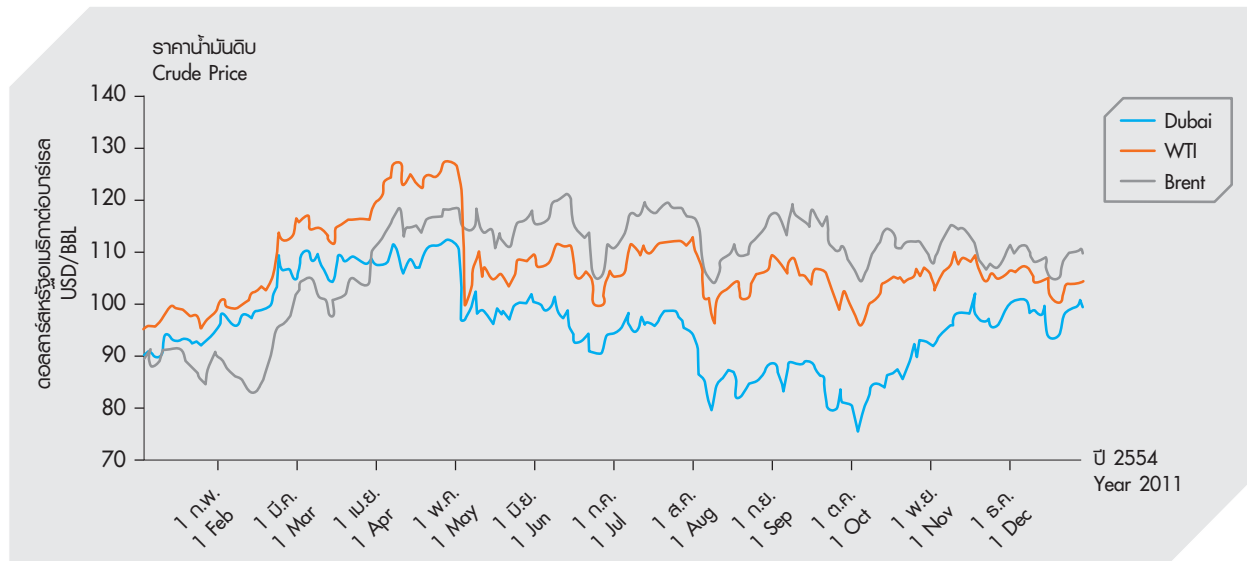
แหล่ง Oil Sands KKD ในประเทศแคนาดา แหล่งปิโตรเลียมรูปแบบใหม่
เพื่อเป็นแหล่งพลังงานในอนาคต หนึ่งในกลยุทธ์ในการแสวงหา
แหล่งพลังงานของ ปตท.สผ.

Innovative, futuristic energy

Pioneering the exploration and development of
new energy sources to bolster energy security
for Thailand.

Canada's oil sands KKD unconventional energy resources – one
of PTTEP's strategies for energy exploration in the future.





สถานการณ์น้ำมันโลก ปี 2554

โดยภาพรวมของปี 2554 พบว่าราคาน้ำมันมีความผันผวนค่อนข้างสูง นอกจากนั้นยังเป็นปีที่มีน้ำมันดิบดูไบ เบรนท์ และเวสต์เท็กซัส มีความแตกต่างกันในระดับสูง จากเดิมในหลายปีที่ผ่านมาราคาน้ำมันดิบแต่ละประเภทจะเคลื่อนไหวไปในทิศทางเดียวกันและแตกต่างกันไม่มากนัก

ความต้องการใช้น้ำมันของโลก ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก 88.2 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2553 เป็น 89.2 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2554 คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 ซึ่งถือว่าไม่มากหากเปรียบเทียบกับข้อมูลของปีก่อนๆ สาเหตุหลักมาจากสถานการณ์เศรษฐกิจโลกอยู่ในภาวะชะงัก ไม่ว่าจะเป็นสหรัฐอเมริกา หรือภาวะหนี้สาธารณะในทวีปยุโรป ในขณะที่ปริมาณการผลิตของโลกเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 1.0 ซึ่งแทบไม่แตกต่างกับปริมาณความต้องการใช้น้ำมันที่เพิ่มขึ้น

อย่างไรก็ดี ราคาน้ำมันเฉลี่ยทั้งปี 2554 กลับสูงกว่าปี 2553 มาก ซึ่งสาเหตุหลักมาจากปัจจัยเกี่ยวกับเศรษฐกิจการเมืองและการเงิน ดังนี้

ต้นปี 2554 ราคาน้ำมันอยู่ที่ระดับ 90 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ต่อบาร์เรล โดยเป็นผลมาจากการปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในไตรมาสที่ 4 ของปี 2553 ต่อมา ในเดือนกุมภาพันธ์ 2554 เริ่มมีข่าวเกี่ยวกับความไม่สงบทางการเมืองในประเทศตูนีเซียและอียิปต์ ซึ่งต่อมาได้เกิดเหตุการณ์คล้ายกันในประเทศอื่นๆ ในกลุ่มประเทศตะวันออกกลางและแอฟริกาเหนือด้วย เช่น ประเทศเยเมน ซีเรีย บาห์เรน แอลจีเรีย และยังรวมไปถึงประเทศลิเบีย ซึ่งสถานการณ์ในลิเบียมีความแตกต่างจากประเทศอื่นๆ เพราะกลุ่มที่ลุกขึ้นมาทำการต่อต้านรัฐบาลเป็นมวลชนผสมผสานกับกลุ่มกองกำลังติดอาวุธ และนำไปสู่การแทรกแซงโดยสหประชาชาติในที่สุด

World Oil Market Review 2011

Oil prices fluctuated highly throughout 2011. It was also a year in which the prices of Dubai, Brent, and West Texas Intermediate differed by a great deal than they were in many previous years.

Global oil demand rose from 88.2 MMBPD in 2010 to 89.2 MMBPD (+1.1% year-on-year), which was historically considered marginal. The main reason came from global economic slowdown, namely that in the US or debt crisis in many EU countries. As regards world oil supply, it rose 1% from that of last year, which was almost offset by the increasing demand.

However, the average oil price in 2011 turned out to be higher than it was in 2010, mainly because of non-fundamental factors such as economic, political, and financial ones.

In early 2011, the oil price was around USD 90 per BBL as a result of the steady climb from the last quarter of 2010. Starting in February, news about political unrest in the Middle East and North Africa (MENA) was spreading. Uprising took place in Tunisia and Egypt, followed by many nearby countries such as Yemen, Syria, Bahrain, Algeria, and Libya. The situation in Libya was quite different because the local protestors together with the armed forces were against its government. This rebel finally led to the intervention by the United Nations.

เมื่อสถานการณ์ในลิเบียมีความรุนแรงมากขึ้น จึงส่งผลต่อราคาน้ำมัน เนื่องจากลิเบียเป็นประเทศผู้ผลิตน้ำมันในกลุ่มโอเปค เหตุการณ์นี้ทำให้ลิเบียต้องหยุดการผลิตทั้งหมดลง (1.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน) ส่งผลให้อุปทานลดลง

นอกจากนี้ยังมีเหตุการณ์แผ่นดินไหวครั้งใหญ่ในญี่ปุ่นเมื่อวันที่ 11 มีนาคม 2554 ทำให้อุปสงค์บางส่วนหายไปในช่วงระยะสั้น แต่ในระยะยาวมีความต้องการเพิ่มขึ้นเพื่อนำมาบูรณะประเทศ เหตุการณ์เหล่านี้ส่งผลให้ราคาน้ำมันมีความผันผวนไปในทิศทางสูงขึ้นตามลำดับ จนกระทั่งถึงระดับ 110 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อบาร์เรลเมื่อสิ้นไตรมาสที่ 1

ในขณะที่ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เคลื่อนไหวไปในทิศทางเดียวกัน จะเห็นว่าราคาน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัสไม่เกาะกลุ่มและมีความแตกต่างค่อนข้างมาก เนื่องจากปัญหาในการขนส่งและการนำน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัสจากแหล่งผลิตออกมายังภูมิภาคอื่นๆ

ราคาน้ำมันยังคงสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงเดือนเมษายนจากเหตุการณ์ความไม่สงบ จนแตะระดับสูงสุดของปีที่ประมาณ 120 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อบาร์เรล อย่างไรก็ตามจากราคาที่ถูกมองว่าสูงเกินไป ส่งผลเสียต่อภาวะเศรษฐกิจของโลก โดยในเดือนพฤษภาคม ราคาน้ำมันดังกล่าวอยู่ที่ 100 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อบาร์เรลจากภาวะเศรษฐกิจซบเซา โดยเฉพาะในสหรัฐอเมริกาซึ่งเป็นประเทศที่มีความต้องการใช้น้ำมันสูงสุดของโลก มีภาวะการว่างงานสูงสุดในรอบปีและมีปริมาณการใช้น้ำมันลดลงเกินกว่าความคาดหมาย

ช่วงปลายเดือนมิถุนายนสำนักงานพลังงานสากล (International Energy Agency) ประกาศการระบายสำรองน้ำมันเชิงยุทธศาสตร์ 60 ล้านบาร์เรลจากคลังสำรองเข้าสู่ตลาด โดยทยอยระบายน้ำมันออกจากคลังวันละ 2 ล้านบาร์เรลติดต่อกันเป็นเวลา 30 วัน เพื่อบรรเทาภาวะอุปทานตึงตัว อันเป็นผลมาจากสถานการณ์รุนแรงในลิเบีย และเพื่อสกัดกั้นการเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันที่กำลังส่งผลกระทบต่ออย่างหนักต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก อย่างไรก็ตาม การระบายน้ำมันสำรองนี้ส่งผลให้ราคาน้ำมันลดลงเพียงช่วงระยะเวลาสั้นๆ และลดลงเพียงประมาณ 5 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อบาร์เรลเท่านั้น

เข้าสู่ไตรมาสที่ 3 ราคาน้ำมันยังคงปรับตัวสูงขึ้นจากการอ่อนค่าของค่าเงินดอลลาร์สหรัฐ และปริมาณน้ำมันคงคลังของสหรัฐอเมริกาที่ลดลง แต่ในช่วงเดือนสิงหาคม บริษัทจัดอันดับความน่าเชื่อถือ S&P ลดอันดับความน่าเชื่อถือของพันธบัตรรัฐบาลสหรัฐลง จากเดิมอยู่ที่อันดับสูงสุด AAA เป็น AA+ จากการประเมินว่ามีความสามารถในการชำระหนี้ลดลง จึงทำให้เกิดความกังวลถึงการลดลงของอุปสงค์น้ำมัน และสถานะเศรษฐกิจที่ตกต่ำ ส่งผลให้ราคาน้ำมันลดลงมาอยู่ที่ระดับต่ำกว่า 100 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อบาร์เรล

When the situation in Libya got more intense, it seriously affected oil prices, since as Libya was a member of OPEC and had to suspend all its production capacity (1.6 MMBPD).

Significantly, Japan's powerful earthquake struck its coast on March 11, 2011. Oil demand suddenly dropped in the short term but bounced back with the restoration of the country. These incidents caused oil prices to soar accordingly until it reached USD 110 per BBL at the end of the first quarter.

As Dubai and Brent prices moved along in the same direction, the West Texas Intermediate (WTI) price seemed somehow different because of transportation problems and logistics from its origin to other areas.

In April, the oil price was still bullish because of the political unrest in MENA. The peak level of the year was found this month at about USD 120 per BBL. This high-priced crude restrained global economic growth. As a result, the price plummeted to USD 100 per BBL in May. There were signals of an economic slowdown especially in the US, the world's biggest energy consumer. Around this time, US jobless claims peaked and gasoline demand fell below expectations. At the end of June, the International Energy Agency (IEA) announced a coordinated release of 60 MMBBL of its strategic reserves to the oil market. The release rate was 2 MMBPD for 30 consecutive days to ease the tight supply resulting from Libya crisis and to stem prices from rising higher, which would wield a great impact on the global economic recovery. However, this strategic release succeeded only in decreasing oil prices for a short period and for just about USD 5 per BBL.

During the third quarter, oil prices continued to rise because of the weakness of the US dollar and the declining commercial crude stocks of the US. Nevertheless, in August, Standard and Poor's (S&P) downgraded US credit rating from top-notch triple A to AA+ on concerns about its lower ability to repay debt. What followed were concerns about falling oil demand and the global recession. As a result, there came a sharp drop in the oil price to below USD 100 per BBL.

เดือนตุลาคม ข่าวการเสียชีวิตของกาดดาฟี อดีตผู้นำลิเบีย เป็นการสิ้นสุดเหตุการณ์ความไม่สงบ โดยลิเบียได้ประเมินสถานการณ์กำลังการผลิตน้ำมันภายในประเทศว่าจะสามารถฟื้นฟูกำลังการผลิตให้กลับเข้ามาสู่ภาวะปกติได้เท่ากับช่วงก่อนการเกิดเหตุความรุนแรงภายในประเทศ ภายในปลายปี 2555 ซึ่งการกลับมาของน้ำมันดิบจากลิเบียนี้ส่งผลให้ผลต่างระหว่างราคาน้ำมันดิบเบรนท์กับดูไบค่อยๆ แคบลง

สิ่งที่น่าสนใจในไตรมาสก็คือราคาน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัสที่อยู่ในระดับต่ำที่สุดในรอบปีในเดือนตุลาคม ที่ระดับ 75 ดอลลาร์สหรัฐ. ต่อบาร์เรล กลับพุ่งสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องตั้งแต่กลางเดือนตุลาคมเรื่อยมา อันเนื่องมาจากมีสัญญาณที่ดีเกี่ยวกับการแก้ปัญหาการขนส่ง ซึ่งในที่สุด บริษัท Enbridge ประกาศว่ามีแผนที่จะปรับเปลี่ยนท่อขนส่ง Seaway ให้สามารถขนส่งน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัสจากเมือง Cushing รัฐโอคลาโฮมา ออกมายังอ่าวเม็กซิโกให้แล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ปี 2555 ทำให้ช่วยลดปัญหาปริมาณน้ำมันดิบคงคลังที่อยู่ในระดับสูง ซึ่งส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัสปรับเพิ่มขึ้นอย่างมาก จนมาปิดที่ระดับ 100 ดอลลาร์สหรัฐ. ต่อบาร์เรลในช่วงสิ้นปี

นอกจากนี้ยังมีข่าวการคว่ำบาตรของชาติตะวันตกต่อประเทศอิหร่าน เพื่อกดดันให้อิหร่านยุติโครงการพัฒนาอาวุธนิวเคลียร์ ทำให้ราคาน้ำมันดิบในตลาดสูงขึ้นอีก

โดยปกติ ไตรมาสที่ 4 จะเป็นฤดูกาลที่ราคาน้ำมันสูงกว่าในช่วงอื่น เพราะมีความต้องการใช้น้ำมันเพื่อความอบอุ่นในฤดูหนาว จึงทำให้อาณัติน้ำมันดิบดูไบค่อยๆ ปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 105 ดอลลาร์สหรัฐ. ต่อบาร์เรลในช่วงสิ้นปี

แนวโน้มสถานการณ์น้ำมันโลก ปี 2555

สำนักงานพลังงานสากล (International Energy Agency) คาดหมายความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2555 ที่ 90.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งสูงกว่าปี 2554 อยู่ร้อยละ 1.5 โดยตัวเลขนี้ผ่านการปรับลดมาหลายครั้ง เนื่องจากปัจจัยลบทางด้านเศรษฐกิจในสหรัฐอเมริกา ยุโรป และญี่ปุ่น ในขณะที่ปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้นจากปี 2554 จากการกลับมาผลิตน้ำมันอีกครั้งของลิเบีย และการผลิตน้ำมันเพิ่มขึ้นในกลุ่มประเทศนอกโอเปค อาทิ สหรัฐอเมริกา บราซิล รัสเซีย และออสเตรเลีย

อย่างไรก็ตาม กลุ่มประเทศโอเปคอาจไม่เพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบมากนัก เนื่องจากลิเบียสามารถกลับมาผลิตน้ำมันดิบได้แล้ว ปริมาณการผลิตน้ำมันสำรองของโอเปค ปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 4 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งถือว่าอยู่ในภาวะตึงตัวจากปีที่แล้วซึ่งอยู่ที่ระดับ 6 ล้านบาร์เรลต่อวัน แต่กลุ่มประเทศโอเปคมีแผนลงทุนเพื่อขยายกำลังการผลิตให้ปริมาณการผลิตน้ำมันสำรองของโอเปคกลับมาอยู่ที่ระดับ 6 ล้านบาร์เรลต่อวันในระยะเวลา 2-3 ปี

In October, the death of ex-Libyan leader Gaddafi put an end to the country's unrest. Libya has expected its oil production to return to pre-war level within the end of 2012. This oil recovery from Libya would narrow the spread between Brent and Dubai, as Libya's light sweet crude was added back to the market.

Interestingly, during this quarter the price of WTI which was at its minimum of the year at USD 75 per BBL in October, started its steady climb because of positive signs in solving transportation problems. Eventually, Enbridge Inc. announced the acquisition of the Seaway pipeline and plans to reverse its directions to allow surplus WTI crude from Cushing, Oklahoma to the Gulf of Mexico by the second quarter of 2012. As this solution could reduce WTI's high inventory, the market prompted higher WTI prices until it reached USD 100 per BBL at year-end.

Incidentally, news that Western countries have coordinated their sanctions against Iran to stop it from pursuing nuclear weapon shiked oil prices even further.

Typically, prices peak in the fourth quarter due to high demand for heating oil in the winter. As a result, the Dubai price climbed to USD 105 per BBL at year-end.

Oil Price Outlook 2012

IEA forecasted 2012 world oil demand at 90.5 MMBPD, some 1.5% higher than that of 2011. This figure had been revised downward many times because of negative economic signs in the US, European countries, and Japan. Whereas oil supply increased with Libya's recovery and non-OPEC supply rose in the US, Brazil, Russia, and Australia.

However, OPEC may not increase its oil production much, since Libya has already ramped up its output. OPEC's spare capacity is now about 4 MMBPD, which is considered quite tight, compared with last year's 6 MMBPD. OPEC, however, has plans to invest more to expand its capacity to reach spare capacity at 6 MMBPD within a few years.

When considering of fundamental factors, they should not affect oil price directly with high magnitude, but likely to cause short-term volatility only.

เมื่อพิจารณาถึงปัจจัยพื้นฐานแล้ว คาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่ออย่างรุนแรงต่อราคาน้ำมัน โดยอาจจะทำให้เกิดความผันผวนบ้างในระยะสั้นเท่านั้น

ในส่วนของภาคเศรษฐกิจนั้น นักลงทุนส่วนใหญ่เห็นว่ามาตรการของสหรัฐฯ อาจไม่มีประสิทธิภาพมากพอที่จะกระตุ้นเศรษฐกิจสหรัฐฯ ที่มีอัตราว่างงานอยู่ในระดับสูงให้ฟื้นตัวขึ้น และยังไม่มีการประกาศมาตรการการเงินแบบผ่อนคลายเป็นรอบที่ 3 เพิ่มเติมแต่อย่างใด ประกอบกับนักลงทุนมีความกังวลว่าปัญหาหนี้สาธารณะของยุโรปจะทำให้เศรษฐกิจโลกชะลอตัวลงและส่งผลให้อุปสงค์น้ำมันถดถอย ขณะที่กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Funds) ปรับคาดการณ์การขยายตัวของเศรษฐกิจทั่วโลกปี 2555 ลดลงอยู่ที่ร้อยละ 4 จากเดิมร้อยละ 4.5

ในส่วนของปัจจัยด้านความเสี่ยงทางการเมืองซึ่งเป็นปัจจัยหลักที่ทำให้ราคาน้ำมันพุ่งสูงในปี 2554 นั้น คาดว่าจะค่อยๆ ลดความสำคัญลงในปี 2555 เนื่องจากสถานการณ์ในหลายประเทศได้คลี่คลายลง

สำนักข่าวรอยเตอร์ได้จัดทำแบบสำรวจความคิดเห็นของธนาคารและสำนักวิเคราะห์ราคาน้ำมันต่างๆ ทั่วโลกจำนวน 32 ราย เกี่ยวกับทิศทางราคาน้ำมันในปีหน้า พบว่า ส่วนมากมีความคิดเห็นว่าราคาน้ำมันจะลดลง ซึ่งการสำรวจในเดือนธันวาคม 2554 ที่ผ่านมา ค่ากลางของราคาน้ำมันเบรนท์อยู่ที่ 106.1 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ซึ่งต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของน้ำมันเบรนท์ในปี 2554 ที่ 112.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

จากปัจจัยทั้งหมดที่กล่าวมา คาดการณ์ว่าราคาน้ำมันโดยเฉลี่ยปี 2555 มีทิศทางลดต่ำกว่าปี 2554 หากแต่ความผันผวนยังคงมีอยู่จากปัจจัยต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นปัจจัยพื้นฐานเอง หรือเศรษฐกิจ การเมือง และการเงิน รวมถึงปัจจัยภายนอกอื่นๆ ที่อยู่นอกเหนือการควบคุมแต่ส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจ อาทิ ภัยพิบัติทางธรรมชาติ

สถานการณ์ปิโตรเลียมในประเทศไทย

ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2554 เศรษฐกิจไทยขยายตัวอย่างต่อเนื่องร้อยละ 3.1 อย่างไรก็ตาม ภาพรวมเศรษฐกิจไทยในปี 2554 เติบโตเพียงร้อยละ 1.5 เนื่องจากในช่วงไตรมาสที่สาม เศรษฐกิจโลกมีทิศทางชะลอตัว โดยมีปัจจัยลบจากสหรัฐอเมริกาและปัญหาหนี้ในกลุ่มประเทศยุโรปเข้ามาอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งยังมีปัจจัยลบภายในประเทศ โดยเฉพาะปัญหาอุทกภัยในหลายพื้นที่ต่อเนื่องถึงไตรมาสที่สี่ได้ส่งผลกระทบต่อในวงกว้างทั้งในภาคเกษตร ท่องเที่ยว และอุตสาหกรรม โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรม การผลิตในเขตนิคมอุตสาหกรรมในจังหวัดพระนครศรีอยุธยา และปทุมธานีที่ต้องหยุดการผลิต ทำให้เกิดการขาดแคลนชิ้นส่วนและวัตถุดิบในการผลิต

Regarding global economic, analysts think that US policy may not be effective enough for boosting its gloomy economy and reducing high jobless claim. Moreover, there is no announcement of Quantitative Easing (QE3) yet. The US Federal Reserve is unlikely to ease monetary policy any further.

Investors are worried about European Union's debt crisis will make global economy getting worse and decrease oil demand. International Monetary Fund (IMF) revised down its global GDP forecast to about 4.0% in 2012, from 4.5%.

Take a look at geopolitical risk, which is the main factor causing very high oil price in 2011, it is believed to have less impact next year as turmoil in many countries has been relieved.

Reuters news agency has made its 2012 oil price survey of 32 participants, which are worldwide banks and oil analyst companies. Most of them thought that oil price has downward trend. Reuters poll as of December 2011 has found that median of Brent in 2012 is USD 106.1 per BBL, which is lower than Brent 2011 average price at USD 112.2 per BBL.

From all factors mentioned, average oil price in 2012 is likely to be lower than this year. But price fluctuation still exists for certain from both fundamental and non-fundamental factors. External factors such as natural disaster, uncontrollable but important anyway, cannot be overlooked.

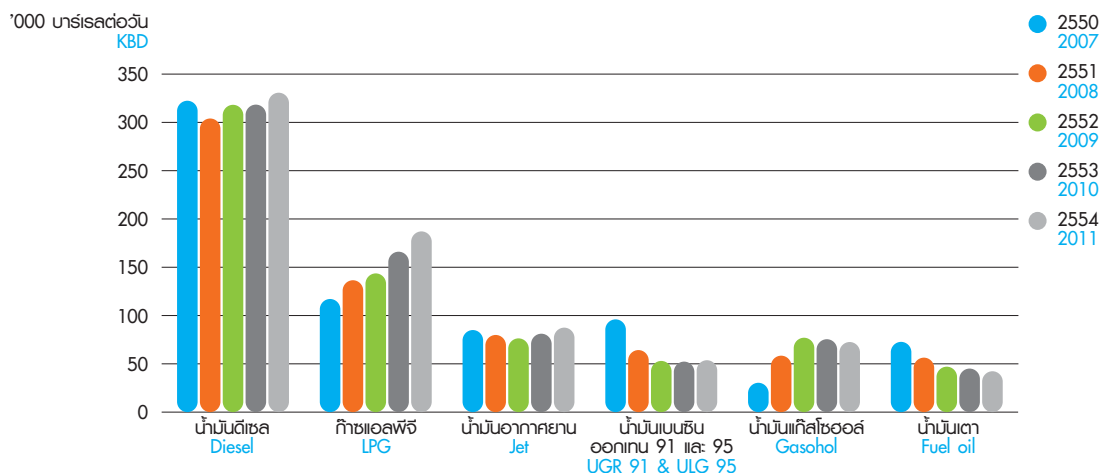
Thailand Petroleum Overview

The economy of Thailand continued to grow during the first nine months in 2011, at the rate of 3.1%. The average annual economic growth was recorded at only 1.5%, however, because of the negative US economy and Euro debt crises, compounded by the negative economic impacts of nationwide floods during the last quarters. Massive floods have wrecked the agro-industry, tourism and particularly the manufacturing industry in Ayutthaya and Pathum Thani. Industrial Outputs were halted, resulting in severe shortages of parts and materials for the entire manufacturing industry.

สำหรับปริมาณการใช้พลังงานในปี 2554 อยู่ที่ 1.85 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ประมาณร้อยละ 4.1 โดยก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้มากที่สุด ร้อยละ 44 ส่วนการใช้น้ำมันมีสัดส่วนรองลงมาที่ร้อยละ 36 โดยความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปปี 2554 พบว่าไม่เปลี่ยนแปลงจากปี 2553 มากนัก โดยกลุ่มน้ำมันเบนซินอยู่ที่ 125,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากปี 2553 ที่ร้อยละ 2 ขณะที่การใช้น้ำมันดีเซลอยู่ที่ 327,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3 จากการที่รัฐตรึงราคาไว้ที่ 29.99 บาทต่อลิตร ตั้งแต่ปลายปี 2553 และยังคงการเก็บเงินเข้ากองทุน 2.80 บาทต่อลิตร อีกทั้งปัญหาอุทกภัยในช่วงปลายปีทำให้ต้องใช้น้ำมันดีเซลเพื่อสูบน้ำจำนวนมาก

Energy consumption in 2011 stood at 1.85 MMBOED, a 4.1% rise from that of the previous year. Natural gas accounted for the main share at 44%, whereas crude oil registered 36%. Compared with last year, the overall consumption was slightly changed because the floods hardly dented demand for refined products. The consumption of gasoline registered 125,000 BOED, a drop of 2% from that of the previous year. For diesel, it was a rise of 3% to 327,000 BPD, largely as a result of the government's price fixing policy at 29.99 Baht per liter since the end of 2009 and the exemption of 2.80 Baht per liter of levy collection to the Oil Fund. Part of the jump in diesel consumption was accounted for by the heavy use of diesel engines in water pumps during the flood crisis.

ปริมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูป Refined Petroleum Product Consumption

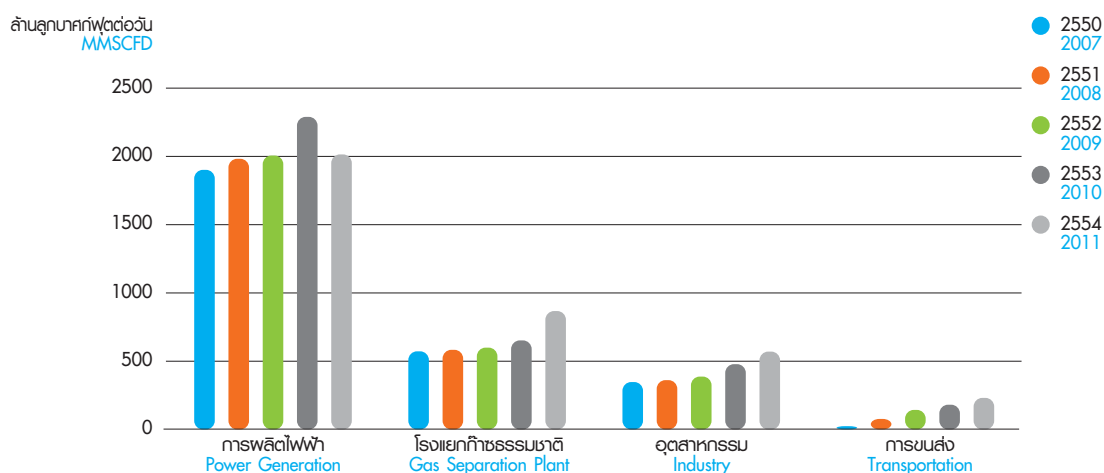


ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน
Source: Department of Energy Business, Ministry of Energy

ส่วนความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติปี 2554 สูงขึ้น ร้อยละ 2.6 โดยก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์หรือเอ็นจีวี เพิ่มขึ้นร้อยละ 27 โรงแยกก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นร้อยละ 33 ภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 19 และภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้น ร้อยละ 9 เนื่องจากรัฐยังคงตรึงราคาแอลพีจีทั้งในภาคการขนส่ง และครัวเรือน แต่ปริมาณการใช้ไฟฟ้านั้นลดลงประมาณ ร้อยละ 12 เนื่องจากช่วงต้นปีประเทศไทยมีอากาศหนาวเย็น เป็นเวลานานและมีฝนตกมากกว่าปกติ รวมถึงเหตุการณ์ แผ่นดินไหวและสึนามิในญี่ปุ่นส่งผลกระทบต่อภาคอุตสาหกรรม และธุรกิจของไทย นอกจากนี้ ปลายปียังเกิดอุทกภัยที่ส่งผลกระทบต่อนิคมอุตสาหกรรม จึงทำให้การใช้ไฟฟ้าลดลง

Natural gas consumption this year rose by 2.6%. Consumption of NGV rose by 27%. Consumption also jumped in gas separation plant by 33%; the industrial sector, by 19%; and the household sector, by 9%. These jumps resulted from the government's gas price fixing policy for transportation and household uses. On the other hand, power consumption fell by 12% because of the unusually long cold spell early in the year and unusually heavy rains. Besides, the earthquake and tsunamis in Japan in March affected Thailand's industrial and business sectors. Worsening things was the flooding disaster to industrial estates, which pushed down power consumption.

ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas Consumption



ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน
Source: Department of Energy Business, Ministry of Energy

สำหรับปี 2555 สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) คาดการณ์ว่าภาวะเศรษฐกิจไทยจะขยายตัวในช่วงร้อยละ 4.5-5.5 โดยมีปัจจัยขับเคลื่อนจากการปรับตัวดีขึ้นทั้งอุปสงค์ภายในประเทศและต่างประเทศ โดยเฉพาะการเร่งรัดการลงทุนเพื่อปรับปรุงฟื้นฟูโครงสร้างพื้นฐานที่ได้รับความเสียหายจากน้ำท่วมในช่วงปลายปี 2554 โดยคาดว่า ภาคธุรกิจส่วนใหญ่จะสามารถกลับสู่ภาวะปกติได้ภายในกลางปี 2555

ทิศทางการใช้น้ำมันและก๊าซธรรมชาติโดยรวมในประเทศในปี 2555 คาดว่า จะขยายตัวประมาณร้อยละ 4-5 ตามภาวะเศรษฐกิจที่มีแนวโน้มขยายตัวร้อยละ 4.5-5.5 โดยความต้องการก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มขึ้นมากที่สุด มีความต้องการเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4 หรือปริมาณ 60,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เนื่องจากมีความต้องการใช้เพิ่มขึ้นทั้งภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการขนส่งที่ผู้ใช้รถยนต์บางส่วนเปลี่ยนมาใช้เอ็นจีวีแทนน้ำมันสำเร็จรูปซึ่งมีความต้องการใช้ลดลงมาโดยจะเพิ่มขึ้นจากปี 2554 ประมาณร้อยละ 3.3 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของก๊าซหุงต้มมากที่สุดประมาณร้อยละ 11.2 รองลงมาเป็นการใช้น้ำมันเครื่องบินซึ่งคาดว่าจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 4.8 เนื่องจากการท่องเที่ยวเริ่มฟื้นตัวจากภาวะอุทกภัยที่ผ่านมา ส่วนการใช้น้ำมันดีเซลจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 2.9 และน้ำมันเบนซินจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยประมาณร้อยละ 0.9

The Office of the National Economic and Social Development Board has projected Thailand's economic growth for 2012 at 4.5-5.5% due to many positive economic indicators from domestic and global demand. The major public investment to accelerate restoration of the infrastructure damaged by floods will be a key driver of the economic recovery for 2012, with additional inputs from a return of nearly all business sectors to normal operations by mid-2012.

This economic recovery will be a key factor driving the consumption pattern in 2012 at an increasing rate of 4-5% in line with the projected economic growth of 4.5-5.5%. Natural gas demand will top the rises at 7.4% or about 60,000 BOED because of rising demand from the power sector, industrial sector, and transportation sector, where a portion of the car transportation will be converting to NGV in favor of refined fuels, which will rise by 3.3%. Most of this rise will be coming from LPG (11.2%), followed by jet fuel (4.8%), which will be raised by the recovery in tourism. Meanwhile, diesel demand will rise by 2.9% and gasoline, 0.9%.

สถานการณ์การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ในปี 2554 ภาครัฐยังคงนโยบายส่งเสริม สนับสนุน และเร่งรัด การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยอย่างต่อเนื่อง เพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และลดการพึ่งพาพลังงานจาก ต่างประเทศ โดยปัจจุบันประเทศไทยมีจำนวนแปลงสัมปทาน สํารวจปิโตรเลียมทั้งสิ้น 82 แปลง เป็นแปลงบนบก 43 แปลง ในอ่าวไทย 36 แปลง และในทะเลอันดามัน 3 แปลง นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกำลังเตรียมเปิดสัมปทานปิโตรเลียม รอบใหม่ (รอบที่ 21) หลังจากที่ได้มีการเปิดรับฟังความคิดเห็นจาก นักลงทุนเมื่อวันที่ 22 กันยายน 2554 ในรอบนี้จะมีแหล่ง สัมปทานใหม่ 22 แห่ง ทั้งบนบกและในทะเล โดยพื้นที่สัมปทาน บนบกจะอยู่ในภาคกลางและภาคเหนือตอนล่าง 6 แปลง ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ 11 แปลง ในจังหวัดกำแพงเพชร ตาก สุโขทัย พิษณุโลก มุกดาหาร นครราชสีมา และอุบลราชธานี ส่วนพื้นที่ สัมปทานในทะเลจะอยู่ในอ่าวไทย 5 แปลง โดยจะมีการนำเสนอ เข้าคณะกรรมการปิโตรเลียมพิจารณาและคาดว่าจะแล้วเสร็จใน ช่วงเดือนมีนาคม 2555 เพื่อนำไปสู่การยื่นข้อเสนอการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมได้ประมาณกลางปี 2555 ซึ่งจำนวนแปลงที่ เปิดครั้งนี้มีเนื้อที่รวม 46,000 ตารางกิโลเมตรและคาดว่าจะมี ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติประมาณ 3-5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และมีน้ำมันประมาณ 5-10 ล้านบาร์เรล

นอกจากนี้กระทรวงพลังงานเตรียมรื้อฟื้นการเจรจา กับ ประเทศกัมพูชาเกี่ยวกับการร่วมพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่ ทับซ้อนไทย-กัมพูชา โดยแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ทับซ้อนนอก ชายฝั่งมีพื้นที่ 27,000 ตารางกิโลเมตร คาดว่าจะมีก๊าซธรรมชาติ ประมาณ 11 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต รวมทั้งมีน้ำมันดิบและ คอนเดนเสทในปริมาณที่ค่อนข้างมาก

ด้านการผลิตปิโตรเลียม ปี 2554 มีการผลิตปิโตรเลียมจาก 60 แหล่ง แบ่งเป็นแหล่งบนบก 22 แหล่ง และแหล่งในทะเล 38 แหล่ง โดยทั้งหมดสามารถผลิตปิโตรเลียมได้ประมาณ 837,400 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วคิดเป็นร้อยละ 3.7 เนื่องจากมีแหล่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นคือ แหล่งผลิตก๊าซ ธรรมชาติปลาทอง 2 ดำเนินการโดยบริษัท เชฟรอนประเทศไทย สํารวจและผลิต จำกัด ซึ่งเริ่มการผลิตแล้วในเดือนตุลาคม 2554 ด้วยกำลังการผลิต 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับในปี 2555 ปตท.สผ จะมีแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นคือ แหล่งบงกชใต้ ซึ่งจะเริ่มดำเนินการกลางปี 2555 ด้วยกำลังการผลิต 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

Thailand's Petroleum Exploration and Production Overview

The government continued to promote and accelerate indigenous exploration and production this year to provide energy security to the kingdom and lower energy dependency from imports. Currently, there are 82 petroleum concession blocks (43 onshore, 36 offshore in the Gulf of Thailand, and three offshore in the Andaman Sea). Following the official hearing from investors on September 22, 2011, the Department of Mineral Fuels (DMF) is launching the 21st licensing round in 2012, with a total of 22 new blocks both onshore and offshore. The onshore ones will consist of six in the Central and Lower North and 11 in the Northeast, covering Kamphaeng Phet, Tak, Sukhothai, Phitsanulok, Mukdaharn, Nakhon Ratchasima, and Ubon Ratchathani. The other five blocks up for bidding will be in the Gulf of Thailand. A decision is being reviewed by the Petroleum Committee and the announcement is scheduled for March 2012, with the anticipated submission date around mid-2012. The total area under this round of bidding is 46,000 square kilometers, with potential natural gas resources between 3 and 5 TCF and crude oil between 5 and 10 MMBBL.

In addition, the Ministry of Energy plans to negotiate with Cambodia on the overlapping area, which covers 27,000 square kilometers and could contain resources of 11 TCF of natural gas and significant volumes of crude oil and condensate.

In 2011, petroleum outputs came from 60 oil and gas fields nationwide: 22 fields onshore and 38 fields offshore. The overall output approximate 837,400 BPD which increased from last year 3.7%. The leap in production was from a new field (Platong Gas-2), operated by Chevron Thailand Exploration and Production, beginning in October 2011 at 330 MMSCFD. In 2012, PTTEP is set to start up production of 320 MMSCFD from its Bongkot South, a new field, in mid-2012.

พัฒนาตนเองสู่เป้าหมาย

ต่อยอดความรู้เดิม เติมเต็มความรู้ใหม่

พัฒนาตนเองเพื่อไปสู่เป้าหมายร่วมกันขององค์กร

ปตท.สผ. พัฒนาตนเองเพื่อไปสู่เป้าหมายร่วมกันขององค์กรในการเสริมสร้าง

ความมั่นคงด้านพลังงานแก่ประเทศ และพร้อมก้าวไปสู่การเป็นบริษัทสำรวจ

และผลิตปิโตรเลียมในระดับสากลอย่างมั่นคงและยั่งยืน

Closing in on the target

Building on existing knowledge; upgrading oneself for the common goal.

PTTEP keeps improving itself to reach common goals in enhancing national energy security while striving to become a world-class petroleum E&P company in a secure, sustainable way.



ปตท.สผ. ดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรวมทั้งสิ้น 41 โครงการ เป็นโครงการในประเทศจำนวน 17 โครงการ และเป็นโครงการในต่างประเทศจำนวน 24 โครงการ (นับรวมโครงการในพื้นที่คาบเกี่ยวไทย-มาเลเซีย และไทย-กัมพูชา) โดยบริษัท มีนโยบายจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ คอนเดนเสทหรือก๊าซธรรมชาติเหลว รวมทั้งก๊าซ แอลพีจี ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่เป็นผลผลิตร่วมจากการผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ให้แก่ตลาดในประเทศเป็นหลัก ทั้งนี้ การที่บริษัทได้ขยายกิจการสำรวจ ผลิต และจำหน่ายปิโตรเลียมไปยังต่างประเทศถือเป็นการสร้างความมั่นคงทางพลังงานและ นำรายได้กลับคืนสู่ประเทศไทยอีกทางหนึ่ง

ในปี 2554 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย จำหน่ายปิโตรเลียมเฉลี่ยต่อวัน 265,047 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากปี 2553 ปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นส่วนใหญ่มาจากการขาย น้ำมันดิบ (Diluted Bitumen หรือ Dilbit) ของโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคที ซึ่งได้เริ่มการผลิตตั้งแต่ปลายปี 2553 โดยมี อัตราการผลิตเฉลี่ยของปีนี้อยู่ที่ 14,300 บาร์เรลต่อวัน และยังมี ปัจจัยสนับสนุนจากการขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติจาก โครงการเวียดนาม 16-1 ซึ่งได้เริ่มดำเนินการผลิตเมื่อเดือน สิงหาคมที่ผ่านมา ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 15,000 บาร์เรลต่อวัน และ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับ และยังรวมถึงการ ขายก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทที่ผลิตเพิ่มขึ้นจากโครงการ พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-ปี 17 อีกด้วย

โดยสรุป ปริมาณและรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในปี 2554 มีสัดส่วนปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ก๊าซธรรมชาติต่อผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทเป็น 71 ต่อ 29 หรือคิดเป็นสัดส่วนมูลค่าการขายผลิตภัณฑ์ก๊าซธรรมชาติ ต่อผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทเป็น 45 ต่อ 55 โดยมี รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

PTTEP has invested in 41 E&P activities, with 17 domestic projects and 24 overseas projects (including those in the Malaysia-Thailand and the Cambodia-Thailand overlapping areas). Its policy is to supply products, namely natural gas, crude oil, condensate, and LPG (a by-product of gas and oil) from both domestic and external sources primarily to the domestic market. Its overseas expansion of E&P and sales activities represents an additional means of forging energy security and generating income for Thailand.

In 2011, sales by PTTEP and its subsidiaries averaged 265,047 BOED, a few rise from the previous year. Most of the incremental sales of this year came from the diluted bitumen (Dilbit) from Canada Oil Sands KKD Project, on stream since late 2010 and averaging 14,300 BPD this year. Supporting this rise were crude oil and gas outputs from Vietnam 16-1 Project, on stream since August 2011 initially at 15,000 BPD and 30 MMSCFD. Finally, contributing were additional gas and condensate outputs from Block B17 of the Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA).

For the year 2011, the total sales ratio was 71% natural gas to 29% crude oil and condensate by volume, or 45% to 55% by sales revenue, as shown in the following table.

ผลิตภัณฑ์ Product	ปริมาณการขาย Volume	มูลค่าการขาย (ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา) Value (Million USD)
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (MMSCF)	417,090.97	2,429.23
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMBBL)	12.92	1,354.20
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMBBL)	14.16	1,480.07
ก๊าซแอลพีจี (เมตริกตัน) LPG (Metric Tons)	86,292.37	26.33
ไคลูท บิทูเมน (ล้านบาร์เรล) Diluted Bitumen (MMBBL)	1.42	149.89

ลักษณะการตลาด

ปตท.สผ. จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากโครงการในประเทศและภูมิภาคใกล้เคียงให้ตลาดในประเทศเป็นหลัก โดยทำการจำหน่ายให้แก่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นผู้นำผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมไปผ่านกระบวนการแยกและผลิตเพื่อจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงและวัตถุดิบสำหรับธุรกิจผลิตไฟฟ้า ธุรกิจปิโตรเคมี ธุรกิจภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในครัวเรือน สำหรับน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตในประเทศบางส่วน ซึ่งมีข้อกำหนดในเรื่องคุณสมบัติที่ไม่สามารถกลั่นโดยโรงกลั่นในประเทศได้ บริษัทจะจำหน่ายน้ำมันดิบดังกล่าวในตลาดต่างประเทศ

ทั้งนี้ ปตท.สผ. เป็นผู้จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในประเทศ (รวมการผลิตของโครงการยาดานาและโครงการเยตากุนในพม่า) เป็นอันดับ 1 จากผู้จำหน่ายทั้งสิ้น 18 ราย

สำหรับแหล่งผลิตในต่างประเทศ การจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจะแตกต่างกันไปในแต่ละประเทศ ปัจจุบันบริษัทจำหน่ายผลิตภัณฑ์ในต่างประเทศดังนี้

(1) โครงการยาดานาและโครงการเยตากุน ในพม่า: ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากทั้ง 2 โครงการ จำหน่ายให้แก่ประเทศไทยเป็นหลักโดยมีบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นผู้รับซื้อ และบางส่วนจำหน่ายให้กับพม่าเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สำหรับคอนเดนเสทจากโครงการเยตากุนจะจำหน่ายส่วนหนึ่งเพื่อใช้ในพม่า และจำหน่ายส่วนที่เหลือในตลาดจรรยาในภูมิภาค

Marketing Characteristics

PTTEP, by and large, sells its outputs from domestic and regional projects to the Thai market through PTT Plc, the major buyer and processor of all products which are then supplied to power plants, the petrochemical industry, the transportation sector, industries, and households. A portion of the indigenous crude oil whose composition does not match domestic refinery configuration is exported.

Including its Yadana and Yetagun field outputs, PTTEP ranked first among 18 domestic sellers of petroleum products.

Sales of petroleum products from international fields vary from country to country as detailed below:

(1) Yadana and Yetagun Projects in Myanmar: The gas produced from both projects is primarily sold to Thailand (through PTT Plc, the buyer), and some is sold to Myanmar for its domestic power generation. Yetagun condensate is sold and consumed in that country, with the excess volume sold in regional spot markets.



(2) โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-บี17: ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากโครงการนี้ปัจจุบันจำหน่ายให้กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เพื่อนำมาใช้ในประเทศไทยทั้งหมด อย่างไรก็ตาม ในปี 2558 มีกำหนดจะแบ่งขาย 50:50 ให้กับ Petronas เพื่อใช้ในประเทศมาเลเซียด้วย สำหรับคอนเดนเสทที่ผลิตได้จะส่งให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ Petco Trading Labuan Company Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ Petronas ร่วมกันเป็นตัวแทน (Marketing Agent) สำหรับการขายในตลาดจร

(3) โครงการโอมาน 44 ในโอมาน: บริษัทจำหน่ายก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ทั้งหมดให้กับรัฐบาลรัฐสุลต่านโอมาน ส่วนคอนเดนเสทที่ผลิตได้ บริษัทจำหน่ายให้กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เพื่อนำมาใช้ในประเทศไทย

(4) โครงการเวียดนาม 9-2 และเวียดนาม 16-1 ในเวียดนาม: น้ำมันดิบที่ผลิตได้จะจำหน่ายทั้งในตลาดจรและในรูปแบบสัญญาซื้อขายระยะสั้น ส่วนก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จะจำหน่ายให้กับ Vietnam Oil and Gas Group ซึ่งเป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจของรัฐบาลเวียดนามเพื่อใช้ในประเทศ

(5) โครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี ในแคนาดา: ไดลูท บิทูเมน หรือ Dilbit ที่ผลิตได้ ในเบื้องต้นนี้จำหน่ายให้กับ Statoil Canada Limited ทั้งหมด เพื่อขายในทวีปอเมริกาเหนือ ทั้งนี้ ปตท.สม. มีสิทธิ์ที่จะจำหน่ายน้ำมันดิบตามสัดส่วนของการร่วมทุนในภายหลัง ตามเงื่อนไขที่ได้ตกลงกันไว้ตามสัญญาร่วมทุน

ในส่วนของการทำการตลาดของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมนั้น เนื่องจากผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดมีคุณสมบัติของผลิตภัณฑ์แตกต่างกัน ซึ่งทำให้โครงสร้างของตลาด และโครงสร้างของราคาการจำหน่ายแตกต่างกันด้วย ทั้งนี้ สามารถสรุปได้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติต้องใช้เงินลงทุนเป็นจำนวนมาก จึงจำเป็นต้องมีสัญญาซื้อขายก่อนทำการลงทุน โดยเป็นสัญญาระยะยาว 15-30 ปี และมีการกำหนดราคาปริมาณและจุดซื้อขายไว้ในสัญญา อย่างชัดเจน การจำหน่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตในประเทศทั้งหมดจะกำหนดจุดส่งมอบที่ปากหลุมผลิต โดยผู้ซื้อทำการลงทุนวางระบบท่อมารับก๊าซธรรมชาติที่แหล่งผลิต ส่วนก๊าซธรรมชาติจากพม่าที่ส่งมาจำหน่ายยังประเทศไทย จุดส่งมอบอยู่ที่เขตชายแดน โดยผู้ขายเป็นผู้ลงทุนวางระบบท่อจากแหล่งผลิตมาถึงชายแดน ราคาที่ใช้ซื้อขายก๊าซธรรมชาติจะอ้างอิงกับราคาน้ำมันเตาและดัชนีเศรษฐกิจเพื่อสะท้อนต้นทุนการผลิตและสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงอื่นได้ตลอดอายุสัญญา

(2) MTJDA-B17 Project: All the gas output is currently sold to PTT Plc for consumption in Thailand. Starting in 2015, however, it is to be divided equally with Petronas for consumption in Malaysia. The condensate output will be sold by PTT Plc and Petco Trading Labuan Company Limited (Petronas's subsidiary), as marketing agents in spot markets.

(3) Oman 44 Project: The gas output is sold to the Sultanate of Oman, whereas the condensate is sold to PTT Plc for consumption in Thailand.

(4) Vietnam 9-2 and Vietnam 16-1 Projects: The oil output is sold in spot markets and by short-term contracts, whereas the gas is sold to Vietnam Oil and Gas Group, a state enterprise, for consumption in that country.

(5) Canada Oil Sands KKD Project: All the diluted bitumen (Dilbit) output was initially sold to Statoil Canada Limited for distribution in North America. PTTEP is entitled to sell its share of oil in a later date under the conditions of the joint venture agreement.

Marketing of petroleum products varies with their characteristics, which in turn differentiate market structures and sales price structures, as captured below.

(1) Natural gas

Due to the capital-intensive investment in developing gas fields, gas sales agreements (GSAs) must become effective or signed before any major investment is made. GSAs are typically long-term, ranging from 15 to 30 years. Prices, volumes, and points of sale are stipulated for each contract. The designated transfer points for all domestically sold gas are at the wellhead, from which the buyer will invest in the transmission system. However, the delivery point of the gas sold from Myanmar to Thailand is at the border. The seller is responsible for investment in the transmission pipelines from the wellhead to the border. Gas prices are usually tied to fuel oil and economic indices, so that the cost of production can reflect the investment and be competitive with competing fuels for the GSA period.

ปริมาณซื้อขายถูกกำหนดขึ้นจากปริมาณสำรองที่ทำการประเมิน ณ วันเจรจาสัญญา ทั้งผู้ซื้อและผู้ขายมีข้อผูกพันที่ต้องทำการซื้อขายตามปริมาณที่กำหนด ในกรณีที่ผู้ซื้อไม่สามารถรับก๊าซฯ ได้ตามปริมาณในสัญญา ผู้ขายจะได้รับหลักประกันโดยผู้ซื้อต้องจ่ายเงินให้แก่ผู้ขายครบตามจำนวน (Take-or-Pay) และผู้ซื้อไม่มีสิทธิรับก๊าซฯ นี้โดยไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในปัดๆ ไป (Make Up Gas) และหากผู้ขายไม่สามารถจัดส่งก๊าซฯ ตามปริมาณที่ผู้ซื้อสั่งในวันใดวันหนึ่งได้ ผู้ซื้อสามารถรักษาสถานะกับคู่ค้า โดยทำการซื้อก๊าซฯ ปริมาณดังกล่าวด้วยราคาลดลงตามที่กำหนดในแต่ละสัญญา (Shortfall)

(2) คอนเดนเสทและน้ำมันดิบ

การกำหนดราคาจำหน่ายคอนเดนเสทและน้ำมันดิบนั้น มักอ้างอิงราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เป็นตัวหลักสำหรับซื้อขายในภูมิภาคที่โครงการนั้นๆ ทำการผลิตอยู่ (Regional Benchmark Price) ซึ่งเป็นไปตามแนวทางการปฏิบัติของอุตสาหกรรมน้ำมันทั่วไป โดยการซื้อขายอยู่ในรูปแบบที่เป็นสัญญาระยะยาวและสัญญาระยะสั้น และบางส่วนจำหน่ายในตลาดจร

(3) ก๊าซแอลพีจี

บริษัทฯ จำหน่ายก๊าซแอลพีจีจากโครงการเอส 1 ให้แก่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยมีรูปแบบเป็นสัญญาระยะยาวราคาขายอ้างอิงตามราคาประกาศหน้าโรงกลั่นที่กำหนดโดยรัฐบาล

ภาวะการแข่งขัน

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยซึ่งเป็นตลาดหลักของ ปตท.สผ. นั้น มีการแข่งขันที่ไม่รุนแรงนักซึ่งเป็นผลมาจากลักษณะของตลาดที่ปริมาณความต้องการใช้มากกว่าปริมาณที่ผลิตได้ และรูปแบบการซื้อขายที่เป็นสัญญาระยะยาวโดยมีการกำหนดเงื่อนไขเพื่อเป็นการรับประกันตลาดให้กับผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้

สำหรับปี 2554 นั้น ประเทศไทยมีการเติบโตด้านพลังงานอย่างต่อเนื่อง สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานว่า ในช่วงครึ่งปีแรก มีการผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นที่ 1,028,000 บาร์เรลเทียบเท่า น้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าคิดเป็นร้อยละ 3.9 ซึ่งเป็นทิศทางเดียวกันกับความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นที่มีอัตราเฉลี่ย 1,898,000 บาร์เรลเทียบเท่า น้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้าร้อยละ 5.8 โดยที่ก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คือ คิดเป็นร้อยละ 44 ของความต้องการใช้ทั้งหมด

Sales volumes are based on the assessed reserves on the negotiation date. GSAs stipulate buyer and seller obligations for the committed amount according to each year's take-or-pay conditions. If the buyer does not take the volume of gas as committed to in the GSA, it must pay for the committed volume whether the gas is taken or not. As a consequence, the buyer is entitled to take delivery of "make-up gas" free of charge in subsequent years. On the other hand, should the seller fail to deliver as nominated (shortfall), the buyer is entitled to an agreed discount price of the undelivered volumes as stipulated in each agreement.

(2) Condensate and crude oil

As a rule, the Company bases the prices of its condensate and crude oil on regional benchmark prices, meaning those predominantly sold in the region, which is the industry's common practice. Contracts are either short-term or long-term, and some are sold in spot markets.

(3) LPG

LPG produced from S1 Project is sold to PTT Plc under a long-term contract at a price referenced to the ex-refinery prices announced by the government.

Competition

Competition in the E&P industry of Thailand—PTTEP's key market—is by and large non-threatening, since demand always exceeds supply. Contracts are predominantly long-term, with take-or-pay clauses for gas to guarantee its market.

The year 2011 saw steady growth in energy consumption. According to a report by the Office of the National Economic and Social Development Board, during the first half, 1,028 KBOED of primary commercial energy was produced (a 3.9% rise from that of the previous year), in line with consumption, which averaged 1,898 KBOED (a 5.8% rise from that of the previous year). Natural gas consumption took the lion's share (44%) of total consumption.

ทั้งนี้ ความต้องการใช้ที่มากกว่าปริมาณการผลิตดังกล่าว ได้รับการทดแทนด้วยการนำเข้าพลังงาน ซึ่งในครึ่งปีแรกของปี 2554 มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเล็กน้อย คือ ร้อยละ 2.8 อย่างไรก็ตาม ในปีนี้ ประเทศไทยมีอัตราการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ ต่อความต้องการใช้อยู่ที่ร้อยละ 56 ซึ่งลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ ช่วงเดียวกันของปีก่อนซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 58 แสดงให้เห็นว่า แหล่งพลังงานในประเทศสามารถช่วยลดภาระการนำเข้าจาก ต่างประเทศลงได้บางส่วนอย่างเป็นรูปธรรม

สำหรับในครึ่งปีหลังของปี 2554 ภาวะความต้องการใช้ พลังงานโดยเฉพาะในช่วงไตรมาส 4 ปี 2554 ได้ชะลอตัวอันมี สาเหตุจากสถานการณ์น้ำท่วมอย่างรุนแรงที่เกิดขึ้นในหลายพื้นที่ ของประเทศ โดยเฉพาะในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล ซึ่งเป็นแหล่งศูนย์กลางทางเศรษฐกิจ และมีนิคมอุตสาหกรรม หลายแห่งได้รับผลกระทบจนต้องหยุดการผลิต บัณฑิตกล่าวว่า กระทบต่อปริมาณความต้องการใช้พลังงานที่ลดลงอย่างมากใน ช่วงเวลาดังกล่าว อย่างไรก็ตาม คาดว่าความต้องการใช้พลังงาน จะเริ่มเพิ่มขึ้นจนสามารถกลับมาอยู่ในระดับใกล้เคียงกับภาวะ ก่อนที่จะเกิดน้ำท่วมได้ ภายในไตรมาส 1 ปี 2555 เนื่องจา กเส้นทางการคมนาคมขนส่ง รวมทั้งโรงงานในนิคมอุตสาหกรรม เริ่มฟื้นฟูและสามารถกลับมาดำเนินการผลิตได้ตามปกติ

สำหรับภาวะตลาดในปี 2555 คาดว่า ภาวะเศรษฐกิจไทย จะยังคงขยายตัว โดยมีปัจจัยขับเคลื่อนที่ดีจากการใช้จ่ายและ การลงทุนภาครัฐ ซึ่งจะมีบทบาทสำคัญต่อการผลักดันเศรษฐกิจ จากการเร่งรัดการลงทุนก่อสร้างใหม่ ตลอดจนการซ่อมแซม และฟื้นฟูโครงสร้างพื้นฐานที่ได้รับความเสียหายจากน้ำท่วม นอกจากนี้การดำเนินนโยบายของรัฐบาลที่มุ่งเน้นการเพิ่มรายได้ ของประชาชน โดยให้มีการฟื้นฟูภาคเกษตร ภาคอุตสาหกรรม และภาคบริการ จะส่งผลให้อุปสงค์ภายในประเทศขยายตัวอย่าง ต่อเนื่อง โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากการลงทุนของภาคเอกชน ในส่วนของการลงทุนซื้อเครื่องจักรใหม่และซ่อมแซมเครื่องจักร เก่าที่เสียหายจากน้ำท่วม ซึ่งทั้งหมดนี้เป็นปัจจัยบวกต่อความ ต้องการใช้พลังงานของประเทศ

ในส่วนของราคาน้ำมันนั้น ยังมีแนวโน้มทรงตัวในระดับสูง จากปัจจัยเสี่ยงด้านอุปทาน และการเก็งกำไรในตลาดโลก จึงจะ ส่งผลให้ราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้น ดังนั้นเพื่อลดภาระการนำเข้า และตอบสนองต่อความต้องการใช้ที่เติบโตต่อเนื่อง ปตท.สผ. จึงยังมุ่งมั่นที่จะเสาะหาแหล่งพลังงานใหม่ทั้งจากภายในและ ต่างประเทศเพื่อขยายฐานการผลิต และสร้างความมั่นคงในการ จัดหาพลังงานแก่ประเทศไทยในระยะยาวต่อไป

To meet this demand, energy imports were the answer. During the first half of the year, such imports rose by 2.8%. The year saw, however, 56% dependence on energy imports, a slight drop from 58% in the same period of the previous year, which showed that indigenous energy resources can displace some imports.

For the latter half of the year, energy demand (especially that in the fourth quarter) plummeted with the onset of severe floods in many regions of the country, particularly Bangkok and its perimeter—the domestic economic nucleus—while several industrial estates sustained production disruption. These factors sharply eroded energy demand during the period. Still, by the first quarter of 2012, energy demand is expected to pick up and return to pre-flood levels, with the restoration of transport routes and plant operation in the industrial estates.

As for the market situation in 2012, Thailand's economy will likely be propelled by spending and public investment programs, which will play a key role because of new construction investment acceleration, together with repairs to the inundated infrastructure. Meanwhile, public policy implementation focusing on growing public income through restoration of the agricultural sector, industrial sector, and service sector will keep domestic demand growing. Supporting this growth will be private investment in the purchasing of new machinery and repairs to flooded machinery. All these will buoy domestic energy demand growth.

Meanwhile, the price of oil is likely to remain high due to demand growth and speculation in the world market, which will inflate the price. So, to accommodate a steady rise in demand and reduce import dependency, PTTEP is committed to finding new energy resources (indigenous and otherwise) to expand its output base and foster energy security for Thailand over the long run.

เริ่มตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 ผู้บริหารของกลุ่มบริษัท กำหนดสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) เป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional currency) และได้นำเสนองบการเงินในสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 เรื่อง ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

รายได้ของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วยรายได้จากการขายปิโตรเลียมซึ่งราคาขายอ้างอิงกับราคาน้ำมันตามราคาตลาดโลกซึ่งเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ดังนั้นในการแสดงโครงสร้างรายได้ของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย สำหรับปี 2552-2554 จึงแสดงเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. เพื่อให้สะท้อนถึงโครงสร้างรายได้ของกลุ่มบริษัท

โครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อยเฉพาะส่วนที่เป็นธุรกิจหลักในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ก่อให้เกิดรายได้ในปัจจุบันมีทั้งสิ้น 21 โครงการ ประกอบด้วย โครงการบงกช โครงการคอนแท็ค 4 โครงการเอส 1 โครงการยาดานา โครงการเยตากูน โครงการคอนแท็ค 3 โครงการบี 8/32 และ 9 เอ โครงการพีทีทีพี 1 โครงการอี 5 โครงการบี 6/27 โครงการสินภูฮ่อม โครงการจี 4/43 โครงการโอมาน 44 โครงการอาทิตย์ โครงการเวียดนาม 9-2 โครงการอาทิตย์เหนือ โครงการพีทีทีพี ออสตราเลเซีย โครงการจี 4/48 โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-บี 17 โครงการแคนาดา ออยล์ แชนด์ เคเคดี และโครงการเวียดนาม 16-1 นอกจากนั้น ปตท.สผ. และบริษัทย่อยยังมีรายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ ซึ่งเป็นรายได้ตามสัดส่วนใน Moattama Gas Transportation Company (MGTC) และ Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC) ที่เกิดจากการให้บริการท่อขนส่งก๊าซแก่ Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE)

Commencing on January 1, 2011, the Company's management has determined US Dollar as the functional currency and has presented its financial statements in US Dollars in accordance with Thai Accounting Standard No. 21 "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates".

PTTEP and its subsidiaries' revenues have come mainly from sales of petroleum products prices for which are marked to the world fuel prices in US Dollars. Thus, PTTEP and its subsidiaries' revenue structure of 2009 - 2011 are presented here in US Dollars in order to reflect the company's revenue structure.

The petroleum exploration and production projects which generated revenues for PTTEP and its subsidiaries comprised 21 projects: Bongkot, Contract 4, S1, Yadana, Yetagun, Contract 3, B8/32 & 9A, PTTEP1, E5, B6/27, Sinphuhorm, G4/43, Oman 44, Arthit, Vietnam 9-2, Arthit North, PTTEP Australasia, G4/48, MTJDA-B17, Canada oil Sands KKD, and Vietnam 16-1 projects. In addition, PTTEP and its subsidiaries recorded revenues proportionately from gas pipeline transportation which Moattama Gas Transportation Company (MGTC) and Taninthayi Pipeline Company (TPC) rendered to Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE).

โครงสร้างรายได้ของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ตั้งแต่ปี 2552-2554 Revenue structure of PTTEP and its subsidiaries during 2009-2011

ผลิตภัณฑ์ Product	ดำเนินการโดย Operated by	ถือหุ้นโดย Shareholding by	% การถือหุ้นของบริษัท % of interest		2552* 2009*		2553 2010		2554 2011	
			2553	2554	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%
			2010	2011						

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

Petroleum Exploration and Production Segment

น้ำมันดิบ Crude	ปตท.สผ. PTTEP	-	-	-	136.54	3.89	184.24	4.07	257.49	4.53
	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	ปตท.สผ. PTTEP	100.00	100.00	44.27	1.26	60.67	1.34	70.17	1.23

ผลิตภัณฑ์ Product	ดำเนินการโดย Operated by	ถือหุ้นโดย Shareholding by	% การถือหุ้นของบริษัท % of interest		2552* 2009*		2553 2010		2554 2011	
			2553	2554	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%
			2010	2011						
น้ำมันดิบ (ต่อ) Crude (cont'd)	ปตท.สผ.ส. PTTEPS	ปตท.สผ. PTTEP	51.00	51.00	323.34	9.21	426.18	9.40	627.98	11.05
		พีทีทีอพี ออฟชอร์ PTTEPO	49.00	49.00	-	-	-	-	-	-
	พีทีทีอพี ออฟชอร์ ¹ PTTEPO ¹	ปตท.สผ. PTTEP	75.00	75.00	244.32	6.96	283.91	6.26	314.11	5.52
		ปตท.สผ.อ. PTTEPI	25.00	25.00	-	-	-	-	-	-
	พีทีทีอพี เอชวี PTTEP HV	พีทีทีอพี ออฟชอร์ PTTEPO	100.00	100.00	68.16	1.94	55.33	1.22	60.36	1.06
	ปตท.สผ.ท. ² PTTEPT ²	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	100.00	100.00	0.17	0.01	1.68	0.04	-	-
	พีทีทีอพี เอพี PTTEP AP	พีทีทีอพี โฮลดิ้ง PTTEPH	100.00	100.00	59.74	1.70	60.40	1.33	-	-
	พีทีทีอพี เอชแอล PTTEP HL	พีทีทีอพี ออฟชอร์ PTTEPO	100.00	100.00	-	-	-	-	149.95	2.64
ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas	ปตท.สผ. PTTEP	-	-	-	1,375.99	39.20	1,611.16	35.55	1,619.77	28.49
	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	ปตท.สผ. PTTEP	100.00	100.00	300.26	8.55	506.16	11.17	659.95	11.61
	ปตท.สผ.ส. PTTEPS	ปตท.สผ. PTTEP	51.00	51.00	33.04	0.94	41.48	0.92	51.40	0.90
		พีทีทีอพี ออฟชอร์ PTTEPO	49.00	49.00	-	-	-	-	-	-
	พีทีทีอพี ออฟชอร์ ¹ PTTEPO ¹	ปตท.สผ. PTTEP	75.00	75.00	73.31	2.09	77.53	1.71	80.22	1.41
		ปตท.สผ.อ. PTTEPI	25.00	25.00	-	-	-	-	-	-
	พีทีทีอพี เอชวี PTTEP HV	พีทีทีอพี ออฟชอร์ PTTEPO	100.00	100.00	3.46	0.10	2.26	0.05	1.59	0.03
	พีทีทีอพี โอเอ็ม PTTEP OM	พีทีทีอพี ออฟชอร์ PTTEPO	100.00	100.00	16.56	0.47	16.66	0.37	16.30	0.29
	ปตท.สผ.ท. ² PTTEPT ²	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	100.00	100.00	0.04	0.01	0.26	0.01	-	-
ก๊าซแอลพีจี LPG	ปตท.สผ. PTTEP	-	-	-	5.35	0.15	5.60	0.12	6.58	0.11
	ปตท.สผ.ส. PTTEPS	ปตท.สผ. PTTEP	51.00	51.00	16.06	0.46	16.80	0.37	19.75	0.35
		พีทีทีอพี ออฟชอร์ PTTEPO	49.00	49.00	-	-	-	-	-	-

ผลิตภัณฑ์ Product	ดำเนินการโดย Operated by	ถือหุ้นโดย Shareholding by	% การถือหุ้นของบริษัท % of interest		2552* 2009*		2553 2010		2554 2011	
			2553 2010	2554 2011	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%
คอนเดนเสท Condensate	ปตท.สผ. PTTEP	-	-	-	596.64	17.00	835.98	18.45	1,145.45	20.15
	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	ปตท.สผ. PTTEP	100.00	100.00	19.58	0.56	89.49	1.97	134.34	2.36
	ปตท.สผ.ส. PTTEPS	ปตท.สผ. PTTEP	51.00	51.00	1.35	0.04	1.80	0.04	2.24	0.04
		พีทีทีอีพี ออฟฟ شور PTTEPO	49.00	49.00	-	-	-	-	-	-
		พีทีทีอีพี โอเอ็ม PTTEPO OM	100.00	100.00	51.95	1.48	52.04	1.15	72.18	1.27
ไดลูท บิทูเมน Diluted Bitumen	พีทีทีอีพี ซีเอ PTTEP CA	พีทีทีอีพี เอ็นซี PTTEP NC	100.00	100.00	-	-	-	-	149.89	2.64
รวม Total					3,370.13	96.02	4,329.63	95.54	5,439.72	95.68

ส่วนงานการบริการท่อขนส่งก๊าซ

Overseas Pipeline Segment

การบริการ ท่อขนส่งก๊าซ Gas Pipeline Transportation	MGTC MGTC TPC TPC	พีทีทีอีพี ออฟฟ شور PTTEPO พีทีทีอีพี ออฟฟ شور PTTEPO	25.50 19.3178	25.50 19.3178	69.57 40.17	1.99 1.14	71.43 39.41	1.58 0.87	80.00 44.07	1.41 0.78
รวม Total					109.74	3.13	110.84	2.45	124.07	2.19

ส่วนงานอื่น

Other Segment

รายได้อื่น Other Revenues	ปตท.สผ. PTTEP	-	-	-	10.51	0.30	32.33	0.71	18.59	0.33
	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	ปตท.สผ. PTTEP	100.00	100.00	10.17	0.29	5.76	0.13	30.14	0.53
	พีทีทีอีพี ออฟฟ شور ¹ PTTEPO ¹	ปตท.สผ. PTTEP	75.00	75.00	1.99	0.06	3.10	0.07	5.55	0.10
		ปตท.สผ.อ. PTTEPI	25.00	25.00	-	-	-	-	-	-
	พีทีทีอีพี เอชวี PTTEP HV	พีทีทีอีพี ออฟฟ شور PTTEPO	100.00	100.00	0.02	0.00	0.05	0.00	0.10	0.00
	พีทีทีอีพี เอชแอล PTTEP HL	พีทีทีอีพี ออฟฟ شور PTTEPO	100.00	100.00	-	-	0.02	0.00	0.04	0.00
	MGTC	พีทีทีอีพี ออฟฟ شور PTTEPO	25.50	25.50	0.10	0.00	0.10	0.00	0.58	0.01
	MGTC	PTTEPO								
	TPC	พีทีทีอีพี ออฟฟ شور PTTEPO	19.3178	19.3178	-	-	-	-	0.23	0.00
	TPC	PTTEPO								

ผลิตภัณฑ์ Product	ดำเนินการโดย Operated by	ถือหุ้นโดย Shareholding by	% การถือหุ้นของบริษัท % of interest		2552* 2009*		2553 2010		2554 2011	
			2553	2554	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%	รายได้ (ล้าน ดอลลาร์ สรอ.) Revenue (Million USD)	%
			2010	2011						
รายได้อื่น (ต่อ) Other Revenues (cont'd)	พีทีทีเอส เซอร์วิสเชส PTTEP Services	ปตท.สผ. PTTEP	25.00	25.00	(5.22)	(0.15)	0.38	0.01	0.86	0.01
		ปตท.สผ.อ. PTTEPI	75.00	75.00	-	-	-	-	-	-
	ปตท.สผ.ท. ² PTTEPT ²	ปตท.สผ.อ. PTTEPI	100.00	100.00	-	-	-	-	0.08	0.00
	ปตท.สผ.ส. PTTEPS	ปตท.สผ. PTTEP	51.00	51.00	3.08	0.09	2.44	0.05	5.21	0.09
	พีทีทีเอส ออฟชอร์ PTTEPO	พีทีทีเอส โฮลดิ้ง PTTEPH	49.00	49.00	-	-	-	-	-	-
	พีทีทีเอส เอพี PTTEP AP	พีทีทีเอส โฮลดิ้ง PTTEPH	100.00	100.00	9.33	0.26	45.29	1.00	41.42	0.73
	พีทีทีเอส เอ็นแซท PTTEP NZ	พีทีทีเอส โฮลดิ้ง PTTEPH	100.00	100.00	-	-	-	-	7.51	0.13
	พีทีทีเอส เอสเอ็ม PTTEP SM	พีทีทีเอส ไอดี PTTEP ID	100.00	100.00	-	-	1.83	0.04	-	-
	พีทีทีเอส เอสเอ็มดี PTTEP SMD	พีทีทีเอส ไอดี PTTEP ID	100.00	100.00	-	-	-	-	3.13	0.05
	พีทีทีเอส เอสเอส PTTEP SS	พีทีทีเอส ไอดี PTTEP ID	100.00	100.00	-	-	-	-	1.16	0.02
	พีทีทีเอส เอสดี PTTEP SD	พีทีทีเอส ไอดี PTTEP ID	100.00	100.00	-	-	-	-	0.90	0.02
	พีทีทีเอส เอ็นซี PTTEP NC	พีทีทีเอส ไอเอช PTTEP IH	0.00005	0.00005	-	-	-	-	-	-
		พีทีทีเอส เอ็นแอล PTTEP NL	99.99995	99.99995	-	-	-	-	1.74	0.03
	พีทีทีเอส ซีโอ PTTEP CA	พีทีทีเอส เอ็นซี PTTEP NC	-	100.00	-	-	-	-	3.77	0.07
	พีทีทีเอส ซีไอเอฟ PTTEP CIF	PTTEP NC	-	100.00	-	-	-	-	0.29	0.01
รวม Total					29.98	0.85	91.30	2.01	121.30	2.13
รวม Grand Total					3,509.85	100.00	4,531.77	100.00	5,685.09	100.00

* แปลงค่าจากรายได้สกุลเงินบาทที่ได้รายงานต่อตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2553 เป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. โดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยประจำปี 2552 ในอัตรา 34.2858 บาทต่อดอลลาร์ สรอ.

¹ พีทีทีเอส ออฟชอร์ถือหุ้นในบริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด และ บริษัท บี8/32 พาร์ทเนอร์ จำกัด

² เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2553 บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับกระทรวงพาณิชย์และอยู่ระหว่างการชำระบัญชี

* Revenue in THB currency that was reported to the SEC on February 17, 2010 has been converted to be presented in USD currency by using the 2009 average exchange rate of 34.2858 THB per USD.

¹ PTTEPO holds Orange Energy Limited and B8/32 Partners Limited.

² As of December 24, 2010, PTTEPT has registered for the dissolution with the Ministry of Commerce and is in the process of liquidation.

ปัจจัยเสี่ยงที่มีผลกระทบต่อการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. แบ่งเป็นสองประเภท คือปัจจัยเสี่ยงที่เกิดจากปัจจัยภายใน และปัจจัยเสี่ยงที่เกิดจากปัจจัยภายนอก ได้แก่

1. ปัจจัยเสี่ยงที่เกิดจากปัจจัยภายใน

1.1 ความเสี่ยงในการลงทุนในโครงการใหม่

ปตท.สผ. มีนโยบายขยายการลงทุนทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยพิจารณาโครงการที่มีศักยภาพและสอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตและปริมาณสำรองปิโตรเลียม เพื่อรองรับการขยายตัวของความต้องการพลังงาน จึงมุ่งเน้นการลงทุนในพื้นที่ที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมสูง ซึ่งจะส่งผลให้บริษัทสามารถเติบโตได้อย่างมั่นคงในระยะยาว ปตท.สผ. มีการทบทวนกลยุทธ์ในการขยายการลงทุน โดยพิจารณาจากศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมและโอกาสการลงทุนในประเทศเป้าหมาย เทคโนโลยีในการผลิตปิโตรเลียม รวมถึงโอกาสการขยายการลงทุนกับ Strategic Partner และได้มีการปรับแผนกลยุทธ์โดยการเร่งขยายการลงทุนในพื้นที่เป้าหมายหลักที่มีความสำคัญในเชิงกลยุทธ์ ทั้งในด้านการสำรวจและการเข้าซื้อหรือควบรวมกิจการ โดยเน้นขยายฐานการลงทุนแบบ Growth Platform หรือการขยายการลงทุนจากประเทศที่ ปตท.สผ. มีความได้เปรียบ เนื่องจากมีฐานการลงทุนอยู่ในประเทศนั้นแล้วสามารถประสานประโยชน์กับโครงการที่มีอยู่ และมีศักยภาพในการเติบโตสูง อย่างไรก็ตามการลงทุนใหม่ๆ อาจมีความเสี่ยงเกิดขึ้น ดังนั้น ในการลงทุนแต่ละครั้งจึงมีแนวทางในการป้องกันความเสี่ยง โดยพิจารณาปัจจัยความเสี่ยงต่างๆ ทั้งทางด้านศักยภาพของปิโตรเลียม การดำเนินการ ความสามารถของผู้ดำเนินการ เงื่อนไขและความชัดเจนของการแบ่งผลประโยชน์ และการปฏิบัติตามข้อสัญญา ความมั่นคงทางด้านการเมือง ความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ เสถียรภาพทางเศรษฐกิจและการเงิน สภาพทางภูมิศาสตร์ รวมถึงลักษณะและขนาดของโครงการ เพื่อนำมาประกอบการพิจารณาคัดเลือกโครงการ รวมทั้งการหามาตรการป้องกันความเสี่ยงล่วงหน้า และชดเชยความเสี่ยงเหล่านี้ไว้ในกระบวนการวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการลงทุนด้วยอีกทางหนึ่ง

จากความเสี่ยงดังกล่าวข้างต้น ปตท.สผ. มีระบบการพิจารณาการลงทุนในโครงการใหม่อย่างรอบคอบ โดยคณะกรรมการกลั่นกรองโอกาสการลงทุนเบื้องต้น (Early Opportunity Review Committee) เพื่อให้การดำเนินงานด้านการขยายการลงทุนเป็นไปตามทิศทางและแนวนโยบายการลงทุนตามแผนของบริษัท โดยมีการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านต่างๆ เพื่อให้เกิดความเหมาะสมต่อการลงทุนในประเภทธุรกิจและ

The major risks associated with PTTEP's petroleum exploration and production result from internal and external factors.

1. Internal Risk Factors

1.1 New Project Investment Risks

PTTEP's policy is to invest more, both domestically and internationally, with a focus on promising projects and those aligning with its strategic plan of increasing petroleum production and reserves. To achieve solid, long-term growth, it therefore focuses on investments made in territories with high petroleum potential. The Company revises its investment expansion strategy through its deliberation of deposit potential and investment opportunities in target countries, petroleum production technology, and investment expansion with strategic partners. In addition, it adjusts its strategic plans by growing aggressively in core areas through more exploration and mergers and acquisitions (M&As), with a focus on growth-platform investment base expansion or investment in countries where PTTEP holds advantages due to investment already made in these countries, which could leverage existing projects and command growth potential. Yet, new investments contain risks. Therefore, PTTEP has instituted risk mitigation measures designed for each investment as part of its screening process — taking into account petroleum potential, operating risks, operators' capability, attractiveness of fiscal regimes, contract adherence, political stability, economic and fiscal stability, international relations, geographical conditions, and project types and sizes. In addition, risk prevention measures must be identified ahead of time. These risk factors are taken into account and mitigated in profitability analyses.

In view of such risks, PTTEP has instituted a process to scrutinize investment for each new project by running it through the Early Opportunity Review Committee so that investment expansion may follow the corporate investment direction and policy. The committee analyzes assorted factors for both business investment and technological investment—both conventional and unconventional development. Each new investment, including farm-in and farm-out projects, must secure

เทคโนโลยีทั้งที่เป็น Conventional และ Unconventional โดยการลงทุนในโครงการใหม่ทุกโครงการตลอดจนการร่วมทุน Farm-in และ Farm-out จะต้องผ่านการอนุมัติจากคณะกรรมการกลั่นกรองโอกาสการลงทุนเบื้องต้นและคณะกรรมการผู้บริหารระดับสูง (Management Committee) ก่อนเข้าขออนุมัติจากคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงแล้วจึงเข้าพิจารณาในคณะกรรมการบริษัทเพื่ออนุมัติในลำดับขั้นสุดท้าย

1.2 ความเสี่ยงในการสำรวจ

การสำรวจเพื่อหาแหล่งปิโตรเลียมใหม่ๆ มีความสำคัญและจำเป็นอย่างยิ่งในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเป็นธุรกิจที่มีโอกาสให้ผลตอบแทนค่อนข้างสูง แต่ก็เป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูงด้วยเช่นกัน เนื่องด้วยข้อจำกัดทางเทคโนโลยีของอุตสาหกรรมในปัจจุบัน การศึกษาเพื่อเข้าใจในลักษณะธรณีวิทยาปิโตรเลียมแม้ว่าจะใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยแล้วแต่ไม่สามารถที่จะมั่นใจได้อย่างเต็มที่ก็ได้ กล่าวคือยังคงมีความไม่แน่นอนทางด้านธรณีวิทยาอยู่ อย่างไรก็ตาม การมีข้อมูลที่เหมาะสมอย่างเพียงพอและการศึกษาวิเคราะห์ลักษณะธรณีวิทยาปิโตรเลียมในรายละเอียด จะสามารถลดความไม่แน่นอนและความเสี่ยงของการสำรวจลงมาอยู่ในระดับที่ยอมรับได้

ปัจจัยที่เป็นความเสี่ยงที่สำคัญเกี่ยวกับการสำรวจปิโตรเลียม ซึ่งต้องเน้นการศึกษาและวิเคราะห์ เพื่อทำความเข้าใจในรายละเอียดก่อนพิจารณาลงทุนในโครงการสำรวจปิโตรเลียมประกอบด้วย

- 1) การประเมินความเสี่ยงในการพบแหล่งปิโตรเลียมหรือโอกาสของการพบแหล่งปิโตรเลียม
- 2) การประเมินขนาดแหล่งปิโตรเลียมหรือการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่อยู่ในพื้นที่เป้าหมาย
- 3) ค่าใช้จ่ายในการสำรวจพบแหล่งปิโตรเลียม

เพื่อลดความเสี่ยงทั้งสามประการให้สัมฤทธิ์ผลอย่างดี บริษัทจึงให้ความสำคัญในการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรในสาขาธรณีศาสตร์ จัดการบริหารและจัดการความรู้เพื่อพัฒนาองค์ความรู้ในสาขานี้ และจัดการพัฒนาฐานข้อมูล E&P ให้ใช้ประโยชน์ได้มากขึ้น จัดเก็บ Best Practice และ Lessons Learned ที่ได้จากการปฏิบัติงานในโครงการต่างๆ เพื่อให้พนักงานได้ศึกษา นำไปเป็นแนวทางปฏิบัติ นอกจากนี้ยังได้จัดทำ Expert Directory เพื่อให้ทุกคนได้ทราบ

อีกทั้งเพื่อให้การสำรวจสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพสูง ปตท.สผ. มีระบบการป้องกันความเสี่ยงในการพิจารณาทางเทคนิคโดยใช้ระบบ Peer Review ผ่านคณะทำงานกลั่นกรองการประเมินคุณภาพการลงทุนในโครงการใหม่และโครงการสำรวจปิโตรเลียม (Quality Assurance Review

endorsement from the above-mentioned committee and the Management Committee before securing another endorsement from the Risk Management Committee. Then, the Board provides the final approval.

1.2 Exploration Risks

Exploration for new petroleum sources is vital to this high-risk, high-return business. Exploration projects deal with petroleum reserves potentially lying kilometers beneath the surface of the earth. Given the current level of advanced technology, it is still difficult to visualize and understand petroleum geology at such depths. Absolute geological confidence is therefore rare and considerable geological uncertainty prevails. Still, the availability of sufficient data and detailed geological analyses could reduce this uncertainty and exploration risks to acceptable levels.

Here are the major risk factors and uncertainty often stressed in PTTEP's detailed investigation before exploration decisions are made:

- 1) Risk assessment or probability of success
- 2) Assessment of the sizes of resources or reserves in each target area
- 3) Finding costs.

To minimize the risks associated with these three factors, PTTEP values capability development of relevant personnel, such as that through knowledge management efforts and further E&P database development to store best practices and lessons learned from projects for everyone's reference and applications. In addition, an expert directory has been prepared for reference by everyone.

For efficient decision-making as required by industry practices, PTTEP set up a risk management mechanism for its technical consideration by using a peer review through the New Venture Project Quality Assurance Review Team (QART), which screens and assesses the quality of exploration projects that encompass key technical issues and geological uncertainty in keeping with PTTEP's standards as well as processes. PTTEP's exploration portfolio has undergone stringent reviews during the annual work program and budget formulation period. Such process ensures efficient fund allocation based on risk profiles.

Team: QART) ซึ่งมีหน้าที่กลั่นกรองและประเมินคุณภาพโครงการสำรวจปิโตรเลียมที่ครอบคลุมประเด็นสำคัญทางเทคนิค และ ความไม่แน่นอนทางด้านธรณีวิทยา ให้เป็นไปตามมาตรฐานและ สอดคล้องกับกระบวนการดำเนินงานของบริษัท นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการพิจารณาการวางแผนหลุมสำรวจอย่างรอบคอบ ในช่วงการวางแผนงานประจำปี (Exploration Portfolio Review) ทั้งนี้เพื่อประโยชน์ในการใช้งบประมาณที่มีจำกัดให้เหมาะสมกับ ความเสี่ยงที่ยอมรับได้

1.3 ความเสี่ยงในการพัฒนาโครงการ

บริษัทมีความเสี่ยงภายใต้การพัฒนาโครงการที่เกิดขึ้น ได้แก่ ความล่าช้าและค่าใช้จ่ายเกินงบประมาณ ดังนั้น จึงกำหนดแนวทางการป้องกันความเสี่ยงเพื่อให้สามารถดำเนิน โครงการได้ตามคุณภาพงานที่ต้องการ ภายในระยะเวลาและ งบประมาณที่กำหนด ดังนี้

- 1) ด้านการบริหารโครงการ ให้ความสำคัญต่อการ กำหนดนโยบาย การวางแผนโครงการ และการออกแบบระบบ วิศวกรรมที่เหมาะสม การบริหารสัญญาจัดซื้อจัดจ้าง การติดตาม งานและการบริหารควบคุมการก่อสร้าง ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า สามารถดำเนินโครงการได้ตามที่กำหนด อีกทั้งพยายามจะลด ต้นทุนเพื่อให้มั่นใจว่าได้เกิดประโยชน์สูงสุดแก่ทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้อง
- 2) ด้านบุคลากรและระบบงาน ให้ความสำคัญในการ พัฒนาบุคลากรด้านการบริหารโครงการ นำระบบการบริหาร จัดการองค์ความรู้มาใช้เพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลและประสบการณ์ ในโครงการต่างๆ พร้อมทั้งดำเนินการอย่างต่อเนื่องในการ ปรับปรุงวิธีการปฏิบัติงานตาม Project Realization Process หรือ PREP เพื่อให้การพัฒนาโครงการเป็นไปตามขั้นตอนที่ถูกต้อง เหมาะสม โปร่งใส และบรรลุเป้าหมายทั้งในด้านคุณภาพ งบประมาณ และเวลา รวมถึงปรับปรุงกระบวนการจัดซื้อจัดจ้าง ให้รวดเร็วและคล่องตัวขึ้น
- 3) ด้านสัญญา ให้ความสำคัญตั้งแต่การร่างสัญญา การเข้าผูกพัน และการบริหารสัญญาซึ่งอาจนำไปสู่การฟ้องร้อง เรียกค่าเสียหาย และความเสี่ยงจากการไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนด ของสัญญาที่มีต่อกัน ความเสี่ยงเหล่านี้สามารถควบคุมได้ โดยเริ่มจากการเจรจา ซึ่งต้องใช้ความรู้ความสามารถจาก บุคลากรในหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง อาทิ สัญญาก่อสร้าง แท่นผลิตต้องประกอบด้วยฝ่ายวิศวกรรมก่อสร้าง เพื่อพิจารณา รายละเอียดทางเทคนิค ฝ่ายจัดหาที่ต้องตรวจสอบคุณสมบัติ ของผู้รับจ้างและเปรียบเทียบราคา ฝ่ายการเงินและบัญชีดูแล ด้านภาษีและการประกันภัย ฝ่ายกฎหมายดูแลรับผิดชอบ ด้านกฎหมาย หน้าที่และความรับผิดชอบระหว่างคู่สัญญา นอกจากนี้ การบริหารสัญญาที่รอบคอบช่วยลดความเสี่ยงและความเสียหาย ที่อาจเกิดจากความล่าช้าของงาน ซึ่งจะกระทบต่อแผนการ

1.3 Project Development Risks

Recognizing potential project development delays and cost overruns, PTTEP has drawn up the following risk mitigation measures to enable successful and timely project completion:

- 1) Project management: To ensure timely project implementation, suitable production costs, and maximum benefit to all parties involved, PTTEP focuses on related policy formulation, sound project planning and engineering system designs, contract administration, monitoring, and construction supervision management.
- 2) Personnel and procedures: This is achieved through a development focus on project management personnel, application of knowledge management procedures for data and experience-sharing among projects, while constantly improving procedures under the Project Realization Process (PREP) to enable project development to follow proper procedures that are suitable, transparent, and conducive to goal achievement in quality, budgetary, and time aspects, including improvement of its procurement processes for greater flexibility.
- 3) Commercial contract: There exist risks arising from contractual matters, ranging from contract drafting, contract obligation, to contract administration, violation of which could lead to litigation. These risks are controllable, starting at the negotiation stage, which calls for knowledgeable and competent personnel attached to related units. For instance, in negotiating production platform construction agreements, knowledge and competence of civil engineering is required for technical detail scrutiny. In addition, procurement personnel need to examine contractors' qualifications and compare prices; finance and accounting personnel need to consider tax and insurance matters; law personnel need to ensure compliance with laws, duties and responsibility of the parties, etc.

ดำเนินงานและผลประกอบการของบริษัทโดยภาพรวม และอาจส่งผลให้เกิดข้อพิพาทระหว่างคู่สัญญา ดังนั้นหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการบริหารสัญญาต้องทำความเข้าใจในเงื่อนไขและข้อกำหนดต่างๆ ในสัญญาอย่างถี่ถ้วน และปรึกษาฝ่ายกฎหมายอย่างใกล้ชิด

1.4 ความเสี่ยงในการผลิต

ความเสี่ยงทางด้านการผลิตอันมีสาเหตุมาจากอุปกรณ์และระบบการผลิต หรือข้อผิดพลาดที่อาจเกิดขึ้นจากการปฏิบัติงานที่ส่งผลให้การผลิตไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่เกิดจากการหยุดผลิต

ในการป้องกันความเสี่ยงทางด้านการผลิต บริษัทให้ความสำคัญตั้งแต่การออกแบบโครงสร้างฐานผลิต ระบบการผลิต รวมถึงระบบควบคุมด้านการผลิตและระบบการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน โดยมีระบบ Automatic Detection และ Emergency Shutdown System เพื่อป้องกันความสูญเสีย ส่วนในด้านที่เกี่ยวข้องกับการปฏิบัติงานนั้นได้จัดทำขั้นตอนการปฏิบัติงาน คู่มือปฏิบัติงาน พร้อมทั้งโครงการฝึกอบรมให้เจ้าหน้าที่เข้าใจและปฏิบัติงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น นอกจากนี้ บริษัทได้มีการพัฒนานำระบบปรับปรุงความเชื่อมั่นของอุปกรณ์การผลิตมาใช้ (Asset Reliability & Integrity Management System : ARIM) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาศักยภาพปฏิบัติการ (Operation Excellence) โดยโครงการ ARIM นี้มีวัตถุประสงค์เพื่อลดการสูญเสียการผลิตอันเนื่องมาจากเสื่อมสภาพและยังพิจารณาเพิ่มประสิทธิภาพของอุปกรณ์อย่างสม่ำเสมอ นอกจากนี้ยังเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการการบำรุงรักษาเชิงป้องกันและการตรวจสอบ โดยมีเป้าหมายหลักสุดท้ายคือ ไม่มีการสูญเสีย หรือ Zero Unplanned shutdown

อีกทั้งเพื่อให้การบริหารจัดการด้านงานปฏิบัติการในภาพรวมเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น บริษัทได้มีการจัดตั้งคณะกรรมการพิจารณาความเสี่ยงด้านการปฏิบัติการ (Operations Risk Committee) ซึ่งมีหน้าที่วิเคราะห์และประเมินความเสี่ยงและผลกระทบต่อแผนการดำเนินงานโครงการ รวมถึงเสนอแนะและให้ข้อคิดเห็นต่อแผนการดำเนินงาน เพื่อป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น และติดตามประเมินความเสี่ยงให้สอดคล้องกับนโยบายการจัดการความเสี่ยงของบริษัท

1.5 ความเสี่ยงในด้านการตลาดและการจำหน่ายปิโตรเลียม

เนื่องจากผลิตภัณฑ์ส่วนใหญ่ของบริษัทเป็นก๊าซธรรมชาติ ซึ่งต้องพึ่งพาตลาดภายในประเทศเป็นหลัก หากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนแปลงไปจากที่คาดการณ์ไว้ อาจส่งผลกระทบต่อรายได้ของบริษัท ดังนั้นจึงมีนโยบาย

Prudent contract management lessens risks and damage potentially resulting from delays, which could not only affect plans and performance at large, but result in potential litigation and disputes. Therefore, departments charged with contract management must ensure that PTTEP personnel master contractual terms and conditions and that they consult the Legal Department.

1.4 Production Risks

Production disruption tends to result from aging production equipment and operation errors, which may make output targets unachievable.

To prevent such risks, PTTEP focuses on every detail, starting from production platform designs, production systems, to production control and preventive maintenance. Automatic detection and emergency shutdown systems are in place to prevent losses, as are work procedures and operation manuals, together with training programs to instill greater understanding and efficiency of operation. PTTEP has implemented ARIM (Asset Reliability & Integrity Management System), which forms a part of the Operation Excellence Project. ARIM cuts production losses due to worn-out equipment and regularly raises equipment efficiency, as well as raising the management efficiency of preventive maintenance and inspection. The ultimate goal is zero unplanned shutdowns.

To give its overall operation management even greater efficiency, PTTEP has set up an Operations Risk Committee to analyze and assess risks, impacts on project implementation plans, and provide recommendations on action plans to ward off and mitigate potential impacts while monitoring risks to ensure that they align with PTTEP's risk management policy.

1.5 Commercial Risks

Since PTTEP's main product is natural gas, which relies heavily on the domestic market, its revenue could drop if domestic demand proved lower than projected. As a result, PTTEP has expanded its investments in foreign E&P projects, in particular those with crude oil potential, to increase its oil reserves. A case in point is its investment in the Canada Oil Sands KKD Project, where the first oil has flowed from the Leismer area since January this year.

ขยายการลงทุนในโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ โดยเฉพาะแหล่งที่มีน้ำมัน เพื่อเพิ่มสัดส่วนปริมาณสำรองน้ำมัน เช่น การลงทุนในโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี โดยปัจจุบันได้เริ่มการผลิตในพื้นที่ Leismer ตั้งแต่เดือนมกราคม 2554 เป็นต้นมา ซึ่งถือเป็นการกระจายความเสี่ยงแทนที่จะพึ่งพาลิทธิภัณฑ์หลักจากก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว นอกจากนั้น ปตท.สผ. ยังได้ศึกษาการพัฒนาแหล่งก๊าซขนาดเล็ก (Stranded Gas Field) โดยนำเทคโนโลยีเรือผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว (Floating Liquefied Natural Gas Production : FLNG) ซึ่งเป็นการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติให้กลายเป็นของเหลวบนเรือแล้วขนส่งทางเรือไปยังตลาด ทำให้การพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดกลางและเล็กมีความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์มากยิ่งขึ้น ซึ่งก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสะอาดและยังมีปริมาณสำรองทั่วโลกอยู่เป็นจำนวนมาก โดยสามารถเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้แก่ประเทศซึ่งสอดคล้องกับแผนการนำเข้า LNG ของ ปตท. ในอนาคต

ในส่วนของการจำหน่ายก๊าซธรรมชาติในประเทศ ซึ่งมีลูกค้ารายใหญ่คือ ปตท. นั้น ปตท.สผ. ได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นสัญญาระยะยาว มีอายุสัญญาประมาณ 25-30 ปี เพื่อป้องกันความเสี่ยงอันจะเกิดจากผู้ซื้อไม่รับซื้อก๊าซธรรมชาติ ในสัญญาจึงระบุให้ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติตามปริมาณการซื้อขั้นต่ำต่อปีไว้ หากผู้ซื้อไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติได้ตามที่ตกลงไว้ในสัญญา จะต้องชำระค่าก๊าซธรรมชาติในส่วนที่ไม่รับให้แก่ ปตท.สผ. ซึ่งเป็นการประกันรายได้ส่วนหนึ่ง

เพื่อตอบสนองต่อความต้องการพลังงานของประเทศที่เปลี่ยนแปลงตามสถานะเศรษฐกิจ ปตท.สผ. ได้ติดตามแนวโน้มเศรษฐกิจและความต้องการพลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยได้ประสานงานกับ ปตท. และหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเพื่อร่วมกันวางแผนการจัดหาพลังงานและจัดทำแผนการพัฒนาโครงการแบบองค์รวม เพื่อพัฒนาและเพิ่มปริมาณสำรองจากโครงการต่างๆ ให้สอดคล้องกับความต้องการพลังงานของประเทศทั้งในระยะสั้นและระยะยาว

1.6 ความเสี่ยงในด้านขีดความสามารถขององค์กร

บุคลากรและกระบวนการธุรกิจเป็นส่วนประกอบหลักในการกำหนดขีดความสามารถที่จะนำความสำเร็จมาสู่องค์กร ดังนั้น ปตท.สผ. ได้เล็งเห็นว่าควรมีการเร่งพัฒนาความสามารถขององค์กร เพื่อรองรับการเติบโตของบริษัทและสามารถนำแผนกลยุทธ์ของบริษัทไปสู่การดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนี้

1) การเร่งพัฒนาขีดความสามารถเพื่อสนับสนุนกลยุทธ์การเติบโตในอนาคต ประกอบด้วย ด้านการเข้าซื้อและควบรวมกิจการ (M&A) ด้านการสำรวจ (Exploration) ด้านการขุดเจาะ (Drilling) และด้านกระบวนการผลิตโดยใช้เทคโนโลยี FLNG

This is a way to diversify risks of excessive dependence on natural gas. In addition, PTTEP has been seeking opportunities to develop stranded gas fields by employing Floating Liquefied Natural Gas Production (FLNG), a process of liquefying gas for subsequent barge transport to the market. Such technology will make stranded gas field projects commercially feasible. A clean and abundant energy form in the world today, natural gas could enhance Thailand's national energy security and fits in well with PTT Plc's plan to import LNG.

Although PTT Plc is the sole customer of natural gas, PTTEP has concluded long-term gas sales agreements (GSAs) with PTT to guarantee income over 25-30 years, thereby mitigating the risks if PTT should refuse to take delivery of the gas. Under these GSAs, a take-or-pay clause is included in case the buyer cannot take delivery of at least the net annual contract quantity (ACQ), which serves as a guarantee for PTTEP's revenue.

In response to the dynamics of energy demand, PTTEP closely monitors petroleum demand in coordination with PTT and related government agencies to collectively outline an optimal supply plan. PTTEP reviews and adjusts its production as well as project development plans to match energy requirements. This also included the development of a holistic development master plan to optimize reserves and resources of existing assets to match the country's energy demand.

1.6 Organization Capability Risks

Because personnel and business processes dictate an organization's success, PTTEP has taken the following actions to enhance its business process and organizational capability:

1) Accelerate competency development in support of future growth strategies, consisting of M&As, exploration, drilling and production processing with the FLNG technology.

2) Develop personnel recruitment and development plans through the Competency Management System for many functions, especially core professionals; develop competency assessment to define development plans so that PTTEP personnel can attain the desired capability. A Technical Career Ladder (TCL) has been

2) จัดทำแผนจัดหาและพัฒนาบุคลากรเพื่อสรรหาคนที่มีความรู้ความสามารถมาร่วมงาน แล้วพัฒนาขีดความสามารถของพนักงานตามระดับงาน โดยการนำ Competency Management System มาใช้ในการพัฒนาพนักงานในสายวิชาชีพต่างๆ อย่างเป็นรูปธรรม พร้อมทั้งได้มีการใช้ระบบการพัฒนาวิชาชีพพนักงานในสายเทคนิค (Technical Career Ladder : TCL) ซึ่งช่วยพัฒนาบุคลากรให้สามารถเติบโตในสายอาชีพเทคนิคเทียบเท่าระดับบริหาร และระบบการพัฒนาเพื่อเร่งความพร้อมในการทำงานของพนักงานเทคนิค (Accelerated Development Program: ADP) ในการพัฒนาพนักงานให้มีความพร้อมและสามารถปฏิบัติงานและตัดสินใจเองได้เร็วขึ้น รวมถึงจัดทำแผน Talent Management เพื่อพัฒนากลุ่มพนักงานที่มีศักยภาพสูง เพื่อให้มีความพร้อมที่จะไปรับผิดชอบงานในระดับที่สูงขึ้น และจัดทำแผนสรรหาและพัฒนาบุคลากรที่เหมาะสมในการดำรงตำแหน่งระดับผู้บริหารและเทียบเท่า เพื่อทดแทนผู้บริหารที่เกษียณอายุหรือการเพิ่มตำแหน่งบริหารที่เกิดจากการเติบโตขององค์กร ตลอดจนการคิดสรร Technical Partner เพื่อการศึกษาเรียนรู้ และเสริมจุดแข็งเป็นพันธมิตรทางธุรกิจสำหรับความต้องการความรู้เฉพาะด้านเป็นพิเศษ เช่น FLNG

1.7 ความเสี่ยงในด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

เนื่องจาก ปตท.สผ. และบริษัทในเครือ ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีปัจจัยเสี่ยงที่หลากหลาย รวมถึงความเสี่ยงในด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health, and Environment : SSHE) ซึ่งเป็นปัจจัยเสี่ยงที่มาจากทั้งปัจจัยภายในและภายนอกและความเสียหายอาจมีความรุนแรงมากน้อยต่างกันไป

ปตท.สผ. ตระหนักถึงปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ในการดำเนินงานของบริษัท จึงได้มีการกำหนดนโยบายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมอย่างชัดเจน และมีการปรับปรุงผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้สามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างมั่นคง และมีประสิทธิภาพ โดยในปี 2554 ได้มีการริเริ่มโครงการปฏิรูปความปลอดภัยแบบก้าวกระโดด (Step Change in SSHE) ขึ้น โดยมีเป้าหมายหลักเพื่อก้าวไปสู่การเป็นองค์กรซึ่งปราศจากการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงานภายในปี พ.ศ. 2556 (LTI-Free organization by 2013) และยังเป็นการเสริมสร้างศักยภาพให้ ปตท.สผ. เป็นองค์กรสำรวจและผลิตปิโตรเลียมระดับโลกที่น่าเชื่อถือ ปลอดภัย และเติบโตอย่างยั่งยืน โดยเน้นการพัฒนาอย่างต่อเนื่องในด้าน SSHE Management System เพื่อจัดทำและปรับปรุงขั้นตอนการ

implemented to provide career growth opportunities to technical personnel, who are now able to acquire comparable job values as management by staying on the technical track. An Accelerated Development Program (ADP) has been also implemented to speed up staff competency development to be ready to perform on given assignments. PTTEP has also devised plans to recruit and develop personnel who should hold executive positions and equivalent to replace retiring executives or add to executive positions to accommodate the Company's growth. This includes a choice of technical partners—or business allies—that can educate its personnel further and thus add to its own strengths for specific expertise like FLNG.

1.7 Safety, Security, Health, and Environmental (SSHE) Risks

Since PTTEP and its subsidiaries conduct the E&P business, they are inherently faced with assorted risks, including safety, security, occupational health, and the environmental ones (all of which come from inside and outside) with various degrees of severity.

In view of SSHE risks, PTTEP has drawn up a clear SSHE policy and constantly improved its SSHE performance to add security and efficiency to its business. This year, the Step Change in SSHE Project was initiated, with a primary goal of becoming an LTI-free (lost-time-injury-free) organization by 2013 in addition to capability upgrading to become a national E&P entity filled with credibility, safety, and sustainable growth. Emphasis will be on continuous development of SSHE management systems to define and improve work procedures to be always timely while enriching the SSHE culture through the expressed desires of executives, participation of personnel, and assessment of operation for the sake of continuous improvement.

ปฏิบัติงานให้ทันต่อเหตุการณ์อยู่เสมอ รวมทั้งการเสริมสร้างวัฒนธรรมความปลอดภัย (SSHE Culture) ผ่านเจตนาของผู้บริหารและการมีส่วนร่วมของบุคลากร และการตรวจสอบด้านความปลอดภัย (SSHE Assurance) เพื่อตรวจสอบและประเมินผลการดำเนินงานให้เกิดการปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง

1.8 ความเสี่ยงด้านการเงิน

ความเสี่ยงทางการเงินที่เกิดจากปัจจัยภายในนั้น มี 2 ปัจจัยเสี่ยงคือความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่อและความเสี่ยงด้านสภาพคล่อง ในด้านการให้สินเชื่อ กลุ่มบริษัทมีนโยบายให้ทำธุรกรรมกับคู่ค้าที่มีระดับความน่าเชื่อถืออยู่ในเกณฑ์ที่ดี โดยผลิตภัณฑ์ส่วนใหญ่จะขายให้กับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นบริษัทแม่ของ ปตท.สผ. นอกจากนี้กลุ่มบริษัทได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่ออย่างถี่ถ้วนและตรวจสอบอย่างสม่ำเสมอ

ความเสี่ยงด้านสภาพคล่องนั้น คือความเสี่ยงที่เกิดจากการที่บริษัทไม่สามารถจัดหาเงินทุนมาใช้ในการดำเนินธุรกิจได้ กลุ่มบริษัทบริหารความเสี่ยงด้านสภาพคล่องโดยมีการจัดทำประมาณการเงินสด และการปรับปรุงข้อมูลประมาณการทางการเงินอย่างสม่ำเสมอ รวมถึงการจัดทำโครงการกู้เงินระยะสั้น เพื่อเป็นช่องทางในการเข้าถึงตลาดทุนภายในประเทศ โดยการออกตราสารหนี้ระยะสั้น และการจัดท้าวเงินสินเชื่อแบบมีภาระผูกพันกับธนาคารพาณิชย์

2. ปัจจัยเสี่ยงที่เกิดจากปัจจัยภายนอก

2.1 ความเสี่ยงในด้านการเมืองในประเทศที่เข้าไปลงทุน

ตามนโยบายขยายการลงทุนไปต่างประเทศเพื่อรองรับการขยายตัวของพลังงานของตลาดไทย และเพื่อสนับสนุนการเจริญเติบโตของบริษัทในระยะยาวนั้น ปตท.สผ. มุ่งเน้นการขยายการลงทุนในพื้นที่เป้าหมายหลักที่มีความสำคัญในเชิงกลยุทธ์ ซึ่งประเทศเหล่านี้อาจมีความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ (Geopolitical Risk) บริษัทจึงตั้งทีมงานที่รับผิดชอบติดตามข้อมูลข่าวสารเกี่ยวกับประเทศเหล่านั้นอย่างใกล้ชิด และจัดให้มีบทวิเคราะห์สถานการณ์และความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์เป็นระยะ หรือเมื่อมีเหตุการณ์สำคัญ (Risk Alert) โดยกำหนดเป็น Scenario ต่างๆ แจ้งผู้บริหารระดับสูงและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบ สำหรับใช้ประเมินความเสี่ยงเพื่อดูแลการลงทุน ตลอดจนความปลอดภัยของพนักงาน (Security Risk) ที่ประจำอยู่ในแต่ละประเทศ และยังสามารถวิเคราะห์ดังกล่าวจัดทำเป็น Risk Rating Score เพื่อนำมาประกอบการพิจารณาตัดสินใจลงทุนในโครงการใหม่นอกจากนั้น บริษัทฯ ยังประสานอย่างใกล้ชิดกับกระทรวง

1.8 Financial Risks

Two risk factors are categorized as internal financial risk: credit and liquidity. PTTEP ensures that products are sold to customers with acceptable credit profiles, with the overwhelming majority of sales currently being made to PTT Plc, PTTEP's parent company. Bank deposits, accounts receivable trading and derivatives, and counterparty credit risks are carefully assessed and regularly reviewed.

Liquidity risk arises from a lack of viable sources of funding for PTTEP's business activities. PTTEP Group's liquidity is managed via the forecasting and continual updating of cash and currency requirements by operating units, including the launch of short-term loan projects to provide access to domestic capital. This is done by issuing short-term debt instruments (bonds) and entering into credit lines with obligations with commercial banks.

2. External Risk Factors

2.1 Political Risks in Other Countries

Under PTTEP's foreign investment policy to supply the expanding domestic energy market and sustain its own growth in the long term, it has focused on growing aggressively in core areas. Some of these bear substantial political risks, and therefore PTTEP appointed a geopolitical risk team to monitor all these factors and periodically analyze their development in the forms of risk alerts and scenarios for the consideration of management and relevant units for their decision-making on new investments and assess security risks in countries of existing investments where PTTEP staff are based. PTTEP bases its risk rating scores on such assessment before investing in new projects. In addition, PTTEP liaises closely with the Ministry of Foreign Affairs and Thai embassies in all these countries to promote cordial relations and ensure that PTTEP's execution is well-supported by the public sector and aligns with the national policy.

การต่างประเทศและสถานทูตไทยในประเทศที่ไปลงทุนและสนใจ จะลงทุนด้วย เพื่อส่งเสริมความสัมพันธ์ที่ดี และเพื่อสร้างความ มั่นใจว่าการดำเนินงานของ ปตท.สผ. นั้นได้รับการสนับสนุน จากรัฐ และได้ดำเนินไปตามแนวนโยบายของประเทศเช่นกัน

2.2 ความเสี่ยงในด้านกฎหมายและข้อกำหนด

ความเสี่ยงทางด้านกฎหมายและข้อกำหนดเป็น ความเสี่ยงที่เกิดจากการฝ่าฝืน หรือไม่ปฏิบัติตามกฎหมายหรือ ข้อกำหนดต่างๆ หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน ของบริษัท ทำให้เกิดข้อพิพาททางกฎหมาย หรืออาจถูกยึด ใบอนุญาตประกอบกิจการ เช่น การฝ่าฝืนกฎหมายหรือข้อ กำหนดในด้านความปลอดภัย ด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งส่งผลให้เกิด ความเสียหายต่อองค์กรในเรื่องรายได้ที่หายไปและยังทำความ เสียหายต่อองค์กรในเรื่องที่ไม่สามารถคำนวณเป็นเงินได้ เช่น ชื่อเสียงของบริษัท เป็นต้น

โดยที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้มีมาตรการในการป้องกัน ความเสี่ยงในเรื่องการปฏิบัติตามข้อกำหนดของรัฐบาล ออสเตรเลียสำหรับโครงการมอนทารา โดยมีการจัดทำแผนดูแล การปฏิบัติงานโครงการมอนทาราอย่างใกล้ชิด พร้อมทั้งจัดตั้ง คณะกรรมการกำกับดูแลเป็นการเฉพาะ นอกจากนี้ยังจัดเตรียม การศึกษากฎ ระเบียบ ข้อบังคับ มาตรฐานสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย ของรัฐบาลประเทศออสเตรเลีย และแคนาดา เพื่อรองรับและตอบสนองการเปลี่ยนแปลงให้ทันทั่วทั้ง

2.3 ความเสี่ยงทางด้านราคาน้ำมันและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

ในปี 2554 ราคาน้ำมันมีความผันผวนค่อนข้างมาก โดยราคาน้ำมันดิบเบรนท์อยู่ในกรอบราคา 94.49 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ถึง 127.71 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ราคาผลิตภัณฑ์ ปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. จึงอยู่กับราคาน้ำมันในตลาดโลก ซึ่งมีความผันผวนเกิดจากหลายปัจจัยที่ไม่อาจควบคุมได้ อาทิ อุปสงค์และอุปทานของตลาด เสถียรภาพทางการเมืองและ เศรษฐกิจของประเทศต่างๆ นโยบายการกำหนดสัดส่วนการผลิต น้ำมันของประเทศในกลุ่มโอเปค ปริมาณน้ำมันสำรองในแต่ละ ประเทศ ภาวะภูมิอากาศของโลกที่แปรเปลี่ยนในแต่ละฤดูกาล การเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันจากสาเหตุดังกล่าว ย่อมมี ผลกระทบต่อรายได้ของบริษัท และอาจส่งผลกระทบต่อการวางแผน ใช้เงินลงทุนในโครงการต่างๆ

ด้วยปัจจัยดังกล่าว ทำให้การเปลี่ยนแปลงของราคา น้ำมันในตลาดโลก มีผลกระทบโดยตรงต่อราคาน้ำมันดิบและ ก๊าซธรรมชาติเหลวของบริษัทในทันที ในขณะที่ราคาขาย ก๊าซธรรมชาติ ผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทฯ มีโครงสร้างสูตรราคา ซื้อขายที่มิถุนของการป้องกันความผันผวนของราคาน้ำมัน

2.2 Litigation Risks

These risks result from violation or non-conformance to relevant laws, requirements, or standards, leading to disputes or potential revocation of licenses. An instance is violation of laws or requirements dealing with safety and the environment, which directly causes losses of revenue and immeasurable losses, such as PTTEP's reputation.

To date, PTTEP has applied measures for risk prevention concerning compliance with regulations of the Australian government for the Montara Project, under which action plans were formulated to closely monitor project operation, while an ad hoc oversight panel was also set up. In addition, PTTEP is preparing to study rules and environmental & safety standards of the Australian and Canadian governments to accommodate and address changes in a timely way.

2.3 Price Risks

In 2011, the price of oil faced rather high volatility, with Brent crude in the USD 94.49-127.71 per barrel range. PTTEP's product prices vary with those of the world oil market, which are subjected to factors beyond its control, including market demand and supply, political and economic stability of various countries, OPEC's production policy, oil reserves in individual countries, and the global climate. Fluctuations in world oil prices affect revenue and investment planning.

When oil prices drop, so do the prices of PTTEP's oil and condensate. However, because of built-in gas pricing mechanisms of GSAs, which cushion gas prices from oil price volatility (natural hedge), the typical prices of natural gas, its main product, do not immediately drop. Most of PTTEP's contractual gas prices are adjusted every six or twelve months. A reference oil price is usually found in each gas price formula. Should this price rise or fall, the gas price will do the same to a certain degree.

PTTEP has realized the impact of prices on its revenue and profits. Therefore, the risk mitigation plan is routinely reviewed by the Risk Management Committee and endorsed by the Board for further action.

(Natural Hedge) อยู่ เมื่อราคาน้ำมันอ้างอิงมีการเปลี่ยนแปลงราคาก๊าซธรรมชาติก็จะปรับไปในทิศทางเดียวกัน ทั้งนี้ การซื้อขายก๊าซธรรมชาติจะมีการปรับราคาเป็นระยะ เช่น ทุก 6 หรือ 12 เดือน เป็นต้น ตามแต่ที่ได้กำหนดไว้ในสูตรราคาของแต่ละโครงการ ซึ่งจะทำให้ราคาก๊าซ มีความมั่นคงทางราคามากกว่าน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

ปตท.สผ. ดำเนินการบริหารความเสี่ยงทางราคา โดยจัดให้มีการวิเคราะห์ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันที่ระดับราคาต่างๆ ต่อรายได้และกำไรของบริษัทเป็นประจำทุกปี เพื่อวางแผนการบริหารความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดยแผนดังกล่าวจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงก่อนจะนำเสนอให้คณะกรรมการบริษัทรับทราบ เพื่อเป็นแนวทางให้บริษัทดำเนินการต่อไป

2.4 ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 บริษัทได้กำหนดใช้สกุลเงินหลักในการดำเนินงาน (Functional Currency) เป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งเป็นสกุลเงินหลักที่ใช้อ้างอิงในการซื้อขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม อาทิ น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัท อย่างไรก็ตามความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินสกุลเงินบาทเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากกระแสเงินสดรับส่วนใหญ่ของบริษัทเป็นสกุลเงินบาทที่อ้างอิงสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. กล่าวคือราคาขายน้ำมันดิบ ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทได้มีสูตรราคาอ้างอิงกับราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ซึ่งซื้อขายกันเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. แต่เนื่องจากลูกค้าหลักของบริษัท เป็นบริษัทที่จดทะเบียนในประเทศไทย จึงทำการชำระค่าน้ำมันดิบดังกล่าวเป็นสกุลเงินบาทเทียบเท่าสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งได้จากสูตรราคาขายที่ได้อ้างอิงกับราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก แต่ในทางกลับกันบริษัทมีภาระค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานรวมถึงเงินลงทุนหลักๆ เป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. และระยะเวลาในการรับเงินค่าขายสินค้าและการชำระค่าใช้จ่ายหรือเงินลงทุนมิได้เกิดขึ้นในช่วงเวลาเดียวกันส่งผลให้บริษัทมีความเสี่ยงด้านกระแสเงินสดจากความผันผวนของค่าเงินสกุลเงินบาทเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. บริษัทจึงได้มีการบริหารความเสี่ยงดังกล่าวโดยการพิจารณาเข้าทำธุรกรรมสัญญาซื้อขายหรือสัญญาสิทธิที่จะซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า (Forward และ Option) โดยอ้างอิงกับอัตราแลกเปลี่ยนที่ใช้ในการรับชำระค่าสินค้าที่เป็นสกุลบาทที่กล่าวถึงข้างต้น

ทั้งนี้การกำหนดใช้สกุลเงินหลักในการดำเนินงานเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ยังส่งผลให้ผลการดำเนินงานทางการเงินของบริษัทได้รับผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงินสกุลเงินบาทเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. อันเนื่องมาจากการที่ต้อง

2.4 Exchange Rate Risks

Effective from January 1 this year, PTTEP has opted for the US dollar as its functional currency, since it is the main denomination referred to in petroleum product transactions involving its core products (oil and gas). PTTEP's cash flow is also subjected to risks concerning the baht currency in comparison with the US dollar, since the bulk of its cash flow receivables are in baht based on the US dollar. That is to say, the sales prices of its crude, a key product, are based on the world oil price, traditionally set in US dollars. But because PTTEP's key customers are those registered domestically, they pay for such crude in baht equivalent of the US dollar, which is in turn derived from sales formulas based on the world oil price. Conversely, PTTEP's operation payments—including key investment items—are in US dollars. To make matters worse, periods for payments and receipts of payments for goods and services do not coincide, resulting in risks associated with cash flow and volatility of the baht in relation to the US dollar. To solve this problem, PTTEP manages such risks by engaging itself in forward and option contracts for foreign currencies, by basing them on currency exchange rates for the receipt of payments for its goods in baht.

Such choice of functional currency also resulted in PTTEP's exposure to volatility in the baht currency in relation to the US dollar due to the conversion of asset values, including cash in hand and loans, in baht to the US dollar in every accounting period. To handle this, PTTEP exercise risk management by choosing proper ratios between its assets and baht-denominated liabilities. Besides, it is engaged in cross-currency swaps for baht-denominated loans or debt instruments to convert and decide interest rate payments and principals due in the dollar denomination so as to ease potential impacts of the changing baht-dollar exchange rate.

แปลงค่าสินทรัพย์ซึ่งรวมถึงเงินสดคงเหลือและหนี้สินที่เป็นสกุลเงินบาทให้เป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ในทุกรอบบัญชี โดยบริษัทได้มีการบริหารความเสี่ยงดังกล่าวโดยพิจารณาสัดส่วนที่เหมาะสมระหว่างสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินบาทของบริษัท และได้มีการพิจารณาเข้าทำ Cross Currency Swap สำหรับเงินกู้หรือตราสารหนี้สกุลเงินบาท เพื่อเปลี่ยนและกำหนดอัตราดอกเบี้ยจ่ายและเงินต้นที่ครบกำหนดชำระคืนให้อยู่ในสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. เพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนสกุลเงินบาทต่อสกุลเงินดอลลาร์ สรอ.

นอกจากนี้ผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทยังได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ต่อสกุลเงินดอลลาร์ แคนาดา เนื่องจาก PTTEP CA ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ดำเนินโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี ใช้สกุลเงินดอลลาร์ แคนาดา เป็นสกุลเงินหลักในการดำเนินงาน (Functional Currency) แต่มีภาระเงินกู้ทั้งหมดเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ทำให้ PTTEP CA มีกำไรหรือขาดทุนที่ยังไม่รับรู้จากการแปลงค่าภาระหนี้สินดังกล่าวจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ต่อสกุลเงินดอลลาร์ แคนาดา ทั้งนี้บริษัทได้มีการพิจารณาบริหารความเสี่ยงดังกล่าวโดยการปรับเปลี่ยนสัดส่วนอัตราหนี้สินต่อทุนรวมถึงการปรับเปลี่ยนสกุลเงินของภาระหนี้สินผ่านการเข้าทำธุรกรรม Cross Currency Swap และการจัดหาเงินกู้ใหม่ โดยบริษัทจะคำนึงถึงต้นทุน สภาพะตลาด และความเสี่ยงที่ยอมรับได้

2.5 ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ย

กลุ่มบริษัทมีความเสี่ยงต่ออัตราดอกเบี้ย จากการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยที่มีผลกระทบกับกระแสเงินสดในอนาคตและมูลค่ายุติธรรมของเครื่องมือทางการเงินต่างๆ โดยหนี้สินส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทเป็นหนี้สินที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่ ซึ่งทำให้บริษัทมีกระแสเงินสดจ่ายคงที่ แต่มีความเสี่ยงที่จะต้องจ่ายดอกเบี้ยที่สูงกว่าอัตราดอกเบี้ยในตลาดในช่วงดอกเบี้ยขาลง อย่างไรก็ตาม บริษัทมีนโยบายบริหารความเสี่ยงดังกล่าว โดยการรักษาสัดส่วนของหนี้สินที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่และอัตราดอกเบี้ยลอยตัว ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมกับลักษณะการดำเนินธุรกิจของบริษัท ซึ่งบริษัทจะพิจารณาการกู้ยืมเงินทั้งที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่และลอยตัว รวมถึงการใช้เครื่องมือทางการเงินเพื่อบริหารความเสี่ยงด้านอัตราดอกเบี้ย เช่น สัญญาป้องกันความเสี่ยงด้านอัตราดอกเบี้ย (Interest Rate Swap) เพื่อแปลงอัตราดอกเบี้ยลอยตัวเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่และในทางกลับกัน โดยบริษัทจะคำนึงถึงต้นทุน สภาพะตลาดในแต่ละขณะ และความเสี่ยงที่ยอมรับได้

In addition, the performance of PTTEP and its subsidiaries are subjected to risks resulting from changes in the US dollar-Canadian dollar exchange rate. This is because PTTEP CA, its subsidiary partner in the Canada Oil Sands KKD Project, had opted for the Canadian dollar as its functional currency, while all loans are in US dollars. As a result, PTTEP CA's profits or losses are unrealized due to the conversion of liabilities and changes in the US dollar-Canadian dollar exchange rate. To solve this problem, PTTEP manages such risks by adjusting the ratio between liabilities and capital, together with changing the denomination of liabilities through its engagement in cross-currency swaps and securing of new loans, taking into account costs, market situations, and acceptable risks.

2.5 Interest Rate Risks

PTTEP and its subsidiaries are subjected to interest rate risks due to changes in the interest rates affecting future cash flow and fair values of financial instruments. The majority of PTTEP's debts are long-term under fixed interest rates, giving it constant cashflow expenses; yet, there are risks of paying higher interests than market interest rates during periods of declining interest rates. To cope with this, PTTEP's policy is to maintain a balance of its proportion of liabilities with fixed interest rates and those with floating interest rates suitable to PTTEP's business. It favors borrowing funds at fixed and floating interest rates and applies financial instruments to ward off interest-rate risks, including interest-rate swap agreements, to convert floating into fixed rates, and vice versa. In so doing, PTTEP takes into consideration costs, market conditions, and acceptable risks.

รายการธุรกิจปกติ หรือรายการสนับสนุนธุรกิจปกติ
Regular Commercial or Business-Supporting Items

บริษัทที่เกี่ยวข้อง	การถือหุ้น	ลักษณะรายการ	มูลค่าในปี 2554	ความจำเป็น และสมเหตุสมผล
Connected Company	Shares in PTTEP	Transaction	2011 Value	Necessity and Reason
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท.	ปตท. ถือหุ้น ร้อยละ 65.286 ใน ปตท.สผ.	การขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ดังนี้ - น้ำมันดิบ 9.50 ล้านบาร์เรล - ก๊าซธรรมชาติ 386,609 ล้านลูกบาศก์ฟุต - ก๊าซแอลพีจี 86,292 เมตริกตัน - คอนเดนเสท 11.87 ล้านบาร์เรล	140,106 ล้านบาท	การคำนวณราคาซื้อขาย ของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม นั้นได้อ้างอิงจากราคาของ ตลาดโลกและเป็นราคาที่ ผู้ร่วมทุนของโครงการ ขายให้ ปตท.
PTT Plc. (PTT)	65.286%	Petroleum product sales: • Crude oil: 9.50 MMBBL • Natural gas: 386,609 MMSCF • LPG: 86,292 metric tons • Condensate: 11.87 MMBBL	140,106 million baht	Prices were market-based, reflecting those quoted by project partners to PTT.
		การซื้อน้ำมันเชื้อเพลิง ดังนี้ - น้ำมันอากาศยาน 1.79 ล้านลิตร - น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว 74.37 ล้านลิตร	2,177 ล้านบาท	คณะกรรมการบริษัทได้ อนุมัติสัญญาซื้อน้ำมัน กับ ปตท. เป็นระยะเวลา 5 ปี (2552-2556) โดย มีข้อตกลงและราคา ซื้อขายเป็นไปตามราคา อ้างอิงมาตรฐานที่ แข่งขันได้ในตลาด และ มีเงื่อนไขที่สมเหตุสมผล
		Petroleum product purchase: • Jet fuel: 1.79 million liters • High-speed diesel: 74.37 million liters	2,177 million baht	The Board approved this contract with PTT under price formulas and a five-year agreement (2009-2013), under which prices were based on market competitiveness and reasonable conditions.

รายการเช่าหรือให้เช่าอสังหาริมทรัพย์ Property Leases

บริษัทที่เกี่ยวข้อง	การถือหุ้น	ลักษณะรายการ	มูลค่าในปี 2554	ความจำเป็น และเหตุผลสมควร
Connected Company	Shares in PTTEP	Transaction	2011 Value	Necessity and Reason
บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด หรือ เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์	ปตท.สผ. ถือหุ้น ร้อยละ 50 ใน เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์	ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ ครั้งที่ 1/2553/307 เมื่อวันที่ 28 มกราคม พ.ศ. 2553 เห็นชอบการทำ สัญญาเช่าอาคารสำนักงานที่ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ (Enco) กับ เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ กำหนดระยะเวลา 3 ปี ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม พ.ศ. 2552 ถึงวันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2555 เพื่อใช้เป็นพื้นที่ สำนักงาน พื้นที่เก็บของ และพื้นที่เอนกประสงค์ รวมพื้นที่ประมาณ 47,000 ตารางเมตร มูลค่าการเช่า รวมค่าบริการเป็นเงิน 1,105 ล้านบาท	444 ล้านบาท	อัตราค่าเช่าประเมินโดย ผู้ประเมินราคาอิสระ ซึ่งใช้ วิธีการคำนวณตามเกณฑ์ การกำหนดราคาเช่าที่ใช้ กันทั่วไปในธุรกิจสำนักงาน ให้เข้าตามมาตรฐานสากล
Energy Complex Co., Ltd. (Energy Complex)	PTTEP held 50% in Energy Complex	The Board, at Meeting No. 1/2553/307 on January 28, 2010, endorsed PTTEP's signing of a lease agreement with Energy Complex for 47,000 square meters for three years from October 1, 2009, to September 30, 2012, for 1,105 million baht for office space, storage, and multipurpose areas.	444 million baht	The lease rates were assessed by a third party, based on international practices and compatibility with market rates.

การทำสัญญาว่าจ้างบริษัท พีทีที ไอซีที โซลูชันส์ จำกัด Service Agreement with PTT ICT Solutions Co., Ltd.

บริษัทที่เกี่ยวข้อง	การถือหุ้น	ลักษณะรายการ	มูลค่าในปี 2554	ความจำเป็น และเหตุผลสมควร
Connected Company	Shares in PTTEP	Transaction	2011 Value	Necessity and Reason
บริษัท พีทีที ไอซีที โซลูชันส์ จำกัด หรือ พีทีที ไอซีที	ปตท.สผ. ถือหุ้นใน พีทีที ไอซีที ร้อยละ 20 ร่วมกับบริษัทในกลุ่ม ปตท. ได้แก่ ปตท. ร้อยละ 20 บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) ร้อยละ 20 และ บริษัท ปตท. โกลบอลเคมิคอล จำกัด (มหาชน) ร้อยละ 40	ที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. ครั้งที่ 10/2549/254 เมื่อวันที่ 29 กันยายน พ.ศ. 2549 มีมติอนุมัติให้ ปตท.สผ. ลงนามในสัญญาว่าจ้าง พีทีที ไอซีที เพื่อให้บริการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและ การสื่อสารแก่บริษัท โดยมีกำหนดอายุสัญญา 5 ปี นับตั้งแต่ 1 กรกฎาคม พ.ศ. 2549 เป็นต้นไป วงเงินค่าจ้างรวมทั้งสิ้น ประมาณ 702 ล้านบาท (ในสัดส่วนของ ปตท.สผ.)	214 ล้านบาท	ดำเนินการตามนโยบาย ด้าน ICT ตามแผนกลยุทธ์ ในการบริหารงานแบบกลุ่ม ธุรกิจของกลุ่มบริษัท ปตท. เพื่อสร้างศักยภาพในการ ทำงานร่วมกัน
PTT ICT Solutions Co., Ltd. (PTT ICT)	PTTEP, PTT, and Thai Oil Plc. each held 20% of the shares; PTT Global Chemical Plc. held 40% of the shares	The Board, at Meeting No. 10/2549/254 on September 29, 2006, approved PTTEP's signing of a service agreement with PTT ICT, which will provide all information and communication technology (ICT) services for a five-year term starting on July 1, 2006. The total service charge for PTTEP will be approximately 702 million baht.	214 million baht	This was in compliance with the ICT policy under the PTT Group management concept for synergy.

มาตรการหรือขั้นตอนการอนุมัติการทำรายการระหว่างกัน

คณะกรรมการบริษัทได้พิจารณารายการที่อาจมีความขัดแย้งทางผลประโยชน์ หรือรายการที่เกี่ยวข้องกัน หรือรายการระหว่างกันอย่างเหมาะสม ภายใต้กรอบจริยธรรมที่ดี โดยผ่านการกลั่นกรองจากคณะกรรมการตรวจสอบ สำหรับรายการที่ได้กำหนดไว้ตามหลักเกณฑ์ของตลาดหลักทรัพย์ฯ และสำนักงานคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ ตลอดจนพิจารณาการเปิดเผยข้อมูลการทำรายการที่อาจมีความขัดแย้งทางผลประโยชน์ต่อสาธารณชนให้มีความถูกต้องและครบถ้วน ทั้งนี้ ปตท.สผ. ได้กำหนดนโยบายเรื่องความขัดแย้งทางผลประโยชน์ไว้อย่างชัดเจน เพื่อให้กรรมการ และพนักงานได้ยึดถือและปฏิบัติตามอย่างถูกต้อง ซึ่งได้มีการกำหนดขั้นตอนในการรายงานความขัดแย้งของผลประโยชน์ไว้ด้วย และหากรายการใดที่กรรมการ พนักงาน หรือบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน มีผลประโยชน์เกี่ยวข้องในการทำรายการกับ ปตท.สผ. ห้ามกรรมการหรือพนักงาน มีส่วนร่วมในการตัดสินใจหรืออนุมัติรายการดังกล่าว และให้ใช้ราคาที่ยุติธรรม เหมาะสม เสมือนการทำรายการกับบุคคลภายนอกด้วย

ความเห็นของคณะกรรมการตรวจสอบ

คณะกรรมการตรวจสอบได้สอบทานรายการระหว่างกันที่เกิดขึ้นและบันทึกบัญชีในปี 2554 ตามรายละเอียดข้างต้น เห็นว่ารายการดังกล่าวเป็นรายการที่มีเงื่อนไขและราคาที่ยุติธรรมเหมาะสม ซึ่งได้ผ่านการอนุมัติจากฝ่ายจัดการหรือคณะกรรมการบริษัทก่อนการทำรายการแล้ว

การทำรายการระหว่างกันในอนาคต

รายการระหว่างกันของบริษัทในอนาคต จะเป็นรายการที่ดำเนินการทางธุรกิจตามปกติ และไม่มีการถ่ายเทผลประโยชน์ระหว่างบริษัทกับบริษัทที่เกี่ยวข้องหรือบุคคลที่เกี่ยวข้อง โดย ปตท.สผ. จะยึดถือและปฏิบัติตามกฎข้อบังคับของตลาดหลักทรัพย์ฯ หรือหน่วยงานกำกับดูแลอื่นในเรื่องรายการระหว่างกันอย่างเคร่งครัด และคำนึงถึงความสมเหตุสมผล ความเหมาะสมในเงื่อนไขและราคาตลาดที่อ้างอิงได้ เพื่อให้ผู้ถือหุ้นและผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่ายได้รับการดูแลผลประโยชน์อย่างเป็นธรรมและเท่าเทียมกันตามนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ.

Procedure for approving connected transactions

Through scrutiny by the Audit Committee, the Board considers all transactions with potential conflicts of interest, including related or connected transactions, to ensure compliance with sound business ethics for certain items defined by the criteria of the Stock Exchange of Thailand and the Securities and Exchange Commission. Information disclosure on potential conflicts of interest must be considered by the Board to ensure accurate and adequate disclosure.

PTTEP has clearly set up a policy on conflicts of interest, covering the procedures to report such conflicts to ensure that the Board and employees strictly comply with it. In addition, for any Company transactions in which Directors, employees, or related persons could derive personal benefits, they are forbidden to participate in the approval of such transactions, and the prices must be properly defined in a manner consistent with that offered to any external party.

Comments of the Audit Committee

The Audit Committee reviewed and determined that the decisions and actions that occurred in 2011 by the Board or the Management were based on the appropriateness and fairness of all connected transactions.

Future connected transactions

All future connected transactions will be conducted as part of the normal course of business with neither special favors nor transfers of benefits between PTTEP and its subsidiaries or any connected parties. PTTEP will strictly comply with the regulations of SET and other regulatory authorities related to connected transactions based on reasonableness, appropriateness, and fairness, and for the utmost benefits of all shareholders and stakeholders, under PTTEP's good corporate governance policy.

ผลการปฏิบัติตามแผนการดำเนินงานธุรกิจ ปี 2554

ปี 2554 เป็นปีที่เศรษฐกิจโลกมีการชะลอการเติบโตและมีความผันผวน โดยปัจจัยสำคัญที่มีผลกระทบต่อเศรษฐกิจโลกคือสถานะเศรษฐกิจชะลอตัวของสหรัฐอเมริกา วิกฤตหนี้สาธารณะในกลุ่มประเทศยุโรป การเกิดภัยพิบัติในประเทศญี่ปุ่น และสถานการณ์ความไม่สงบในกลุ่มประเทศในทวีปตะวันออกกลางและแอฟริกาเหนือ ซึ่งส่งผลให้ราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้น โดยปัจจัยดังกล่าวยังส่งผลกระทบต่อกลุ่มประเทศกำลังพัฒนา และกลุ่มประเทศเศรษฐกิจเกิดใหม่โดยเฉพาะประเทศจีน ซึ่งถึงแม้ว่าจะยังคงมีการเติบโตอย่างแข็งแกร่ง แต่ก็มีอัตราการเติบโตที่ลดลงเนื่องมาจากมูลค่าการส่งออกที่ลดลง สำหรับเศรษฐกิจไทยก็เช่นเดียวกัน โดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติได้มีการปรับลดประมาณการขยายตัวของเศรษฐกิจทั้งปี โดยคาดว่าในปี 2554 เศรษฐกิจไทยจะขยายตัวเพียงร้อยละ 1.5 เทียบกับคาดการณ์เดิมที่ร้อยละ 3.5-4.0 โดยปัจจัยหลักที่กีดกันการขยายตัวของเศรษฐกิจไทย คือ ปัจจัยจากเศรษฐกิจโลก ซึ่งส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจไทยโดยเฉพาะภาคการส่งออก และปัจจัยภายในประเทศโดยเฉพาะเหตุการณ์อุทกภัยตั้งแต่ช่วงปลายไตรมาสที่ 3 ต่อเนื่องในไตรมาสที่ 4 ได้ส่งผลกระทบต่อในวงกว้าง ต่อภาคการผลิตทั้งภาคเกษตรอุตสาหกรรม และภาคการท่องเที่ยว

ในส่วนของนโยบายด้านพลังงานของประเทศไทย รัฐบาลได้มีมาตรการบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายของประชาชนด้วยการชะลอการเก็บเงินจากน้ำมันบางประเภทเข้ากองทุนน้ำมันชั่วคราว ส่งผลให้ในระยะสั้นอุปสงค์น้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น ส่วนในระยะยาว รัฐบาลมีนโยบายปรับโครงสร้างราคาพลังงานให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง โดยทยอยลดตัวราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) และก๊าซหุงต้ม (LPG) เริ่มตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม 2555 เพื่อตอบรับประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (AEC) ในปี 2558 ซึ่งจะส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยเป็นไปตามกลไกตลาด นอกจากนี้ รัฐบาลได้เพิ่มเป้าหมายการใช้พลังงานทางเลือกจากร้อยละ 20 เป็นร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานขั้นต้นภายในปี 2563 ซึ่งรวมถึงการส่งเสริมให้ใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนน้ำมันดีเซลมากขึ้นในภาคขนส่ง อาจส่งผลให้อัตราการเติบโตของปริมาณความต้องการใช้น้ำมันของประเทศไทยลดลง นอกจากนี้ รัฐบาลได้มีแผนงานพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ทับซ้อนระหว่างไทย-กัมพูชา เพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในอนาคต

PTTEP Performance for 2011

Global economy has slowdown with volatility in 2011. The major factors affecting the global economy are sluggish economy in the U.S., public debt crisis in European countries, natural disaster in Japan, and political unrests in the MENA region. These factors supported the rise in oil price, as well as affecting the developing countries and the emerging countries, particularly the Chinese economy, which, while remain strong growth, has lower growth rate due to the lower export volume. These situations have also affected the slowdown of Thai economy. The Office of the National Economic and Social Development Board (NESDB) has revised the economic growth projection for the year from the previous projection of 3.5%-4.0%, down to only 1.5%. The major factors suppressing the Thai economy are the impact from the global economy, which effected especially on the export sector; and the flooding incident in Thailand during the third and fourth quarter, which has broad impact on production sector, agricultural sector, industrial sector, and tourism sector.

On the energy policy, the government issued measures to ease the burden on public spending by temporary deferring the oil-fund collection on certain types of fuels. As a result, short-term fuel demand rose. In the long-term, the government announced the policy to restructure the energy price to reflect the actual cost by gradually floating the prices of Natural Gas for Vehicles (NGV) and Liquefied Petroleum Gas (LPG) starting from January 16, 2012. The energy price restructure will result in the domestic energy demand that is based on the market mechanism and the country's growth rate, in order to prepare for the ASEAN Economic Community (AEC) in 2015. In addition, the government increased the target usage of alternative energy from 20% to 25% by 2020, which includes promoting the use of natural gas instead of diesel fuel in the transport sector. This may result in the lower than expected growth rate of demand for fossil fuels. Furthermore, the government plans to develop natural gas resources in Thailand-Cambodia overlapping area to meet future demand.

เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจโลกและเศรษฐกิจของประเทศไทย ยังมีความเปราะบางและมีความไม่แน่นอนสูง ปตท.สผ. จึงได้ติดตามภาวะเศรษฐกิจอย่างต่อเนื่อง และได้ทบทวนแผนการดำเนินงาน การลงทุนให้สอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ รวมทั้งการเพิ่มประสิทธิภาพและการพัฒนาศักยภาพเพื่อการเติบโตอย่างยั่งยืน ซึ่งสามารถสรุปผลการดำเนินงานได้ดังนี้

ด้านการสำรวจ ปตท.สผ. ได้ดำเนินกิจกรรมการสำรวจในโครงการต่างๆ ทั้งในประเทศและต่างประเทศอย่างต่อเนื่อง เพื่อประเมินศักยภาพของแปลงและเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียม โดยในปี 2554 ปตท.สผ. มีการขุดเจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินผลในหลายโครงการ อาทิ

โครงการอาทิตย์ มีการขุดเจาะหลุมประเมินผล Arthit-14-19 A&B โดยพบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ ซึ่งจะได้มีการวางแผนพัฒนาการผลิตต่อไป

โครงการพีทีทีพี ออสเตรเลีย สำหรับแหล่งแคช-แมเปิ้ล (Cash-Maple) ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลติมอร์ ประเทศออสเตรเลีย บริษัทได้ดำเนินการขุดเจาะหลุมประเมินผล Cash-2 พบก๊าซธรรมชาติ ซึ่งผลการขุดเจาะหลุมประเมินผลในครั้งนี้ถือเป็นข้อมูลที่สำคัญ เพื่อพิจารณาศักยภาพในการพัฒนาโครงการเรือผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว (FLNG) ในทะเลติมอร์ ซึ่งเป็นโครงการที่จะทำให้การพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ห่างไกลมีความเป็นไปได้ ทั้งนี้ บริษัทจะดำเนินการขุดเจาะหลุมประเมินผลเพิ่มเติมในปี 2555 เพื่อยืนยันปริมาณสำรองปิโตรเลียมในแหล่งดังกล่าว และวิเคราะห์ศักยภาพเชิงพาณิชย์ของโครงการต่อไป

ในส่วนของแปลง WA-397-P แหล่ง Browse ซึ่งบริษัทร่วมทุนร้อยละ 20 นั้นได้มีการขุดเจาะหลุมสำรวจ Omar-1 ถึงระดับความลึกหลุมสุดท้ายที่ 5,229 เมตร พบก๊าซธรรมชาติแต่ปริมาณไม่มากพอในเชิงพาณิชย์

นอกจากนี้ในแปลง AC/P24 มีการขุดเจาะหลุมสำรวจ Kingtree-1 ถึงระดับความลึกหลุมสุดท้ายที่ 1,472 เมตร และแปลง AC/P40 มีการขุดเจาะหลุมสำรวจ Ironstone-1 ถึงระดับความลึกหลุมสุดท้ายที่ 1,492 เมตร พบปิโตรเลียมแต่ไม่มากพอในเชิงพาณิชย์

โครงการโอมาน 44 มีการเจาะหลุมสำรวจ Munhamir-3 เพื่อค้นหาปริมาณสำรองปิโตรเลียมของแหล่ง Munhamir เพิ่มเติม แต่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ อย่างไรก็ตาม ในปี 2555 บริษัทมีแผนจะผลิตคอนเดนเสทจากหลุมผลิต Munhamir-2 เพิ่มเติมโดยปริมาณการผลิตจากแหล่ง Munhamir เมื่อรวมกับปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทจากแหล่งชามส์ (Shams) ในปัจจุบัน จะสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในโครงการโอมาน 44 ให้มากขึ้น

As the world economy and the Thai economy are very fragile and highly uncertain, PTTEP has continuously monitored the economics closely and revised its action plan and investment plan accordingly for consistency with its strategic directions. PTTEP continues to increase efficiency and develop capabilities for sustainable growth. The results can be summarized as follows.

Exploration and Appraisal: PTTEP continues exploration activities in both domestic and international areas in order to assess the potential of fields and the amount of petroleum reserves added. In 2011, the company drilled exploration wells in several projects.

Arthit Project: The petroleum has been discovered in an appraisal well, Arthit-14-19 A&B, in which will be developed further.

PTTEP Australasia Project: The Cash-Maple field locating in Timor Sea, the company has drilled the appraisal well Cash-2. The natural gas has been discovered and the result of this appraisal well is important information for the Preliminary Front End Engineering Design (Pre-FEED) to estimate the potential of the development of the Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) project in Timor Sea. FLNG is the project with the purpose to facilitate the development of the natural gas in the remote area. In addition, the company will continue drilling additional appraisal wells in 2012 to confirm the petroleum reserves and evaluate the commercial potential of the field.

As for the exploration block WA-397-P, Browse Basin, in which PTTEP holds 20% participation interest, the exploration well Omar-1 was drilled to the total depth of 5,229 meters and encountered some hydrocarbons which are not sufficient for commerciality.

In addition, the exploration well Kingtree-1 in AC/P24 block and the exploration well Ironstone-1 in AC/P40 block were drilled to the total depth of 1,472 and 1,492 meters respectively and encountered some hydrocarbons which are not sufficient for commerciality.

Oman 44 Project: The drilling result of exploration well Munhamir-3 to discover more petroleum reserve in the Munhamir oil field yielded petroleum discovery but not enough quantity for commerciality. Nonetheless, in 2012, PTTEP plans to produce additional condensate from the production well Munhamir-2. The additional production

โครงการพม่า เอ็ม 3 ซึ่งตั้งอยู่ในอ่าวมะตะมะ ทางตอนใต้ของเมืองย่างกุ้ง สหภาพพม่า จากผลการค้นพบก๊าซธรรมชาติในหลุมสำรวจ Aung Sinkha-2 ทำให้บริษัทปรับแผนการสำรวจเพื่อเร่งการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติครอบคลุมพื้นที่ 1,000 ตารางกิโลเมตร จากแผนเดิมที่วางไว้ในไตรมาสที่ 1 ปี 2555 มาอยู่ในไตรมาสที่ 4 ปี 2554 เพื่อรองรับการเจาะหลุมประเมินผลที่จะมีขึ้นในไตรมาส 4 ปี 2555 โดยขณะนี้อยู่ระหว่างการเตรียมพื้นที่การสำรวจร่วมกับหน่วยงานของรัฐบาลที่เกี่ยวข้อง สำหรับการขออนุญาตดำเนินการ กับทาง Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE) เบื้องต้นทาง MOGE เห็นชอบในหลักการสำหรับการขยายระยะเวลาสำรวจอีก 1 ปีเพื่อให้บริษัทดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ และหลุมประเมินเพื่อพิสูจน์ศักยภาพเชิงพาณิชย์

โครงการอินโดนีเซีย เซไม ทุ ซึ่ง ปตท.สผ. ร่วมทุนร้อยละ 28.33 และมีบริษัท Murphy Semai Oil Co., Ltd. เป็นผู้ดำเนินการนั้น จากการขุดเจาะหลุมสำรวจ Lengkuas-1 ซึ่งมีความลึกของน้ำทะเลที่ 1,095 เมตร ได้เจาะถึงระดับความลึกหลุมสุดท้ายที่ 6,500 เมตร พบปิโตรเลียมในชั้นหินกักเก็บแต่ปริมาณไม่มากพอในเชิงพาณิชย์ ข้อมูลที่ได้จากหลุม Lengkuas-1 นับเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของโครงการสำรวจนี้ตลอดจนบริเวณใกล้เคียง เพื่อวางแผนการสำรวจและการลงทุนของบริษัทในบริเวณนี้ต่อไป

โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-ปี 17 มีการขุดเจาะหลุมสำรวจ และหลุมประเมินผล พบปิโตรเลียมจำนวน 5 หลุม ซึ่งเป็นการยืนยันศักยภาพของแปลง

ด้านการพัฒนาโครงการ ปตท.สผ. ได้เร่งพัฒนาโครงการทั้งในประเทศไทยและโครงการที่อยู่ต่างประเทศ เพื่อให้บริษัทสามารถเริ่มการผลิตปิโตรเลียมได้ตามแผนดำเนินการของบริษัท อาทิ

โครงการฟิฟตีฟิ ออสเตรเลีย การพัฒนาแหล่งมณฑลารามีความคืบหน้าตามลำดับ โดยประสบความสำเร็จในการติดตั้งแท่นผลิตใหม่ ซึ่งปัจจุบันได้เริ่มดำเนินงานขุดเจาะหลุมผลิต และคาดว่าจะเริ่มการผลิตได้ในครึ่งหลังของปี 2555

สำหรับการดำเนินงานตามแผนการปรับปรุงแก้ไขเนื่องจากเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลจากแหล่งมณฑลาร (Action Plan) ปัจจุบันบริษัทได้รับอนุญาตจากรัฐบาลออสเตรเลียให้ดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในออสเตรเลียต่อไปได้ โดยบริษัทได้มีการรายงานความคืบหน้าของผลการดำเนินการต่อกระทรวงทรัพยากรและพลังงานของประเทศออสเตรเลีย (Department of Resources and Energy) อย่างต่อเนื่อง โดยปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนดำเนินการนำบทเรียนจากเหตุการณ์มณฑลารมาวิเคราะห์เพื่อการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงการดำเนินงานในบริษัท (Corporate Lessons Learned) และรวมถึงการขยายผลไปสู่บริษัทย่อย

from Munhamir field, together with the current gas and condensate production from Shams gas field, will increase the petroleum production from Oman 44 Project.

Myanmar M3 Project: Gulf of Martaban, the Union of Myanmar. As a result of the natural gas discovery in the exploration well, Aung Sinkha-2, PTTEP has accelerated the 3D seismic survey of 1,000 square kilometers from the first quarter of 2012 to the fourth quarter of 2011, in order to align with the appraisal drilling plan in the fourth quarter of 2012. Currently, PTTEP is preparing the area to be surveyed in conjunction with relevant government agencies. In addition, Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE) has approved in principle for the extension of exploration period of one year, for PTTEP to continue with the drilling of exploration and appraisal wells, in order to prove the commerciality.

Indonesia Semai II Project: which PTTEP entered into joint venture and hold 28.33% participation interest; with Murphy Semai Oil Co. Ltd. as the operator. An exploration well, Lengkuas-1, was drilled at the water depth of 1,095 meters. The well was drilled to a total depth of 6,500 meters and encountered some hydrocarbons which are not sufficient for commerciality. However, the data gathered from the Lengkuas-1 is crucial for further study and evaluation of petroleum potential of the Semai II project and the basin. The study and evaluation results will be beneficial for the company's exploration and investment plan in the area.

MTJDA-B17 Project: There was the drilling of an exploration well and an appraisal well. Petroleum was discovered in 5 wells, which confirms the potential of the area.

Development: PTTEP has accelerated the development of various projects to start up production as planned.

PTTEP Australasia Project, Montara field: Development of Montara Field is progressing, with the installation of the new wellhead platform completed. The drilling of the production well has commenced, and is expected to begin production in the second half of 2012.

Regarding the implementation of the Montara Action Plan proposed to the Australian Government, PTTEP has received approval from the Australian government to

ในต่างประเทศ บริษัทยังคงมุ่งมั่นที่จะบริหารจัดการในด้านต่างๆ ที่จะป้องกันมิให้เกิดเหตุการณ์ในลักษณะเดียวกันนี้อีกในอนาคต

ส่วนการดำเนินการเรียกร้องค่าสินไหมทดแทนจากบริษัทประกันภัยนั้น นับตั้งแต่เกิดเหตุการณ์ฯ จนถึงสิ้นสุดปี 2554 ปตท.สผ. ได้รับค่าสินไหมทดแทนทั้งสิ้นจำนวน 119.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

สำหรับการเรียกร้องค่าชดเชยจากเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลจากแหล่งมอญทาราโดยรัฐบาลอินโดนีเซียนั้น บริษัทยังคงเจรจากับรัฐบาลอินโดนีเซียอย่างต่อเนื่อง ซึ่งบริษัทยังคงยึดหลักการที่จะพิสูจน์หลักฐานและผลกระทบ (หากมี) โดยใช้หลักการทางวิทยาศาสตร์ต่อไป

โครงการบงกช งานก่อสร้างและติดตั้งแท่นผลิตกลาง และแท่นหลุมผลิต (WPS) รวมทั้งแท่นที่พักอาศัยของแหล่งบงกชได้ดำเนินการแล้วเสร็จ โดยคาดว่าจะดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในครึ่งแรกของปี 2555

โครงการพม่าซอติกา ปัจจุบันอยู่ระหว่างงานก่อสร้างแท่นผลิตหลักและสะพานเชื่อม งานก่อสร้างแท่นหลุมผลิตและโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติระหว่างแท่น งานก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่งทะเล งานก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และอุปกรณ์การผลิตที่เกี่ยวข้องบนบก ทั้งนี้คาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2556

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ปัจจุบันอยู่ระหว่างการออกแบบรายละเอียดทางวิศวกรรมสำหรับกระบวนการผลิตและท่อขนส่ง ส่วนงานก่อสร้างที่ปักและสาธารถูปโภค ผู้ร่วมทุนได้อนุมัติรายงานการประเมินผลทางเทคนิคและเชิงพาณิชย์ของสัญญาในส่วนของที่ปักและระบบสาธารถูปโภคแล้ว และได้เริ่มการขุดเจาะหลุมพัฒนาในช่วงปลายปี 2554 โดยคาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตได้ภายในปี 2557

ด้านการผลิต ปตท.สผ. มีความพยายามในการดำเนินการอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษากำลังการผลิตในปัจจุบัน และเพิ่มกำลังการผลิตจากโครงการใหม่ๆ อาทิ

โครงการแคนาดา ออยล์ แชนด์ เคเคดี ซึ่งเริ่มการผลิตในปี 2554 มีการเพิ่มปริมาณการผลิตอย่างต่อเนื่องจากแหล่ง Leismer โดยมีการผลิตปิโตรเมนถึง 3 ล้านบาร์เรลในเดือนพฤศจิกายน 2554 ทำให้มีกำลังการผลิตเฉลี่ยในไตรมาสที่ 4 ของปี 2554 ที่ประมาณ 14,300 บาร์เรลต่อวัน และมีอัตราการผลิตต่อวันสูงสุดได้ถึง 18,190 บาร์เรลต่อวันได้ในเดือนธันวาคม 2554 นอกจากนี้ยังมีการศึกษาการติดตั้ง Steam Generator ตัวที่ 4 เพื่อเพิ่มอัตราการผลิตเป็น 22,000 บาร์เรลต่อวัน ก่อนเข้าสู่แผนขยายกำลังการผลิต (Leismer Expansion) ซึ่งมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มอัตราการผลิตให้เป็น 40,000 บาร์เรลต่อวันในปี 2558 ในส่วนของแหล่ง Corner ได้มีการขยายเวลาการศึกษาในรายละเอียด

continue petroleum exploration and production operations in Australia. The company has continued to report the progress of the implementation of the Action Plan to the Department of Resources and Energy of Australia. PTTEP is currently in the process of taking lessons learned from the Montara incident to analyze and improve the operations as the “Corporate Lessons Learned” including to extend the lesson learned to subsidiaries in other countries. PTTEP remains committed to prevent similar incidents in the future.

For the compensation claim, ending the year 2011, PTTEP has received total compensation claim of USD 119.5 million to date.

Regarding the claim that was submitted by the Government of Indonesia for compensation due to oil leaks from the Montara incident, PTTEP is continuously collaborating with the Indonesian government. The company is still based on the evidence and the impact (if any) to use scientific principles.

Bongkot Project: The construction and installation of processing platform, wellhead platform, and living quarter platform of the Bongkot South project were completed. The initial production of natural gas is expected by the first half of 2012.

Myanmar Zawtika Project: The project is currently under the process of the constructions of the processing platform & bridge, wellhead platform and intra-field sealines, offshore gas export pipeline, and onshore gas export pipeline and facilities. PTTEP expects to start up natural gas production from Zawtika Project in 2013.

Algeria 433a & 416b Project: The project is currently under the process of the design of detailed engineering for processing and pipeline. As for the construction of living quarter and facilities, the technical and commercial evaluation of the contracts have been approved. In addition, the drilling of the development well has begun in late 2011 and expected the initial production within the year 2014.

เพิ่มเติมสำหรับแผนพัฒนาและงบประมาณโดยรวม เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดของเงินลงทุนและการก่อสร้างอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต โดยคาดว่าจะมีการทำ Final Investment Decision (FID) ในปี 2556 และเริ่มการผลิตได้ภายในปี 2559

โครงการเวียดนาม 16-1 ได้เริ่มการผลิตน้ำมันดิบในเดือนสิงหาคม ในอัตราการผลิตเริ่มแรกที่ 15,000 บาร์เรลต่อวัน และปัจจุบันมีอัตราการผลิตที่ประมาณ 32,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการอาทิตย เนื่องจากการทบทวนและประเมินแผนการพัฒนาและการผลิตของโครงการ เพื่อนำทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดมาก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อความต้องการใช้พลังงานของประเทศและเพิ่มความสามารถในการพึ่งพิงแหล่งพลังงานในประเทศของไทย ส่งผลให้บริษัทได้ปรับแผนการผลิตและการลงทุนอย่างเหมาะสมในการพัฒนาทรัพยากรดังกล่าว โดยบริษัทและผู้ร่วมทุน ในฐานะผู้ขายได้เจรจาและลงนามในข้อตกลงเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sales Agreement) ของโครงการอาทิตย กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในฐานะผู้ซื้อ โดยการลงนามในข้อตกลงเพิ่มเติมนี้ มีสาระสำคัญกล่าวคือ การปรับอัตราการส่งก๊าซฯ (Daily Contract Quantity) ของโครงการอาทิตยจากเดิมที่ 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 220 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และการปรับสูตรราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมโดยคงผลตอบแทนที่ไม่เปลี่ยนแปลงอย่างมีสาระสำคัญจากเดิม

สำหรับ**โครงการอาทิตยเหนือ** ตามที่บริษัทเป็นผู้ดำเนินการและลงทุนเพื่อการผลิตก๊าซธรรมชาติในส่วนของพื้นที่ในโครงการอาทิตยเหนือตั้งแต่ปี 2549 นั้น ปัจจุบันบริษัทได้หยุดดำเนินการผลิตตั้งแต่วันที่ 28 พฤศจิกายน 2554 เนื่องจากการสิ้นสุดสัญญาเช่าเรือ Floating Production Storage and Off-Loading (FPSO)

อย่างไรก็ตาม บริษัทมีแผนที่จะส่งก๊าซธรรมชาติจากบริเวณนี้ไปผลิตยังแท่นผลิตอาทิตยในปี 2555 โดยเมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2554 ปตท.สผ. และผู้ร่วมทุนในโครงการอาทิตยประกอบด้วย บริษัท Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd. (Chevron) และบริษัท Mitsui Oil Exploration CO., LTD. (MOECO) ได้มีการลงนามในสัญญา North Arthit Participation Agreement เพื่อกลับเข้าร่วมทุน โดยที่ ปตท.สผ. Chevron และ MOECO มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 ร้อยละ 16 และร้อยละ 4 ตามลำดับ ซึ่งสัญญานี้จะมีผลบังคับใช้ในเดือนมกราคม 2555 เพื่อนำก๊าซธรรมชาติไปผลิตยังแท่นผลิตอาทิตย

ผลกระทบจากเหตุการณ์อุทกภัย ในช่วงเดือนตุลาคม 2554 เกิดเหตุการณ์อุทกภัยที่ขยายเป็นวงกว้าง และกระทบต่อระบบการขนส่งปิโตรเลียมของบริษัท ส่งผลให้มีการลดการผลิตปิโตรเลียมบางส่วนในโครงการเอส 1 และโครงการพีทีทีอัส 1 อย่างไรก็ตามโครงการดังกล่าวสามารถกลับมาผลิตได้ในระดับปริมาณการผลิตเดิมในช่วงต้นไตรมาสที่ 4 นอกจากนี้เหตุการณ์

Production: PTTEP continuously put efforts to maintain the current production level and increase production from new projects.

Canada Oil Sands KKD Project: Production from Canada Oil Sands KKD Project has commenced in 2011 and has continuously increased its production from the Leismer area. The total production in Leismer area was approximately 3 million barrels in November 2011. The average production rate for the fourth quarter 2011 was approximately 14,300 BPD, and the maximum production rate reaching approximately 18,190 BPD during December 2011. In addition, an evaluation of installing the fourth stream generator to increase the production rate to 22,000 BPD was conducted, prior to the Leismer Expansion plan, which aims to increase production to 40,000 BPD in 2015. For the Corner area, the study period has been extended, in order to evaluate in more details of the development plan and overall budget to maximize the value of the investment and construction process. It is expected that there will be a Final Investment Decision (FID) in 2013 and start production by the year 2016.

Vietnam 16-1 Project: has commenced its first production in August 2011 with the initial flow rate of approximately 15,000 BPD. The current average production rate is approximately 32,000 BPD.

Arthit Project: PTTEP and the joint venture partners (the sellers) reviewed the development and production plan of the project to recover the limited natural resources to support the Kingdom's energy demand and the dependency on the domestic reserves; as a result, the amendment of the Gas Sales Agreement was agreed and signed by the sellers and PTT Plc (the buyer). The key contents of the amendment include the adjustment of the Daily Contract Quantity (DCQ) from 330 MMSCFD to 220 MMSCFD and the adjustment in gas price formula to reflect the same level of return.

As for **Arthit North Project**, PTTEP has been the operator and the sole shareholder of the Arthit North Project since 2006 to produce the natural gas via FPSO (Floating Production Storage and Off-Loading). At present, Arthit North has stopped the production since November 28, 2011 due to the FPSO rental agreement ended.

อุทกภัยยังส่งผลถึงความต้องการก๊าซธรรมชาติในช่วงไตรมาสที่ 4 ปี 2554 โดยมีการเรียกก๊าซธรรมชาติจากโครงการบงกช โครงการ ยาดานา และโครงการเยตากุน ลดลงเล็กน้อย ทำให้ปริมาณการ ขายก๊าซธรรมชาติโดยรวมในไตรมาสที่ 4 ปี 2554 ลดลงประมาณ ร้อยละ 5 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2554

ด้านการบริหารการลงทุน ปตท.สม. ได้มีการดำเนินการ อย่างต่อเนื่องในด้านบริหารการลงทุน (Portfolio Management) โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อบริหารความเสี่ยง และกำหนดสัดส่วน การลงทุนในโครงการต่างๆ เพื่อให้การขยายการลงทุนมีความ เหมาะสม อีกทั้งเพื่อให้มีการใช้ผู้เชี่ยวชาญที่มีความเหมาะสม ทั้งด้านประสบการณ์และเทคโนโลยี (Technology Expert) เป็น ผู้ดำเนินการ

โครงการพีทีทีอพี ออสตราเลเซีย ในเดือนมีนาคม 2554 บริษัท PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (PTTEP AAA) ได้ลงนามในสัญญาเช่าซื้อสิทธิเพิ่มอีกร้อยละ 20 ในแปลงสำรวจ AC/RL7 ประเทศออสเตรเลียจากผู้ร่วมทุน ส่งผลให้ PTTEP AAA มีสิทธิในแปลงสำรวจดังกล่าวเป็นร้อยละ 100

ในเดือนมิถุนายน 2554 บริษัท PTTEP Australia Offshore Pty Ltd (บริษัทย่อยของ ปตท.สม.) ได้ยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วน ร้อยละ 22.21 ในโครงการออสเตรเลีย AC/P 36 ประเทศออสเตรเลีย ภายหลังจากได้ดำเนินการตามภาระผูกพันเสร็จสิ้น

ในเดือนกรกฎาคม 2554 รัฐบาลออสเตรเลียได้อนุมัติให้ บริษัท PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd. (บริษัทย่อย ของ ปตท.สม.) ได้รับสิทธิร้อยละ 100 ในแปลงสำรวจ AC/P54 เป็นระยะเวลา 6 ปีนับตั้งแต่วันที่ 7 กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป

ในเดือนกันยายน 2554 บริษัท PTTEP Australasia Pty Ltd (บริษัทย่อยของ ปตท.สม.) ได้ยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วน ร้อยละ 20 ในแปลงสัมปทานดับเบิลยูเอ 378 พี

โครงการ ซิดิ อับ เอล รามาน ออฟชอร์ ปตท.สม. ได้วิเคราะห์ศักยภาพปิโตรเลียมที่เหลือของแปลงสัมปทานนี้ อย่างละเอียดแล้ว จึงตัดสินใจแจ้งผู้ร่วมทุนในเดือนมกราคม 2554 เพื่อยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 30 ในโครงการ ซิดิ อับ เอล รามาน ออฟชอร์ สาธารณรัฐอาหรับอียิปต์ ภายหลังจากได้ ดำเนินการตามภาระผูกพันเสร็จสิ้น

โครงการพม่า เอ็ม 4 ปตท.สม. ได้ยุติการสำรวจและค้นพื้นที่ แปลงสำรวจ M4 สหภาพพม่า ภายหลังจากได้ดำเนินการตาม ภาระผูกพันเสร็จสิ้น ซึ่งการยุติการลงทุนดังกล่าวมีผลสมบูรณ์ ในเดือนพฤษภาคม 2554

โครงการนิวซีแลนด์ เกรทเชิร์ช ปตท.สม. ได้ยุติการ สำรวจและค้นพื้นที่แปลงสำรวจ PEP 50121 ซึ่งมีศักยภาพ ปิโตรเลียมต่ำให้กับหน่วยงานรัฐบาลนิวซีแลนด์ซึ่งได้รับอนุมัติ อย่างเป็นทางการในเดือนสิงหาคม 2554

Nonetheless, PTTEP plans to produce the remaining natural gas from the field at Arthit Processing Platform in 2012, where PTTEP and Arthit joint venture partners, Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd. (Chevron) and Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (MOECO), have entered into the Arthit North Participation agreement on December 29, 2011 with 80%, 16% and 4% participation interests respectively. This agreement will be effective in January 2012 in order to deliver the natural gas to produce at Arthit Processing Platform.

Impact from the flood in Thailand: During October 2011, there has been a major flood in Thailand, impacting the petroleum transportation of the company. As a result, the production levels have been decreased in some part of S1, PTTEP1, Bongkot, Yadana, and Yetagun projects. However, the mentioned projects were able to resume to normal operation and production rate early in the fourth quarter. In addition, the major flood has also impacted the natural gas demand in the fourth quarter, reducing the natural gas demanded from Bongkot Project, Yadana Project, and Yetagun Project, resulting in the total gas sales volume to decrease 5% compared to the third quarter of 2011.

Portfolio Management: PTTEP has operated continuously in the areas of Portfolio Management, which aims to manage risk and to have appropriate level of investment in each project, as well as to have the experienced technology experts as an operator.

PTTEP Australasia Project: In March 2011, PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (PTTEP AAA) has signed an agreement to acquire an additional 20% from the joint venture in the exploration block, AC/RL7, in Australia. As a result, PTTEP AAA has 100% share in AC/RL7 block.

In June 2011, PTTEP Australia Offshore Pty Ltd (a subsidiary of PTTEP) has relinquished the share of 22.21% in AC/P 36 block in Australia after fulfillment of the exploration work commitment.

In July 2011, the Australian Government has granted PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd. (a subsidiary of the PTTEP) to be entitled to 100% share of AC/P54 block for the period of six years on July 7, 2011 onwards.

นอกจากนี้บริษัท PTTEP New Zealand Limited (PTTEP NZ) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. และกลุ่มผู้ร่วมทุน ได้ร่วมกันลงนามในสัญญาขายสิทธิ (Farm-out Agreement) ในแปลงเกรทเซาท์ จำนวน 2 แปลง ได้แก่ PEP 50119 และ PEP 50120 ซึ่งเป็นแปลงสำรวจปิโตรเลียมที่ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของเกาะใต้ของประเทศนิวซีแลนด์ ซึ่งเป็น frontier area ให้กับบริษัท Shell New Zealand Limited (Shell) ซึ่งมีประสบการณ์สูงในด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลลึก การลงนามในสัญญาครั้งนี้ทำให้สัดส่วนการร่วมทุนของ PTTEP NZ ลดลงจากร้อยละ 36 เป็นร้อยละ 18 ในขณะที่บริษัท Shell ถือสัดส่วนร้อยละ 50 นอกจากนี้บริษัทยังมีการดำเนินการยื่นขออนุมัติรวมแปลงสัมปทาน PEP 50119 และ PEP 50120 เข้าด้วยกัน พร้อมกับขยายพื้นที่แปลงสัมปทานออกไปอีก 1,367 ตารางกิโลเมตร ต่อรัฐบาลนิวซีแลนด์ในเดือนกันยายน 2554 การดำเนินการดังกล่าวเพื่อให้ครอบคลุมแหล่งเป้าหมายที่มีศักยภาพทั้งหมดซึ่งอยู่ในแปลงสัมปทาน PEP 50121

โครงการอินโดนีเซีย เซาท์ มานดาร์, ซาดัง และเซาท์ ซาการี ปตท.สผ.ได้ตกลงลดสัดส่วนการร่วมทุนในแปลงสำรวจปิโตรเลียมซึ่งตั้งอยู่บริเวณน้ำลึกนอกชายฝั่งในช่องแคบมาคัสซาร์ (Makassar Strait) จำนวน 3 แปลงให้กับบริษัท โททาล (Total) คือ (1) แปลงเซาท์ แมนดาร์ (South Mandar) ปตท.สผ. ลดสัดส่วนการร่วมทุนจากร้อยละ 67 เหลือร้อยละ 34 โดยมีบริษัท Talisman และ Total ถือสิทธิร้อยละ 33 เท่ากัน ทั้งนี้ ปตท.สผ. จะยังคงเป็นผู้ดำเนินการในแปลงเซาท์ แมนดาร์ต่อไป (2) แปลงซาดัง (Sadang) ปตท.สผ. ลดสัดส่วนการร่วมทุนจากร้อยละ 40 เหลือร้อยละ 30 Total ถือสิทธิร้อยละ 30 โดยมี Talisman เป็นผู้ดำเนินการและถือสิทธิร้อยละ 40 (3) แปลงเซาท์ ซาการี (South Sageri) ปตท.สผ. ลดสัดส่วนการร่วมทุนจากร้อยละ 30 เหลือร้อยละ 20 Total ถือสิทธิร้อยละ 45 โดยมี Talisman เป็นผู้ดำเนินการและถือสิทธิร้อยละ 35 การลดสัดส่วนการถือสิทธิในแปลงสำรวจปิโตรเลียมครั้งนี้เป็นส่วนหนึ่งของกลยุทธ์ในการบริหารจัดการทรัพย์สินของ ปตท.สผ. อีกทั้ง Total ซึ่งเป็นพันธมิตรที่ดีของ ปตท.สผ. เป็นบริษัทที่มีประสบการณ์และเทคโนโลยีด้านการขุดเจาะในน้ำลึกที่ได้รับการยอมรับจากทั่วโลก ซึ่งสามารถนำมาใช้กับแปลงสำรวจในอินโดนีเซียได้

In September 2011, PTTEP Australasia Pty Ltd (a subsidiary of PTTEP) has relinquished the joint venture of 20% in the concession WA-378-P.

Sidi Abd El Rahman Offshore Project: PTTEP has carefully analyzed the remaining potential of the concession and decided to inform the partner in January 2011 to relinquished 30% share in project Sidi Abd El Rahman Offshore, Republic of Egypt after fulfillment of the exploration work commitment.

Myanmar M4 Project: PTTEP has relinquished the entire area of Exploration Block M4 in the Union of Myanmar after fulfillment of the exploration work commitment. The termination was effective as of May 2011.

New Zealand Great South Project: PTTEP has ceased the exploration and relinquished the PEP 50121 block, which has been evaluated to have low petroleum potential, to the Government of New Zealand. The relinquishment was approved in August 2011.

In addition, PTTEP New Zealand Limited (PTTEP NZ), a subsidiary of PTTEP, and its joint venture have signed a farm-out agreement of the two areas in the New Zealand Great South Project, PEP 50119 and PEP 50120, to Shell New Zealand Limited (Shell), who has extensive experience in the field of deepwater petroleum exploration and production. Both areas are located off the coast of the South Island of New Zealand, which is a frontier area. This farm-out contract resulted in PTTEP share down from 36% to 18% whereas Shell's share up to 50%. Furthermore, PTTEP NZ is filing for approval of combining the concession block PEP 50119 and PEP 50120, together with the extension of the concession area of 1,367 square kilometers from New Zealand Government in September 2011, in order to have the concession cover all area with potential in the PEP 50121 block.

Indonesia South Mandar, Sadang, and South Sageri Projects: PTTEP has signed a farm-out agreement of the three deep-offshore exploration blocks in the Makassar Strait in Indonesia to Total. The farm-out agreement includes (1) South Mandar block, where PTTEP (Operator) diluted its share from 67% to 34%, with Talisman (33%) and Total (33%). (2) Sadang block, where PTTEP diluted its share from 40% to 30%, with

ผลการดำเนินงาน

ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 ปตท.สผ. ได้ปฏิบัติตามมาตรฐานการรายงานทางการเงินไทย (Thai Financial Reporting Standards: TFRS) ที่สอดคล้องกับมาตรฐานการรายงานทางการเงินระหว่างประเทศ (International Financial Reporting Standards : IFRS) นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้นำมาตรฐานการรายงานทางการเงินไทยที่ประกาศแล้วแต่มีผลบังคับใช้ในปี 2556 มาปรับใช้ก่อน ได้แก่ มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 (ปรับปรุง 2552) เรื่องผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศซึ่งระบุให้กิจการกำหนดสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional Currency) รวมถึงการนำ IFRS บางฉบับมาปฏิบัติก่อน (Early Adoption) ได้แก่ มาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 เรื่อง การรับรู้และการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน

ปตท.สผ. ได้กำหนดสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional Currency) เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) อย่างไรก็ตาม เพื่อการนำเสนอทางการเงินให้กับตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและกรมพัฒนาธุรกิจการค้า บริษัทจำเป็นต้องนำเสนองบการเงินที่แปลงค่าจากสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. เป็นสกุลเงินบาท (สกุลเงินที่ใช้ในการนำเสนองบการเงิน - Presentation Currency)

บริษัท วิเคราะห์ผลการดำเนินงานและฐานะการเงินเปรียบเทียบกับปี รวมทั้งวิเคราะห์ผลการดำเนินงานเปรียบเทียบกับไตรมาส สรุปได้ดังต่อไปนี้

Total (30%) and Talisman (40% and Operator). (3) South Sageri block, where PTTEP diluted its share from 30% to 20%, with Total (45%) and Talisman (35% and Operator). The dilution in exploration blocks is one of PTTEP strategies to manage our exploration portfolio. PTTEP believes that Total, PTTEP's long time strategic partner in the Gulf of Thailand, will bring its recognized worldwide deep-offshore technology and experiences to the assets in Indonesia.

Results of Operations

Since January 1, 2011, PTTEP has complied with Thai Financial Reporting Standards (TFRS) in conformity with International Financial Reporting Standards (IFRS). Moreover, the Company has adopted Thai Financial Reporting Standard No.21 (revised 2009) "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", which has been published but will not become effective until 2013, and which also requires the Company to determine its functional currency. The Company has also completed early adoption of International Accounting Standard (IAS) No. 39 "Financial Instruments: Recognition and Measurement".

The Company has determined the USD to be its functional currency. However, in submission of its financial statements to the Stock Exchange of Thailand and the Department of Business Development, the Company is also required to convert the financial statements from USD to the presentation currency, which is Thai Baht.

Detailed discussion of financial results for the year and final quarter are as follows:



ผลการดำเนินงานเปรียบเทียบรายปี

Results of Operations - Full Year Comparison

	หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. Million USD		หน่วย: ล้านบาท Million Baht	
	2554 2011	2553 2010	2554 2011	2553 2010
ตารางสรุปผลการดำเนินงานรวม Earnings summary				
รายได้รวม Total Revenues	5,685	4,532	173,375	143,506
ค่าใช้จ่ายรวม Total Expenses	(3,072)	(2,543)	(93,657)	(80,493)
กำไรจากการดำเนินงาน Operating Income	2,613	1,989	79,718	63,013
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม Gain (Loss) from the investments in associates	2	(1)	75	(45)
กำไรก่อนภาษีเงินได้ Income before income taxes	2,615	1,988	79,793	62,968
ภาษีเงินได้ Income Taxes	(1,147)	(608)	(35,045)	(19,194)
กำไรสุทธิ Net income	1,468	1,380	44,748	43,774
กำไรต่อหุ้นปรับลด Diluted earnings per share	0.44	0.42	13.48	13.20
กำไรจากการดำเนินงานตามปกติ Income from normal operation	1,659	1,292		
กำไร (ขาดทุน) จากรายการ Non-Recurring Gain (Loss) from non recurring items	(191)	88		
กำไรสุทธิ Net income	1,468	1,380		

ผลการดำเนินงานสำหรับปี 2554 ปตท.สม. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิรวม 1,468 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 44,748 ล้านบาท) คิดเป็นกำไรต่อหุ้นปรับลด 0.44 ดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 13.48 บาท) มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 88 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 6 เมื่อเปรียบเทียบกับกำไรสุทธิสำหรับปีก่อน จำนวน 1,380 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 43,774 ล้านบาท) คิดเป็นกำไรต่อหุ้นปรับลด 0.42 ดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 13.20 บาท) ปตท.สม.และบริษัทย่อยมีอัตราผลตอบแทนต่อ ส่วนของผู้ถือหุ้น (Return on shareholders' equity) ปี 2554 อยู่ที่ ร้อยละ 25

Regarding the results of operations for the year 2011, PTTEP and its subsidiaries' totaled a net profit of USD 1,468 million (equivalent to 44,748 million baht) or USD 0.44 per share-diluted (equivalent to 13.48 baht per share-diluted), an increase of USD 88 million or 6% compared with 2010's net profit of USD 1,380 million (equivalent to 43,774 million baht) or USD 0.42 per share-diluted (equivalent to 13.20 baht per share-diluted). Return on shareholder's equity for 2011 was 25%.

อย่างไรก็ดี เมื่อพิจารณาแล้ว กำไรสุทธิสำหรับปี 2554 จำนวน 1,468 ล้านดอลลาร์ สรอ.นี้ ประกอบด้วย กำไรจากการดำเนินงานตามปกติ จำนวน 1,659 ล้านดอลลาร์ สรอ. และขาดทุนจากรายการ Non-Recurring จำนวน 191 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำหรับผลการดำเนินงานปกติสำหรับปี 2554 ปตท.สม. และบริษัทย่อย มีกำไรจากการดำเนินงานตามปกติสำหรับปีนี้ จำนวน 1,659 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 367 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือ คิดเป็นร้อยละ 28 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2553 ที่มีกำไรจากการดำเนินงานปกติที่ 1,292 ล้านดอลลาร์ สรอ. ปตท.สม. และบริษัทย่อยมีอัตราผลตอบแทน (กำไรจากการดำเนินงานตามปกติ) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Return from normal operation on shareholders' equity) ปี 2554 อยู่ที่ร้อยละ 28

สำหรับปี 2554 ปตท.สม. และบริษัทย่อยมีรายได้รวมทั้งสิ้น 5,685 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 173,375 ล้านบาท) เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2553 จำนวน 4,532 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 143,506 ล้านบาท) เพิ่มขึ้น 1,153 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 25 โดยรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,110 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลจาก (1) ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยที่เป็นเงินดอลลาร์ สรอ. สำหรับปี 2554 เพิ่มขึ้นเป็น 55.49 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบตามราคาน้ำมันโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยสำหรับปี 2553 ที่ 44.83 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม (2) ปริมาณการขายเฉลี่ยในปี 2554 ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยอยู่ที่ 265,047 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการขายเฉลี่ยในปี 2553 ที่ 264,575 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยปริมาณขายที่เพิ่มส่วนใหญ่เกิดจากปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-ปี 17 ปริมาณการขาย Diluted Bitumen (Dilbit) ของโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี ที่เริ่มมีการผลิตในไตรมาส 1 ปี 2554 รวมทั้งปริมาณการขายน้ำมันดิบของโครงการเวียดนาม 16-1 ที่เริ่มมีการผลิตในไตรมาส 3 ปี 2554 อย่างไรก็ตามปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทของโครงการอาทิตย์ลดลงตามอัตราการผลิตที่เป็นไปตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และการขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติของโครงการปี 8/32 และ 9 เอ ลดลงในปีนี้

However, PTTEP and its subsidiaries' net profit amounted to USD 1,468 million for 2011, comprising the recurring net profit for this year, which amounted to USD 1,659 million, and the loss from non-recurring items, which amounted to USD 191 million.

For the results of recurring operations in 2011, PTTEP and its subsidiaries' recurring net profit was USD 1,659 million, an increase of USD 367 million or 28% against last year which was USD 1,292 million. Return from normal operation on shareholder's equity for 2011 was 28%.

For 2011, total revenues for PTTEP and its subsidiaries amounted to USD 5,685 million (equivalent to 173,375 million baht), an increase of USD 1,153 million or 25% against last year which was USD 4,532 million (equivalent to 143,506 million baht). The increase was mainly due to higher sales of petroleum of USD 1,110 million, resulting from (1) the higher average petroleum sales price for 2011, which rose to USD 55.49 per BOE compared with 2010 when it was at USD 44.83 per BOE; however (2) the higher sales volume for this year rose to 265,047 BOED compared with for last year of 264,575 BOED. The increased sales volume largely came from natural gas and condensate sales volume from the MTJDA-B17 Project and the higher Diluted Bitumen (Dilbit) sales volume from the Canada Oil Sands KKD Project, which started its production in the first quarter of 2011, as well as the increased crude oil sales volume from the Vietnam 16-1 Project, which started its production in the third quarter of 2011. On the other hand, natural gas and condensate sales volumes from the Arthit Project decreased resulting from a lower daily contract quantity, in addition to crude oil and natural gas sales volume from the B8/32 & 9A Project decreased when compared with the volumes of last year.

PTTEP and its subsidiaries' revenue from pipeline transportation from proportionate revenue in Moattama Gas Transportation Company (MGTC) and Taninthayi Pipeline Company (TPC) increased.

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซเพิ่มขึ้นซึ่งเป็นรายได้ตามสัดส่วนใน Moattama Gas Transportation Company (MGTC) และ Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC)

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีรายได้อื่นๆ เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักเนื่องจากในปี 2554 มีการรับรู้รายได้จากการโอนสัดส่วนการลงทุนของโครงการพม่าซอติกา โครงการนิวซีแลนด์เกรทเซาท์ โครงการอินโดนีเซียเซาท์ มานดาร์ โครงการอินโดนีเซียเซาท์ ซาการี และโครงการอินโดนีเซีย ซาดัง อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้ค่าสินไหมทดแทนจากเหตุการณ์ในแหล่งมอหนาราลดลง โดยในปี 2554 มีการรับรู้ค่าสินไหมทดแทนดังกล่าวจำนวน 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการรับรู้ค่าสินไหมทดแทนดังกล่าวเพิ่มเติม 44 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในปีก่อน

ในส่วนของค่าใช้จ่ายนั้น ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีค่าใช้จ่ายในปี 2554 รวมทั้งสิ้น 3,072 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 93,657 ล้านบาท) เมื่อเทียบกับปีก่อนจำนวน 2,543 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 80,493 ล้านบาท) เพิ่มขึ้น 529 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เป็นผลสุทธิจาก

- (1) ค่าใช้จ่ายดำเนินงานเพิ่มขึ้นจำนวน 167 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี และโครงการเวียดนาม 16-1 ที่เริ่มมีการผลิตในปี 2554
- (2) ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจำนวน 130 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจาก
 - ค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจในปี 2554 มีจำนวนเพิ่มขึ้น 104 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการอินโดนีเซีย เซไม ๒ จำนวน 57 ล้านดอลลาร์ สรอ. โครงการฟิทีซีฟี่ ออสตราเลเซีย จำนวน 37 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากโครงการพม่า เอ็ม 3 เอ็ม 7 และ เอ็ม 11 (Aung Sinkha-1) จำนวน 17 ล้านดอลลาร์ สรอ. และโครงการบงกช จำนวน 10 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ปี 2553 ค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจมีจำนวน 46 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เกิดจากโครงการพม่าซอติกา จำนวน 31 ล้านดอลลาร์ สรอ.
 - ค่าใช้จ่ายในการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพิ่มขึ้นจำนวน 26 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่มาจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจที่เพิ่มขึ้นของโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ วาเคซ จำนวน 10 ล้านดอลลาร์ สรอ. โครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี จำนวน 8 ล้านดอลลาร์ สรอ. และจากโครงการอินโดนีเซีย มาลุนด้า จำนวน 8 ล้านดอลลาร์ สรอ.

This year, other income increased, principally because of the recognition of other income from the transfer of interest in Myanmar Zawtika, New Zealand Great South, Indonesia South Mandar, Indonesia South Sageri and Indonesia Sadang projects. However, other income from insurance claim from the Montara incident decreased in 2011. There was a recognition of additional insurance claims amounting to USD 36 million in 2011; whereas, this insurance claim was recognized, amounting USD 44 million last year.

PTTEP and its subsidiaries incurred expenses for 2011 amounting to USD 3,072 million (equivalent to 93,657 million baht), an increase of USD 529 million compared with USD 2,543 million (equivalent to 80,493 million baht) for 2010. The increase was due to the following:

- (1) Operating expenses increased amounting to USD 167 million, mainly from Canada Oil Sands KKD and Vietnam 16-1 projects as the projects started production in 2011.
- (2) Exploration expenses increased amounting to USD 130 million due to following reasons:
 - Increased exploratory well write-off costs amounting to USD 104 million, primarily from the Indonesia Semai II amounting to USD 57 million, PTTEP Australasia amounting to USD 37 million, Myanmar M3, M7 & M11 (Aung Sinkha-1 well) amounting to USD 17 million, and Bongkot amounting to USD 10 million in 2011, while there were exploration well write-off costs amounting to USD 46 million mainly from the Myanmar Zawtika Project amounting to USD 31 million in 2010.
 - Increased geology and geophysics studies cost amounting to USD 26 million from Algeria Hassi Bir Rekaiz, Canada Oil Sands KKD and Indonesia Malunda projects amounting to USD 10 million, USD 8 million and USD 8 million respectively.

- (3) ค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้นจำนวน 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น
- (4) ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 100 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการเอส 1 โครงการคอนแท็ค 4 และโครงการอาทิตย์ ตามสินทรัพย์พร้อมใช้งานที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ยังเพิ่มขึ้นจากโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี และโครงการเวียดนาม 16-1 ที่เริ่มมีการผลิตในปี 2554

สำหรับปี 2554 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 539 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2553 สาเหตุหลักเนื่องจากการกำไรสุทธิทางปีโตรเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงในอัตราแลกเปลี่ยนของสกุลเงินบาทเปรียบเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. จึงมีผลทำให้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี (Deferred Tax Expenses) ซึ่งเป็นรายการ Non-recurring มีจำนวนที่สูงขึ้น

สำหรับรายการ Non-Recurring ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีขาดทุนจากรายการ Non-Recurring สำหรับปี 2554 จำนวน 191 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้นจำนวน 279 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปีก่อนที่มีกำไรจากรายการ Non-Recurring จำนวน 88 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เกิดจากผลสุทธิของ

- (1) ภาษีเงินได้ที่เพิ่มสูงขึ้นในปี 2554 จำนวน 305 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการที่หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้นซึ่งเป็นผลมาจากสินทรัพย์ที่เป็นฐานภาษีซึ่งถูกแปลงค่าเป็นเงินดอลลาร์ สรอ. ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีจำนวนที่ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับสินทรัพย์ที่ถูกแปลงค่าเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553 เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนตัวลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินดอลลาร์ สรอ. ทำให้ค่าเสื่อมราคาในอนาคตในสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ลดลง และส่งผลให้ภาษีเงินได้ในอนาคตสูงขึ้น
- (2) ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 21 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เกิดจากในปี 2554 มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดจากเงินกู้ที่เป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ของบริษัท พีทีทีอีพี แคนาดา จำกัด ซึ่งมีจำนวนที่ต่ำกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2553 ที่มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ส่วนใหญ่เกิดจากหนี้สินสุทธิที่เป็นเงินบาท

- (3) Increased petroleum royalties were occurred amounting to USD 120 million resulting from increased sales revenues.

- (4) Depreciation, depletion and amortization expenses escalated, amounting to USD 100 million, mainly from an increase of the number of completed assets of S1, Contract 4, and Arthit projects and from Canada Oil Sands KKD and Vietnam 16-1 projects, as these projects started production in 2011.

In 2011, PTTEP and its subsidiaries incurred higher income tax expenses compared with those of 2010, totaling USD 539 million, in accordance with the higher petroleum taxable income. Moreover, the changes in foreign exchange of Thai Baht against USD resulted in an increase of deferred tax expenses which are non-recurring items.

For 2011, PTTEP and its subsidiaries incurred a loss from non-recurring items of USD 191 million. An increased loss of USD 279 million, while against that a gain from non-recurring items from last year of USD 88 million, stemmed from the following:

- (1) Increased income tax expenses in 2011 of USD 305 million, mainly owing to the higher deferred income tax liabilities because of a decrease of net assets after they were translated into USD on December 31, 2011, when compared with net assets after they were translated into USD on December 31, 2010, given the Baht depreciation against the USD. This decrease of net assets resulted in a decrease of depreciation expenses in USD and will result in an increase of income tax expenses in the future, accordingly.
- (2) Decreased foreign exchange losses of USD 21 million. In 2011, PTTEP and its subsidiaries recognized a foreign exchange loss, which was mainly due to loss from foreign exchange of loans in USD currency from PTTEP Canada Limited; while, PTTEP and its subsidiaries recognized a higher foreign exchange loss in 2010 mainly due to net liabilities in Thai Baht currency.

ฐานะการเงิน

Financial position

	หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. Unit: Million USD		หน่วย: ล้านบาท Unit: Million Baht	
	31 ธันวาคม 2554 Dec 31, 2011	31 ธันวาคม 2553 Dec 31, 2010	31 ธันวาคม 2554 Dec 31, 2011	31 ธันวาคม 2553 Dec 31, 2010
สินทรัพย์รวม	14,131	10,694	447,842	322,430
Total Assets				
สินทรัพย์หมุนเวียน	2,737	2,808	86,764	84,669
Current Assets				
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	11,394	7,886	361,078	237,761
Non-current Assets				
หนี้สินรวม	7,819	5,286	248,818	159,371
Total Liabilities				
หนี้สินหมุนเวียน	3,139	1,924	99,504	58,013
Current Liabilities				
หนี้สินไม่หมุนเวียน	4,680	3,362	148,314	101,358
Non-current Liabilities				
ส่วนของผู้ถือหุ้น	6,312	5,408	199,024	163,059
Shareholders' Equity				
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	14,131	10,694	447,842	322,430
Total Liabilities and Shareholders' Equity				

สำหรับฐานะการเงินของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 14,131 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 447,842 ล้านบาท) เพิ่มขึ้นจำนวน 3,437 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับปีก่อน จำนวน 10,694 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 322,430 ล้านบาท) เป็นผลสุทธิจาก (1) สินทรัพย์สุทธิเพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจำนวน 2,506 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่มาจากการซื้อหุ้นส่วนในสัดส่วนร้อยละ 40 ในโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี (2) สินทรัพย์ไม่มีตัวตนและค่าความนิยมเพิ่มขึ้น 1,277 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่มาจากการซื้อหุ้นส่วนในโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี อย่างไรก็ตาม (3) เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงจำนวน 629 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เป็นผลจากการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม การจ่ายชำระเงินค่าซื้อหุ้นส่วนในสัดส่วนร้อยละ 40 ในโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี การจ่ายชำระภาษีเงินได้ประจำปี 2553 และ

As of December 31, 2011, PTTEP and its subsidiaries commanded total assets of USD 14,131 million (equivalent to 447,842 million baht), an increase of USD 3,437 million higher than the total on hand at the end of 2010 at which point total assets were USD 10,694 million (equivalent to 322,430 million baht). This increase was mainly due to (1) an increase of USD 2,506 million in exploration and production assets, mostly from the purchase of 40% of the partnership units in the Canada Oil Sands KKD Project; (2) an increase of USD 1,277 million in intangible assets and goodwill, chiefly from the purchase of the partnership units in the Canada Oil Sands KKD Project; (3) a decrease in cash and cash equivalent of USD 629 million mostly from payment for additional investment in oil and gas properties, the payment to purchase 40% of the partnership units in the Canada Oil Sands KKD Project,

การจ่ายเงินปันผลสำหรับครึ่งปีหลังของปี 2553 และครึ่งปีแรก
ของปี 2554 สุทธิจากกระแสเงินสดรับจากการดำเนินงาน กระแส
เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้และการกู้เงินตามสัญญา กับสถาบัน
การเงิน (Syndicated loan) (4) เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับการ
ซื้ออรรถกถาจดลงจำนวน 342 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการจ่าย
ชำระเงินงวดสุดท้ายสำหรับการซื้อหุ้นส่วนในโครงการแคนาดา
ออยล์ แซนด์ เคเคดี

สินทรัพย์หมุนเวียนของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่
31 ธันวาคม 2554 ส่วนใหญ่เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่า
เงินสด ลูกหนี้บริษัทใหญ่ ลูกหนี้การค้า และพัสดุดังกล่าว
และในส่วนของสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนนั้น ส่วนใหญ่ประกอบด้วย
(1) สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการ
ร่วมทุนซึ่งอยู่ภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์
(2) สินทรัพย์ไม่มีตัวตนและ (3) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี
โดย ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีอัตราส่วนสภาพคล่อง ณ วันที่
31 ธันวาคม 2554 อยู่ที่ 0.87 เท่า

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวม 7,819 ล้านดอลลาร์
สรอ. (เทียบเท่า 248,818 ล้านบาท) เพิ่มขึ้นจำนวน 2,533
ดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปีก่อนจำนวน 5,286
ดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 159,371 ล้านบาท) ส่วนใหญ่จาก
(1) หนี้สินหมุนเวียนเพิ่มขึ้น 1,215 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่
เกิดจากหุ้นกู้ที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีเพิ่มขึ้น 688
ดอลลาร์ สรอ. ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 392 ล้านดอลลาร์
สรอ. และจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ.
(2) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 720 ล้านดอลลาร์ สรอ.
ส่วนมากเป็นของโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี
(3) เงินกู้ยืมระยะยาวเพิ่มขึ้น 618 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการกู้เงิน
ตามสัญญากับสถาบันการเงิน (Syndicated loan)

income tax payment for 2010, dividend payment for the
second half of 2010 and for the first half of 2011, together
with the net effect of cash inflow from operations,
debenture issuance and syndicated loans; (4) a decrease in
deposits for the purchase of partnership units of USD 342
million from a final payment to purchase the partnership
units in the Canada Oil Sands KKD Project.

Most current assets as of December 31, 2011 were in
cash and cash equivalents, parent company accounts
receivable, trade accounts receivable, and materials and
supplies. A large proportion of the non-current assets were
(1) assets used in joint-venture exploration and production,
presented under Property, Plant, and Equipment; (2) intangible assets; and (3) deferred income taxes. PTTEP
and its subsidiaries Current Ratio as of December 31, 2011,
was 0.87 times.

PTTEP and its subsidiaries had total liabilities of
USD 7,819 million (equivalent to 248,818 million baht),
an increase of USD 2,533 million higher than the total at
the end of 2010, when total liabilities were USD 5,286
million (equivalent to 159,371 million baht), principally due
to (1) an increase of current liabilities of USD 1,215 million,
primarily from the current portion of the long term debt of
USD 688 million, the accrued expenses of USD 392 million,
and tax payable of USD 64 million; (2) an increase of USD
720 million in deferred income tax liabilities mainly from
Canada Oil Sands KKD Project; and (3) an increase in long
term borrowings of USD 618 million from syndicated
loans.



ปตท.สผ. ได้ดำเนิน “โครงการกู้เงินระยะสั้นของ ปตท.สผ.” ซึ่งออกและเสนอขายตั๋วแลกเงินระยะสั้นให้กับนักลงทุนทั่วไป และนักลงทุนสถาบันการเงิน ซึ่งการออกตั๋วแลกเงินระยะสั้นดังกล่าวอยู่ในวงเงินแบบสินเชื่อหมุนเวียน (revolving credit) จำนวน 50,000 ล้านบาทที่ได้รับอนุมัติตามมติที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ในเดือนกุมภาพันธ์ 2552 และเดือนพฤษภาคม 2553 ทั้งนี้ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 บริษัทไม่มีตั๋วแลกเงินคงค้าง

ตามที่บริษัทได้จัดสรรใบสำคัญแสดงสิทธิที่จะซื้อหุ้นสามัญให้แก่กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานของบริษัทเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2545 จำนวน 2 ล้านหน่วย ที่ราคาการใช้สิทธิ 111 บาท เมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2546 จำนวน 2 ล้านหน่วย ที่ราคาการใช้สิทธิ 117 บาท เมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2547 จำนวน 2.8 ล้านหน่วย ที่ราคาการใช้สิทธิ 183 บาท เมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2548 จำนวน 2.8 ล้านหน่วย ที่ราคาการใช้สิทธิ 278 บาท และวันที่ 1 สิงหาคม 2549 จำนวน 2.8 ล้านหน่วย ที่ราคาการใช้สิทธิ 456 บาทนั้น เมื่อวันที่ 12 เมษายน 2549 บริษัทได้จดทะเบียนเปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นสามัญที่ตราไว้จากเดิมมูลค่าหุ้นละ 5 บาท 664.40 ล้านหุ้น เป็นมูลค่าหุ้นละ 1 บาท แบ่งเป็น 3,322 ล้านหุ้น การจดทะเบียนเปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นสามัญที่ตราไว้ดังกล่าวทำให้อัตราการใช้สิทธิใบสำคัญแสดงสิทธิฯ ต่อหุ้นสามัญเปลี่ยนแปลงจากเดิม 1 : 1 เป็น 1 : 5 รวมทั้งราคาการใช้สิทธิเปลี่ยนแปลงจากเดิม 111 บาท 117 บาท 183 บาท 278 บาท และ 456 บาท เป็น 22.20 บาท 23.40 บาท 36.60 บาท 55.60 บาท และ 91.20 บาท ตามลำดับ

อนึ่ง กำหนดการใช้สิทธิครั้งสุดท้ายตามใบสำคัญแสดงสิทธิภายใต้โครงการให้พนักงานมีส่วนร่วมเป็นเจ้าของบริษัท (ESOP) คือวันที่ 31 กรกฎาคม 2554 โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีผู้ใช้สิทธิซื้อหุ้นสามัญดังกล่าวรวม 59.99 ล้านหุ้น

ในไตรมาสที่ 4 ปี 2554 ปตท.สผ. ไม่มีการจดทะเบียนเปลี่ยนแปลงทุนชำระแล้วอันเป็นผลจากการใช้สิทธิของผู้บริหาร และพนักงานของบริษัท ตามใบสำคัญแสดงสิทธิภายใต้โครงการให้พนักงานมีส่วนร่วมเป็นเจ้าของบริษัท (ESOP)

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกระแสเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน จำนวน 2,876 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เป็นผลจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยของปี 2554 ที่เพิ่มขึ้น

PTTEP maintains the company's Short-term Financing Program (“PF”) which involves the company's issuance of Bills of Exchange (B/Es) via Public Offering to institutional and high net-worth investors. B/Es are to be issued with a total revolving credit of up to 50,000 million baht which was approved by the Resolution of the Board of Directors' meeting in February 2009 and again in November 2010. As of December 31, 2011, there were no outstanding B/Es.

PTTEP issued warrants to directors, management and employees of 2 million units on August 1, 2002, 2 million units on August 1, 2003, 2.8 million units on August 1, 2004, 2.8 million units on August 1, 2005 and 2.8 million units on August 1, 2006, with the exercise prices of 111 baht per share, 117 baht per share, 183 baht per share, 278 baht per share and 456 baht per share respectively. As of April 12, 2006 the company registered the change in its par value from 5 baht each with 664.40 million ordinary shares to 1 baht each with 3,322 million ordinary shares. The change of its par value affected the exercise ratio of the warrants from 1:1 to 1:5 including the exercise price from 111 baht, 117 baht, 183 baht, 278 baht and 456 baht to 22.20 baht, 23.40 baht, 36.60 baht, 55.60 baht and 91.20 baht respectively.

The last exercise date under the Employee Stock Option Program (ESOP) was July 31, 2011. As of December 31, 2011, the total number of shares exercised was 59.99 million shares.

In the 4th quarter of 2011, there was no change in its registered paid-up capital as a result of the exercised warrants from Management and Employees to purchase the Company's stock under the Employee Stock Option Program (ESOP).

For the year that ended on December 31, 2011, PTTEP and its subsidiaries had a net cash flow from operations of USD 2,876 million, chiefly due to the higher sales revenue resulting from the higher average petroleum sales price during this year.

ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนจำนวน 4,207 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เกิดจากการลงทุนเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการต่างๆ ได้แก่ โครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี โครงการบงกช โครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย และโครงการอาทิตย์ จำนวน 2,320 ล้านดอลลาร์ สรอ. และจากการจ่ายชำระเงินงวดสุดท้ายตามสัญญา Partnership Unit Sale Agreement กับบริษัท Statoil Canada Ltd. และ Statoil Canada Holding Corp. เพื่อซื้อหุ้นส่วนในสัดส่วนร้อยละ 40 ในโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี จำนวน 1,890 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 702 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลสุทธิจาก (1) เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ในสกุลดอลลาร์ สรอ. 698 ล้านดอลลาร์ สรอ. (2) เงินสดรับสุทธิจากการกู้เงินตามสัญญากับสถาบันการเงิน (Syndicated loan) 616 ล้านดอลลาร์ สรอ. (3) เงินสดรับจากการกู้ยืมเงินระยะสั้นจำนวน 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. (4) เงินสดรับจากการออกหุ้นสามัญตามการใช้สิทธิในใบสำคัญแสดงสิทธิจำนวน 7 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ (5) จ่ายเงินปันผลสำหรับครึ่งปีหลังของปี 2553 จำนวน 270 ล้านดอลลาร์ สรอ. และสำหรับครึ่งปีแรกของปี 2554 จำนวน 290 ล้านดอลลาร์ สรอ. (6) จ่ายดอกเบี้ยเงินกู้ยืม 123 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 จำนวน 1,350 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลงจากสิ้นปีก่อน จำนวน 629 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ปัจจัยและอิทธิพลหลักที่อาจมีผลต่อการดำเนินงาน

ในปี 2554 ราคาน้ำมันมีความผันผวนตลอดปี โดยมีปัจจัยที่จุดรั้งราคาน้ำมันที่สำคัญคือปัญหาเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะการชะลอตัวเศรษฐกิจในสหรัฐอเมริกา และหนี้สาธารณะในกลุ่มประเทศยุโรป รวมทั้งการชะลอการเติบโตของเศรษฐกิจของจีน ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลให้ความต้องการน้ำมันในตลาดโลกลดลง ส่วนในทางกลับกันก็มีปัจจัยสนับสนุนราคาน้ำมันที่สำคัญคือสถานการณ์ความไม่สงบในกลุ่มประเทศในทวีปตะวันออกกลางและแอฟริกาเหนือซึ่งเกิดขึ้นต่อเนื่องตลอดปี ซึ่งส่งผลให้เกิดความไม่มั่นใจในอุปทานจากภูมิภาคดังกล่าว โดยราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในปี 2554 อยู่ที่ 105.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล สูงกว่าราคาเฉลี่ยในปี 2553 ที่ 78.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ประมาณร้อยละ 35 ซึ่งการที่ราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้นจะส่งผลต่อการดำเนินงานในการผลิตปิโตรเลียม รวมถึงการแข่งขันในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นด้วย

PTTEP and its subsidiaries had a net cash flow used in investment activities of USD 4,207 million, mainly resulting from the higher investment in oil and gas properties for exploration and production from the Canada Oil Sands KKD, Bongkot, PTTEP Australasia and Arthit projects of which totaled USD 2,320 million, and also from the final payment of USD 1,890 million completed in accordance with the Partnership Unit Sale Agreement with Statoil Canada Ltd. and Statoil Canada Holdings Corp to purchase 40% of the partnership units in the Canada Oil Sands KKD Project.

PTTEP and its subsidiaries had a net cash flow provided by financing activities of USD 702 million, mainly enabled by (1) cash received from the bonds issuance of USD 698 million, (2) net proceeds from a syndicated loan of USD 616 million, (3) net proceeds from a short-term loan of USD 64 million, (4) cash received from the issuance of common stock based on the ESOP of USD 7 million; while (5) dividend paid of USD 270 million for the second half of 2010 and USD 290 million for the first half of 2011; and, (6) interest paid of USD 123 million.

As of December 31, 2011, PTTEP and its subsidiaries had cash and cash equivalents of USD 1,350 million, a decrease of USD 629 million from the end of 2010.

Impact on Operating Results

During 2011, the global economy has been volatile throughout the year. The major factors against the oil price are global economics issues especially the slowing economy of the U.S., public debt in the EU, and the slowing growth of China. As a result, the world's oil demand has declined. On the other hand, the major factors supporting oil price is the political unrest in the MENA region throughout 2011, resulting in the uncertainty of the supply from the region. The average Dubai oil price in 2011 was USD 105.6 per barrel, higher than 2010's average of USD 78.2 per barrel by approximately 35%. The rising oil prices will positively impact operations in petroleum production and exploration as well as the rising competition.

เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจโลกและราคาน้ำมันมีความผันผวนอย่างมาก ปตท.สผ. จึงได้มีการติดตามภาวะเศรษฐกิจและความต้องการพลังงานอย่างใกล้ชิด และมีแนวทางในการบริหารงานเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของสภาพเศรษฐกิจดังนี้

ด้านการตอบสนองต่อความต้องการพลังงานของประเทศ ปตท.สผ. ได้ทบทวนแผนการจัดหาและพัฒนาการผลิตให้มีความสอดคล้องกับความต้องการพลังงาน โดยได้ประสานงานกับผู้ซื้อและหน่วยงานของรัฐบาลที่เกี่ยวข้อง เพื่อร่วมกันวางแผนการจัดหาพลังงานจากในประเทศและประเทศเพื่อนบ้าน ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว และปรับแผนการผลิตและการพัฒนาโครงการ

ถึงแม้ว่าในปี 2554 จะเกิดเหตุการณ์ซึ่งส่งผลให้ต้องมีการลดการผลิตปิโตรเลียมในโครงการบางส่วนของบริษัท อาทิ การผลิตปิโตรเลียมที่ลดลงจากโครงการอาทิตย์ ซึ่งมีการปรับลดปริมาณการผลิตต่อวันตามสัญญา (DCQ) การเลื่อนการผลิตของแหล่งมอนทาราเนื่องจากความล่าช้าที่เกิดจากขั้นตอนของรัฐบาลออสเตรเลียในการอนุมัติให้บริษัทกลับเข้าไปทำงานในพื้นที่ และอุทกภัยในประเทศไทยช่วงปลายปีซึ่งส่งผลให้ต้องมีการลดการผลิตปิโตรเลียมในบางช่วงเวลาสำหรับโครงการเอส 1 และโครงการพีทีทีพี 1 อย่างไรก็ตาม บริษัทได้มีการปรับเพิ่มการผลิตปิโตรเลียมในโครงการบงกช โครงการเอส 1 และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-บี 17 เพื่อชดเชยปริมาณการผลิตที่ลดลงและตอบสนองต่อสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง นอกจากนี้ บริษัทยังเร่งศึกษาเทคโนโลยีใหม่ๆ ด้านการสำรวจและผลิต รวมทั้งเร่งศึกษาโอกาสการลงทุนในโครงการใหม่อย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มปริมาณสำรองให้สอดคล้องกับความต้องการพลังงานของประเทศ

As the global economy and oil price have been very volatile, PTTEP has continuously monitored the changing economic situation and energy demand and has moved in response to the challenging business environment as follows:

Responding to the increase in energy demand

- PTTEP has reviewed the supply plan and improved production in order to support the rise in energy demand. PTTEP has been cooperating with the related government agencies to collectively outline the optimal supply plan from both domestic and neighboring countries, in both short and long term, and adjusted its production plan as well as project development plan.

Even though 2011 is filled with the unexpected events, resulting in the reduction of production in some project such as the adjustment of the daily contract quantity (DCQ) of the Arthit Project, the delay of Montara field due to delay in the procedures with the Australian government in order for PTTEP to continue its operation in Australia, and the major flood in Thailand resulting in some production reduction in S1 and PTTEP1 projects. Nonetheless, there have been the efforts to increase production in Bongkot, S1, and MTJDA-B17 projects in order to accommodate the loss production in response to the changing environment. In addition, PTTEP constantly developing various technologies in exploration and production and seeking the investment opportunities in order to increase the reserve, with the purpose of meeting the nation's demand.



ด้านการพัฒนาประสิทธิภาพและการบริหารต้นทุน

ในการดำเนินงาน ปตท.สผ. ได้ให้ความสำคัญกับการพัฒนาประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่องโดยเน้นการพัฒนาศักยภาพปฏิบัติการ (Operational Excellence) และได้มีการวัดเปรียบเทียบสมรรถนะด้านการปฏิบัติการ (Operational Benchmarking) เพื่อมุ่งเน้นให้เกิดการปฏิบัติงานที่เป็นเลิศ และสามารถแข่งขันได้ในภาวะการแข่งขันที่ทวีความรุนแรงขึ้น

จากแนวโน้มของต้นทุนในการดำเนินการธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มีทิศทางปรับตัวสูงขึ้น รวมทั้งการที่ ปตท.สผ. มีโครงการ Unconventional และโครงการผลิตน้ำมันเพิ่มมากขึ้น เพื่อรักษาดัชนีต้นทุนในการดำเนินการให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม และคงระดับของผลตอบแทน บริษัทได้ดำเนินการบริหารต้นทุนในการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง อาทิ โครงการการบริหารต้นทุนในการจัดซื้อ (Supply Chain Plus) และโครงการเพื่อลดการหยุดการผลิตนอกแผนบำรุงรักษา (Zero Unplanned Shutdown)

นอกจากนี้ ปตท.สผ. มีการดำเนินการโดยเน้นด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE) โดยมีการส่งเสริมการดำเนินการและติดตามผลอย่างต่อเนื่องเพื่อให้สามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างมั่นคงและมีประสิทธิภาพ ซึ่งในปี 2554 ได้มีการริเริ่มโครงการต่างๆ ด้านความปลอดภัยเพื่อการก้าวสู่การเป็นองค์กรซึ่งปราศจากการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงานภายในปี พ.ศ.2556 (Loss Time Injury free organization by 2013) และได้มีการริเริ่มโครงการต่างๆ ด้านสิ่งแวดล้อม โดยมีการประกาศใช้นโยบายเพื่อลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก เพื่อตระหนักถึงหน้าที่ในการตอบสนองความต้องการพลังงานของประเทศควบคู่ไปกับความรับผิดชอบต่อสังคมในการดำเนินการพัฒนาแหล่งพลังงานอย่างยั่งยืน อาทิ “โครงการก๊าซธรรมชาติเพื่อเกษตรกรชุมชน” โดย ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างโรงเรือนแปรรูปผลิตภัณฑ์ติดตั้งระบบส่งก๊าซและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติส่วนเกินจากกระบวนการผลิตจากโครงการเอส 1 ให้แก่สหกรณ์แปรรูปกล้วยตำบลหนองตูม จำกัด ในราคาต่ำกว่าก๊าซหุงต้ม (LPG)

ด้านการขยายการลงทุนในต่างประเทศ ปตท.สผ. ได้ขยายการลงทุนตามแผนกลยุทธ์อย่างต่อเนื่อง โดยได้เร่งศึกษาโอกาสการลงทุน รวมถึงการหาผู้ร่วมลงทุน (Strategic Partner) ในโครงการใหม่ๆ ในต่างประเทศ และขยายการลงทุนในประเทศที่จะเป็นฐานการเติบโตในอนาคต อาทิ โครงการฟิฟตีอีฟ ออสเตรเลีย และโครงการแคนาดา ออยล์ แซนด์ เคเคดี เพื่อให้บริษัทมีการเติบโตอย่างยั่งยืน

Improving the efficiency and cost optimization

- PTTEP regards efficiency improvement and cost optimization as a key component for long term value creation and sustainable growth. PTTEP continues its focus on Operational Excellence (OE) and has initiated the Operational Benchmarking program in order to excel in operations and able to compete in an increasingly competitive environment.

The trend of the cost of petroleum exploration and production industry has been in an increasing trend, as well as the fact that PTTEP has unconventional projects and increasing oil producing projects, in order to maintain the optimal operating cost and maintain the level of return, PTTEP has continuously operates in the area of cost optimization, for instance, the supply chain plus project and the Zero Unplanned Shutdown program.

In addition, PTTEP has its main focus on Safety, Security, Health and Environment (SSHE). One example is that the project Step Change in SSHE was kicked-off in 2011 with the target of being LTI (Loss Time Injury) free organization by 2013. Moreover, there were various initiatives on the environment as PTTEP announced Climate Change Policy in recognizing PTTEP role in supporting global energy demand in parallel with the responsibility in the sustainable development of petroleum resources. A living example of PTTEP environmental initiatives is the “Natural Gas for Community Farmers and Environment Project” where PTTEP constructed a food-processing plant, equipped with natural gas distribution pipeline, for the Banana Processing Cooperative Ltd. of Tambon Nong Toom. The system enabled the cooperative to use natural gas surplus from oil production process from S1 Project instead if the more costly LPG fuel.

Expanding Abroad - PTTEP has continuously expand its investment according to the strategic investment by pursuing a suitable investment opportunities, includes seeking strategic partner for investment in various projects abroad, focusing on the strategically targeted countries to be the growth platform for future expansion such as the PTTEP Australasia Project and the Canada Oil Sands KKD Project.



ด้านการบริหารและกลั่นกรองการลงทุน ปตท.สผ. ได้ทบทวนกลุ่มประเทศเป้าหมายเพื่อขยายการลงทุน (Focused Countries) โดยจัดกลุ่มประเทศตามโอกาสและความเหมาะสมในการลงทุน โดยวิเคราะห์จากปัจจัยต่างๆ อาทิ ศักยภาพทางปิโตรเลียม ปัจจัยทางภูมิศาสตร์ การแบ่งผลประโยชน์กับภาครัฐ ความเสี่ยงทั้งด้านการเมืองและการดำเนินธุรกิจ ความได้เปรียบในการแข่งขัน นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้จัดให้มีหน่วยงานการบริหารการลงทุน (Portfolio Management) เพื่อบริหารความเสี่ยงและกำหนดสัดส่วนการลงทุนในโครงการต่างๆ เพื่อให้การขยายการลงทุนมีความเหมาะสม และเพิ่มมูลค่าสูงสุดให้กับองค์กร รวมทั้งการวิเคราะห์การลงทุนในโครงการใหม่ให้สอดคล้องกับทิศทางและเป้าหมายที่บริษัทตั้งไว้

ด้านการบริหารความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาน้ำมัน ปตท.สผ. ได้ทำอนุพันธ์ประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันสำหรับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของกลุ่มบริษัทโดยใช้ราคาน้ำมันดิบเบรนท์เป็นราคาอ้างอิง และมีการติดตามความเคลื่อนไหวของภาวะเศรษฐกิจและเหตุการณ์ต่างๆ ที่อาจส่งผลกระทบต่อราคาน้ำมันอย่างต่อเนื่อง

ด้านการพัฒนาขีดความสามารถขององค์กร ปตท.สผ. ได้เร่งพัฒนาขีดความสามารถขององค์กร โดยการพัฒนาบุคลากรสำหรับงานที่มีความต้องการเร่งด่วน เช่น งานขุดเจาะปิโตรเลียมน้ำลึก (Deepwater drilling) รวมไปถึงการพัฒนาบุคลากรในระยะยาว และแผนการพัฒนาภาวะผู้นำขององค์กร (Leadership Development) เพื่อเตรียมความพร้อมให้สอดคล้องกับทิศทางการขยายธุรกิจที่จะต้องเติบโตไปในต่างประเทศทั่วโลก รวมทั้งมีการพัฒนาประสิทธิภาพของระบบงานต่างๆ เช่น งานสารสนเทศมีการจัดเตรียมแผนงานวางระบบ Enterprise Resource Planning (ERP) เพื่อจัดการทรัพยากรต่างๆ ภายในองค์กรให้เกิดประโยชน์สูงสุดด้วยการเชื่อมโยงระบบการทำงานต่างๆ ให้อยู่บนระบบฐานข้อมูลเดียวกันทั่วทั้งองค์กรทั้งในและต่างประเทศ

Managing Portfolio and Reviewing Investment

- PTTEP has review its focused countries by prioritize the countries in order of opportunity and appropriateness in investment by analyzing various factors including petroleum potential, geological factors, government's fiscal regimes, political and business risk, and competitive advantages. In addition, PTTEP has set up the portfolio management department in order to manage risks and appropriately allocate the investment in each projects to align with the strategic direction of the company.

Managing Risks on Oil Price Volatility - PTTEP continuously conducted oil price hedging programs (Derivative on Oil Price Hedged) for the petroleum products from PTTEP group, using the Brent crude oil price as a reference, as well as closely monitoring the changing economy and events that may impacted the oil price.

Capability Development - PTTEP has been continually improving the capability of the organization, particularly the capabilities urgently required including the deepwater drilling, the long term capability development, and leadership development program; in order to align with the global growth direction. Moreover, PTTEP constantly improves its work process, for instance, the new "Enterprise Resource Planning (ERP)" project which will be an efficient and comprehensive set of integrated and cross-functional business processes for all PTTEP's domestic and overseas operations.

สร้างมูลค่าเพิ่มในระยะยาว

เติบโต รุ่งเรือง มั่นคง ยั่งยืน และสร้างงาน
บริหารงานภายใต้การกำกับดูแลกิจการที่ดี

ภายใต้หลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี ปตท.สพ. บริหารงานโดยคำนึงถึงสิทธิ
ของทุกฝ่ายได้ส่วนเสียให้ได้รับประโยชน์ด้วยความเป็นธรรม โปร่งใส
ตรวจสอบได้ สร้างความเชื่อมั่นและการยอมรับ อันนำไปสู่การเติบโตอย่างยั่งยืน

Adding long-term value

Growth, prosperity, stability, sustainability and dignity under
good corporate governance.

Corporate governance ensures that PTTEP manages its business with due respect for
the rights of stakeholders to ensure fairness, transparency and openness to scrutiny.
By bolstering their confidence and acceptance, we pave the way for sustainable growth.



คณะกรรมการ ปตท.สผ. ตระหนักถึงความสำคัญและมุ่งมั่นดำเนินธุรกิจโดยยึดถือปฏิบัติตามการกำกับดูแลกิจการที่ดี และจรรยาบรรณธุรกิจ โดยเชื่อมั่นว่าจะสามารถนำพา ปตท.สผ. บรรลุเป้าหมาย “เติบโต รุ่งเรือง มั่นคง ยั่งยืน และสง่างาม” และสร้างความเชื่อมั่นแก่ผู้ถือหุ้นและผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย คณะกรรมการได้มอบหมายให้คณะกรรมการบริษัทภิบาลกำกับดูแลและส่งเสริมให้การดำเนินงานของ ปตท.สผ. สอดคล้องกับนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ. รวมทั้งพัฒนายกระดับมาตรฐานการปฏิบัติที่เป็นเลิศให้อยู่ในระดับสากลเสมอ ส่งผลให้ในรอบปี 2554 ปตท.สผ. ได้รับการยอมรับทั้งในระดับประเทศและระดับต่างประเทศ ดังปรากฏในหัวข้อ รางวัลแห่งความสำเร็จ โดย ปตท.สผ. ได้ปฏิบัติตามหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีสำหรับบริษัทจดทะเบียน ปี 2549 ของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยอย่างต่อเนื่องหรือดีกว่า ดังนี้

สิทธิของผู้ถือหุ้น

ปตท.สผ. ตระหนักและให้ความสำคัญกับสิทธิของผู้ถือหุ้น จึงได้กำหนดไว้ในนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดี และได้กำหนดแนวทางดำเนินการต่างๆ เพื่อสร้างความมั่นใจว่าผู้ถือหุ้นได้รับการคุ้มครองสิทธิขั้นพื้นฐาน อันได้แก่ การซื้อขายหรือโอนหุ้น การเข้าร่วมการประชุมผู้ถือหุ้นหรือมอบฉันทะให้ผู้อื่นเข้าประชุม และออกเสียงลงคะแนนแทน การใช้สิทธิลงคะแนนในเรื่องที่สำคัญๆ ที่คณะกรรมการต้องขออนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้น เช่น การเลือกตั้งกรรมการแทนกรรมการที่พ้นตำแหน่งตามวาระ การกำหนดค่าตอบแทนกรรมการ หรือการแต่งตั้งผู้สอบบัญชี และการกำหนดค่าตอบแทนผู้สอบบัญชี เป็นต้น หรือเรื่องที่มีผลกระทบต่อ ปตท.สผ. รวมทั้งการมีส่วนแบ่งในกำไร และการได้รับข้อมูลของ ปตท.สผ. อย่างเพียงพอและทันเวลา เป็นต้น โดย ปตท.สผ. ได้ส่งเสริมสิทธิของผู้ถือหุ้น ดังนี้

(1) การประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2554

(1.1) เปิดเผยกำหนดวันจัดประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2554 ให้ผู้ถือหุ้นทราบล่วงหน้าก่อนวันประชุมประมาณ 2 เดือน ตั้งแต่วันที่ 27 มกราคม 2554 เมื่อคณะกรรมการ ปตท.สผ. มีมติให้กำหนดวันประชุมสามัญผู้ถือหุ้นในวันที่ 31 มีนาคม 2554 รวมทั้งกำหนดวันให้สิทธิผู้ถือหุ้นในการเข้าร่วมประชุมและในการรับเงินปันผลในวันที่ 14 กุมภาพันธ์ 2554 และวันปิดสมุดทะเบียนเพื่อรวบรวมรายชื่อผู้ถือหุ้นในวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2554

The Board of Directors of PTTEP values good corporate governance (GCG) and Code of Business Conduct and is convinced of steering business with strict adherence to these concepts. It is believed that this is the right path toward attaining the goal of ‘growth, prosperity, stability, sustainability, and dignity’ and to bolster confidence among shareholders and all stakeholders. The Board assigned the Corporate Governance Committee to ensure that PTTEP business conforms to the Company’s Corporate Governance Policy and Code of Business Conduct and to always maintain the standards of Operational Excellence on a par with international practices. This has resulted in its national and international recognition through 2011 as shown in the topic of Awards and Recognition. PTTEP has constantly complied with the Principles of Good Corporate Governance for Listed Companies 2006 of the Stock Exchange of Thailand (SET) as follows:

Rights of Shareholders

Recognizing the rights of all shareholders, PTTEP has taken steps to demonstrate its respect for basic shareholders’ rights, namely to buy, sell, or transfer shares; to obtain adequate information in a timely manner; to participate and vote or grant proxy to vote in the shareholders’ meeting on significant issues that require approval from the shareholders’ meeting such as the appointment of new directors in replacement of those who are due to retire by rotation, the consideration of the Board’s remuneration, the appointment of the auditor and the consideration of the auditor’s fee, etc., or other issues affecting PTTEP. Shareholders’ rights concerning sharing in the profits of the company and receiving sufficient and timely information will be protected. PTTEP promotes the rights of shareholders as follows:

(1.) 2011 Annual General Shareholders’ Meeting

(1.1) PTTEP revealed the scheduled dates for 2011 shareholders’ annual general meeting (AGM) approximately 2 months in advance since January 27, 2011, following the Board’s resolution to hold the AGM on March 31, 2011. The Board also fixed the dates on which shareholders have the right to join the meeting and to receive their dividends (the so-called Record Date) on February 14, 2011 and to close the share registration book on February 15, 2011.

(1.2) จัดส่งหนังสือเชิญประชุมผู้ถือหุ้นและเอกสารประกอบให้แก่ผู้ถือหุ้น 21 วันล่วงหน้าก่อนการประชุม ทั้งฉบับภาษาไทยและภาษาอังกฤษ โดยหนังสือเชิญประชุมมีรายละเอียดระเบียบวาระการประชุม เอกสารประกอบระเบียบวาระต่างๆ อย่างเพียงพอ ครบถ้วน พร้อมความเห็นของคณะกรรมการ ปตท.สผ. รวมทั้งระบุอย่างชัดเจนว่าเป็นเรื่องเสนอเพื่อทราบหรือเพื่อพิจารณา โดยแนบหนังสือมอบฉันทะตามแบบที่กระทรวงพาณิชย์กำหนด และรายชื่อของกรรมการอิสระทั้งหมด เพื่อให้ผู้ถือหุ้นสามารถเลือกที่จะมอบฉันทะให้เข้าประชุมและลงคะแนนเสียงแทนได้ โดยมีข้อมูลการมีส่วนร่วมได้เสียในเรื่องใดๆ ของกรรมการอิสระแต่ละคนด้วย ซึ่งในหนังสือเชิญประชุม ได้แจ้งรายละเอียดของเอกสารที่ผู้ถือหุ้นจะต้องนำมาแสดงในวันประชุม วิธีการในการเข้าร่วมประชุม เพื่อรักษาสีทธิในการเข้าประชุม รวมถึงข้อบังคับบริษัทเกี่ยวกับการประชุมผู้ถือหุ้นและการออกเสียงลงคะแนน และแผนที่แสดงสถานที่ประชุม นอกจากนี้ ได้เปิดเผยข้อมูลต่างๆ เกี่ยวกับระเบียบวาระการประชุมบนเว็บไซต์ของ ปตท.สผ. (www.pttep.com) ทั้งภาษาไทยและภาษาอังกฤษเป็นการล่วงหน้าก่อนวันประชุม 36 วัน และจะแจ้งให้ผู้ถือหุ้นได้ทราบด้วยเมื่อมีการเผยแพร่ข้อมูลดังกล่าวซึ่งเป็นข้อมูลเดียวกับที่ ปตท.สผ. จัดส่งให้กับผู้ถือหุ้นและใช้ในการประชุม

(1.3) ในวันประชุม ปตท.สผ. เปิดให้ผู้ถือหุ้นลงทะเบียนล่วงหน้าก่อนเวลาประชุมอย่างน้อย 2 ชั่วโมง และใช้ระบบบาร์โค้ดที่แสดงรายละเอียดของผู้ถือหุ้นแต่ละรายที่ได้จัดพิมพ์ไว้บนแบบฟอร์มลงทะเบียนหรือหนังสือมอบฉันทะ เพื่ออำนวยความสะดวกรวดเร็วในการลงทะเบียน และความถูกต้องแม่นยำของข้อมูลผู้ถือหุ้น โดยได้จัดเตรียมอาคารแสดมปีให้กับผู้ถือหุ้นที่ต้องการมอบฉันทะด้วย

(1.4) ปตท.สผ. ได้แจ้งวิธีปฏิบัติในการประชุมสามัญผู้ถือหุ้นของ ปตท.สผ. ให้แก่ผู้เข้าร่วมการประชุมทุกคน เพื่อความเข้าใจอย่างชัดเจนเกี่ยวกับวิธีดำเนินการประชุม การลงคะแนนของผู้ถือหุ้นและผู้รับมอบฉันทะที่ไม่สามารถแบ่งคะแนนเสียงได้ยกเว้นผู้รับมอบฉันทะตามแบบ ค. การปิดรับลงทะเบียนชั่วคราวเพื่อนับคะแนนของแต่ละระเบียบวาระ การนับคะแนน การสอบถามหรือแสดงความคิดเห็นในที่ประชุม เป็นต้น

(1.5) ก่อนเริ่มการประชุม ประธานกรรมการได้มอบหมายให้เลขานุการบริษัทชี้แจงวิธีการออกเสียงลงคะแนนและนับคะแนนอย่างชัดเจนตามที่ระบุไว้ในข้อบังคับของบริษัทซึ่งปตท.สผ. ได้ให้ผู้ถือหุ้นหรือผู้รับมอบฉันทะที่ยังไม่ได้ลงคะแนนได้ใช้บัตรลงคะแนนออกเสียงทุกระเบียบวาระในห้องประชุม โดยใช้ระบบบาร์โค้ดเพื่อความสะดวกรวดเร็ว และความถูกต้องแม่นยำในการนับคะแนนเสียง การลงคะแนนเสียงเป็นไปตามที่ระบุในข้อบังคับของบริษัทและกฎหมาย ซึ่งจะแสดงผลสรุปของคะแนนเสียง

(1.2) The Company sends meeting invitations in both Thai and English to shareholders 21 days ahead of each meeting, containing agenda details, either for consideration or for acknowledgement, and related appendices in adequate details together with the opinions of the Board, proxy forms designed by the Ministry of Commerce, a list of all Independent Directors together with all possible conflicts of interest of each Independent Director. These invitations also contain details about the credentials each shareholder needs to bring to the meeting and meeting attendance procedure, together with Company regulations on the meeting and voting procedures, and a map showing the meeting venue. In addition, shareholders may view information about the agenda items of each meeting in both Thai and English on the Company's website (www.pttep.com) 36 days ahead of the meeting date once the Board of Directors has decided on it, the same information that will be passed on to the shareholders.

(1.3) PTTEP always allows registration of shareholders at least two hours before each meeting, for which a barcode system detailing each shareholder is reproduced on the registration form or the proxy form and is used for facilitation and registration time-saving, as well as the accuracy of shareholder details. Furthermore, PTTEP also provides duty stamps for all proxy forms.

(1.4) The Company distributes the rules and regulations of the AGM to all meeting participants so that they may have a clear understanding of the meeting procedures, voting method by shareholders and proxies whose votes cannot be divided except for proxy Form C, temporary closure of AGM registration for vote counting for each agenda item, as well as procedures for vote counting, making queries, and raising opinions at the meeting, and so on.

(1.5) Before each meeting, the Corporate Secretary is assigned by the Chairman to explain clearly how ballots are cast and counted under Company's regulations. The Company collects ballots of all shareholders or proxies, who have not yet voted on each agenda item, in cases they would object or abstain and uses barcode ballots to facilitate the process and make the ballot counting accurate. Balloting proceeds in line with

ทุกระเบียบวาระอย่างชัดเจนในห้องประชุม และได้จัดให้มีอาสาสมัครจากผู้ถือหุ้นมาเป็นพยานในการนับคะแนนด้วย นอกจากนี้ เพื่อรักษาสิทธิของผู้ถือหุ้น ปตท.สผ. จัดให้มีการลงคะแนนเสียงแยกสำหรับแต่ละเรื่องอย่างชัดเจน โดยในการเลือกตั้งกรรมการ ผู้ถือหุ้นยังสามารถลงคะแนนเลือกตั้งกรรมการเป็นรายบุคคลด้วย

(1.6) ประธานกรรมการจัดสรรเวลาการประชุมอย่างเพียงพอ และดำเนินการประชุมอย่างเหมาะสมและโปร่งใสตามลำดับระเบียบวาระที่แจ้งในหนังสือเชิญประชุม โดยในระหว่างการประชุม จะเปิดโอกาสให้ผู้ถือหุ้นได้แสดงความคิดเห็นและซักถามอย่างทั่วถึง ก่อนจะให้ลงคะแนนและสรุปมติที่ประชุมของแต่ละระเบียบวาระ รวมทั้งเปิดโอกาสให้ผู้ถือหุ้นส่งคำถามเกี่ยวกับการประชุมถึงคณะกรรมการล่วงหน้าก่อนวันประชุมได้ด้วย

(1.7) ให้สิทธิผู้ถือหุ้นที่มาร่วมประชุมผู้ถือหุ้นภายหลังเริ่มการประชุมแล้ว มีสิทธิออกเสียงหรือลงคะแนนในระเบียบวาระที่อยู่ระหว่างการพิจารณาและยังไม่ได้ลงมติ

(1.8) กรรมการเข้าร่วมการประชุมผู้ถือหุ้น โดยกรรมการที่ดำรงตำแหน่งในคณะกรรมการเฉพาะเรื่องต่างๆ จะร่วมชี้แจงรายละเอียดที่เกี่ยวข้องของระเบียบวาระต่างๆ รวมถึงตอบข้อซักถามของผู้ถือหุ้น (ถ้ามี) ด้วย

(2) เผยแพร่ข้อมูลข่าวสารให้แก่ผู้ถือหุ้นอย่างสม่ำเสมอผ่านช่องทางของตลาดหลักทรัพย์ฯ สื่อหรือสิ่งพิมพ์ต่างๆ รวมทั้งเว็บไซต์ของ ปตท.สผ. และเพื่อสร้างความเข้าใจในธุรกิจของ ปตท.สผ. ได้จัดให้ผู้ถือหุ้นไปเยี่ยมชมกิจการในปี 2554 ที่แหล่งผลิตเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกจำนวน 2 ครั้ง จากจำนวนที่กำหนดไว้ทั้งสิ้น 4 ครั้ง โดยอีก 2 ครั้งได้เลื่อนมาจัดในเดือนกุมภาพันธ์ 2555 เนื่องจากการเกิดอุทกภัย

(3) จัดให้มีช่องทางที่ผู้ถือหุ้นรายย่อยสามารถติดต่อขอข้อมูลได้โดยตรงทาง E-mail Address ของกรรมการอิสระในเรื่องต่างๆ ได้แก่ กิจกรรมของกรรมการ การกำกับดูแลกิจการที่ดี และการตรวจสอบ เป็นต้น นอกจากนี้ ผู้ถือหุ้นรายย่อยยังสามารถติดต่อขอข้อมูลได้โดยตรงจากเลขานุการบริษัท หรือหน่วยงานนักลงทุนสัมพันธ์

(4) เปิดเผยโครงสร้างการถือหุ้นในบริษัทย่อยและบริษัทร่วมอย่างชัดเจน เพื่อให้ผู้ถือหุ้นมั่นใจว่า ปตท.สผ. มีโครงสร้างการดำเนินงานที่มีความโปร่งใสและตรวจสอบได้

(5) ดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ ในการสร้างความเจริญเติบโตอย่างยั่งยืนแก่องค์กร เพื่อให้ผู้ถือหุ้นได้รับผลตอบแทนที่เหมาะสม

Company regulations and the law, of which the voting result of each agenda item will be clearly displayed in the meeting room. The Company will ask shareholder volunteers together with an independent legal advisor to witness ballot counts for greater transparency. To protect the rights of shareholders, PTTEP conducts balloting for each matter separately, and in the election of directors, each nominated candidate will be voted individually.

(1.6) Allocating enough time for the meeting, the Chairman conducts each meeting suitably and transparently by the order of agenda items as listed on the meeting notice, allowing thorough expression of views and queries before each ballot round, and summarizes meeting resolution(s) on each agenda item. Shareholders are invited to send their meeting-related questions to the Board ahead of the meeting date.

(1.7) PTTEP gives shareholders who show up late a chance to vote on agenda items still under deliberation.

(1.8) All Directors attend each shareholders' meeting. Members of the standing sub-committees may address relevant questions and concerns posed by shareholders (if any).

(2) PTTEP regularly disseminates information to shareholders via the SET channel, media, and publications, including its website. For improved understanding of its business, PTTEP also organized its operation site visit altogether 2 trips in 2011 for shareholders to S1 Project, Phitsanulok Province, whereas 2 more trips of the plan have been postponed to be in February 2012 resulting from the flooding situation.

(3) The Company sets up information request channels for minor shareholders through the E-mail addresses of Independent Directors on matters of Directors' activities, GCG and audit matters. Apart from these channels, minor shareholders can directly contact the Corporate Secretary or the Investor Relations unit.

(4) PTTEP explicitly discloses shareholding structures in affiliated and subsidiary companies to ensure shareholders of transparent management structures that are open to scrutiny.

(5) The Company conducts its business efficiently for its sustainable growth and suitable returns to shareholders.

การปฏิบัติต่อผู้ถือหุ้นอย่างเท่าเทียมกัน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญและดูแลให้มีการปฏิบัติต่อผู้ถือหุ้นทุกรายอย่างเท่าเทียมกันและเป็นธรรม โดยได้ดำเนินการต่างๆ ดังต่อไปนี้

(1) การประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2554

(1.1) เปิดโอกาสให้ผู้ถือหุ้นสามารถเสนอเรื่องเพื่อบรรจุเป็นระเบียบวาระการประชุมสามัญผู้ถือหุ้นหรือเสนอชื่อบุคคลที่มีคุณสมบัติเหมาะสมเข้ารับการเลือกตั้งเป็นกรรมการก่อนวันประชุมสามัญผู้ถือหุ้นตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม ถึง 31 ธันวาคม 2553 และได้ประกาศแจ้งการรับเสนอชื่อรวมถึงหลักเกณฑ์การพิจารณาให้ทราบโดยทั่วกัน ผ่านช่องทางของตลาดหลักทรัพย์ฯ ล่วงหน้าก่อนการประชุมอย่างน้อย 5 เดือน รวมทั้งได้เผยแพร่ไว้บนเว็บไซต์ของ ปตท.สผ. เพื่อแสดงให้เห็นถึงการปฏิบัติต่อผู้ถือหุ้นทุกรายอย่างเป็นธรรมและเท่าเทียมกัน โดยเรื่องหรือบุคคลที่ได้รับการเสนอจะได้รับการพิจารณาตามหลักเกณฑ์ที่ ปตท.สผ. กำหนดไว้ ซึ่งจะเป็นการกลั่นกรองระเบียบวาระที่จะเป็นประโยชน์อย่างแท้จริง และเป็นการคัดสรรบุคคลที่มีคุณสมบัติเหมาะสมผ่านทางคณะกรรมการสรรหาก่อนเสนอคณะกรรมการ ปตท.สผ. พิจารณาอีกครั้งหนึ่ง ทั้งนี้ คณะกรรมการจะแจ้งผลการพิจารณาพร้อมเหตุผลให้ผู้ถือหุ้นทราบในที่ประชุมผู้ถือหุ้นด้วย ซึ่งปรากฏว่าไม่มีผู้ถือหุ้นเสนอเรื่องใดๆ หรือชื่อบุคคลใดๆ มา

(1.2) ดำเนินการประชุมผู้ถือหุ้นตามลำดับระเบียบวาระที่ได้แจ้งไว้ในหนังสือเชิญประชุมเสมอ และมีนโยบายที่จะไม่เพิ่มระเบียบวาระในที่ประชุมโดยไม่แจ้งให้ผู้ถือหุ้นทราบล่วงหน้า เพื่อให้ผู้ถือหุ้นได้มีโอกาสศึกษาข้อมูลประกอบระเบียบวาระก่อนตัดสินใจ

(1.3) เสนอรายชื่อของกรรมการอิสระทั้งหมดในหนังสือมอบฉันทะ เพื่อเป็นทางเลือกให้ผู้ถือหุ้นในการมอบฉันทะแก่กรรมการอิสระคนใดคนหนึ่ง โดยชี้แจงให้ผู้ถือหุ้นได้ทราบด้วยว่า กรรมการแต่ละคนมีสวนได้เสียในระเบียบวาระใดบ้าง เช่น ในการเลือกตั้งกรรมการแทนกรรมการที่ออกตามวาระ กรรมการอิสระที่ครบวาระและได้รับการเสนอชื่อเข้ารับการเลือกตั้งอีกวาระหนึ่ง ถือว่ามีสวนได้เสียในเรื่องนี้ เป็นต้น และแนะนำให้ผู้ถือหุ้นใช้หนังสือมอบฉันทะรูปแบบที่สามารถกำหนดทิศทางการลงคะแนนได้ เพื่อสนับสนุนให้ผู้ถือหุ้นสามารถกำหนดการลงคะแนนเสียงได้เอง

(1.4) ส่งเสริมให้ผู้ถือหุ้นใช้บัตรลงคะแนนเสียงสำหรับทุกระเบียบวาระ โดยจัดทำบัตรลงคะแนนแยกแต่ละระเบียบวาระ เพื่อให้ผู้ถือหุ้นสามารถลงคะแนนได้ตามที่เห็นสมควร ซึ่งจะมีการเก็บบัตรลงคะแนนดังกล่าวในห้องประชุมกรณีที่ผู้ถือหุ้นไม่เห็นด้วยหรือคัดค้านเสียง และนำคะแนนมารวมคำนวณกับคะแนนเสียงที่ได้ลงไว้ล่วงหน้าในหนังสือมอบฉันทะ ก่อนที่จะประกาศแจ้งมติของคะแนนเสียงต่อที่ประชุมในที่สุด และเพื่อความโปร่งใส ปตท.สผ. ได้จัดให้มีอาสาสมัครจากผู้ถือหุ้นเป็นพยานในการนับ

Equitable Treatment of Shareholders

PTTEP values and treats all shareholders fairly through the following actions:

(1) 2011 Annual General Shareholders' Meeting

(1.1) Allowing each shareholder to propose agenda items for consideration at the annual general meeting of shareholders (AGM) or nominate qualified person for election as Directors ahead of the AGM date between October 1 and December 30, 2010, and announcing such acceptance and deliberation criteria via SET's news channels up to five months ahead. The announcement was also publicized on the Company's website to illustrate equitable treatment of shareholders. That is to say, each matter or nominee was to be considered against PTTEP's criteria, deemed as the screening of genuinely useful agenda items and an addition of qualified names through the Nominating Committee before submission to the Board's consideration. The Board would inform the meeting of its findings, together with its reasons, at the AGM. However, there was no proposal submitted to PTTEP.

(1.2) Conducting the meeting in sequence of agenda items as specified in the invitation and not adding agenda items without notifying shareholders in advance, so that they may have enough time for investigation before making their decisions.

(1.3) Providing shareholders with a list of all Independent Directors on proxy forms as another option for them to decide their own voting, clearly identifying which directors have vested interests in which matter. An instance is that in each director election to replace retiring ones due to completion of terms, an independent director that complete his or her terms and is nominated for re-election is regarded as having vested interests. PTTEP recommends that shareholders make use of proxy forms which can be indicated their voting directions and encourages them to do so.

(1.4) Encouraging shareholders to use ballots in every agenda item. 'Voting tickets', provided for each agenda item separately, are collected at the meeting for objected and abstained votes. All votes are then summed with the pre-cast votes as prescribed in the proxy forms before announcing the resolution to the meeting. For transparency

คะแนน และจะจัดเก็บบัตรลงคะแนนที่พยานการนับคะแนนข้างต้นได้ลงชื่อไว้เพื่อการตรวจสอบในภายหลังด้วย

(1.5) บันทึกรายงานการประชุมอย่างถูกต้อง ประกอบด้วยสาระสำคัญครบถ้วน ได้แก่ เนื้อหาที่นำเสนอ คำถามหรือข้อคิดเห็นของที่ประชุม และคำชี้แจงของกรรมการหรือผู้บริหารในแต่ละระเบียบวาระ มติที่ประชุมซึ่งระบุคะแนนเสียงแบ่งเป็นจำนวนเสียงที่เห็นด้วย ไม่เห็นด้วย และงดออกเสียง และจัดส่งรายงานการประชุมให้แก่ผู้ถือหุ้นทุกราย ภายหลังจากที่ได้จัดส่งรายงานต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ และ ก.ล.ต. แล้วหลังการประชุมเสร็จสิ้น 14 วันเสมอ และได้เผยแพร่รายงานดังกล่าวไว้บนเว็บไซต์ของ ปตท.สผ. ด้วย นอกจากนี้ยังได้เผยแพร่ภาพและเสียงของการประชุมผู้ถือหุ้นบนเว็บไซต์ด้วย

(2) การใช้ข้อมูลภายใน

ปตท.สผ. กำกับดูแลการใช้ข้อมูลภายในอย่างเคร่งครัด โดยกำหนดไว้ในการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. และจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. เรื่องการใช้ข้อมูลภายในอย่างชัดเจนสอดคล้องกับกฎหมายเกี่ยวกับหลักทรัพย์ และมีการทบทวนอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้เกิดความยุติธรรมและเสมอภาคต่อผู้มีส่วนได้เสียทุกราย โดยได้ดำเนินการที่สำคัญ ดังนี้

(2.1) แจกกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องให้กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานได้ทราบอย่างสม่ำเสมอผ่านช่องทางต่างๆ ของ ปตท.สผ. เพื่อป้องกันการหาประโยชน์จากข้อมูลภายในให้แก่ตนเองหรือผู้อื่น และได้กำหนดบทลงโทษทางวินัยในเรื่องนี้ไว้อย่างชัดเจน รวมทั้งให้ผู้บังคับบัญชาในฐานะ CG Leader กำชับหรือให้คำแนะนำบุคลากรของตนด้วย

(2.2) คณะกรรมการ ปตท.สผ. ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2554 ได้อนุมัติการปรับปรุงจรรยาบรรณธุรกิจ เรื่องการใช้ข้อมูลภายใน โดยยกระดับจากการขอความร่วมมือเป็นการห้ามซื้อขายหลักทรัพย์ในช่วงเวลาที่กำหนด เริ่มตั้งแต่งบการเงินประจำปี 2554 เป็นต้นไป ซึ่งเลขานุการบริษัทจะแจ้งให้กรรมการ ผู้บริหารและผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ขึ้นไป ผู้จัดการอาวุโสฝ่ายบัญชีกลาง และผู้จัดการอาวุโสฝ่ายการเงิน ได้ทราบช่วงเวลาการห้ามซื้อขายหุ้น ปตท.สผ. อย่างชัดเจนล่วงหน้า โดยให้รวมถึงการซื้อขายหุ้น ปตท.สผ. โดยตนเอง คู่สมรส บุตรที่ยังไม่บรรลุนิติภาวะ ไม่ว่าจะเป็นการซื้อขายโดยตรงหรือทางอ้อม (เช่น Nominee, การถือผ่านกองทุนส่วนบุคคล) ในระหว่างช่วงเวลาที่ ปตท.สผ. จะมีการเปิดเผยข้อมูลสำคัญที่อาจมีผลกระทบต่อราคาหุ้นของ ปตท.สผ. เช่น 1 เดือนก่อนวันเปิดเผยข้อมูลงบการเงินหรือผลการดำเนินงานถึงวันที่ ปตท.สผ. ได้เปิดเผยข้อมูลงบการเงินหรือผลการดำเนินงานต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ แล้ว 1 วัน เพื่อให้ข้อมูลนั้นเผยแพร่สู่สาธารณชนอย่างทั่วถึงก่อน โดยกรณีฝ่าฝืนจะมีความผิดทางวินัยด้วย และส่งเสริมให้ถือหุ้นของ ปตท.สผ. ระยะยาวอย่างน้อย 3 เดือนนับแต่วันที่มีการซื้อแต่ละครั้ง ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการซื้อขายหุ้น ปตท.สผ. ตามสิทธิใน Warrant

and reference, PTTEP provides independent legal advisor and volunteers from the shareholders to serve as witnesses for ballot counting and files all voting tickets bearing signatures of volunteered witnesses for further review.

(1.5) Taking accurate minutes of the meeting with complete contents, namely the issues raised, queries, or opinions made in the meeting, clarifications made by Directors or executives related to each agenda item, meeting resolution with the numbers of votes for, votes against, and abstention, and arranging for deliveries of the minutes to all shareholders after submission to SET and SEC within 14 days after the meeting. The minutes, together with its video recording, will be also posted on the Company's website.

(2) The Use of Inside Information

Ensuring strict supervision of the use of inside information by defining in writing the explicit approach of inside information retention as well as the prevention of insider trading as part of GCG and the Business Ethics on the exploitation of inside information in accordance with securities laws; regular revisions are undertaken for fairness to all stakeholders. The following summarizes the major actions taken.

(2.1) Regularly warning Directors and all employees through various communication channels about the abuse of inside information to prevent such exploitation for themselves and others. The Company clearly stipulated punitive disciplinary measures. All supervisors, as CG leaders, must stress or advise their own subordinates.

(2.2) The Board of Directors' Meeting on November 24, 2011 approved the revision of the Company's business ethics on Use of Inside Information by elevating the level of cooperation request to prohibition of PTTEP stock trading in a silent period starting from the disclosure of 2011 financial statements. The Corporate Secretary informs Directors, executives from the senior vice president level upward, as well as Vice President, Corporate Accounting and Vice President, Finance of such restriction. These people, their spouses, and children under the legal age, are prohibited from buying or selling PTTEP shares through either direct or indirect methods (including through nominees or individual's mutual funds) one month before and 1 day after the release of the

(2.3) เปิดเผยมการถือหลักทรัพย์ของกรรมการ ผู้บริหาร ตั้งแต่รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ขึ้นไป ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่สายงานบัญชี ผู้จัดการอาวุโสฝ่ายบัญชีกลาง และผู้จัดการอาวุโสฝ่ายการเงิน ในรายงานประจำปีอย่างครบถ้วน ตามที่สำนักงานคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ กำหนด และคณะกรรมการได้มีการติดตามผลการปฏิบัติ จรรยาบรรณธุรกิจเรื่องการใช้อ้างอิงภายในโดยบุคคลดังกล่าว จะต้องส่งสำเนารายงานการเปลี่ยนแปลงการถือหลักทรัพย์ ให้สำนักเลขานุการบริษัท เพื่อรายงานให้คณะกรรมการ ปตท.สม. ทราบทุกครั้งที่มีการเปลี่ยนแปลงการถือหลักทรัพย์ โดยหน่วยงาน กำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์จะทำหน้าที่ติดตามการปฏิบัติตามจริยธรรมทางธุรกิจเรื่องการใช้อ้างอิงภายใน

(3) กำหนดให้กรรมการและผู้บริหารตั้งแต่รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ขึ้นไปรายงานการมีส่วนได้เสียทั้งของตนเองและบุคคลที่มีความเกี่ยวข้องโดยไม่ชักช้าเมื่อเกิดกรณีดังกล่าว โดยเลขานุการบริษัทจะจัดส่งรายงานการมีส่วนได้เสียดังกล่าว ให้ประธานกรรมการและประธานกรรมการตรวจสอบทราบภายใน 7 วันทำการนับแต่วันที่ ปตท.สม. ได้รับรายงาน ตามหลักเกณฑ์ ที่คณะกรรมการ ปตท.สม. กำหนด ซึ่งสอดคล้องกับพระราชบัญญัติหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2551 และประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน

(4) ปตท.สม. กำหนดแนวทางปฏิบัติเกี่ยวกับความขัดแย้งทางผลประโยชน์ไว้ในการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สม. เพื่อให้กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงาน ถือปฏิบัติ รวมทั้งได้กำหนดหลักเกณฑ์ให้กรรมการและผู้บริหาร ตั้งแต่รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ขึ้นไปรายงานการมีส่วนได้เสียของตนและบุคคลที่เกี่ยวข้องให้ ปตท.สม. ทราบด้วย ซึ่งเมื่อเกิดรายการที่อาจมีความขัดแย้งทางผลประโยชน์ ผู้ที่มีส่วนได้เสียในเรื่องนั้น จะต้องรายงานให้ ปตท.สม. ทราบโดยทันที และ ไม่ร่วมพิจารณาหรือออกเสียงในการพิจารณาเรื่องนั้นๆ

บทบาทของผู้มีส่วนได้เสีย

คณะกรรมการได้อนุมัติพันธกิจของ ปตท.สม. โดยให้ความสำคัญกับสิทธิของผู้มีส่วนได้เสีย ซึ่งได้กำหนดว่า ปตท.สม. มุ่งมั่นผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่มีคุณภาพและปลอดภัย ในราคาที่แข่งขันได้ ควบคู่ไปกับการรับผิดชอบต่อสังคม และอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม โดยยึดมั่นหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี ในการบริหารธุรกิจและการเงิน และในทางปฏิบัติ ปตท.สม. ให้ความสำคัญต่อสิทธิของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่มทั้งภายในและภายนอก ตั้งแต่ ผู้ถือหุ้น ลูกค้า พนักงาน รัฐบาล ผู้ร่วมทุน สังคม ชุมชน และสิ่งแวดล้อม ผู้ค้า/ผู้ขาย เจ้าหนี้ คู่แข่งขันบรรณนิยมประเพณี และสิทธิมนุษยชน โดยกำหนดแนวทาง

Company's material information that may affect PTTEP stock price, such as the quarterly or annual financial statements. This will provide enough time for the information to thoroughly reach the public. The Company also encourages these people to hold long-term shares, that is, for at least three months from each purchase. The restriction, however, does not include selling and buying PTTEP shares through warrants exercise.

(2.3) The company shall disclose the shareholding of directors, executives from the Executive Vice President upward, the Senior Vice President, Accounting Division, and Vice President, Corporate Accounting and Vice President, Finance in the annual report accurately as stipulated by the SET and SEC. Also, the Board has to follow up the ethical business performance on inside information control. Those said person shall submit the report every time when there is any change in shareholding to the company's secretary in order to inform the Board. Compliance unit will follow up and surveillance the ethical business performance on use of inside information according to the company's rule.

(3) Directors and executives from executive vice president upward are required to report vested interests with the Company, held by themselves and connected persons, without delay. The Corporate Secretary is responsible for reporting such stakes to the Chairman and Chairman of the Audit Committee for examination within seven days after receiving the report. The practice is in line with Securities and Exchange Act (No. 4) B.E. 2551 and the Capital Market Supervisory Board notification.

(4) In its GCG principles and its Code of Business Conduct, PTTEP devises practical guidelines for potential conflicts of interest for the Directors, the Management, and all employees to observe. It also defines criteria for the Directors and the Executive Management from the executive vice president level upward to report their vested interests, including such interests of their related persons. Should such a matter arise, they must report it to PTTEP and the Corporate Secretary at once and refrain from deliberating and voting on that matter.

การปฏิบัติเป็นลายลักษณ์อักษรในการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. รวมทั้งได้กำหนดกรอบความประพฤติด้านจริยธรรม ในการดำเนินธุรกิจที่คำนึงถึงการสร้างความสมดุลแก่ผู้มีส่วน ได้เสียไว้ในจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ. ซึ่งได้เผยแพร่ข้อมูล ผ่านทางเว็บไซต์ของ ปตท.สผ. ด้วย และในการดำเนินการต่างๆ ปตท.สผ. เคารพสิทธิของผู้มีส่วนได้เสียในทุกๆ ที่ที่ ปตท.สผ. ดำเนินธุรกิจเสมอ นอกจากนี้ในปี 2554 ปตท.สผ. ได้เข้าร่วมเป็น สมาชิก United Nations (UN) Global Compact ซึ่งเป็นหน่วยงาน ขององค์การสหประชาชาติที่มีวัตถุประสงค์เพื่อประสานความ ร่วมมือระหว่างทุกภาคส่วนทั่วโลก เพื่อให้เกิดการพัฒนาทาง เศรษฐกิจอย่างยั่งยืน โดยให้ความสำคัญกับการดำเนินธุรกิจ อย่างมีความรับผิดชอบต่อประเด็นหลัก 4 เรื่อง คือการส่งเสริม สิทธิมนุษยชน มาตรฐานในการจ้างงาน การรักษาสังแวดล้อม และการต่อต้านคอร์รัปชันด้วย

การปฏิบัติต่อผู้มีส่วนได้เสียกลุ่มหลักๆ ของ ปตท.สผ.

(1) ผู้ถือหุ้น

ปตท.สผ. เคารพสิทธิของผู้ถือหุ้นและปฏิบัติต่อผู้ถือหุ้น ทุกอย่างอย่างเท่าเทียมกัน ปตท.สผ. ยึดมั่นดำเนินธุรกิจภายใต้ การกำกับดูแลกิจการที่ดีและมีจรรยาบรรณธุรกิจ เพื่อสร้างความ เจริญเติบโตอย่างยั่งยืนแก่กิจการ และสร้างมูลค่าเพิ่มสูงสุด ให้แก่ผู้ถือหุ้น

(2) พนักงาน

(2.1) ปตท.สผ. ยึดถือปฏิบัติตามหลักองค์การสหประชาชาติ โดยไม่มีการใช้แรงงานที่ผิดกฎหมายในทุกพื้นที่ที่เข้าไปลงทุน โดยกำหนดแนวปฏิบัติไว้ในหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีและ จรรยาบรรณธุรกิจ ดังนี้

(i) การทำความเข้าใจและปฏิบัติตามกฎหมาย ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจของบริษัทในทุกพื้นที่อย่างเคร่งครัด

(ii) การทำความเข้าใจและเคารพความแตกต่าง ด้านวัฒนธรรมและขนบธรรมเนียมประเพณีของท้องถิ่น ไม่กระทำการใดๆ อันเป็นการขัดต่อวัฒนธรรมและขนบธรรมเนียมประเพณี นั้นๆ

(iii) การไม่เลือกปฏิบัติต่อบุคคลหนึ่งบุคคลใด โดยใช้ความสัมพันธ์ส่วนตัว หรือเนื่องจากความแตกต่าง ในเรื่อง เชื้อชาติ เพศ อายุ ศิวิธ ศาสนา หรือสถานะอื่นใดที่ไม่เกี่ยวข้อง กับการปฏิบัติงาน

(2.2) ปตท.สผ. สรรหา คัดเลือก และบรรจุพนักงาน โดยคำนึงถึงคุณวุฒิ ประสบการณ์ และความสามารถ เพื่อให้ ทำงานในตำแหน่งที่เหมาะสม รวมทั้งส่งเสริมการพัฒนากายภาพ อย่างต่อเนื่อง ตลอดจนส่งเสริมให้พนักงานมีโอกาสดำเนินงาน และเปิดโอกาสให้เข้าร่วมกิจกรรมภายนอก ภายใต้ขอบเขต นโยบายของบริษัท

Roles of Stakeholders

The Board approved the PTTEP mission that values the rights of stakeholders. The mission states that PTTEP is committed to producing oil and natural gas with quality and safety and at competitive prices in parallel with the responsibility for society and environmental conservation. The Company observes GCG in its business administration and financial management. In practice, PTTEP values the rights of all internal and external stakeholders, which includes shareholders, customers, employees, government, partners, society, communities and environment, suppliers/contractors, lenders, competitors, local culture and tradition, and human rights, of which the practical guidelines are stated in its GCG booklet. In addition, an ethical business framework for balanced consideration of stakeholders appears in its Code of Business Conduct, also publicized on the Company's website. PTTEP takes into consideration stakeholders and their rights wherever it operates. In addition, in 2011, PTTEP became a participant in the United Nations (UN) Global Compact, an agency of the United Nations of which the objective is to call for the collaboration among organizations worldwide to advance their commitments to sustainability and corporate citizenship relating to 4 core areas: human rights, labour, the environment and anti-corruption.

Treatment of major stakeholders

(1) Shareholders

PTTEP respects the rights of shareholders and treats all of them equally. The Company, in its business administration, observes GCG and the Code of Business Conduct to foster sustainable growth while creating maximum value for shareholders.

(2) Employees

(2.1) PTTEP adheres with the principles of the UN Global Compact by eliminating all forms of illegal labour in every location it has investment and defines guidelines in its GCG and Code of Business Conduct as follows:

(i) PTTEP shall study for better understand of and strictly follow all applicable laws in every location.

(ii) PTTEP shall study and respect the cultural and local traditional differences and not act against culture or tradition of each locality.

(2.3) ปตท.สผ. จัดระบบค่าจ้างที่เป็นธรรมต่อพนักงาน และต่อ ปตท.สผ. เพื่อดึงดูดและรักษามูลค่าบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถตามที่ต้องการให้ทำงานอยู่กับ ปตท.สผ. อย่างมีประสิทธิภาพ โดยพิจารณาจากอัตราค่าจ้างและวิธีการจ่ายค่าจ้างในปัจจุบันของกลุ่มผู้ประกอบการอุตสาหกรรมปิโตรเลียมอื่นในประเทศไทย ความแตกต่างของงานในแต่ละตำแหน่ง ในด้านความรู้ความชำนาญที่ต้องการความยากง่ายในการปฏิบัติงานหน้าที่ ความรับผิดชอบที่ได้รับมอบหมาย และความสามารถของพนักงานแต่ละคนที่แสดงออกในเชิงผลการปฏิบัติงานที่มีต่องานในหน้าที่ความรับผิดชอบที่ได้รับมอบหมาย

(2.4) ปตท.สผ. จัดและ/หรือปรับปรุงสวัสดิการที่เป็นธรรมต่อพนักงานและต่อ ปตท.สผ. โดยพิจารณาจากความสามารถในการจ่ายของ ปตท.สผ. ทั้งในปัจจุบันและระยะยาวในอนาคต โดยมุ่งเน้นสวัสดิการที่เสริมสร้างความมั่นคงในการดำรงชีพของพนักงานและครอบครัวในส่วนของพนักงานส่วนใหญ่ไม่สามารถจัดหาได้ด้วยกำลังทรัพย์ของตนเอง และรัฐยังมิได้ให้ความคุ้มครองอย่างเพียงพอ และเป็นสวัสดิการที่กลุ่มผู้ประกอบการอุตสาหกรรมปิโตรเลียมอื่นในประเทศไทยส่วนใหญ่จัดให้แก่พนักงานของตน

นอกจากนี้ ปตท.สผ. จัดให้มีกองทุนสำรองเลี้ยงชีพให้แก่พนักงาน เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงในการดำรงชีพของพนักงานและครอบครัว และเพื่อเป็นหลักประกันแก่พนักงานในกรณีที่ต้องออกจากงาน หรือเกษียณอายุการทำงาน ซึ่งเงินในกองทุนสำรองเลี้ยงชีพจะมาจากเงินสะสมของพนักงานและเงินสมทบของบริษัท โดย ปตท.สผ. จ่ายเงินสมทบในกองทุนสำรองเลี้ยงชีพให้กับพนักงานเป็นประจำทุกเดือนในอัตราร้อยละ 15 ของอัตราเงินเดือนพื้นฐาน (Basic Salary) ของพนักงาน และพนักงานจ่ายเงินสะสมประจำทุกเดือนในอัตราร้อยละ 2 แต่ไม่เกินอัตราร้อยละ 15 โดยเงื่อนไขการได้รับเงินสมทบและผลประโยชน์ของเงินสมทบจะเป็นไปตามเงื่อนไขที่บริษัทกำหนด

(2.5) ปตท.สผ. ตระหนักถึงคุณค่าและความสำคัญในการปรึกษาหารือแก้ปัญหที่เกิดขึ้นร่วมกัน ระหว่างพนักงานกับผู้บังคับบัญชาให้ลุล่วงไปโดยเร็ว เพื่อรักษาไว้ซึ่งความสัมพันธ์อันดีต่อกัน หากมีปัญหาระหว่างพนักงาน หรือระหว่างพนักงานกับผู้บังคับบัญชา พนักงานมีสิทธิร้องทุกข์ตามขั้นตอนที่ ปตท.สผ. กำหนดไว้ โดยผู้ที่ดำเนินการตามหลักเกณฑ์และขั้นตอนที่กำหนดไว้ และกระทำไปโดยสุจริตจะได้รับความคุ้มครองโดยไม่ได้รับผลกระทบใดๆ ซึ่ง ปตท.สผ. จะไม่ถือเป็นเหตุเลิกจ้างหรือกระทำการลงโทษในอันที่จะส่งผลเสียต่อพนักงานหรือพยานผู้เกี่ยวข้องแต่ประการใด

(2.6) ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการพัฒนาบุคลากร เพื่อเสริมสร้างความรู้ ความสามารถในการดำเนินธุรกิจ โดยถือว่าทรัพยากรบุคคลเป็นสิ่งที่มีความสำคัญกับ ปตท.สผ. จึงมี

(iii) PTTEP shall not discriminate against any individual by personal relationship or by dissimilarity of race, gender, age, complexion, religion, or any other condition that does not interfere with performance.

(2.2) PTTEP recruits, selects, and hires staff based on qualifications, experience, and competence for suitable positions, encourages their continuous development, promotes their career advancement, and provides opportunities for them to take part in external activities under the Company's policy.

(2.3) A fair compensation system is in place for PTTEP to attract and retain competent people in its service so that they may perform their work efficiently. Key factors taken into account include up-to-date pay scales and pay procedures of other domestic petroleum operators, job value discrepancies in the required expertise, job complexities, assigned responsibilities, and expressed competence through job performance.

(2.4) The Company provides and/or improves mutually fair welfare schemes. Key factors that have been considered include its own affordability, both short and long terms, with a focus on fostering the security of life for employees and their families; components not easily affordable by most employees, not adequate provided for by the government; and components provided by most other domestic petroleum operators to their employees.

In addition, PTTEP instituted a provident fund to ensure security for employees and their families. This will also be a guarantee for employees upon their resignation or retirement. The provident fund is made up of monthly contributions from both the employees and the Company. The Company contributes 15% of its employees' basic salary while employees contribute between 2% up to 15%. Conditions for employees to receive the contribution and its returns are made under Company's regulations.

(2.5) PTTEP values timely joint-resolution of problems between subordinates and supervisors, to maintain good relations among all. Should such a problem arise, employees can file petitions under the Company's procedure. Provided that they follow the criteria and procedure in good faith, their employment status will not be affected, and PTTEP will refrain from taking action that would harm them or their witnesses.

การสนับสนุนหรือส่งเสริมให้พนักงานมีคุณค่ามากยิ่งขึ้น โดยได้ดำเนินการพัฒนาบุคลากรผ่านการฝึกอบรมและพัฒนาในหลักสูตรต่างๆ ทั้งระยะสั้นและระยะยาว นอกเหนือจากการพัฒนาขีดความสามารถของพนักงานในด้านวิชาการและเทคนิคแล้ว ปตท.สผ. ได้มีการปลูกฝังค่านิยมในการทำงานของ ปตท.สผ. ให้แก่พนักงานควบคู่กันไปด้วย เพื่อให้พนักงานมีวิถีในการทำงานเป็นแบบเดียวกันซึ่งจะช่วยทำให้องค์กรสามารถบรรลุวิสัยทัศน์และภารกิจตามที่ได้ตั้งไว้

(2.7) ปตท.สผ. ได้เริ่มมีการสำรวจความพึงพอใจ และความผูกพันของพนักงานต่อองค์กร ปี 2554 (Employee Engagement Survey) เพื่อเป็นกลไกหนึ่งที่จะช่วยในการขับเคลื่อนการดำเนินงานตามแผนกลยุทธ์ให้บรรลุเป้าหมายและวิสัยทัศน์ขององค์กร อีกทั้งข้อมูลดังกล่าวยังช่วยในการกำหนดแนวทางในการพัฒนาองค์กร เพื่อนำไปสู่สถานที่ทำงานที่พนักงานภาคภูมิใจและสามารถปฏิบัติงานอย่างมีประสิทธิภาพได้อย่างมีความสุข

(3) ลูกค้า

ปตท.สผ. ยึดถือพันธกิจในการเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติเหลว และก๊าซธรรมชาติในราคาที่สามารถแข่งขันได้และเป็นธรรม โดยจำหน่ายผลิตภัณฑ์ทั้งในรูปแบบสัญญาระยะยาว สัญญาระยะสั้น และตลาดจริงในการตกลงสัญญาซื้อขายผลิตภัณฑ์จากโครงการใหม่และการขายผลิตภัณฑ์ในตลาดจริง ปตท.สผ. ปฏิบัติต่อผู้ซื้อทุกรายอย่างเท่าเทียมกันโดยคำนึงถึงผลประโยชน์สูงสุดต่อทุกฝ่ายในการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ที่เป็นสัญญาซื้อขายระยะยาว เช่น ก๊าซธรรมชาตินั้น ปตท.สผ. มุ่งมั่นรับผิดชอบในการปฏิบัติตามสัญญาอย่างเคร่งครัดและประสานงานกับผู้ซื้ออย่างสม่ำเสมอเพื่อให้สามารถผลิตและส่งมอบผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพได้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ซื้อและตรงตามเวลาที่ตกลงไว้

(4) ผู้ค้า/ผู้ขาย

ปตท.สผ. ถือว่าผู้ค้า/ผู้ขาย เป็นส่วนสำคัญที่เอื้ออำนวยธุรกิจของ ปตท.สผ. ให้เจริญและดำรงอยู่ได้อย่างยั่งยืน จึงมีนโยบายปฏิบัติต่อกันในฐานะที่เป็นคู่ค้าในด้านธุรกิจที่เสมอภาค นโยบายและแนวทางปฏิบัติที่ได้ประกาศชัดเจนให้กรรมการผู้บริหาร และพนักงาน ทราบโดยทั่วกัน ในการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ.

ในปี 2554 นี้ ปตท.สผ. ได้มีการปรับปรุงการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณทางธุรกิจของ ปตท.สผ. เกี่ยวกับผู้ค้า/ผู้ขายโดยเพิ่มเติมการสนับสนุนการทำธุรกรรมกับผู้ค้า/ผู้ขายที่มีจริยธรรม มีความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมถึงการเน้นย้ำในหลักการให้ผู้ค้า/ผู้ขายมีมาตรการในการทำงานที่ปลอดภัยและเคารพในสิทธิพื้นฐานทางสังคมต่อพนักงานของตนเช่นกัน

(2.6) PTTEP gives priority in human development in order to enhance its capacity for business performance. We deem that human resources are key factors for the Company so they are provide with training and development both in short term and long term. Apart from academic and technical capacity's building, PTTEP also embeds the corporate values to all staff members so that they can work with a same standard leading the Company to attain its vision and mission as targeted.

(2.7) PTTEP has conducted the Employee Engagement Survey in 2011 as a mechanism to drive the company towards achieving its strategic goal and vision. Also, such survey assists in directing the company's development towards being a workplace of pride that employees can work effectively and happily.

(3) Customers

PTTEP's mission is to produce and sell crude oil and natural gas at competitive prices through agreements of both long and short terms, as well as spot-market sales. For agreements governing new projects and spot-market sales, the Company treats all customers equally and in the best interests of all parties. For long-term product sales, including natural gas, PTTEP strictly honors agreements and regularly coordinates with its customers to deliver products of quality matching customers' needs in a timely manner.

(4) Suppliers/contractors

PTTEP regards its suppliers/contractors as significant support of its business to grow and sustain. Therefore, the policy of fair treatment to suppliers/contractors as business partners is clearly defined in PTTEP Good Corporate Governance and Code of Business Conduct and announced to directors, management and employees for adherence.

In 2011, PTTEP revised its Code of Business Conduct concerning suppliers/contractors to endorse its transaction with those who have ethics and responsibility for society and environment including to underline them to have a better standard in term of safe workplace and respect the social fundamental rights of their staffs likewise.

PTTEP treats all its suppliers/contractors fairly. Its procurement is based on fair and just competition while responsible for society and environment for the maximum benefit of PTTEP. The Company does not discriminate

ดังนั้นการจัดหาของ ปตท.สผ. จึงตั้งอยู่บนพื้นฐานของการแข่งขันอย่างเสมอภาค โปร่งใส เป็นธรรม และรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม เพื่อประโยชน์สูงสุดของ ปตท.สผ. รวมถึงไม่กีดกันผู้ค้า/ผู้ขายในการเข้าร่วมแข่งขันทางธุรกิจ นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้จัดให้มีช่องทางในการมีส่วนร่วมของผู้ค้า/ผู้ขาย 4 ช่องทางด้วยกัน คือ

(4.1) การเสนอขายสินค้าและบริการผ่าน Website ของ ปตท.สผ. ที่ <http://www.pttep.com/VendorRegistration/> และ ผู้ค้า/ผู้ขายก็สามารถตรวจสอบตารางการชำระเงินค่าสินค้าและบริการได้ ผ่านทาง <http://www.pttep.com/> โดยเลือก VendorPortal

(4.2) User ของ ปตท.สผ. จะมีข้อมูลของผู้ค้า/ผู้ขายที่ได้จากการสมัครผ่าน Website ในข้อ (4.1) และในกรณีที่ต้องการทำธุรกิจกับผู้ค้า/ผู้ขายดังกล่าว User จะเสนอชื่อของผู้ค้า/ผู้ขายมายังฝ่ายจัดหาเพื่อดำเนินการตรวจสอบคุณสมบัติเบื้องต้น (New Vendor Prequalification) และทำการจัดหาต่อไป ในการตรวจสอบคุณสมบัติเบื้องต้นกับผู้ค้า/ผู้ขายนั้น ปตท.สผ. ได้มีการสอบถามข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ค้า/ผู้ขายว่ามีนโยบายและดำเนินการให้การสนับสนุนการดำเนินธุรกิจอย่างมีจริยธรรม รับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม (Corporate Social Responsibility) หรือไม่ด้วย ทั้งนี้เพื่อเป็นการสนับสนุนนโยบายให้ผู้ค้า/ผู้ขายได้ตระหนักถึงความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมควบคู่ไปกับการประกอบธุรกิจเพื่อแสวงหาผลกำไร

(4.3) ปตท.สผ. จัดให้มีการประชุม SSHE Contractor Forum กับผู้ค้า/ผู้ขายทุกปี เพื่อให้ความสำคัญและทำความเข้าใจในการทำงานร่วมกันด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม นอกจากนั้นเพื่อเป็นการกระชับความสัมพันธ์ระหว่าง ปตท.สผ. และผู้ค้า/ผู้ขายยังจัดให้มีการแข่งกีฬา PTTEP Golf Charity เพื่อการกุศลร่วมกันทุกปีด้วย

(4.4) ผู้ค้า/ผู้ขายสามารถติดต่อฝ่ายจัดหาได้โดยตรงผ่านทางเจ้าหน้าที่ฝ่ายจัดหาได้ตลอดเวลาทำการ

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้เพิ่มช่องทางสื่อสารเพื่ออำนวยความสะดวก โดย ผู้ค้า/ผู้ขาย สามารถส่ง E-Mail มาได้ที่ vendor@pttep.com เพื่อสอบถามข้อมูล หรือในกรณีที่ต้องการแจ้งการเปลี่ยนแปลงข้อมูลของบริษัทได้เช่นกัน

(5) ผู้ร่วมทุน

โครงการร่วมทุนระหว่าง ปตท.สผ. และผู้ร่วมทุนรายอื่น ทั้งในและต่างประเทศจะดำเนินธุรกิจภายใต้ข้อตกลงในการทำงานร่วมกันตามมาตรฐานสากล โดยมีการกำหนดสิทธิและหน้าที่ของผู้ร่วมทุนอย่างชัดเจน และให้สิทธิผู้ร่วมทุนเป็นคณะกรรมการบริหารโครงการเพื่อกำหนดแนวทางการบริหารจัดการบริการและสินค้า รวมถึงแผนและงบประมาณประจำปี โดยมีขอบเขตและแนวทางการลงมติที่ชัดเจน รวมถึงการให้สิทธิผู้ร่วมทุนในการตรวจสอบข้อมูลทางการเงินและบัญชีรายปี และ

others in business competition. The four channels of participation by suppliers and vendors are

(4.1) Through e-commerce in the PTTEP's website at <http://www.pttep.com/VendorRegistration/> and the suppliers/contractors are also able to check the payment transaction at <http://www.pttep.com/> and choose VendorPortal.

(4.2) If the user at PTTEP already has suppliers'/contractors' information and wants to do business with them, the user then submits such information to the Procurement Department for further processing of new vendor prequalification before carrying on procurement. In term of prequalification, the company has investigated the suppliers/contractors if they have a policy and support ethical business practice and corporate social responsibility. In this regard, this could drive them to realize the corporate social responsibility and environment along with their business profit.

(4.3) The Company holds an SSHE Contractor Forum with suppliers/contractors every year to ensure the correct mutual understanding and stress the importance of safety, security, health, and the environment. Moreover, a PTTEP Golf Charity event is organized annually to foster their relationship with the Company.

(4.4) Suppliers/contractors can contact the Procurement Department directly throughout the working hour.

Furthermore, the Company provides additional channel for conveniences of suppliers/contractors to request information or notify of their addresses change by sending E-mail to vendor@pttep.com.

(5) Partners

The joint venture between PTTEP and its partners either in Thailand or overseas will be carried on under the international mutual working agreement. This agreement will rule the rights and duties of the partners expressly. The partners have a mandate to become the joint venture committee for directing and managing the product and services supply including the annual work plan and budget with the clear scope and formal resolution. The partners have the right to monitor the financial information and annual financial statements. There are clear and suitable measures such as the penalty for non-compliance with the

มีมาตรการที่เหมาะสมและชัดเจน เช่น บทปรับในกรณีที่ผู้ร่วมทุนไม่ปฏิบัติตามข้อตกลงที่มีระหว่างกัน นอกจากนี้ยังเน้นถึงความโปร่งใสในการเผยแพร่ข้อมูลระหว่างผู้ร่วมทุนและบุคคลภายนอก

(6) คู่แข่ง

ปตท.สผ. ถือปฏิบัติต่อคู่แข่งชั้นด้วยความเป็นมืออาชีพและเสมอภาคภายใต้กรอบกติกาการแข่งขันที่โปร่งใสและเป็นธรรมและไม่ทำลายชื่อเสียงของคู่แข่งด้วยการกล่าวหาในทางร้าย

(7) เจ้าหนี้

ปตท.สผ. ได้ดำเนินการออกหุ้นกู้ตามข้อกำหนดกฎหมายและประกาศต่างๆ ของคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ และปฏิบัติตามนโยบาย วัตถุประสงค์ และมติของที่ประชุมผู้ถือหุ้นอย่างเคร่งครัด นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังคำนึงถึงความรับผิดชอบในการปฏิบัติตามข้อกำหนดด้วยสิทธิและหน้าที่ของผู้ถือหุ้นและเงื่อนไขตามสัญญาผู้ยืมต่างๆ ของ ปตท.สผ. อย่างครบถ้วน รวมทั้งมีมาตรการรองรับในกรณีที่ผู้มีส่วนได้เสียอาจได้รับความเสียหายอันเกิดจากการที่ ปตท.สผ. มิได้ปฏิบัติตามข้อกำหนดด้วยสิทธิและหน้าที่ของผู้ถือหุ้นและเงื่อนไขตามสัญญาผู้ยืมด้วย

(8) รัฐบาล

ปตท.สผ. ดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้การกำกับดูแลการดำเนินกิจกรรมโดยหน่วยงานของรัฐบาลที่เกี่ยวข้องไม่ว่าจะเป็นหน่วยงานในภาครัฐของประเทศไทยหรือของประเทศต่างๆ ที่ ปตท.สผ. เข้าไปลงทุน ปตท.สผ. ถือว่าหน่วยงานของรัฐบาลเป็นส่วนสำคัญที่สนับสนุนให้ธุรกิจของบริษัทดำเนินไปได้อย่างราบรื่น และเป็นไปตามแนวทางที่ถูกต้องตามนโยบาย กฎระเบียบ หรือข้อบังคับของแต่ละประเทศ ดังนั้น ปตท.สผ. จึงมีความชัดเจนในการประสานงานและแลกเปลี่ยนข้อมูลกับหน่วยงานของรัฐบาลที่เกี่ยวข้อง ทั้งในและต่างประเทศอย่างสม่ำเสมอบนพื้นฐานของความโปร่งใสและสุจริต

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังเห็นความสำคัญในการสร้างและรักษาความสัมพันธ์ในระยะยาวกับหน่วยงานของภาครัฐทั้งในและต่างประเทศ จึงมีการจัดกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความสัมพันธ์อันดีอย่างต่อเนื่องเสมอมา

(9) ชุมชน/สังคม

นอกเหนือจากการดำเนินธุรกิจอย่างมีจริยธรรม อันเป็นหลักการสำคัญที่ ปตท.สผ. ปฏิบัติให้พนักงานแล้ว ปตท.สผ. ตระหนักดีว่าการกิจหลักของการดำเนินการธุรกิจปิโตรเลียมได้พื้นดินของบริษัทต้องควบคู่ไปกับการรับผิดชอบต่อสังคม ในปี 2554 ปตท.สผ. จึงได้กำหนดให้มโนปณายความรับผิดชอบต่อสังคม เพื่อเป็นกรอบการดำเนินงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคมของ ปตท.สผ. ที่สอดคล้องกับมาตรฐานสากล ซึ่ง ปตท.สผ. ได้ดำเนินโครงการสาธารณประโยชน์อย่างต่อเนื่อง

agreement of partners. It is noted that the company also underlines transparency in information dissemination between the partners and external parties.

(6) Competitors

PTTEP treats its competitors professionally and fairly under transparent and fair rules and does not discredit competitors through false accusations.

(7) Lenders

PTTEP not only issues debentures and bills of exchange under relevant terms of reference, laws, and announcements of SEC, but also strictly follows policies, objectives, and resolutions made at shareholders' meetings. The Company values compliance with all obligations under the terms of reference on the rights and duties of a debenture issuer and the conditions of loan contracts. We also have a measurement to cope with the remedy for stakeholders affected from the company due to its non compliance with the rights and duties of the issuer and the condition of the loan agreements.

(8) Government

PTTEP executes its business transaction under close supervision of Government agencies concerned both in Thailand and abroad. The Company regards these government agencies as the key support to its smooth business and to proper business operations in line with respective countries' policies, rules, and regulations. Its clear policy, therefore, is to regularly coordinate and transparently and honestly share information with relevant government agencies, both domestic and abroad.

In addition, valuing the forging and maintaining of long-term relationship with these agencies, the Company has continually staged activities to promote cordial relationship.

(9) Communities/society

In addition to running an ethical business with principles nurtured into staff, PTTEP recognizes that its petroleum operations must be carried out in parallel with responsibilities for society. In 2011, PTTEP establishes the corporate social responsibility policy which is compatible to international standard as the framework for the Company's social responsibility activities. The Company has consistently developed social responsibility projects under the concept of "From Natural Treasure to Intellectual

เป็นรูปธรรมภายใต้ปรัชญาแนวคิด “จากทรัพย์ในดิน สู่อินทางปัญญา รักษาสิ่งแวดล้อม” เพื่อสร้างความยั่งยืนให้กับสังคมที่มุ่งเน้นใน 3 กลุ่มหลัก คือ การพัฒนาคุณภาพชีวิต การอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ วัฒนธรรมและสิ่งแวดล้อม และการมีส่วนร่วมของพนักงาน ที่ใช้เป็นแนวทางมุ่งเน้นการขับเคลื่อนสังคมและชุมชนไปสู่การพัฒนาอย่างยั่งยืน และเพื่อสร้างจิตสำนึกในการเป็นสมาชิกที่ดีของสังคม โดยโครงการและกิจกรรมเพื่อสังคมที่ ปตท.สผ. จัดทำขึ้นมีดังนี้

(9.1) การพัฒนาคุณภาพชีวิต

- (i) ด้านการศึกษา
 - โครงการทุนการศึกษา
 - โครงการห้องสมุดเคลื่อนที่
 - โครงการอุทยานการเรียนรู้
 - โครงการพาหนูเรียนรู้โลกกว้าง
 - โครงการ 7 Pat Tutor Camp
 - โครงการค่ายอัจฉริยภาพนักเรียนกับ ปตท.สผ.
 - โครงการมอบคอมพิวเตอร์และศูนย์คอมพิวเตอร์
 - โครงการยุวประมง ปตท.สผ.
- (ii) ด้านการส่งเสริมสุขภาพ
 - โครงการหนูรักกีฬา กับ ปตท.สผ.
 - โครงการอบรมเยาวชนเพื่อเป็นกรรมการตัดสินกีฬา
 - โครงการ ปตท.สผ. รักสุขภาพ
 - โครงการรณรงค์ ป้องกันและลดอุบัติเหตุรถเกษตรกรรม
 - โครงการฟาร์มขนาดเล็ก
- (iii) ด้านการพัฒนาอาชีพ
 - โครงการวิทยาลัยข้าว
 - โครงการพัฒนาคุณภาพชีวิตดอยแม่สลอง
 - โครงการก๊าซธรรมชาติเพื่อเกษตรชุมชนและสิ่งแวดล้อม
 - โครงการธนาคารปู

(9.2) การอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ วัฒนธรรม และสิ่งแวดล้อม

- (i) โครงการ ปตท.สผ. รัชชมรดกไทย มรดกโลก
- (ii) โครงการ ปตท.สผ. ปลูกต้นไม้ในใจคน
- (iii) โครงการ ปตท.สผ. รัชชมรดกทะเลไทย
- (iv) โครงการแหล่งเรียนรู้เรือหลวงไทยใต้ทะเล
- (v) โครงการวางปะการังเทียม
- (vi) โครงการ ปตท.สผ. สืบสานเพลงพื้นบ้าน ตามรอยปราชญ์ศิลปิน

Wisdom and Environmental Conservation”, with a focus on three aspects: development of the quality of life; conservation of natural resources, culture, and the environment; and participation from staff. This is used to drive society and communities toward sustainable development and to create an awareness of being a good citizen. PTTEP projects and activities in this area are as follows.

(9.1) Quality-of-Life Development

- (i) Education
 - Scholarship
 - Mobile library
 - Learning park
 - Educational trip
 - 7 Pat Tutor Camp
 - Genius student camp with PTTEP
 - Computer donation and computer center
 - Youth fishing
- (ii) Health Promotion
 - I Love Sports with PTTEP
 - Youth training to become an umpire
 - PTTEP cares for Health
 - Campaign for reduction of accident from agricultural vehicles
 - Mini Farm
- (iii) Occupational Development
 - Thai rice academy
 - Quality-of-life development at Doi Mae Salong
 - Natural gas for agricultural community and environment
 - Crab Bank

(9.2) Natural Resources, Cultural, and Environmental Conservation

- (i) Thai Heritage, World Heritage
- (ii) Tree Planting in the Human Heart
- (iii) Marine Heritage Conservation
- (iv) Learning source from the undersea royal vessel
- (v) Artificial coral placement
- (vi) Folk Song Conservation and Following the Footsteps of Art Philosophers

(9.3) การมีส่วนร่วมของพนักงาน

- (i) โครงการ ปตท.สผ. อาสาเพื่อสังคม
- (ii) โครงการรักเพื่อนบ้าน
- (iii) ชมรมบงกชอาสา
- (iv) ชมรมอาทิตย์อาสา
- (v) ชมรม ปตท.สผ. รวมใจพัฒนา

(10) ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

การกำหนดนโยบายและแนวปฏิบัติเกี่ยวกับความปลอดภัย อาชีวอนามัยในสถานที่ทำงาน และสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. มีเจตนารมณ์ในการดำเนินธุรกิจ โดยตระหนักถึงความสำคัญด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และความมั่นคงของบุคลากรและทรัพย์สินขององค์กรและชุมชนใกล้เคียง รวมถึงการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและสังคมรอบพื้นที่ปฏิบัติการทั้งในและต่างประเทศเพื่อให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของการพัฒนาอย่างยั่งยืน ซึ่งโดยทั่วไปอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซถือเป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูงและมีโอกาสก่อให้เกิดผลกระทบต่ออาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน ชุมชน และสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตาม ปตท.สผ. เชื่อว่าอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซที่มีการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยที่ดีและการวางแผนอย่างมีประสิทธิภาพจะสามารถป้องกันและหลีกเลี่ยงการเกิดผลกระทบต่างๆ ทั้งในด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมได้ นอกจากนี้ การมุ่งเน้นในเรื่องการพัฒนาและปรับปรุงการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ยังถือเป็นการลงทุนที่คุ้มค่าและทำได้ง่ายมากกว่าการพยายามแก้ไขปัญหาต่างๆ ที่เกิดขึ้นในภายหลัง

วิสัยทัศน์ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของ ปตท.สผ. มิใช่เพียงแค่การก้าวไปเป็นองค์กรที่ปราศจากอุบัติเหตุเท่านั้น แต่ยังรวมถึงการเป็นผู้นำเรื่องการจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมอีกด้วย โดยมีความสอดคล้องกับพันธกิจและนโยบายของบริษัท ที่ถูกวางไว้อย่างเป็นระบบ ซึ่งถือเป็นปัจจัยสำคัญให้เราบรรลุเป้าหมายในการพัฒนาอย่างยั่งยืนต่อไปในอนาคตได้

ปตท.สผ. มีการทบทวนวิสัยทัศน์ พันธกิจ และนโยบายความปลอดภัยฯ ของ ปตท.สผ. อย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้มั่นใจว่าเนื้อหาต่างๆ มีความทันสมัยและสอดคล้องกับการขยายตัวของ ปตท.สผ. ในอนาคต

ทั้งนี้ ปตท.สผ. ได้นำระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมมาประยุกต์ใช้ โดยกำหนดหลักการ ขอบเขต และหน้าที่ความรับผิดชอบในการดำเนินงานเพื่อให้เกิดการปรับปรุงอย่างต่อเนื่องโดยมีนโยบายดังนี้

- (i) ส่งเสริมการสร้างวัฒนธรรมด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมผ่านเจตนารมณ์ของผู้บริหาร และการมีส่วนร่วมของบุคลากร

(9.3) Staff Participation

- (i) CSR Volunteer
- (ii) Neighborly Love Club
- (iii) Bongkot Asa Club
- (iv) Arthit Asa Club
- (v) PTTEP Ruam Jai Pattana Club

(10) Safety, Security, Health and Environment

The company's policy and practice on safety and health in work place and environment

PTTEP is committed to protecting the health and safety of everyone who plays a part in our operations and lives in the communities in which we operate, while maintaining the security of our people and assets. Wherever we operate, we will conduct our business with respect to local and global environment to achieve the objectives of sustainable development. Generally, oil and gas industry is a high risk business that may cause impact to health and safety of employees, community and environment. PTTEP believes that a good safety management and effective planning can prevent and alleviate the impact to health, safety and environment. Furthermore, PTTEP keeps developing and improving its safety management, which is deemed worthwhile investment and easier compared to solving problems that may arise.

The vision of safety, security, health and environment of PTTEP is not only becoming the LTI free organization but also being a leader in safety, security, health and environment. This is in consistent with the company's mission and policy as set systematically which is deemed as a key factor to achieve its goal of sustainable development in the future.

PTTEP has reviewed its vision, mission and safety policy periodically in order to ensure that they are up to date and in line with the company's expansion in the future.

To meet these commitments, PTTEP have in place, the SSHE Management System (SSHE MS) that outlines our main principles and accountabilities to drive for continuous improvements in our operations.

PTTEP's SSHE Policy includes the following:

- (i) Encourage a positive SSHE culture through visible leadership and commitment from management and employee involvement.

(ii) เน้นให้บุคลากรและผู้รับเหมาตระหนักถึงหน้าที่ความรับผิดชอบต่อความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของตนเองรวมถึงชุมชนโดยรอบพื้นที่ปฏิบัติงาน

(iii) ดำเนินงานภายใต้กฎหมาย ข้อบังคับ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด

(iv) เน้นให้มีการพัฒนาความสามารถของบุคลากรและผู้รับเหมา เพื่อให้สามารถปฏิบัติงานได้อย่างมีประสิทธิภาพเป็นไปตามข้อกำหนดของระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

(v) บริหารจัดการความเสี่ยงที่อาจส่งผลกระทบต่อบุคลากร สิ่งแวดล้อม และทรัพย์สิน โดยระบุประเด็นปัญหาที่เกี่ยวข้องและกำหนดมาตรการต่างๆ เพื่อกำจัดและลดระดับความรุนแรงของแต่ละความเสี่ยง

(vi) พัฒนาและปรับปรุงแผนการจัดการสถานการณ์ฉุกเฉิน เพื่อให้เกิดความพร้อมในการตอบสนองต่อสถานการณ์นั้นๆ ตลอดเวลา

(vii) พัฒนาและปรับปรุงระบบบริหารจัดการอุบัติเหตุให้มีประสิทธิภาพสูงสุดในการรายงาน และสอบสวนหาสาเหตุเพื่อป้องกันการเกิดซ้ำ

(viii) กำหนดวัตถุประสงค์และเป้าหมายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม รวมถึงการตรวจสอบและประเมินประสิทธิภาพการปฏิบัติงานเพื่อผลการดำเนินงานที่เป็นเลิศ

(ix) สนับสนุนให้มีการสื่อสารอย่างเปิดเผย และโปร่งใสตามหลักธรรมาภิบาลทั้งภายในองค์กร และระหว่างองค์กรกับหน่วยงานราชการต่างๆ รวมถึงการสื่อสารกับชุมชนโดยรอบพื้นที่ปฏิบัติงาน

การดำเนินธุรกิจภายใต้มาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. ได้ทุ่มเทงบประมาณและทรัพยากรต่างๆ ของบริษัทในการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมเพื่อคนไทยและลูกหลานในอนาคต โดยได้ดำเนินการบริหารจัดการสิ่งแวดล้อม และติดตามประเมินผลกระทบ รวมถึงกำหนดมาตรการป้องกันและบรรเทาผลกระทบอย่างมีระบบ ซึ่งหน่วยงานต่างๆ ที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการต่างได้รับการรับรองมาตรฐานการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม ISO14001 แล้วทั้งสิ้น อาทิ แหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติบงกชในอ่าวไทย แหล่งผลิตน้ำมันดิบสิริกิติ์ แหล่งผลิตน้ำมันฟิฟตีฟิฟตี 1 ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมในอ่าวไทย และแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติอากิตย ซึ่งรายละเอียดเพิ่มเติมสามารถติดตามข้อมูลได้เพิ่มเติมที่ข้อ 4.5 ของแบบฟอร์ม 56-1 และจากรายงานการพัฒนาอย่างยั่งยืนประจำปี ซึ่งจัดทำเผยแพร่ตั้งแต่ปี 2550 ตามลำดับ ได้ที่เว็บไซต์ ของ ปตท.สผ. ที่ <http://www.pttep.com>

(ii) Ensure that all employees and contractors are accountable for their own safety and the safety of those around them.

(iii) Meet or exceed compliance with all applicable SSHE laws and regulations, and international standards in all of our operations worldwide.

(iv) Ensure all employees and contractors are trained and competent to meet SSHE MS requirements.

(v) Identify, eliminate or minimized, and manage SSHE risks to our employees, the environment and assets.

(vi) Develop and maintain active plan for emergency and crisis management.

(vii) Prevent any incident recurrences through an efficient incident management system.

(viii) Seek to achieve and maintain SSHE excellence by setting measurable SSHE objectives and targets and assessing performances through regular audits and reviews.

(ix) Communicate SSHE issues in an open and transparent manner both internally, either from top-down or bottom-up and externally.

The successful implementation of the SSHE policy requires total commitment from PTTEP employees and contractors at all levels.

Conducting a Business with Environmental Standards

An effective environmental management system is developed and implemented for PTTEP's petroleum exploration and production operations to minimize potential environmental impacts that could arise. The implementation of the ISO14001:2004 Environmental Management System (EMS) Standard by PTTEP's domestic operational projects is in compliance with the company's policy and standards, national and local legislations, and other international standards/requirements to prevent environmental pollution and degradation, promote energy conservation, and ensure the improvement of company performance. As a result, PTTEP is the first petroleum exploration and production company in Thailand and in the Southeast Asian region to achieve the ISO14001 Certification for its domestic projects such as Bongkot Project, S1 Project, PTTEP1 Project, Petroleum Development Support Base and Arthit Project.

การส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ
 ปตท.สผ. ได้มีการวางแผนการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ โดยเฉพาะในส่วนของการก๊าซส่วนเกินจากการผลิตปิโตรเลียมที่ต้องมีการเผาทิ้งเพื่อความปลอดภัยในการผลิต โดยในกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ได้มีการติดตั้งระบบนำก๊าซที่จะนำไปเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่ (Flash Gas Recovery Unit : FGRU) และสามารถนำก๊าซธรรมชาติที่แทนผลิตก๊าซและคอนเดนเสทบางกชกลับมาใช้ใหม่ได้เป็นอย่างดี โครงการบางกชซึ่งมีกำลังการผลิตก๊าซประมาณ 600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลวประมาณ 18,000 บาร์เรลต่อวัน ได้ดำเนินการติดตั้งระบบ FGRU ในปี 2550 ทำให้ลดปริมาณก๊าซที่จะนำไปเผาทิ้งลงประมาณ 6.5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และได้ก๊าซธรรมชาติเหลวกลับคืนมาประมาณ 400 บาร์เรลต่อวัน

นอกจากนี้ ปตท.สผ. มีโครงการที่จะวางแผนท่อส่งก๊าซเชื่อมต่อระหว่างฐานผลิตต่างๆ ในโครงการเอส 1 มายังสถานีผลิตหลัก เพื่อนำก๊าซธรรมชาติไปใช้ประโยชน์ เช่น นำไปผลิตเป็นก๊าซหุงต้ม นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า เป็นต้น โดยในระยะแรกจะเป็นการวางแผนท่อส่งก๊าซจากฐานผลิตหนองตุม-เอ และฐานผลิตประดู่เฒ่า-เอ มายังสถานีผลิตลานกระบือ ซึ่งคาดว่าจะสามารถนำก๊าซธรรมชาติที่ปกติจะเผาทิ้งมาใช้ประโยชน์ได้ถึงประมาณ 10-20 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการนี้คาดว่าจะเริ่มดำเนินการได้ในช่วงไตรมาสที่ 2 ปี 2556 และแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ได้ให้ความสำคัญในการประหยัดพลังงานในปี 2554 จึงได้ศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพในการทำความเย็นของระบบทำความเย็น (Chiller) จากการติดตั้ง Cooling Pad เพื่อลดอุณหภูมิของอากาศที่นำเข้าไปใช้ในการระบายความร้อนของระบบ ซึ่งได้ติดตั้ง Chiller Cooling Pad แล้วเสร็จในปี 2554 โดยสามารถเพิ่มประสิทธิภาพของระบบทำความเย็นได้ถึง 24% และสามารถประหยัดพลังงานได้ถึง 21,600 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมงต่อเดือน

สำหรับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมบนบก ปตท.สผ. ได้ศึกษาการนำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ประโยชน์สูงสุด โดยได้นำก๊าซที่จะเผาทิ้งมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตผลิตภัณฑ์ชุมชนหนองตุม อำเภอองไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย ซึ่งนอกจากจะนำมาใช้ประโยชน์แล้วยังช่วยประหยัดต้นทุนด้านเชื้อเพลิงให้กับชุมชนด้วย รวมทั้งจัดทำโครงการในการนำก๊าซธรรมชาติที่เผาทิ้งมาใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวลดอุณหภูมิ (LNG : Liquefied Natural Gas) ณ แหล่งผลิตน้ำมันดิบหนองตุม เอ อำเภอองไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย และได้ร่วมกับบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ในการนำก๊าซธรรมชาติที่เผาทิ้งมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ณ แหล่งผลิตน้ำมันดิบประดู่เฒ่า-เอ เทียบเท่ากับลดการใช้ น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงประมาณ 1.5 ล้านลิตรต่อปี โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 2 เมกะวัตต์

More information on the environmental management system and environmental performances, control and monitoring could be found in the item no. 4.5 of the 56-1 Form and also in the PTTEP annual Sustainability Report which has been published since 2007 on PTTEP's official website (<http://www.pttep.com>).

Promoting the Efficient Use of Natural Resources

PTTEP gives great importance in energy and natural resources efficiency in which many projects that uses the recovery of flare gas to generate electricity and reprocess in the system are present. Flare gas recovery and utilization at the Bongkot Project with a production rate of 600 MMSCFD of natural gas and 18,000 BPD of condensate by installing a Flash Gas Recovery Unit system (FGRU) into their offshore operations in 2006. This decreased the amount of gas to be flared into the atmosphere by 6.5 MMSCFD and also recovers condensate from operation by 400 BPD.

The recovery of flare gas at 10-20 MMSCFD through the integration of gas pipelines/flowlines from different production stations in S1 Project is another way to reduce the GHG emissions into the atmosphere. This project is expected to be commenced by the second quarter of 2013. By connecting the pipelines from different production stations (from Nong Toom-A to Pradu Tao-A) and converging them into Lan Krabue's main production site, this can serve as a means to recover flare gas from the smaller production sites and converge it into one location for utilization and access. The utilization of flare gas includes electricity generation, cooking, etc. In 2010, the S1 Project also installed a "Cooling Pad" with the purpose of increasing the efficiency of the Chiller Cooling Pad by reducing the temperature of air before entering the system. The efficiency of the "Chiller Cooling Pad" has increased to 24% after the installation and is reduced the energy use by 21,600 kWh per month.

As for onshore petroleum production, PTTEP investigated the optimum use of petroleum resources. Associated gas, which needs to be flared, has found application as a fuel in the production of Nong Toom community products in Kong Krai Lat district, Sukhothai province. This not only exhibits a better use of natural gas but also reduces fuel costs for the community. The

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังพิจารณาลงทุนโครงการผ่านกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism : CDM) ซึ่งเป็นกลไกที่กำหนดขึ้นภายใต้พิธีสารเกียวโตที่มีขึ้นเพื่อช่วยให้ประเทศอุตสาหกรรมที่มีพันธกรณีในการลดก๊าซเรือนกระจกสามารถบรรลุพันธกรณีได้จากการลงทุนในโครงการเพื่อลดก๊าซเรือนกระจกในประเทศกำลังพัฒนา โดยโครงการดังกล่าวจะต้องส่งเสริมการพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศกำลังพัฒนาด้วย ซึ่งปัจจุบัน ปตท.สผ. กำลังดำเนินการพัฒนาโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาดในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในการผลิตปิโตรเลียมบนบกในพื้นที่สัมปทานสิริกิติ์ แหล่งเสาเดียวเอ ที่ ปตท.สผ. ได้ดำเนินการศึกษาโครงการนำก๊าซธรรมชาติที่จะนำไปเผาไหม้ใช้เป็นเชื้อเพลิงใช้ในโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ในขณะนี้โครงการดังกล่าวผ่านการพิจารณาอนุมัติจากองค์การก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยให้เป็นโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาดแล้ว และอยู่ในขั้นตอนการตรวจสอบและจัดเตรียมเอกสารเพื่อให้คณะกรรมการผู้บริหารกลไกการพัฒนาที่สะอาดขององค์การสหประชาชาติ (UN Clean Development Mechanism Executive Board) พิจารณาต่อไป ซึ่งสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ถึงปีละ 31,000 ตันต่อปี

รายละเอียดของโครงการดังกล่าวและโครงการที่ใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพอื่นๆ สามารถติดตามข้อมูลได้จากรายงานความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อมประจำปี ซึ่งจัดทำเผยแพร่ตั้งแต่ปี 2544 และในรายงานการพัฒนาอย่างยั่งยืนประจำปี ซึ่งจัดทำเผยแพร่ตั้งแต่ปี 2550 ตามลำดับ ได้ที่เว็บไซต์ของ ปตท.สผ. ที่ <http://www.pttep.com>

การให้ความรู้และฝึกอบรมพนักงานในเรื่องสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. ได้จัดให้มีการฝึกอบรมด้านสิ่งแวดล้อม และให้ความรู้ทางด้านสิ่งแวดล้อมในหลายรูปแบบด้วยกัน ในส่วนของการให้ความรู้ด้านสิ่งแวดล้อมกับพนักงานทั่วไป ปตท.สผ. ได้มีการดำเนินการผ่านระบบการสื่อสารภายใน เช่น ทางการสื่อสารผ่านทางจดหมายอิเล็กทรอนิกส์ (E-mail) ในหัวข้อ SSHE Knowledge Sharing โดยในปีที่ผ่านมาได้มีการให้ความรู้ทางด้านสิ่งแวดล้อมในเรื่อง การจัดทำรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม การฝึกอบรมกรณีเกิดการรั่วไหลของสารเคมีและปิโตรเลียมเพื่อเพิ่มความรู้ในการตอบสนองเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินในกรณีการรั่วไหลของสารเคมีและปิโตรเลียมให้กับพนักงานที่เกี่ยวข้องในหลักสูตร Oil Spill Response, IMO Level 1 และระบบมาตรฐาน ISO14001 เป็นต้น นอกจากนี้ได้มีการให้ความรู้ดังกล่าว ผ่านทางการสื่อสารในการประชุม ด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมในการประชุมระดับต่างๆ เช่นการประชุม SSHE Council ในระดับผู้บริหารสูงสุดประจำทุก 3 เดือน การประชุมคณะกรรมการ

Company also has a project to produce liquefied natural gas (LNG) from associated gas at the Nong Toom-A oil deposit. Moreover, the Company has joined Ratchaburi Electricity Generating Holding Plc in making use of associated gas to fuel a small power plant at Pradu Tao-A site to cut oil consumption by around 1.5 million liters per year for power generation of around 2 MW.

PTTEP, moreover, considers investment through the Clean Development Mechanism (CDM), devised under the Kyoto Protocol to help industrialized countries fulfill their obligations to reduce greenhouse gases through their investments in greenhouse gas reduction projects in developing countries. Also as a requirement, this kind of project must be designed to support sustainable development in developing countries. At present, PTTEP is carrying out a CDM project for less greenhouse gas emission at onshore production sites, especially at the Sao Thian-A deposit in S1, where a study is conducted to bring associated gas to fuel a small power plant. The project has already won approval as a CDM project from Thailand Greenhouse Gas Management Organization. The company is now going through the verification and documentation process before submission to the UN Clean Development Mechanism Executive Board for consideration and it is estimated to be economically viable with an initial approximation of carbon dioxide reduction emission of up to at least 31,000 tonnes of carbon dioxide per year.

For more information on the environment efficiency and conservation projects, please refer to the SSHE Annual Report, which has been published since 2001, and in the PTTEP Annual Sustainability Report, which has been published since 2007, on PTTEP's official website (<http://www.pttep.com>).

Equipping Employees with Knowledge about the Environment

PTTEP provides SSHE and environment-related employees with trainings and knowledge sharing on environmental issues and key messages via different channels including in-house training, external training and seminars, knowledge sharing sessions, and via company E-mail messages. Most of the environmental issues that are addressed are the Oil Spill Response IMO Level 1 training, ISO14001 standard awareness and requirements

การพัฒนาเพื่อความยั่งยืน (Sustainable Development Committee) การประชุม SSHE Monthly Meeting ของผู้บริหารสูงสุดของโครงการและผู้ปฏิบัติการประจำทุกเดือนและการประชุม Tool Box Meeting เพื่อให้ความรู้กับพนักงานระดับปฏิบัติการโดยตรง เป็นต้น ในส่วนของผู้ปฏิบัติการในพื้นที่ที่มีการรับรอง ISO14001 ได้มีการจัดการฝึกอบรมพนักงานในเรื่องสิ่งแวดล้อม เพื่อให้สอดคล้องกับข้อกำหนดตามมาตรฐาน ISO14001 อีกด้วย

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการปรับปรุงวัฒนธรรมองค์กร ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่องและเป็นระบบ ซึ่งในปีที่ผ่านมา ปตท.สผ. มุ่งเน้นไปที่ความสำคัญของพื้นฐานของระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ ซึ่งเน้นในเรื่องการบริหารจัดการความเสี่ยงอย่างเป็นระบบโดยการประเมินความเสี่ยงของกิจกรรมทั้งหมดของ ปตท.สผ. และหามาตรการควบคุมที่เหมาะสมเพื่อลดความเสี่ยงต่างๆ ให้อยู่ระดับที่ยอมรับได้ นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้พิจารณาถึงข้อกำหนดตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ข้อบังคับต่างๆ และคู่มือของสมาคมธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมระดับสากล (International Association of Oil and Gas Producer : OGP) เป็นพื้นฐานในการพัฒนาระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ ของ ปตท.สผ. อีกด้วย

ปตท.สผ. ใช้ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ ของ ปตท.สผ. เป็นแนวทางในการสร้างมาตรฐานความปลอดภัยฯ และนำไปกำหนดขั้นตอนการปฏิบัติงานต่างๆ ในแต่ละหน่วยปฏิบัติงานของ ปตท.สผ. ส่งผลให้เกิดการพัฒนาผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ อย่างต่อเนื่อง

โครงการปฏิรูปความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม แบบก้าวกระโดด

ถึงแม้ว่าที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้มีการกำหนดมาตรการด้านความปลอดภัยต่างๆ เป็นอย่างดี แต่อย่างไรก็ตาม ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นที่จะปรับปรุงผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ ให้ดียิ่งขึ้นในลักษณะก้าวกระโดด เพื่อสนับสนุนการเจริญเติบโตของ ปตท.สผ. ในอนาคต ดังนั้น ปตท.สผ. จึงได้ริเริ่มโครงการปฏิรูปความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม แบบก้าวกระโดดขึ้นตั้งแต่ไตรมาสที่ 2 ของ ปี 2554 เป็นต้นมา วัตถุประสงค์สำคัญของโครงการนี้ คือการพัฒนาผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ ให้เป็นเลิศ ควบคู่ไปกับการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ และการเสริมสร้างวัฒนธรรมความปลอดภัยฯ ขององค์กร เพื่อก้าวไปสู่การเป็นองค์กรซึ่งปราศจากอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงานในปี พ.ศ. 2556 และเป็นองค์กรที่มีอุบัติเหตุเป็นศูนย์ในปี พ.ศ. 2558

องค์ประกอบ 5 ประการของโครงการปฏิรูปความปลอดภัยฯ แบบก้าวกระโดด ได้แก่

training, environmental impact assessments and updates of local and international environment laws and regulations. We also send off environmental key messages and issues via SSHE Council meetings which are held quarterly, SSHE Monthly Meetings in each department, Sustainable Development Committee meetings, and tool box meetings for employees at the operating sites.

In addition, PTTEP has made every possible attempt to ensure that our operations do not result in harmful impacts on people and the environment. The SSHE Management System or the SSHE MS that was adapted from the OGP (International Association of Oil and Gas Producers) is the foundation of our SSHE MS, which stipulates that risk assessment of all activities must be carried out and adequate control systems be implemented to reduce the risks to the As Low As Reasonably Practicable (ALARP). This effort also complies with the relevant legislation, regulations, and the international industry guidelines for the development and application of our SSHE MS.

Step Change in SSHE

Even though many SSHE measures and efforts have been put in place, PTTEP SSHE performance still needs to be significantly improved in order to support company growth in the future. In the second quarter of 2011, an initiative called “Step Change in SSHE” was introduced in PTTEP.

The prime objective of the initiative is to move our SSHE performance towards SSHE Excellence by the enforcement of the SSHE MS and strengthening of our SSHE culture. The objective is to become an LTI-Free organization by 2013 and an Incident-Free organization by 2015.

There are five acts in the “Step Change in SSHE”.

Act1: SSHE moment in all meetings

All meetings must kick off with a dynamic thought-provoking message about any element of SSHE. This is made by members in rotation to share their story to increase SSHE awareness of all PTTEP personnel.

Act2: Safe and happy workplace

This act aims to improve the promotion of a safe and happy work surroundings which result in awareness and realization of SSHE in every move PTTEP personnel make.

Act 1: SSHE moment in all meetings

เริ่มต้นทุกการประชุมด้วยการนำเสนอความรู้และประสบการณ์เกี่ยวกับความปลอดภัย โดยมีการเปิดโอกาสให้สมาชิกในที่ประชุมได้เป็นผู้แบ่งปันบทเรียนและประสบการณ์ต่างๆ ซึ่งถือเป็นการเพิ่มจิตสำนึกด้านความปลอดภัย ให้กับพนักงานทุกคน

Act 2: Safe and happy workplace

มุ่งเน้นการปรับปรุงสถานที่ปฏิบัติงานให้มีความปลอดภัย และพนักงานทำงานอย่างมีความสุข เพื่อให้พนักงานทุกคนตระหนักถึงความปลอดภัย ในทุกที่ ทุกเวลา ที่ปฏิบัติงาน

Act 3: SSHE cares, SSHE shares

การส่งผ่านความห่วงใยถึงพนักงานทุกคน ด้วยการนำเสนอข้อมูลข่าวสารเกี่ยวกับความปลอดภัย ผ่านช่องทางการสื่อสารต่างๆ ตัวอย่างเช่น การจัดนิทรรศการความปลอดภัย ส่งข้อมูลผ่านเว็บไซต์ การรณรงค์ส่งเสริม และกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยต่างๆ

Act 4: SSHE is license to operate

ในฐานะขององค์กรที่ดำเนินธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ข้อผิดพลาดเป็นสิ่งที่ไม่สามารถปล่อยให้เกิดขึ้นได้เพราะนั่นหมายถึงอนาคตและความเจริญก้าวหน้าขององค์กร ดังนั้นการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยที่ดีจึงเป็นสิ่งที่ขาดไม่ได้

Act 5: SSHE in mindset

เรื่องของความปลอดภัย นั้น แท้จริงเป็นเรื่องที่ใกล้ตัวและเป็นส่วนหนึ่งในชีวิตประจำวันของทุกคน พนักงานควรปฏิบัติตามกฎระเบียบจนเป็นนิสัยทั้งที่บ้านและที่ทำงาน

(11) กฎหมาย

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการเคารพกฎหมายวัฒนธรรม และขนบธรรมเนียมประเพณีในทุกพื้นที่ที่เข้าไปดำเนินการ โดยกำหนดให้เป็นจริยธรรมทางธุรกิจของบริษัท เพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปอย่างถูกต้องและมีประสิทธิภาพ ซึ่งกรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานทุกคนต้องยึดถือปฏิบัติตามอย่างเคร่งครัด รวมถึงไม่ล่วงละเมิดทรัพย์สินทางปัญญาหรือลิขสิทธิ์ใดๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในการใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และการสื่อสารของบริษัท อีกทั้ง ปตท.สผ. ได้กำหนดจริยธรรมทางธุรกิจเกี่ยวกับการไม่คอร์รัปชัน โดยบุคลากรของ ปตท.สผ. ต้องไม่คอร์รัปชัน ไม่ให้ หรือรับสินบนรวมทั้งต้องทำความเข้าใจกับผู้ที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับจุดยืนของ ปตท.สผ. และต้องแจ้งให้บริษัททราบเมื่อพบเห็นการคอร์รัปชันด้วย นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้จัดให้มีหน่วยงานกลางในการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Compliance) ซึ่งได้แก่ สำนักเลขานุการบริษัท เพื่อสอบทานการปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องด้วย

(12) ขนบธรรมเนียมประเพณี

ในการเข้าไปดำเนินงานในท้องที่ต่างๆ ปตท.สผ. ยึดหลักปฏิบัติอันคำนึงถึงขนบธรรมเนียมและประเพณีของ

Act 3: SSHE cares, SSHE shares

This act is intended to convey care to PTTEP personnel by improving SSHE communication through various media, including websites, exhibitions, supporting campaigns, and other relevant activities.

Act 4: SSHE is a license to operate

Since our organization is an oil and gas organization, we cannot tolerate any mistakes because it may jeopardize the future prosperity of the organization. Hence, strengthening the SSHE MS is necessary.

Act 5: SSHE in mindset

SSHE is actually a part of daily life. All PTTEP personnel should have SSHE in their subconscious mind and act habitually both at work and home.

(11) Law

PTTEP respects the law, culture and custom at everywhere we operate our business and defines it a business ethics for business operation legally and effectively. Director, executives, and employees are required to abide by strictly and not to abuse any copyrights especially in information and communication technology. PTTEP also defines a business ethics on anti-corruption that the Company's personnel shall not corrupt nor receive a bribe and that they make clear to the related persons of the Company about the Company's standing point. It is required that any corruption encountered shall be raised to the Company. The Corporate Secretary Office is appointed a compliance unit to oversee the company's overall compliance with applicable laws.

(12) Local culture and tradition

When operating in different countries, PTTEP takes into account their local culture and practices and organizes training by experts, including representatives of the Ministry of Foreign Affairs or those from embassies on relevant subjects — including recommendations and information concerning local culture, what to do, and what to avoid for PTTEP employees assigned to work there.

(13) Human rights

The Company ensures that in all its operating areas, no illegal labor is used and that the human rights principles of the UN Global Compact are observed.

ท้องถิ่นนั้นๆ โดยได้จัดให้มีการอบรมจากวิทยากรผู้มีความรู้และประสบการณ์ รวมถึงผู้แทนจากกระทรวงการต่างประเทศหรือจากสถานทูตฯ เพื่อให้คำแนะนำเกี่ยวกับข้อมูลต่างๆ รวมถึงขนบธรรมเนียมประเพณี ข้อพึงระวังและข้อควรปฏิบัติของแต่ละท้องถิ่น แก่พนักงานที่จะไปทำงานในท้องถิ่นนั้นๆ เพื่อความเข้าใจและสามารถปฏิบัติตนได้อย่างถูกต้องเหมาะสม

(13) สิทธิมนุษยชน

ปตท.สผ. ดูแลให้การดำเนินงานในทุกพื้นที่ที่ปฏิบัติการตามกฎหมายแรงงานในประเทศที่ไปดำเนินธุรกิจ และปฏิบัติตามข้อตกลงตามหลักปฏิญญาสากลว่าด้วยสิทธิมนุษยชนขององค์การสหประชาชาติ (UN Global Compact) ซึ่งเรื่องสิทธิมนุษยชนเป็นหลักการหนึ่งที่ UN Global Compact ให้ความสำคัญด้วย

การส่งเสริมให้ผู้มีส่วนได้เสียได้มีส่วนร่วมกับการดำเนินธุรกิจของ ปตท.สผ.

ปตท.สผ. ส่งเสริมให้ผู้มีส่วนได้เสียได้มีโอกาสมีส่วนร่วมกับการดำเนินธุรกิจของ ปตท.สผ. โดยเปิดช่องทางให้ผู้ถือหุ้นและผู้มีส่วนได้เสียอื่นสามารถส่งข้อเสนอแนะในเรื่องต่างๆ หรือให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์เกี่ยวกับการดำเนินธุรกิจของ ปตท.สผ. และสิทธิของตนผ่านอีเมลล์ของกรรมการอิสระได้โดยตรง (independentdirector@pttep.com) โดยทุกๆ ข้อคิดเห็นจะได้รับ การกลั่นกรองเพื่อเสนอคณะกรรมการ ปตท.สผ. เพื่อให้มั่นใจได้ว่าสิทธิของผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่ายได้รับการดูแลและได้รับการปฏิบัติอย่างยุติธรรม

มาตรการในการแจ้งเบาะแส และกลไกคุ้มครองผู้แจ้งเบาะแส

ปตท.สผ. มีเป้าหมายสูงสุดให้การดำเนินธุรกิจของกลุ่ม ปตท.สผ. ประสบความสำเร็จโดยสร้างมูลค่าเพิ่มและความพึงพอใจให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียในระยะยาว คือ ปตท.สผ. “เติบโต รุ่งเรือง มั่นคง ยั่งยืน และสง่างาม” ด้วยเชื่อมั่นและยึดถือว่าการปฏิบัติตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจ จะทำให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าวได้ ปตท.สผ. จึงได้จัดให้มีช่องทางสำหรับพนักงานและบุคคลภายนอกในการรายงานหรือให้ข้อมูลเกี่ยวกับการกระทำผิดหรือการกระทำที่ฝ่าฝืนกฎหมาย ระเบียบการกำกับดูแลกิจการที่ดี จรรยาบรรณธุรกิจ นโยบาย ระเบียบปฏิบัติ ข้อกำหนด หรือกฎเกณฑ์ต่างๆ ของ ปตท.สผ. ผ่านทาง CG Hotline และเพื่อสร้างความมั่นใจให้กับพนักงานและบุคคลผู้แจ้งเรื่องร้องเรียน ว่าจะได้รับ ความคุ้มครองเมื่อรายงานหรือให้ข้อมูล ปตท.สผ. จึงได้กำหนดให้มีนโยบายการรับเรื่องร้องเรียนและการให้ความคุ้มครองผู้ร้องเรียนขึ้น เพื่อดูแลผู้แจ้งเรื่องร้องเรียนไม่ให้เกิดการกระทำที่ไม่เป็นธรรมหรือถูกกลั่นแกล้ง

Promotion of Stakeholders' Participation in the Company's business

It is PTTEP's policy to promote stakeholders' participation in the Company's business by giving shareholders and other stakeholders' opportunities to submit recommendations or useful information of assorted matters concerning either the Company's business or their individual rights by e-mailing directly to Independent Directors at independentdirector@pttep.com. All such input will be screened for submission to the Board to ensure that their rights are catered to and that they are fairly treated.

Measures concerning raising concerns and protection mechanism

It is PTTEP's ultimate business goal to generate long-term value and shareholders' satisfaction, as seen in its goals: "growth, prosperity, stability, sustainability and dignity". Convinced that GCG will lead to that goal, the Company instituted channels for employees and external parties to report or provide information concerning wrongdoing or violations of laws and rules, GCG, the Code of Business Conduct, policies, procedures, terms of reference, or regulations of PTTEP through the CG Hotline channels. And to foster confidence that such whistleblowers would not face persecution, PTTEP has instituted a policy for the acceptance of such complaints and protection of whistleblowers. This includes mitigation of trouble for whistleblowers if their reporting were done in goodwill, without any malice to PTTEP or any other party. PTTEP will treat such information with strict confidentiality; the complaints will be involved by concerned and assigned persons only, and the investigation policy is to be strictly followed. The findings will be reported to the Corporate Governance and the Board of Directors quarterly. The following CG Hotline channels are available:

- (3.1) Facsimile number: 0-2537-4949
- (3.2) E-mail address: cg hotline@pttep.com
- (3.3) CG Hotline Box located at its Offices
- (3.4) Direct submission or by mail to the Corporate Secretary Office.

In 2011, the Company received through CG Hotline three queries, all of which were replied, and one complaint, which was closed.

และมีการบรรเทาความเดือดร้อนให้แก่ผู้ร้องเรียน หากการรายงานนั้นเป็นไปด้วยความสุจริตใจ ไม่ได้มีวัตถุประสงค์ในการสร้างความเสียหายแก่ ปตท.สผ. หรือบุคคลใดๆ โดย ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการเก็บข้อมูลร้องเรียนเป็นความลับ ให้รับรู้เพียงเฉพาะในกลุ่มบุคคลที่ได้รับมอบหมายและเกี่ยวข้องด้วยเท่านั้น ซึ่งจะต้องดำเนินการตรวจสอบตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในนโยบายฯ และรายงานต่อคณะกรรมการบรรษัทภิบาลและคณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบทุกไตรมาส โดยมีช่องทางในการรับเรื่องผ่าน CG Hotline ของ ปตท.สผ. ดังนี้

(3.1) โทรศัพท์ หมายเลข 0-2537-4949

(3.2) E-mail ที่ cghotline@pttep.com

(3.3) กล่อง CG Hotline Box ที่อาคารสำนักงานของ ปตท.สผ. (เปิดเดือนละครั้ง)

(3.4) ยื่นเรื่องโดยตรงหรือทางไปรษณีย์ที่สำนักงานเลขานุการบริษัท

ในปี 2554 CG Hotline ได้รับเรื่องร้องเรียน 1 เรื่อง และดำเนินการเสร็จสิ้นแล้ว โดยได้รับเรื่องสอบถามจำนวน 3 เรื่อง ซึ่งได้ตอบแก่ผู้สอบถามแล้วทุกเรื่อง

การเปิดเผยข้อมูลและความโปร่งใส

การเปิดเผยสารสนเทศเป็นหนึ่งในหลักการที่มีความสำคัญต่อการกำกับดูแลกิจการที่ดี ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับข้อมูลข่าวสารที่ต้องแจ้งแก่ตลาดหลักทรัพย์ฯ และผู้ถือหุ้น ทั้งในด้านของความถูกต้อง ความเพียงพอ ความรวดเร็ว และความเท่าเทียมกันของการให้ข้อมูลแก่ทุกกลุ่ม ซึ่งการจัดเตรียมข้อมูลดังกล่าวเป็นไปตามที่กำหนดไว้ในจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. โดยมีหน่วยงานนักลงทุนสัมพันธ์ (Investor Relations : IR) และฝ่ายสื่อสารและบริหารภาพลักษณ์องค์กร คอยดูแลให้ข้อมูลและตอบข้อซักถาม ซึ่ง ปตท.สผ. มีขั้นตอนที่ชัดเจนในการเปิดเผยข้อมูลต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ

สารสนเทศที่สำคัญของ ปตท.สผ. ประกอบด้วย ข้อมูลทางการเงินและข้อมูลที่ไม่ใช่ทางการเงิน ในปี 2554 การเปิดเผยข้อมูลทางการเงินโดยเฉพาะในส่วนของการเงินนั้น ได้ผ่านการสอบถาม/ตรวจสอบจากผู้สอบบัญชีว่าถูกต้องตามที่ควรในสาระสำคัญตามหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไป และผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจสอบ/คณะกรรมการ ปตท.สผ. ก่อนเปิดเผยแก่ผู้ถือหุ้น โดยคณะกรรมการ ปตท.สผ. รายงานความรับผิดชอบต่อรายงานทางการเงินในรายงานประจำปีด้วย นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้เปิดเผยงบการเงินรายไตรมาสฉบับก่อนสอบทาน และงบการเงินประจำปีฉบับก่อนตรวจสอบเพิ่มเติมจากข้อกำหนดของตลาดหลักทรัพย์ฯ เพื่อส่งเสริมให้ผู้ถือหุ้นและนักลงทุนได้รับข้อมูลทางการเงินที่รวดเร็วยิ่งขึ้น ซึ่งข้อมูลก่อนและหลังการสอบทาน/ตรวจสอบไม่มีผลแตกต่างที่มี

Information Disclosure and Transparency

Disclosure of information represents a vital principle for GCG. PTTEP values the information that needs to be forwarded to SET and shareholders, particularly its accuracy, adequacy, timeliness, and equal access by all recipients. Such information preparation follows the Business Ethics. The Investor Relations and the Corporate Communication and Reputation Management Department address inquiries from institutional investors, minor shareholders, analysts, and those interested in monitoring PTTEP data. The Company has a clear procedure for information disclosure to SET under ordinary and urgent circumstances.

PTTEP's material information includes both financial and non-financial information. In 2011, disclosure of financial information, especially the financial statements, was reviewed and audited by auditors in its essence according to generally accepted accounting principles (GAPP), and was endorsed and approved by the Audit Committee and the Board before its release to the shareholders. The Board of Directors also reports their financial responsibilities in the annual report. Moreover, PTTEP discloses unreviewed quarterly financial statements and unaudited annual financial statements, which exceed SET regulations, so that shareholders and investors can receive financial information more rapidly. Such information and the reviewed and audited statements do not contain any significant difference. PTTEP also follows SET and SEC regulations in releasing non-financial information, which include connected transactions, management discussion and analysis, and risk management. The Good Corporate Governance report is also included in the annual report and the 56-1 Form.

Information disclosed to the public, shareholders and investors, is posted on the Company's website in both Thai and English. Such information involves all information disclosed through SET, which is immediately posted on the Company's website, annual reports, the 56-1 Form, invitations to shareholders' meetings, minutes of shareholders' meetings, information used for roadshows, quarterly results presented to analysts, audio and video information presented through webcast, news releases, and SSHE reports, which are incorporated into the annual

สารสำคัญแต่อย่างใด สำหรับการเปิดเผยข้อมูลที่ไม่ใช่ทางการเงินนั้น ปตท.สผ. ได้เปิดเผยข้อมูลตามเกณฑ์ที่ตลาดหลักทรัพย์ฯ และ ก.ล.ต. กำหนด ซึ่งรวมถึงรายการระหว่างกัน บทวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการและการบริหารความเสี่ยง นอกจากนี้ยังมีการรายงานการกำกับดูแลกิจการที่ดีไว้ในรายงานประจำปี และแบบ 56-1 ด้วย

ข้อมูลต่างๆ ของ ปตท.สผ. ที่ได้เปิดเผยแก่สาธารณชน รวมถึงผู้ถือหุ้นและนักลงทุนแล้วจะเผยแพร่ไว้ในเว็บไซต์ของ ปตท.สผ. ทั้งภาษาไทยและภาษาอังกฤษ เช่น ข้อมูลทั้งหมดที่ได้เปิดเผยผ่านทางระบบของตลาดหลักทรัพย์ฯ จะถูกนำขึ้นเว็บไซต์ของ ปตท.สผ. ทันที รายงานประจำปี แบบ 56-1 หนังสือเชิญประชุมผู้ถือหุ้น และรายงานการประชุมผู้ถือหุ้น ข้อมูลที่ใช้ในการเดินทางไปพบผู้ถือหุ้นและนักลงทุน (Roadshow) ผลการดำเนินงานที่นำเสนอต่อนักวิเคราะห์รายไตรมาส รวมทั้งเผยแพร่ภาพและเสียงผ่านทางเว็บไซต์ (Webcast) ข่าวประชาสัมพันธ์ รายงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ซึ่งรวมไว้ในรายงานการพัฒนาอย่างยั่งยืนประจำปี เป็นต้น นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการปรับปรุงหน้าเว็บไซต์อย่างสม่ำเสมอเพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถรับข้อมูลข่าวสารได้ทันต่อเหตุการณ์ เข้าถึงข้อมูลได้โดยสะดวกและได้รับประโยชน์มากที่สุด ในรอบปี 2554 ปตท.สผ. ได้เปิดเผยข้อมูลผ่านทางระบบของตลาดหลักทรัพย์ฯ จำนวน 47 เรื่อง และยังได้จัดกิจกรรมเพื่อพบและให้ข้อมูลกับนักวิเคราะห์ในโอกาสต่างๆ ประกอบด้วย การประชุมนักวิเคราะห์ (Analyst meeting) จำนวน 3 ครั้ง การเดินทางไปพบผู้ถือหุ้นและนักลงทุน (Roadshow) จำนวน 12 ครั้ง จัดให้นักวิเคราะห์หลักทรัพย์เข้าชมพื้นที่ดำเนินงานของ ปตท.สผ. รวมถึงร่วมกันทำกิจกรรมด้านความรับผิดชอบต่อสังคมจำนวน 2 ครั้ง และการพบเพื่อให้ข้อมูล (Company Visit) อย่างสม่ำเสมอ เป็นต้น

นอกจากนี้ยังจัดให้ผู้ถือหุ้นได้ไปเยี่ยมชมพื้นที่ดำเนินงาน เช่น แหล่งน้ำมันสิริกิต์ จังหวัดกำแพงเพชร โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างความมั่นใจและความเข้าใจจากการได้เห็นการดำเนินงานจริงของ ปตท.สผ. ทั้งนี้ ในงานประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2554 ได้จัดให้มีนักลงทุนสัมพันธ์ให้ข้อมูลและตอบข้อซักถามแก่ผู้ถือหุ้นที่มีข้อสงสัยเกี่ยวกับ ปตท.สผ. ซึ่งถือเป็นการเพิ่มช่องทางในการเปิดเผยข้อมูลของ ปตท.สผ. แก่ผู้ถือหุ้นอีกด้วย

ปตท.สผ. กำหนดให้กรรมการ ผู้บริหารตั้งแต่รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ขึ้นไป ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่สายงานบัญชี ผู้จัดการอาวุโสฝ่ายบัญชีกลาง และผู้จัดการอาวุโสฝ่ายการเงิน รายงานการมีส่วนได้เสียทั้งของตนเองและบุคคลที่มีความเกี่ยวข้องโดยไม่ชักช้าเมื่อเกิดกรณีดังกล่าว โดยเลขานุการบริษัท จะจัดส่งรายงานการมีส่วนได้เสียดังกล่าวให้ประธานกรรมการ และประธานกรรมการตรวจสอบทราบภายใน 7 วันทำการนับแต่วันที่ ปตท.สผ. ได้รับรายงานตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการ

sustainability report. PTTEP regularly updates its website to keep viewers informed and provide them with easy access to information for their highest benefit. In 2011, PTTEP disclosed 47 pieces of information through SET and organized activities to meet with analysts on various occasions, consisting of three analyst meetings, twelve roadshow sessions, two site visits and CSR activities by stock analysts, and regular company visits.

PTTEP also arranges for shareholders' visit to operating areas, such as Sirikit Oil Field in Kamphaeng Phet province, to build confidence and understanding of its operation and business. In the 2011 AGM, Investor Relations officers were stationed as part of PTTEP team to provide information and answer questions to shareholders, thus providing more access to information.

Directors, executives from executive vice president upward, Senior Vice President, Accounting Division, Vice President, Corporate Accounting and Vice President, Finance are required to report vested interests with the Company, held by themselves and connected persons, without delay. The Corporate Secretary is responsible for reporting such stakes to the Chairman and the Chairman of the Audit Committee for examination within seven days after receiving the report. The practice is in line with Securities and Exchange Act (No. 4) B.E. 2551 and a Capital Market Supervisory Board notification.

PTTEP also discloses the roles and responsibilities of the Board and all standing sub-committees, including the attendance of each Director under the topic of Management Structure; reports of the Chairman of each sub-committee; and the policy of Directors and Executive Management remuneration under the Responsibility of the Board on Remuneration.

PTTEP constantly values the accuracy, completeness, timeliness, and transparency of information disclosure and is committed to keeping up this practice.

Investor Relations (IR)

Investor Relations is responsible for communicating information that accurately shows PTTEP's real value to stock analysts, shareholders, and investors in general under the rules of SET, and for fostering confidence on the part of analysts and investors as well as a positive image

ปตท.สผ. กำหนด ซึ่งสอดคล้องกับพระราชบัญญัติหลักทรัพย์ และตลาดหลักทรัพย์ (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2551 และประกาศ คณะกรรมการกำกับตลาดทุน

ปตท.สผ. ได้เปิดเผยบทบาทและหน้าที่ของคณะกรรมการ และคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และจำนวนครั้งที่กรรมการแต่ละคน เข้าร่วมการประชุมไว้ภายใต้หัวข้อการจัดการ รายงานของ คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และเปิดเผยนโยบายการจ่ายค่าตอบแทนกรรมการและผู้บริหารระดับสูงไว้ภายใต้หัวข้อความรับผิดชอบต่อคณะกรรมการคำตอบแทนด้วย

ปตท.สผ. ตระหนักถึงความสำคัญของการเปิดเผยข้อมูล ที่ถูกต้อง ครบถ้วน ทันเวลา และโปร่งใส ซึ่งเป็นส่วนสำคัญของการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจมาโดยตลอด และมีความมุ่งมั่นที่จะทุ่มเทในการดำเนินการอย่างดีที่สุด

นักลงทุนสัมพันธ์

นักลงทุนสัมพันธ์รับผิดชอบในการสื่อสารข้อมูลข่าวสารที่สะท้อนมูลค่าที่แท้จริงของ ปตท.สผ. ให้แก่ นักวิเคราะห์ ผู้ถือหุ้น และผู้ลงทุนทั่วไป ตามระเบียบข้อบังคับของตลาดหลักทรัพย์ฯ และ ก.ล.ต. รับผิดชอบต่อในการสร้างความเชื่อมั่นให้กับ นักวิเคราะห์และผู้ลงทุน รวมถึงเสริมสร้างภาพลักษณ์และทัศนคติที่ดีต่อนักลงทุนโดยการประสานงานและให้คำปรึกษาเกี่ยวกับงานนักลงทุนสัมพันธ์แก่ผู้บริหารของ ปตท.สผ. ซึ่งนักลงทุนหรือผู้สนใจสามารถติดต่อสอบถามข้อมูลข่าวสารของ ปตท.สผ. เช่น ข้อมูลงบการเงิน รายงานประจำปี และข่าวแจ้งตลาดหลักทรัพย์ฯ หรือ ก.ล.ต. ฯลฯ ได้ 3 วิธี ดังนี้

- (1) ทางโทรศัพท์ : 0-2537-4675, 0-2537-4611 และ 0-2537-7555
- (2) ทาง E-mail : ir@pttep.com
- (3) ทางโทรสาร : 0-2537-4467

ความรับผิดชอบต่อคณะกรรมการ

คณะกรรมการเป็นผู้มีบทบาทสำคัญในการกำหนดวิสัยทัศน์ การกิจ แผนกลยุทธ์ แผนงานและงบประมาณร่วมกับฝ่ายจัดการเป็นประจำทุกปี คณะกรรมการปฏิบัติหน้าที่ด้วยความระมัดระวัง และซื่อสัตย์ สอดคล้องกับกฎหมาย ข้อบังคับของบริษัท และการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. นอกจากนี้คณะกรรมการยังติดตามให้มีการรายงานผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ในทุกๆ ด้านในที่ประชุมคณะกรรมการทุกเดือน ทั้งด้านผลการดำเนินงาน การเงิน การปฏิบัติตามกฎระเบียบและนโยบาย เป็นต้น เพื่อให้การดำเนินงานของ ปตท.สผ. มีประสิทธิภาพและจริยธรรม

and attitude in investors through coordination and consultation with PTTEP's management. Investors and interested parties can contact this unit for information on PTTEP, including financial statements, annual report, and notifications to SET, SEC, etc. To contact the IR unit, three means are possible:

- (1) Telephone number: 0-2537-4675, 0-2537-4611, and 0-2537-7555
- (2) E-mail address: ir@pttep.com
- (3) Facsimile number: 0-2537-4467

Responsibilities of the Board of Directors

Each year, the Board of Directors plays a key role in developing the vision, mission, strategies, work plans, and budgets together with the Management. Directors must perform their duties cautiously and honestly in line with laws, Company regulations, Good Corporate Governance, and the Business Ethics. Directors also monitors that the reporting of operating results in all aspects, be it business results, financial results, and compliance with regulations and policies, be included in their monthly meetings to reinforce PTTEP's efficiency and business ethics.

Structure

(1) Components

The Board comprises 15 members, considered suitable size compared with this business. The Board members are categorized as non-executive director and executive director, or as independent directors with the number not less than half of the existing Board composition. There must also be at least three Directors from the private sector. As of January 1, 2012, there are altogether 15 directors comprising

- 14 Non-executive directors (93.34 percent of the Board)
- 1 executive director who is the President and Chief Executive Director
- 12 independent directors (90 percent of the Board)
- 3 directors from private sector

Only one major shareholder prevails at PTTEP, with minor shareholders so widely distributed that they cannot form a statistically significant group. Also, since the

โครงสร้างของคณะกรรมการ

(1) องค์ประกอบของคณะกรรมการ

คณะกรรมการ ปตท.สผ. ประกอบด้วยผู้ทรงคุณวุฒิที่มีความเชี่ยวชาญที่เป็นประโยชน์ต่อบริษัท โดยคณะกรรมการมีจำนวน 15 คน ซึ่งเป็นจำนวนที่เหมาะสมกับขนาดของกิจการ แบ่งเป็นกรรมการที่ไม่เป็นผู้บริหารและกรรมการที่เป็นผู้บริหารหรือเป็นกรรมการอิสระจำนวนไม่น้อยกว่ากึ่งหนึ่งของจำนวนกรรมการที่มีอยู่ และต้องมีกรรมการที่เป็นบุคคลภายนอกจากภาคธุรกิจเอกชนอย่างน้อย 3 คน โดย ณ วันที่ 1 มกราคม 2555 คณะกรรมการมีจำนวน 15 คน ประกอบด้วย

- กรรมการที่ไม่เป็นผู้บริหาร 14 คน (ร้อยละ 93.34 ของกรรมการทั้งหมด)
- กรรมการที่เป็นผู้บริหาร 1 คน คือ ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่
- กรรมการอิสระ 12 คน (ร้อยละ 80 ของกรรมการทั้งหมด)
- กรรมการที่เป็นบุคคลภายนอกจากภาคธุรกิจเอกชน 3 คน

ปตท.สผ. มีผู้ถือหุ้นรายใหญ่เพียงกลุ่มเดียว คือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และผู้ถือหุ้นส่วนน้อยมีการกระจายตัวมาก ไม่ถือว่าเป็นกลุ่มอื่นๆ อีก ดังนั้นองค์ประกอบและสัดส่วนของคณะกรรมการดังกล่าวมีความเหมาะสมสำหรับการถ่วงดุลในคณะกรรมการเพื่อประโยชน์สูงสุดของผู้ถือหุ้นโดยรวมแล้ว

ทั้งนี้ รายชื่อ ประวัติ คุณวุฒิ ประสบการณ์ และการถือหุ้นของกรรมการที่ไม่เป็นผู้บริหาร กรรมการที่เป็นผู้บริหาร กรรมการอิสระ กรรมการจากภาคเอกชน รวมถึงกรรมการที่มาจาก ปตท. ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของ ปตท.สผ. จะเปิดเผยในหัวข้อ คณะกรรมการในรายงานประจำปี และเว็บไซต์ของบริษัทด้วย

(2) คุณสมบัติของกรรมการ ปตท.สผ.

(i) มีคุณสมบัติสอดคล้องตามกฎหมายบริษัทมหาชน กฎหมายหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ กฎของคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ กฎของคณะกรรมการกำกับตลาดทุน กฎของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง

(ii) ควรมีความเชี่ยวชาญที่หลากหลายและสมดุล (Skill Mix) ในด้าน Industry Knowledge, Accounting & Finance, Business Judgment, Management Skill, International Markets, Business Strategy, Crisis Management, Corporate Governance และ Legal

(iii) สามารถอุทิศตนและเวลาเพื่อปฏิบัติหน้าที่และความรับผิดชอบได้อย่างเต็มที่ โดยจำนวนบริษัทจดทะเบียนที่กรรมการไปดำรงตำแหน่งกรรมการหรือผู้บริหารไม่ควรเกิน 5 บริษัท และเมื่อกรรมการขาดประชุมเกิน 3 ครั้งติดต่อกันโดยไม่มีเหตุผลอันสมควร ถือว่าขาดคุณสมบัติกรรมการด้วย

(iv) มีอายุไม่เกิน 70 ปีบริบูรณ์

current non-Independent Directors and those who do not represent the major shareholder are diverse in professional qualifications or organizations, the current Board of Directors, accordingly, can safeguard the interests of all shareholders as a whole.

Name, bibliography, qualification, experience and shareholding of all directors are disclosed in the subject of the Board of Directors in the annual report and the company's website.

(2) Qualifications of PTTEP Directors

(i) Qualifications complied with the Public Company Act, Security and Exchange Law, Rules of the Security and Exchange Commission, the Capital Market Supervisory Board, the Stock Exchange of Thailand and relevant Cabinet Resolution.

(ii) Diverse skill mix, among them: industry knowledge, accounting & finance, business judgment, management skills, international markets, business strategy, crisis management, corporate governance, and legal.

(iii) Directors can contribute fully for the company and shall not serve as director or executive at more than 5 listed companies. Any director who is absent from the Board of Directors' meeting more than 3 consecutive times without due reason is regarded as disqualify for directorship.

(iv) Age not over 70 years

(3) Terms of Directorship and Number of Companies Where Directors Can Serve

The Company has a set of criteria that one-third of the Directors, the total number of which must not exceed 15, must relinquish their directorship after the completion of the three-year term. Moreover, starting from 2006, each Director is not allowed to serve for more than three consecutive terms. This gives the Company opportunities to select suitable persons for its maximum benefit. An exception is made only for experts in particular areas, based on the Company's consideration. Another key criterion for considering the qualifications of candidates is the number of listed companies where the person is serving as a director or an executive, which should not exceed five. One PTTEP Director is holding a directorship at more than five listed companies, but this has not

(3) การกำหนดวาระการดำรงตำแหน่งของกรรมการและจำนวนบริษัทที่กรรมการแต่ละคนไปดำรงตำแหน่ง

ปตท.สผ. กำหนดให้กรรมการออกจากตำแหน่งตามวาระหนึ่งในสามในการประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี ซึ่งตามข้อบังคับบริษัทกำหนดให้มีไม่เกิน 15 คน ทำให้กรรมการมีวาระการดำรงตำแหน่งคราวละ 3 ปี และคณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้กำหนดวาระการดำรงตำแหน่งของกรรมการไม่เกิน 3 วาระติดต่อกัน (เริ่มนับตั้งแต่ปี 2549) เพื่อให้ ปตท.สผ. มีโอกาสเลือกใช้กรรมการที่มีคุณสมบัติต่างๆ ได้เต็มที่ตามความเหมาะสมและเพื่อประโยชน์สูงสุดของ ปตท.สผ. ยกเว้นในกรณีที่ ปตท.สผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าเป็นผู้มีความชำนาญเฉพาะด้านที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินงานของ ปตท.สผ. นอกจากนี้ ได้กำหนดส่วนประกอบสำคัญในการพิจารณาคุณสมบัติ คือ จำนวนบริษัทจดทะเบียนอื่นที่ดำรงตำแหน่งกรรมการหรือผู้บริหารอยู่ ไม่ควรเกิน 5 บริษัท โดยข้อมูลการดำรงตำแหน่งกรรมการที่บริษัทอื่นของกรรมการแต่ละคนจะเปิดเผยในหัวข้อคณะกรรมการในรายงานประจำปีด้วย ทั้งนี้ ปัจจุบันไม่มีกรรมการคนใดที่ดำรงตำแหน่งกรรมการหรือผู้บริหารในบริษัทจดทะเบียนเกิน 5 บริษัท สำหรับวาระการดำรงตำแหน่งของกรรมการเฉพาะเรื่อง ได้แก่ คณะกรรมการตรวจสอบ คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน คณะกรรมการสรรหา คณะกรรมการบรรษัทภิบาล และคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง มีวาระการดำรงตำแหน่งคราวละ 3 ปี

(4) การกำหนดคุณสมบัติของกรรมการอิสระ

รายละเอียดแสดงบนหน้า 153

(5) นโยบายและวิธีปฏิบัติในการไปดำรงตำแหน่งกรรมการบริษัทอื่นของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ และผู้บริหาร

ปตท.สผ. ตระหนักถึงคุณค่าของประสบการณ์ที่ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ และผู้บริหารจะได้รับจากการเป็นกรรมการที่หน่วยงานอื่น อย่างไรก็ตามเพื่อให้มีเวลาในการทำงานให้กับ ปตท.สผ. ได้อย่างเต็มที่ จึงกำหนดไว้ในการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมธุรกิจของ ปตท.สผ. ให้ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ และผู้บริหารสามารถรับตำแหน่งกรรมการที่บริษัทอื่น หรือองค์กรอื่น (ซึ่งมิใช่ธุรกิจของตนหรือครอบครัว) ได้ตามความจำเป็น และไม่ทำให้เสียการงานของ ปตท.สผ. โดยต้องได้รับอนุมัติจากผู้มีอำนาจอนุมัติก่อน และต้องไม่นำเอา ปตท.สผ. หรือตำแหน่งของตนใน ปตท.สผ. ไปพัวพันกับกิจการนั้นๆ โดยผู้บริหารที่ ปตท.สผ. มอบหมายให้ไปเป็นกรรมการในองค์กรหรือคณะใดๆ ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมหรือที่เกี่ยวข้องโดยตรง ผลตอบแทนที่ได้รับให้เป็นของ ปตท.สผ. หากได้รับมอบหมายให้ไปปฏิบัติงานแทน ปตท.สผ. ในกรณีอื่น ให้ผู้บริหารสามารถรับค่าตอบแทนจากการนั้นได้ ทั้งนี้ ข้อมูลการดำรงตำแหน่ง

affected his performance. He has dedicated his time for the Company and has always been present at meetings with valuable suggestions and recommendations made for the Company. PTTEP keeps shareholders informed of meeting attendance records so that shareholders may consider replacements for those who complete their terms. Information regarding directorship holding in other companies is reported in the 56-1 Form and the annual report. At present, no director resumes position of director or management in more than 5 listed companies. The term of the Standing Subcommittees, namely the Audit Committee, the Remuneration Committee, the Nominating Committee, the Corporate Governance Committee and the Risk Management Committee is three-year.

(4) Definition of Independent Director Qualifications

This has been detailed on page 153.

(5) Policy and Procedures for Serving as Other Companies' Directors of the President and Chief Executive Officer (CEO) and Management

PTTEP values the experience to be acquired by the President and CEO and other Management members through their director service in other organizations. However, to allow them to devote their time to its business, the Company requires that the President and CEO and members of the Management may serve as directors of other business entities (apart from self-owned or family businesses) only as necessary and as long as such positions do not compromise the business interests of PTTEP. In any case, prior approval is needed from an authorized person, and the name PTTEP or their positions in PTTEP cannot be used in any way to involve any other company's business. Nevertheless, any PTTEP management or employee assigned to serve as a director, a management committee member, or a secretary in an organization or party involved in the exploration and production business, or a business directly related to it, must return to PTTEP any compensation given to him or her from such capacity. In other cases, he or she can keep the compensation. This information will be disclosed in the subject of the Board in the annual report). At present, no management resumes position of director or management in more than 5 listed companies.

กรรมการที่บริษัทอื่นของผู้บริหารแต่ละคนจะเปิดเผยในหัวข้อผู้บริหารในรายงานประจำปี และปัจจุบันไม่มีผู้บริหารคนใดที่ดำรงตำแหน่งกรรมการหรือผู้บริหารในบริษัทจดทะเบียนเกิน 5 บริษัท

(6) การแยกตำแหน่งประธานกรรมการและประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ รวมทั้งการกำหนดอำนาจหน้าที่

ประธานกรรมการกับประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่เลือกตั้งจากกรรมการ ซึ่งเป็นคนละบุคคลกันเสมอ และประธานกรรมการไม่ได้ร่วมในการบริหารงานปกติประจำวัน โดยเป็นการแบ่งแยกหน้าที่ด้านนโยบายการติดตามประเมินผล และการบริหารงานปกติประจำวันออกจากกัน ประธานกรรมการมีภาวะผู้นำและบทบาทหลักในการกำกับดูแลให้การทำหน้าที่ของคณะกรรมการมีประสิทธิภาพและเป็นอิสระจากฝ่ายจัดการ กำหนดระเบียบวาระการประชุมตามหน้าที่ความรับผิดชอบของคณะกรรมการบริษัทร่วมกับประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ ทำหน้าที่ประธานในที่ประชุมคณะกรรมการและผู้ถือหุ้นอย่างมีประสิทธิภาพ และดูแลให้กรรมการยึดถือปฏิบัติตามการกำกับดูแลกิจการที่ดี รวมถึงจรรยาบรรณธุรกิจ ในขณะที่ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่รับผิดชอบการบริหารจัดการบริษัทภายใต้กรอบอำนาจที่ได้รับมอบหมายจากคณะกรรมการ นอกจากนี้ ประธานกรรมการไม่ดำรงตำแหน่งใดๆ ในคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง เพื่อให้มีความชัดเจนในการแบ่งแยกหน้าที่และการปฏิบัติงานด้วย

(7) ความเป็นอิสระของประธานกรรมการ

ปตท.สผ. กำหนดให้ความเป็นอิสระเป็นปัจจัยที่สำคัญอันดับแรกในการเลือกตั้งประธานกรรมการ หากไม่มีผู้ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมดังกล่าวให้พิจารณาจากกรรมการคนอื่นๆ ซึ่งประธานกรรมการได้ปฏิบัติหน้าที่การเป็นประธานได้อย่างเป็นอิสระดีมาก และ ปตท.สผ. ได้กำหนดให้มีการประเมินผลการปฏิบัติหน้าที่ของประธานกรรมการโดยคณะกรรมการทั้งคณะด้วย เพื่อเป็นแนวทางการในการปรับปรุงการทำงานรวมทั้งเพื่อเป็นการตรวจสอบการทำหน้าที่ของประธานกรรมการโดยนำผลคะแนนที่ได้จากการประเมินเปิดเผยไว้ในแบบ 56-1 และรายงานประจำปีด้วย

นอกจากความเป็นอิสระของประธานกรรมการแล้ว กรรมการทุกคนมีความเป็นอิสระในการแสดงความคิดเห็นต่อการดำเนินงานของบริษัททั้งในการประชุมคณะกรรมการ คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และการปฏิบัติงานในเวลาอื่นๆ ด้วย เพื่อกำกับดูแลให้การดำเนินการของฝ่ายจัดการเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ถูกต้อง โปร่งใส และเป็นประโยชน์ต่อผู้ถือหุ้นโดยรวม

(6) Segregation of the Chairman and the CEO and their authority and duties

The Chairman of the Board and the President and CEO are two separate persons, both elected from Directors. The Chairman stays away from day-to-day management, as there is a clear separation between policy-making, monitoring and assessment, and management execution. The Chairman's leadership plays a key role in ensuring the Board's efficiency and independence of the Management, deciding agenda items under the Board's responsibility along with the President and CEO, and efficiently chairing Board and shareholders' meetings. This is done by encouraging all Directors to actively take part in such meetings, including raising critical questions, consulting, guiding, supervising, and regularly supporting the operation of the Management through the President and CEO. At the same time, the Board refrains from interference in routine tasks or business activities of the Management. The Chairman also ensures that the Directors observe PTTEP GCG. Whereas the President and CEO takes full responsibility of Company management execution under the authority framework assigned by the Board in line with PTTEP's rules. Moreover, to distinguish his roles and responsibilities, the Chairman must not hold any position in any committee.

(7) Independence of Chairman

PTTEP has determined that, in the election of the Chairman, independence will be the foremost factor for deliberation. Unless there is a greater necessity, other Directors are to be considered. Nevertheless, PTTEP's Chairmen have consistently performed their duties independently. Moreover, PTTEP has instituted the Chairman's performance evaluation by the entire Board to gain feedback as guidelines for improving and auditing his performance. The appraisal outcome has been disclosed in the 56-1 Form and the annual report.

Apart from the Chairman, all other Directors always express their free views about the Company business in Board meetings and committee meetings, as well as in their other work performances. This is to ensure that the business administration is efficient, proper, transparent, and beneficial to shareholders at large.

(8) เลขานุการบริษัท

รายละเอียดแสดงบนหน้า 157

คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง

คณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้แต่งตั้งกรรมการที่มีความรู้ความชำนาญที่เหมาะสมเป็นคณะกรรมการเฉพาะเรื่องในด้านต่างๆ ตามที่ข้อบังคับของ ปตท.สผ. กำหนดไว้ เพื่อช่วยศึกษาและกลั่นกรองรายละเอียดของงานในขอบข่ายที่คณะกรรมการเฉพาะเรื่องแต่ละคณะรับผิดชอบ และได้กำหนดคุณสมบัติวาระการดำรงตำแหน่ง และขอบเขตหน้าที่ความรับผิดชอบของคณะกรรมการเฉพาะเรื่องไว้อย่างชัดเจนในระเบียบของคณะกรรมการเฉพาะเรื่องแต่ละคณะ โดยมีสมาชิกส่วนใหญ่ประกอบด้วยกรรมการอิสระซึ่งประธานกรรมการจะไม่เป็นประธานหรือสมาชิกของคณะกรรมการเฉพาะเรื่องทุกคณะ อีกทั้งยังกำหนดให้กรรมการอิสระเป็นประธานของแต่ละคณะด้วย ยกเว้นคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง คณะกรรมการเฉพาะเรื่องจะรายงานผลการประชุมของแต่ละครั้งต่อที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. เพื่อทราบอย่างสม่ำเสมอ และรายงานการทำงานที่ในรอบปีผ่านมาต่อผู้ถือหุ้นในแบบ 56-1 และรายงานประจำปีเป็นประจำทุกปี

ปัจจุบัน ปตท.สผ. มีคณะกรรมการเฉพาะเรื่องจำนวน 5 คณะ ประกอบด้วย (1) คณะกรรมการบรรษัทภิบาล (2) คณะกรรมการตรวจสอบ (3) คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน (4) คณะกรรมการสรรหา และ (5) คณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ซึ่งมีรายละเอียดเกี่ยวกับรายชื่อกรรมการหน้าที่ความรับผิดชอบ จำนวนครั้งการประชุม และจำนวนครั้งที่กรรมการแต่ละคนเข้าประชุม รวมทั้งรายงานการทำงานที่ของคณะกรรมการเฉพาะเรื่องทุกคณะและรายงานของคณะกรรมการเฉพาะเรื่องในหัวข้อโครงสร้างการจัดการ

บทบาท หน้าที่ และความรับผิดชอบของคณะกรรมการ**(1) นโยบายการกำกับดูแลกิจการ**

คณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้กำหนดให้มีนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. อย่างเป็นลายลักษณ์อักษร ตั้งแต่ปี 2544 และให้มีการทบทวนเป็นประจำทุกปี โดยฉบับล่าสุดเป็นฉบับที่ 6 ซึ่งสอดคล้องกับหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีสำหรับบริษัทจดทะเบียนปี 2549 ของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย และหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีขององค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (The Organization for Economic Cooperation and Development : OECD) และเทียบเคียงได้กับบริษัที่น่ามันชั้นนำนานาชาติ รวมทั้งข้อเสนอแนะของสถาบันต่างๆ ซึ่งเนื้อหาครอบคลุมเรื่อง สิทธิของผู้ถือหุ้น การปฏิบัติต่อผู้ถือหุ้นอย่างเท่าเทียมกัน บทบาทของผู้มี

(8) Corporate Secretary

This is detailed on page 157.

The Standing Sub-committees

The Board has appointed standing sub-committees (or simply ‘sub-committees’), consisting of qualified Directors, to handle specific tasks for the Board as defined by the scope of each sub-committee. Their qualifications, terms, and scopes of responsibility have been defined in their respective charters. A majority of their members are Independent Directors, and so is the Chairman of each sub-committee, with the exception of the Risk Management Committee. The Chairman of the Board does not belong to any sub-committee. The sub-committees regularly report their findings to the Board and each year report their performance to the shareholders in the 56-1 Form and the annual report.

PTTEP constitutes five sub-committees, namely the Audit Committee, Remuneration Committee, Nominating Committee, Corporate Governance Committee (CGC), and Risk Management Committee. Their names, responsibilities, number of meetings, individual attendances, and reports appear under the topic of Management Structure.

Roles and Responsibilities of the Board**(1) Corporate Governance Policy**

Since 2001, the Board has defined a policy on GCG and made it a written rule. The policy is revised every year, and the current revision is the sixth one in line with GCG Principles for Listed Companies in the Stock Exchange of Thailand of 2006 and those of The Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD). Besides, the policy is comparable with that of leading international oil companies and suggestions from various institutes. The essence of GCG principles involves the rights of shareholders, the equitable treatment of shareholders, roles of stakeholders, disclosure and transparency and responsibilities of the Board, which supports efficient management with business ethics by observing the six following principles:

- (i) Accountability
- (ii) Responsibility

ส่วนได้เสีย การเปิดเผยข้อมูลและความโปร่งใส และความรับผิดชอบต่อคณะกรรมการ เพื่อให้ในการบริหารจัดการอย่างมีประสิทธิภาพและจริยธรรม โดยยึดถือปฏิบัติตามหลักการ 6 ประการ ได้แก่

- (i) ความรับผิดชอบต่อการตัดสินใจและการกระทำของตนเอง และสามารถชี้แจงและอธิบายได้ (Accountability)
- (ii) ความรับผิดชอบต่อปฏิบัติหน้าที่ (Responsibility)
- (iii) ความยุติธรรมและซื่อสัตย์ (Fairness and Integrity)
- (iv) การดำเนินงานที่โปร่งใส (Transparency)
- (v) การสร้างคุณค่าระยะยาวแก่ผู้มีส่วนได้เสีย (Creation of Long Term Value to All Stakeholders)
- (vi) การส่งเสริมการปฏิบัติที่เป็นเลิศ (Promotion of Best Practice)

ปตท.สผ. ได้แจกจ่ายหนังสือการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. ให้แก่กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานทุกคน เพื่อให้อ้างอิงและถือปฏิบัติด้วย ซึ่งทุกคนต้องลงนามในพันธะสัญญาที่จะยึดถือการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. เป็นหลักปฏิบัติในการดำเนินงานด้วยมาตรฐานขั้นสูงสุด นอกจากนี้ได้แจกจ่ายให้แก่ผู้ร่วมทุนหน่วยงานกำกับดูแล หน่วยงานที่ ปตท.สผ. ติดต่อกับประจำ และผู้ที่สนใจเมื่อติดต่อขอมา รวมทั้งได้เผยแพร่บนเว็บไซต์ภายใต้หัวข้อเรื่องการกำกับดูแลกิจการที่ดี ให้ผู้ถือหุ้น นักลงทุน และผู้ที่สนใจได้เข้าดูได้อย่างสะดวกด้วย

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจในเรื่องการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. ให้แก่กรรมการและบุคลากรอย่างต่อเนื่อง โดยได้จัดปฐมนิเทศกรรมการและพนักงานเข้าใหม่ รวมถึงผู้ที่เข้ารับตำแหน่งผู้บริหารใหม่ในเรื่องนี้โดยเฉพาะด้วย และได้จัด CG Visit ให้คณะกรรมการบรรษัทภิบาลได้พบกับผู้บริหารและพนักงานของแต่ละหน่วยงาน เพื่อติดตามการส่งเสริมการกำกับดูแลกิจการที่ดี และการทำหน้าที่ CG Leader ของผู้บริหารด้วย

ปตท.สผ. ได้จัดให้มี CG Clinic เป็นช่องทางให้พนักงานสอบถามเรื่องทั่วไปเกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจ โดยสำนักเลขานุการบริษัทจะเป็นผู้หาข้อมูลมาตอบแก่พนักงานที่สอบถามมา และได้จัดให้มีช่องทางต่างๆ ในการสื่อสารข้อมูลต่างๆ ให้แก่บุคลากรทุกระดับได้รับทราบอย่างทั่วถึงโดยแบ่งตามลักษณะของข้อมูลดังต่อไปนี้

- CCS CG Information Center สำหรับเผยแพร่ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการที่ดี
- CCS Compliance News Alert สำหรับแจ้งเตือนการปฏิบัติตามกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง เช่น เรื่อง Insider Trading หรือการแจ้งกฎระเบียบใหม่ๆ ที่ออกบังคับใช้กับ ปตท.สผ.

ปตท.สผ. มุ่งมั่นพัฒนาการกำกับดูแลกิจการที่ดีและมีการประเมินการปฏิบัติตามนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีและ

- (iii) Fairness and Integrity
- (iv) Transparency
- (v) Creation of Long Term Value to All Stakeholders
- (vi) Promotion of Best Practice

The Company distributed its GCG and Business Ethics booklet to Directors, executives, and all employees for use as a reference and as guidelines to follow. All must sign their names as a commitment to performing to their highest standards based on GCG and Code of Business Conduct. The GCG and Business Ethics booklet was also distributed to joint-venture partners, government agencies overseeing PTTEP, and organizations in frequent contact with PTTEP, and interested persons. The information is also posted on the Company's website under the topic of GCG so that shareholders, investors, and interested persons may easily access to the information.

PTTEP continued to focus on promoting the understanding of GCG and Business Ethics to Directors and all employees through activities including orientation sessions for new Directors and employees including newly appointed management. Furthermore, it also organized CG Visit for the Corporate Governance Committee to meet with management and employees of each group in order to follow-up the GCG promotion and CG Leader performance of the management.

PTTEP has launched a CG Clinic as a channel for staff to get information about GCG and Business Ethics. The Corporate Secretary is responsible for answering queries. PTTEP has developed communication channels of GCG information according to its content for its employees as follows:

- CCS CG Information Center, for general information concerning GCG practices
- CCS Compliance News Alert, for reminders about relevant rules and laws, including insider trading, or for alerts on relevant, upcoming rules and laws.

PTTEP commits to develop the GCG and to have an assessment by the external third party every 3 years in accordance with its GCG and Code of Business Conduct. The assessment had been conducted by TRIS Corporation Limited (TRIS) last year. In 2011, we have improved our performance according to TRIS' recommendations in various aspects such as an enhance understanding on

จรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ. โดยหน่วยงานภายนอกทุก 3 ปี ซึ่งได้มีการประเมินโดยบริษัท ทริส คอร์ปอเรชั่น จำกัด (ทริส) เมื่อปีที่ผ่านมา ในปี 2554 นี้ ปตท.สผ. ได้นำข้อเสนอแนะของ ทริสมาปรับปรุงการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ในหลายๆ ด้าน เช่น การสร้างความเข้าใจเกี่ยวกับขั้นตอนการทำรายการที่เกี่ยวข้องกันแก่ผู้บริหารและพนักงานทางจดหมายอิเล็กทรอนิกส์เป็นประจำทุกเดือน และการดูแลสิทธิของผู้ถือหุ้นโดยยกระดับเป็นการห้ามซื้อขายหุ้นในบางช่วงเวลา เป็นต้น

(2) จรรยาบรรณธุรกิจ

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการดำเนินธุรกิจอย่างมีจริยธรรมโดยถือว่าจริยธรรมทางธุรกิจเป็นกรอบพฤติกรรมและเป็นวิถีทางซึ่งการดำเนินธุรกิจที่ดี สำหรับให้กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานยึดถือปฏิบัติเพื่อให้การทำงานมีประสิทธิภาพและจริยธรรม โดยมีการเคารพสิทธิและปฏิบัติต่อผู้มีส่วนได้เสียอย่างเสมอภาค เป็นธรรม และตรวจสอบได้ ซึ่งจะสร้างให้เกิดความเชื่อมั่นและการยอมรับในการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพและโปร่งใสของ ปตท.สผ. และสร้างคุณค่าระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียอย่างยั่งยืน และเป็นธรรมกับทุกฝ่าย

จริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. มีการกำหนดเป็นลายลักษณ์อักษรซึ่งจะมีการทบทวนเป็นประจำทุกปี ในปี 2554 ได้มีการปรับปรุงเรื่องของขบวนการรับเลี้ยง และสนับสนุนให้ครอบคลุมการไม่คอร์รัปชัน เนื่องจากเป็นเรื่องที่ ปตท.สผ. และสังคมทั้งระดับในประเทศและต่างประเทศต่างก็ให้ความสำคัญด้วย และได้เปลี่ยนชื่อเป็น ของขวัญ การรับเลี้ยง และการไม่คอร์รัปชัน จริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. ประกอบด้วยหลักการและข้อพึงปฏิบัติของกรอบความประพฤติ 13 เรื่อง ที่สะท้อนถึงคุณค่าองค์กรในการดำเนินธุรกิจของ ปตท.สผ. ซึ่งกรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานต้องยึดถือปฏิบัติ ดังต่อไปนี้

- 1) การเคารพกฎหมาย และเป็นกลางทางการเมือง
- 2) การควบคุมภายใน
- 3) การทรัพยากรบุคคล
- 4) การรักษาความลับ
- 5) การเปิดเผยข้อมูล
- 6) การใช้ข้อมูลภายใน
- 7) ความขัดแย้งทางผลประโยชน์
- 8) การจัดหาและสัญญา
- 9) ของขวัญ การรับเลี้ยง และการไม่คอร์รัปชัน
- 10) การบัญชีและการเงิน
- 11) การใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร
- 12) ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
- 13) การสนับสนุนและรับผิดชอบต่อสังคม

related transaction of the executives and staff via e-mail monthly or shareholder's rights protection by formulating security trading restriction at some period of time, etc.

(2) Code of Business Conduct

Valuing ethical business conduct, PTTEP regards the business ethics as a precursor to desirable behavior that defines the framework and guiding principles for good business conduct for the Board, management, and all employees to observe for the benefit of efficiency and ethics through respect for rights and treatment of stakeholders equitably, with fairness, and openness to scrutiny. This would not only foster confidence and acceptance of PTTEP's efficiency and transparency, but also foster long-term value for the stakeholders and fairness to all.

PTTEP's Code of Business Conduct was made in a written form and is reviewed annually. In 2011, the business ethics on gifts, entertainment and bribery has been amended to cover the anti-corruption which is the significant issue of concern among the local and international society and the subject has been changed to gifts, entertainment and anti-corruption. The business ethics consists of 13 subjects governing desirable behavior and reflects the organization values in business operation that the Directors, the Management, and all employees must observe. The subjects of the Code of Business Conduct are as follows:

- 1) Respecting the law and political neutrality
- 2) Internal control
- 3) Human resources
- 4) Confidentiality
- 5) Disclosure of information
- 6) Use of inside information
- 7) Conflicts of interest
- 8) Procurement and contracts
- 9) Gifts, entertainment, and anti-corruption
- 10) Accounting and finance
- 11) Use of information technology and communications
- 12) Safety, security, health, and environment
- 13) Corporate social responsibility.

ในปี 2554 ปตท.สผ. ได้จัดให้มีการประเมินการปฏิบัติตามจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. ของแต่ละหน่วยงาน (ระดับฝ่ายขึ้นไป) เพื่อประเมินระดับการปฏิบัติตามจริยธรรมทางธุรกิจของพนักงาน และนำข้อมูลที่ได้มาใช้ในการพัฒนาและส่งเสริมการปฏิบัติตามจริยธรรมทางธุรกิจของพนักงานต่อไป โดยเป็นการสำรวจระดับการปฏิบัติตามจริยธรรมทางธุรกิจเรื่องต่างๆ ของ ปตท.สผ. ซึ่งได้คะแนนในภาพรวมของบริษัทเท่ากับ 4.15 เปรียบเทียบกับปี 2553 ที่ได้คะแนน 4.30 จากคะแนนเต็ม 5 (ระดับ 1 = ต้องปรับปรุงเร่งด่วน ระดับ 2 = ต้องปรับปรุง ระดับ 3 = พอใช้ ระดับ 4 = ดี และระดับ 5 = ดีมาก)

(3) การกำหนดนโยบายเกี่ยวกับความขัดแย้งทางผลประโยชน์

ปตท.สผ. มีนโยบายที่จะไม่ให้มีการขัดแย้งระหว่างผลประโยชน์ส่วนตัวและผลประโยชน์ของบริษัทซึ่งได้กำหนดเป็นหลักการไว้ในกำกับการกักตุนและกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. โดยมีหลักการที่สำคัญดังนี้

- กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานตัดสินใจเกี่ยวกับการดำเนินกิจกรรมทางธุรกิจ เพื่อผลประโยชน์สูงสุดของ ปตท.สผ. โดยปราศจากอิทธิพลของความต้องการส่วนตัวหรือของบุคคลที่เกี่ยวข้อง

- กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานต้องทบทวนและเปิดเผยรายการที่เป็นผลประโยชน์ที่ขัดกันให้บริษัททราบ

นอกจากนั้น ปตท.สผ. ยังได้กำหนดมาตรการป้องกันความขัดแย้งของผลประโยชน์ ดังนี้

- ยึดถือปฏิบัติตามกฎหมายและหลักเกณฑ์ที่ตลาดหลักทรัพย์ฯ กำหนดอย่างเคร่งครัด โดยเฉพาะอย่างยิ่งเกี่ยวกับการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน

- กำหนดให้กรรมการ ผู้บริหาร พนักงาน และบุคคลที่เกี่ยวข้องกับบุคคลดังกล่าวข้างต้นหลีกเลี่ยงการมีส่วนเกี่ยวข้องทางการเงินและ/หรือความสัมพันธ์กับบุคคลภายนอกอื่นๆ ซึ่งจะส่งผลให้ ปตท.สผ. ต้องเสียผลประโยชน์ หรือก่อให้เกิดความขัดแย้งทางผลประโยชน์ หรือขัดขวางการปฏิบัติงานอย่างมีประสิทธิภาพ

- เมื่อกรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานต้องเกี่ยวข้องในกระบวนการเสนอว่าจ้าง คัดเลือก ตัดสินใจหรืออนุมัติรายการที่อาจมีความขัดแย้งทางผลประโยชน์ให้รายงานผู้บังคับบัญชา หรือผู้มีส่วนร่วมในการอนุมัติ โดยใช้แบบการเปิดเผยรายการความขัดแย้งทางผลประโยชน์ของ ปตท.สผ. และให้ถอนตัวจากการมีส่วนร่วมในกระบวนการดังกล่าวหรือถอนตัวจากการดำเนินธุรกรรมกับ ปตท.สผ.

- กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานทบทวนและประเมินตนเองเรื่องรายการความขัดแย้งทางผลประโยชน์ตามแบบประเมินตนเองประจำปี (Self Appraisal Form)

PTTEP instituted an assessment of 2011 Code of Business Conduct Practice Rating Program in work unit (at the department level upward) to determine management and employees' compliance with the Code of Business Conduct. The results of the assessment will be used for further development and promotion of the code among employees. The results this year showed that the Company received an overall score of 4.15 out of 5, against 4.30 in 2010 (1 = need urgent improvement, 2 = need improvement, 3 = average, 4 = good, and 5 = very good).

(3) Conflicts of interest

Published in the GCG Policy, PTTEP demands that all Directors and employees avoid any conflicts between personal and corporate interests. Here are the essences.

- Decisions about Company business by all Directors and employees must solely be for the best interests of PTTEP without the influence of personal gains or those of related parties.

- All Directors, management, and employees must review and report all conflicts of interest to the Company.

In addition, PTTEP has devised the following measures:

- All Directors, management, and employees strictly comply with laws, rules, and regulations, particularly those of SET concerning connected transactions.

- Avoidance of financial involvement and relationship with external parties by all Directors, management, employees, or their related persons that could compromise PTTEP's interests, bring about conflicts of interest, or hamper efficient business conduct.

- When Directors, management, and employees involve in any hiring, selecting, deciding, or approving transactions that may cause them a conflict of interest, they must report to supervisors or those with joint approval authority by using PTTEP's form for reporting conflicts of interest. Also, they must withdraw from such processes or from undertaking transaction with PTTEP.

- All Directors, management, and employees reviews and self assess on conflicts of interest as specified in annual self-appraisal forms.

- All Directors, management, and employees must immediately notify their potential conflicts of interest,

• เมื่อกรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานมีข้อสงสัยหรือไม่แน่ใจว่าการปฏิบัติงานของตน หรือการที่ตนเองและบุคคลที่เกี่ยวข้องเข้าไปมีส่วนร่วม หรือเป็นผู้ถือหุ้นในกิจการใดๆ โดยที่กิจการดังกล่าวได้มีการดำเนินธุรกรรมกับบริษัทที่อาจมีความขัดแย้งทางผลประโยชน์เกิดขึ้น ให้แจ้งเรื่องดังกล่าวโดยทันที

ปตท.สผ. ได้พิจารณารายการที่เกี่ยวข้องกันในปี 2554 โดยยึดตามนโยบายดังกล่าวข้างต้น และเป็นไปตามประกาศคณะกรรมการตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เรื่อง การเปิดเผยข้อมูลและการปฏิบัติการของบริษัทจดทะเบียนในรายการที่เกี่ยวข้องกัน พ.ศ. 2546 และประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ทจ. 21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการยกระดับการดำเนินการเรื่องนี้อย่างจะนำเสนอรายการที่เกี่ยวข้องกันให้คณะกรรมการตรวจสอบพิจารณาให้ความเห็นก่อนเสมอ แม้ว่ารายการดังกล่าวจะอยู่ในอำนาจของฝ่ายจัดการที่สามารถดำเนินการได้ เพื่อความโปร่งใสและเป็นธรรม ซึ่งการพิจารณารายการฯ ดังกล่าวที่เกิดขึ้นในที่ประชุมคณะกรรมการ เฉพาะกรรมการที่ไม่มีส่วนได้เสียเท่านั้นที่ออกเสียงลงคะแนน ทั้งนี้ ดังรายละเอียดรายการที่เกี่ยวข้องกันในปี 2554 ดังที่ปรากฏในหน้า 60

(4) ระบบการควบคุมและตรวจสอบภายใน

ปตท.สผ. มีนโยบายจัดให้มีการควบคุมภายในที่มีประสิทธิภาพ เพียงพอกับระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้และเหมาะสมกับสถานะแวดล้อมต่างๆ ของงานหรือกิจกรรมของหน่วยงานนั้นๆ โดยให้ฝ่ายตรวจสอบทำหน้าที่ติดตามผลการควบคุมภายในเป็นระยะๆ อย่างสม่ำเสมอ เพื่อปรับปรุงให้มาตรการควบคุมต่างๆ มีความเหมาะสมกับสถานการณ์สิ่งแวดล้อม และความเสี่ยงที่เปลี่ยนแปลง

คณะกรรมการ ปตท.สผ. ฝ่ายจัดการ ตลอดจนบุคลากรขององค์กรทุกระดับ ได้ร่วมกันกำหนดกระบวนการปฏิบัติงานหรือวิธีการปฏิบัติงาน เพื่อให้เกิดความมั่นใจอย่างสมเหตุสมผลว่าหากได้มีการปฏิบัติตามแล้วจะทำให้สามารถบรรลุวัตถุประสงค์ดังนี้

- ด้านการดำเนินงาน (Operations) มีประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการปฏิบัติงาน รวมถึงการใช้ทรัพยากรต่างๆ อย่างคุ้มค่าสมประโยชน์
- ด้านการรายงานทางการเงิน (Financial Reporting) มีความถูกต้อง เชื่อถือได้ และทันเวลา
- ด้านการปฏิบัติตามนโยบาย กฎระเบียบของกิจการ และกฎหมาย (Compliance) มีการปฏิบัติตามอย่างถูกต้อง

ปตท.สผ. มีการจัดระบบการควบคุมภายใน โดยอ้างอิงมาตรฐานสากล (The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission : COSO) ซึ่งเป็นไปตามหลักของการควบคุมภายในที่คณะกรรมการการตรวจเงินแผ่นดินกำหนดโดยมีองค์ประกอบ 5 ประการ ได้แก่

when in doubt. This applies when they or their related persons take part or hold shares in any business entity that engaged in transactions with PTTEP that might cause potential conflicts of interest.

In deliberating connected transactions during 2011, PTTEP complied with the above-mentioned policy, SET rules and regulations on connected transaction of 2003 and the notification of the Capital Market Supervisory Board No. Tow Chaw 21/2551, concerning rules on connected transactions. Furthermore, PTTEP has improved the practice of this matter by proposing all transactions to the Audit Committee's meeting though the approval authority belongs to the management for transparency and fairness. Board resolutions concerning these transactions were strictly made among non-connected Directors. Details about connected transactions of 2011 appear on page 60.

(4) Internal Control and Internal Audit

PTTEP implements an internal control policy that is sufficient and acceptable for Company risks and prevailing business circumstances, or the activities of individual departments. To ensure suitable control measures with prevailing circumstances, environment, and risks, the Internal Audit Department regularly monitors internal control practices.

The Board, management, and all employees collectively decide business procedures to ensure achievement of the objectives with reasonable confidence:

- Efficient and effective operations, including prudent use of resources
- Accurate, reliable, and timely financial reporting
- Compliance with Company policies, laws, and regulations.

The Company's internal control process was based on the regulations of The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) and that of the Office of the Auditor General of Thailand, and consists of five components:

(i) *Control Environment*: A proper control environment fosters control awareness in those conducting business with competence, integrity, and a Business Ethics. It covers the formulation of business directions and policies, business expansion, organization, and clear definition of responsibilities. It entails proper delegation

(i) *สภาพแวดล้อมของการควบคุม* ปตท.สผ. มีสภาพแวดล้อมของการควบคุมที่ดี เหมาะสมและส่งเสริมให้เกิดจิตสำนึกที่ดีในการควบคุมแก่บุคลากรสำหรับกิจกรรมต่างๆ ในการทำงานอย่างมีความรู้ความสามารถ ด้วยความซื่อสัตย์สุจริต และมีจริยธรรม สภาพแวดล้อมของการควบคุมครอบคลุมถึงการกำหนดทิศทางและนโยบายหลักๆ ในด้านการดำเนินงานด้านการขยายธุรกิจ การจัดโครงสร้างองค์กร และกำหนดหน้าที่การทำงานอย่างชัดเจน มีการมอบหมายอำนาจหน้าที่และความรับผิดชอบแก่บุคลากรอย่างเหมาะสม ทั้งนี้ ปตท.สผ. มีเจตนารมณ์ในการปฏิบัติงานโดยยึดหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี (Good Corporate Governance) อย่างชัดเจน

(ii) *การประเมินความเสี่ยง* ปตท.สผ. เล็งเห็นความสำคัญของการบริหารความเสี่ยงโดยมีฝ่ายบริหารความเสี่ยงทำหน้าที่ดูแลรับผิดชอบในการวิเคราะห์หาความเสี่ยง ประเมินโอกาสที่จะเกิดและผลกระทบ รวมถึงดำเนินการจัดการบริหารความเสี่ยงเหล่านั้นให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ปตท.สผ. แบ่งการบริหารความเสี่ยงออกเป็น 2 ระดับ คือ ความเสี่ยงระดับกลยุทธ์ที่เชื่อมโยงกับแผนและทิศทางกลยุทธ์ และความเสี่ยงระดับการดำเนินงานที่อยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานที่เป็นเจ้าของความเสี่ยง และความเสี่ยงทั้งหมดจะอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงโดยมีขั้นตอนการบริหารจัดการความเสี่ยงที่ชัดเจน

(iii) *กิจกรรมการควบคุม* มีวัตถุประสงค์เพื่อให้การดำเนินงานของ ปตท.สผ. เป็นไปอย่างมีระบบและมีประสิทธิภาพ ป้องกัน และลดความเสี่ยงต่อความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมการดำเนินงาน โดย ปตท.สผ. ดำเนินการภายใต้ระเบียบบริษัท 4 ฉบับ คือ ระเบียบการบริหารทรัพยากรบุคคล ระเบียบการเงินและบัญชี ระเบียบการงบประมาณ และระเบียบการจัดหา นอกจากนี้ยังมีระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการเฉพาะเรื่องทั้ง 5 คณะด้วย โดยระเบียบดังกล่าวจะใช้ในการกำหนดให้เป็นกรอบการดำเนินงานเพื่อควบคุมทางด้านการบริหารและการดำเนินการ (Management and Operation Control) นอกจากระเบียบดังกล่าวแล้ว ปตท.สผ. มีเอกสารคู่มือการมอบอำนาจและตัวอย่างลายมือชื่อ (Delegation of Authority & Signatures : DAS) ใช้สำหรับควบคุมการบริหารงาน โดยมีวัตถุประสงค์ให้ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ได้กระจายอำนาจและมอบอำนาจให้ผู้บริหารตามหน้าที่ความรับผิดชอบของหน่วยงานต่างๆ อย่างชัดเจน ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความคล่องตัวและชัดเจนในการปฏิบัติงานที่สามารถสอบย้อนกันได้

ปตท.สผ. ได้พัฒนา Corporate Governance Framework (CGF) โดยระบุถึงหลักการและโครงสร้างในการบริหารจัดการและการกำกับดูแลของหน่วยงานกลางกับโครงการต่างๆ ของ ปตท.สผ. ตลอดจนการบริหารจัดการภายในโครงการต่างๆ เพื่อเพิ่มความชัดเจนในบทบาท หน้าที่ และความรับผิดชอบใน

of authorities and responsibilities. In short, PTTEP is determined to uphold the GCG principles.

(ii) *Risk Assessment*: Recognizing the value of risk management, the Company has set up a risk management department to take charge of risk analysis, assessing probabilities and potential impacts, and taking action to ensure acceptable risk management. PTTEP classifies risk management at the corporate level, linking to its strategic directions and strategies, and the operating level, to be managed by departments. With clear risk management procedures, all risks come under the supervision of the Risk Management Committee. (Details as under Risk Management)

(iii) *Control Activities*: PTTEP has designed its business to function systematically and efficiently. Also, to prevent and minimize operation risks, the Company operates under four essential regulations: human resource management, finance and accounting, budgeting, and procurement regulations, including the charters of the five sub-committees. These regulations frame PTTEP's management and operation control. The Company has also devised a Delegation of Authority and Signatures (DAS) table for the President and CEO to clearly delegate authority to the Company's functional management, resulting in practical and easily-tracked courses of action.

PTTEP has developed the Corporate Governance Framework (CGF) indicating the principle and structure of management and supervision between the corporate and other assets. This is applied to make clear about the role, the duty and responsibility in working together between the corporate and the assets. In addition, the company has applied it with the PTTEP Australasia Project for the first time. It is expected that the company will apply to cover other projects under the company's operation in the future.

In term of working process, PTTEP has worked in details in Project Realization Process (PREP) to make clear and standardize for petroleum exploration and production. The process will be indicated very clear with several stages such as activity, deliverable, Value Assurance Check and Approver. Each stage will be set systematically to minimize the risk and being easier for examination. During the previous year, the company has applied the PREP for the activity of Exploration and Appraisal and Drilling.

การทำงานร่วมกันระหว่างหน่วยงานกลางกับโครงการต่างๆ ทั้งนี้ได้มีการพัฒนาและนำไปปฏิบัติใช้กับโครงการฟิสิกส์ที่อัสตราเลเชีย เป็นแห่งแรก และมีเป้าหมายให้ครอบคลุมโครงการอื่นๆ ภายใต้การบริหารงานของ ปตท.สผ. ต่อไปในอนาคต

ในด้านกระบวนการทำงาน ปตท.สผ. ได้ดำเนินการในรายละเอียดของ Project Realization Process (PREP) เพื่อเพิ่มความชัดเจนและเป็นมาตรฐานของการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยการกำหนดขั้นตอนการทำงานที่ชัดเจน มีการกำหนดงานที่ต้องทำ (Activity) รวมถึงเอกสารที่ต้องนำเสนอ (Deliverable) และคณะกรรมการกลั่นกรอง (Value Assurance Check) ก่อนที่จะตัดสินใจอนุมัติ (Approver) ในแต่ละขั้นตอนอย่างเป็นระบบเพื่อลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นและง่ายต่อการตรวจสอบ โดยในปีที่ผ่านมาได้ดำเนินการพัฒนา PREP เพื่อใช้ในงานด้านสำรวจ (Exploration and Appraisal) และงานด้านการขุดเจาะ (Drilling) ด้วย

สำหรับการปฏิบัติให้ถูกต้องและสอดคล้องตามกฎระเบียบ (Compliance) นั้น ปตท.สผ. ได้กำหนดให้หน่วยงานสำนักเลขานุการบริษัทรับผิดชอบในการตรวจสอบควบคุม และกำกับดูแลให้การดำเนินการต่างๆ ของ ปตท.สผ. เป็นไปตามกฎหมายและข้อกำหนดต่างๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัดครอบคลุมทุกพื้นที่การดำเนินงานของ ปตท.สผ. เพื่อลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการไม่ปฏิบัติตามกฎระเบียบ รวมถึงการแจ้งกฎเกณฑ์ ข้อกำหนดใหม่ๆ ให้ทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ ซึ่งหากเกิดกรณีข้อสงสัยด้านกฎหมาย หรือการทำงานที่เกี่ยวข้องกับข้อกฎหมาย หน่วยงานต่างๆ ก็จะหารือเพื่อสร้างความเข้าใจที่ถูกต้องก่อนที่จะนำไปปฏิบัติให้สอดคล้องต่อไป

(iv) *สารสนเทศและการสื่อสาร* ปตท.สผ. ให้ความสำคัญต่อระบบสารสนเทศและการสื่อสาร โดยจัดให้มีระบบข้อมูลและช่องทางการสื่อสารทั้งภายในและภายนอกองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผล คือ ครบถ้วน ถูกต้อง ทันเวลา และเพียงพอสำหรับการตัดสินใจ โดยระบบข้อมูลจะต้องมีความถูกต้อง ทันเวลา และมีคุณภาพเพียงพอต่อการตัดสินใจ ไม่ว่าจะเป็นข้อมูลทางการเงินหรือข้อมูลอื่นสำหรับการสื่อสารภายใน ปตท.สผ. ได้ให้ข้อมูลข่าวสารที่จำเป็นต่อการดำเนินงานที่เพียงพอและทันต่อเหตุการณ์ โดยบุคลากรทุกคนได้รับข้อมูลข่าวสารผ่านระบบ Intranet ซึ่งมีช่องทาง Internal Communication เป็นศูนย์กลางในการเผยแพร่ข้อมูลต่างๆ และจัดให้มีการสื่อสารระหว่างผู้บริหารและผู้ปฏิบัติงานเพื่อให้เกิดการประสานงานและสามารถปฏิบัติงานบรรลุตามเป้าหมายที่วางไว้ ในขณะที่การสื่อสารกับบุคคลหรือองค์กรภายนอกนั้น ปตท.สผ. มีระบบการให้ข้อมูลข่าวสารอย่างเพียงพอ รวมทั้งจัดส่งรายงานการดำเนินงานให้สถาบันต่างๆ ตามกฎระเบียบที่ ปตท.สผ. ถือปฏิบัติ ตาม

In term of compliance, PTTEP has assigned the Corporate Secretary Office to be in charge of monitoring, controlling and supervising the company's operation so that it strictly complies with relevant laws and regulations. This compliance covers all areas where we operate in order to minimize the risk from non compliance. In addition, new rules and regulations shall be notified to all related parties. In case of doubt about legal matters, a consultation shall be sought in order to have a mutual general understanding before complying consistently.

(iv) *Information and Communication:* The Company institutes efficient and effective communication procedures for information, both internally and externally, for complete, accurate, and timely decision-making. Information is either financial or non-financial. Internally, through the Intranet (via Internal Communication as the information center), PTTEP provides employees with adequate and timely information needed for doing their work, as well as communication between management and employees to improve job coordination and execution to fulfill goals. Externally, the Company has an effective procedure in place to provide sufficient information and deliver reports on its performance to various institutions in a timely and efficient way as required by relevant regulations, for good coordination and business appreciation.

PTTEP has an information control system for the transmission and reception of information and clearly allocates tasks along with responsible persons, authority, and units concerning information and communication technology. In addition, the Company has classified levels of access to confidential information in all its departments to give access to authorized personnel only.

(v) *Monitoring and Evaluation:* PTTEP has clear control and operating performance assessment, as well as that of risk management performance. Under the risk assessment monitoring procedure, findings are regularly reported to the Risk Management Committee. Corporate performance is assessed every quarter of the year, with each department reporting its results against plans and performance indicators to the Board. In addition, the Internal Audit department monitors and assesses internal

กำหนดเวลาอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้เกิดสัมพันธภาพและความเข้าใจที่ดีต่อธุรกิจ

ปตท.สผ. มีระบบควบคุมการรับ ส่ง หรือนำข้อมูลเข้าสู่ระบบ โดยมีการแบ่งแยกงานและกำหนดผู้ที่มีหน้าที่รับผิดชอบและอำนาจของบุคลากร และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับสารสนเทศ การสื่อสารอย่างชัดเจน นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้กำหนดชั้นความลับของข้อมูลในทุกหน่วยงาน เพื่ออนุญาตให้เข้าถึงข้อมูลในระดับต่างๆ เฉพาะผู้ที่ได้รับมอบหมายเท่านั้นจึงจะมีสิทธิเข้าถึงแฟ้มข้อมูลหรือโปรแกรมต่างๆ ได้

(v) การติดตามและประเมินผล ปตท.สผ. กำหนดให้มีการติดตามประเมินผลการควบคุม และประเมินผลการปฏิบัติงานอย่างชัดเจน มีการติดตามการประเมินผลการบริหารความเสี่ยงเพื่อรายงานต่อคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงเป็นระยะๆ ทางด้านการประเมินผลการปฏิบัติงานนั้น ปตท.สผ. มีการประเมินผลการปฏิบัติงานทุกไตรมาส โดยทุกสายงานจะรายงานผลการดำเนินงานในไตรมาสนั้นๆ เปรียบเทียบกับแผนและดัชนีชี้วัดต่างๆ ที่กำหนดไว้ต่อคณะกรรมการบริษัท นอกจากนี้ ยังมีฝ่ายตรวจสอบเป็นหน่วยงานในการติดตามและประเมินผลการควบคุมภายใน เพื่อรายงานต่อคณะกรรมการตรวจสอบอีกด้วย

ทั้งนี้ ผลการประเมินความเพียงพอของระบบการควบคุมภายในประจำปี 2554 หน้า 167

(5) การบริหารความเสี่ยง

คณะกรรมการกำหนดนโยบายการบริหารความเสี่ยงที่ครอบคลุมการบริหารความเสี่ยงทั่วทั้งองค์กร และจัดตั้งคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงที่เป็นคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง (Standing Sub-committee) พร้อมทั้งกำหนดระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงในปี 2548 เพื่อให้คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงมีหน้าที่และความรับผิดชอบในการดำเนินการให้เป็นไปตามนโยบายการบริหารความเสี่ยง

ฝ่ายบริหารความเสี่ยงมีหน้าที่รับผิดชอบดูแลความเพียงพอของระบบการบริหารความเสี่ยง และประสิทธิผลของการจัดการความเสี่ยงทั่วทั้งองค์กร มีหน้าที่ตรวจสอบและระบุความเสี่ยงและความผิดปกติอันเป็นอุปสรรคต่อการดำเนินธุรกิจที่จะทำให้การดำเนินงานนั้นๆ ไม่บรรลุตามเป้าหมายกลยุทธ์และเป้าหมายเชิงปฏิบัติการ บริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบและลดโอกาสในการเกิดความเสี่ยงดังกล่าวอย่างเป็นระบบอย่างมีประสิทธิภาพ ติดตามผลและรายงานให้ฝ่ายจัดการ คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและคณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบเป็นระยะๆ รวมถึงการปลูกฝังวัฒนธรรมและจิตสำนึกในการบริหารจัดการความเสี่ยงในการปฏิบัติงานแก่ทุกหน่วยงานในองค์กร

(6) การประชุมคณะกรรมการ

คณะกรรมการเป็นผู้กำหนดวันประชุมเป็นการล่วงหน้าแต่ละปี และมีการกำหนดระเบียบวาระประจำของแต่ละเดือนไว้

control outcome, and then reports its findings to the Audit Committee.

Findings of internal control assessment for 2011 appear on page 167.

(5) Risk Management

Defining a risk management policy for the Company, the Board appointed the Risk Management Committee as a standing sub-committee under a charter of 2005. This sub-committee ensures that PTTEP business operation follows the risk management policy.

In charge of the adequacy of risk management systems and the effectiveness of risk management for the Company, the Risk Management Department not only investigates and indicates risks or anomalies hampering business operation against strategic and operating goals; alleviates or eliminates such risks in a systematic and efficient way; periodically reporting to risk owners, the Management, the Risk Management Committee, and the Board, and summarizes its activities for reporting to the Board for consideration of process adequacy, cultivation of a culture, and awareness for risk management in its business for each company unit.

(6) Board Meetings

As a rule, the Board schedules the meeting dates for each year in advance and has a clear meeting agenda for each month. In 2011, it scheduled each month's meeting for the fourth Thursday and also set aside an off-site meeting for devising strategies, which the Company highly valued. Special meetings were also held as appropriate. There were altogether 18 meetings. In addition, there was one meeting exclusively held among Directors in the absence of the Management before the regular meeting of July 2011. Independent Directors Committee also held their quarterly meetings before the regular meetings of March, June, September, and December 2011. The Board always received invitations to the meetings, draft minutes, and information related to the meeting agenda ahead of meeting dates.

The Chairman and the President and CEO usually consider matters to be included in the agenda of Board meetings. Directors can also propose matters for consideration and they propose issues both in the Board meetings without executives and those of Independent Directors

ชัดเจนซึ่งการประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. ปี 2554 ได้กำหนดให้มีทุกวันพฤหัสบดีที่สี่ของเดือน โดยมีการพิจารณากำหนดแผนกลยุทธ์ในการจัดประชุมนอกสถานที่ซึ่งบริษัทได้ให้เวลาและความสำคัญเป็นอย่างมากในการกำหนดแผนกลยุทธ์นี้ และมีการประชุมพิเศษเฉพาะคราวเพิ่มเติมตามความเหมาะสมซึ่งมีการประชุมทั้งสิ้น 18 ครั้ง นอกจากการประชุมดังกล่าวแล้ว คณะกรรมการได้มีการประชุมกันเองโดยไม่มีฝ่ายจัดการร่วมด้วย 1 ครั้ง ก่อนการประชุมปกติเดือนกรกฎาคม 2554 และคณะกรรมการอิสระมีการประชุมทุกไตรมาสก่อนการประชุมปกติในเดือนมีนาคม มิถุนายน กันยายน และธันวาคม 2554 ทั้งนี้ คณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้รับหนังสือเชิญประชุม ร่างรายงานการประชุม และข้อมูลประกอบระเบียบวาระการประชุมเพื่อพิจารณาล่วงหน้า ก่อนการประชุมเสมอ

โดยปกติ ประธานกรรมการและประธานเจ้าหน้าที่บริหาร และกรรมการผู้จัดการใหญ่เป็นผู้พิจารณาเรื่องที่นำเสนอในที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. ซึ่งกรรมการสามารถเสนอเรื่องเข้าพิจารณาได้เช่นกัน โดยได้ร่วมเสนอเรื่องในการประชุม คณะกรรมการที่ไม่มีฝ่ายจัดการและการประชุมของกรรมการอิสระด้วย ในปี 2554 มีการนำเสนอระเบียบวาระเพื่อพิจารณารวม 91 เรื่อง โดยเป็นระเบียบวาระที่สำคัญ เช่น ทิศทาง และนโยบายการดำเนินงานเชิงกลยุทธ์และงบประมาณประจำปี การพิจารณางบการเงินของบริษัท การกำหนดหลักเกณฑ์การจัดจ้างบริการเรือเพื่อสนับสนุนการใช้เรือไทยในกิจการของบริษัท การเข้าลงทุนในโครงการต่างๆ การเลือกตั้งกรรมการแทนตำแหน่งที่ว่าง และการแต่งตั้งกรรมการเฉพาะเรื่อง การปรับปรุงหรือออกระเบียบของ บริษัท เช่น ระเบียบว่าด้วยการกำกับ การปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ พ.ศ. 2554 เป็นต้น สำหรับระเบียบวาระเพื่อทราบมีจำนวน 146 เรื่อง โดยส่วนใหญ่เป็นเรื่องการรายงานผลการดำเนินงาน และความก้าวหน้าของโครงการต่างๆ กระบวนการและเครื่องมือประกอบการขยายธุรกิจใหม่ การศึกษาผลการลงทุนในโครงการใหม่ในช่วงปี 2000-2010 (Project Look Back) การคืนพื้นที่แปลงสัมปทาน สภาวะการลงทุนหุ้น ปตท.สผ. การเปลี่ยนแปลงตำแหน่งของกรรมการ ปตท.สผ. ในระหว่างปี การแต่งตั้งพนักงานระดับบริหาร การดำเนินงานของกิจกรรมสนับสนุนการพัฒนาสังคมและสิ่งแวดล้อม การบริหารความเสี่ยงราคาน้ำมัน และรายงานของ คณะกรรมการเฉพาะเรื่องต่างๆ ทั้งนี้ การประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. ตามปกติแต่ละครั้งจะใช้เวลาประมาณ 3 ชั่วโมง ซึ่งเลขานุการบริษัทเข้าร่วมการประชุมด้วย โดยมีหน้าที่ในการดูแลและให้คำแนะนำแก่คณะกรรมการเกี่ยวกับกฎเกณฑ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องเพื่อการปฏิบัติที่ถูกต้องเป็นพื้นฐานที่รายงานการประชุม และจัดเก็บข้อมูลหรือเอกสารเกี่ยวกับการประชุมอย่างถูกต้อง ครบถ้วน

Committee. In 2011, there were altogether 91 matters raised for consideration. High on the agenda included the business direction and strategic policies, annual budget, financial statements, the consideration of procurement on vessel service from the Thai company, project investment, the election of a new director to fill the vacancy, the appointment of standing subcommittees, improvement or issuance of the Company's regulations, such as, the Compliance Charter B.E. 2554. There were 146 matters raised for acknowledgement, most of them concerning reports of operating results, progress of various projects, portfolio review, relinquishment of onshore concessions, progress of project management, the process and tools for business expansion, Project Look Back during 2000-2010, the relinquishment of concession areas, investment in PTTEP share status, position changes of Directors during the year, appointments of executives, activities to support social and environment development, oil price risk management and reports from standing subcommittees. The Board meeting normally lasts about three hours with the presence of the Corporate Secretary, who is responsible for providing directors with advice concerning related regulations to ensure correct practice and for taking minutes of the meeting as well as collecting and filing all documents.

The Board's decision will be based on majority vote by applying one many one vote rule. A director who has conflicts of interest on any particular matter shall not attend the meeting and vote on that matter. In case the vote cast is equal, the Chairman shall exercise a casting vote.

In addition, in these following cases, it is required to obtain approval from the shareholders' meeting not less than three-fourths of the total entitled votes present at the Meeting:

- (1) Sale or transfer of the Company's business wholly or partly to other persons
- (2) Purchase or transfer of other companies of private company's business to PTTEP
- (3) Conclusion, amendment or termination of the contract related to the lease of PTTEP's business for a whole or a substantial part, authorization of other persons to manage the Company's business or the merging with other entities for the purpose of profit sharing

มติที่ประชุมของคณะกรรมการ ปตท.สม. ให้ถือมติเสียงข้างมาก โดยให้กรรมการหนึ่งคนมีเสียงหนึ่งเสียง และกรรมการที่มีส่วนได้เสียในเรื่องใดจะไม่เข้าร่วมประชุม และ/หรือไม่ใช้สิทธิออกเสียงลงคะแนนในเรื่องนั้น หากคะแนนเสียงเท่ากัน ให้ประธานในที่ประชุมออกเสียงเพิ่มขึ้นอีกหนึ่งเสียงเป็นเสียงชี้ขาด ทั้งนี้ในกรณีต่อไปนี้จะต้องขออนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้น และต้องได้รับคะแนนเสียงไม่น้อยกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาประชุมและมีสิทธิออกเสียง

(1) การขายหรือโอนกิจการของ ปตท.สม. ทั้งหมด หรือบางส่วนที่สำคัญให้แก่บุคคลอื่น

(2) การซื้อหรือรับโอนกิจการของบริษัทอื่นหรือบริษัทเอกชนมาเป็นของ ปตท.สม.

(3) การทำ แก้วไข หรือเลิกสัญญาเกี่ยวกับการให้เช่ากิจการของ ปตท.สม. ทั้งหมดหรือบางส่วนที่สำคัญ การมอบหมายให้บุคคลอื่นเข้าจัดการธุรกิจของ ปตท.สม. หรือการรวมกิจการกับบุคคลอื่นโดยมีวัตถุประสงค์จะแบ่งกำไรขาดทุนกัน

(4) การแก้ไขเพิ่มเติมหนังสือบริคณห์สนธิหรือข้อบังคับของบริษัท

(5) การเพิ่มทุน การลดทุน การออกหุ้นกู้ การควบบริษัท และการเลิกบริษัท

(6) ในกรณีที่ ปตท.สม. หรือบริษัทย่อยตกลงเข้าทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน หรือรายการเกี่ยวกับการได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งทรัพย์สินของบริษัทหรือบริษัทย่อย ตามความหมายที่กำหนดตามประกาศตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยที่ใช้บังคับกับการทำรายการที่เกี่ยวข้องกันของบริษัทจดทะเบียน หรือการได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งทรัพย์สินของบริษัทจดทะเบียนแล้วแต่กรณี

รายงานการประชุมคณะกรรมการ ปตท.สม. ครอบคลุมสาระสำคัญต่างๆ อย่างครบถ้วน โดยเรื่องเพื่อพิจารณามีการลงมติเป็นมติที่เป็นเอกฉันท์ทั้งหมด มีการบันทึกรายชื่อผู้เข้าร่วมประชุม ชื่อผู้ให้ข้อคิดเห็น หรือคำถาม คำตอบ และคำชี้แจงที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งบันทึกข้อคิดเห็น คำถาม คำตอบ หรือคำชี้แจงไว้อย่างชัดเจน และมีการจัดเก็บรายงานการประชุมคณะกรรมการ ปตท.สม. และเอกสารประกอบอย่างเป็นระบบ มีการรักษาความปลอดภัยอย่างดี โดยปกติคณะกรรมการ ปตท.สม. เข้าร่วมการประชุมทุกคนทุกครั้ง ยกเว้นแต่มีเหตุจำเป็น ซึ่งหากทราบเป็นการล่วงหน้าก็จะมีหนังสือแจ้งขอผลการประชุมต่อประธานกรรมการเสมอ

(7) การประเมินตนเองของคณะกรรมการ ปตท.สม.

ปตท.สม. ได้กำหนดไว้ในการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สม. ให้มีการประเมินผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการ ปตท.สม. โดยตนเองตามแบบการประเมินผลการปฏิบัติงานและ

(4) Amendment of the Company's affidavits or Articles of Association

(5) Capital increase or decrease, debenture issuance, business and company dissolution

(6) In case where PTTEP or its subsidiaries agree to enter into a connected transaction or to acquire or dispose the Company's or its subsidiaries' assets as defined in the SET's Notification as the case may apply.

The meeting minutes covered all essential issues and all the minutes were unanimously approved, particularly for matters requiring deliberation. Names of those meeting participants who gave opinions, queries, and clarifications in each meeting were clearly recorded. All documents were systematically filed under tight security. As a rule, all Directors attended each Board meeting except for due reasons of absence. Whenever possible, Directors sent an apology letter to the Chairman when they could not attend a meeting.

(7) Self-assessment of the Board

PTTEP has stipulated in its GCG the assessment of the performance of the Board, the Chairman, and the Sub-committees — that their performance must be self-assessed against the performance assessment forms and the annual Performance Agreements, and that the performances of the Chairman and Standing Sub-committees must be assessed each year, using the evaluation forms defined by the Nominating Committee.

The Board assessment divided into three parts: individual self-assessment, cross-assessment for individuals, and the entire Board assessment. All sub-committees are evaluated by both the committee member themselves and other directors as well. The Chairmen performance is also assessed by all directors. PTTEP will propose these scores to the Board and disclose the scores in the annual report. PTTEP then gathers the comments and suggestions made in the evaluation forms as guidelines for improving the performance of the Board and the Company.

Performance Agreement ประจำปี และประเมินผลประจํากรรมการและคณะกรรมการเฉพาะเรื่องเป็นประจำทุกปี โดยคณะกรรมการสรรหาเป็นผู้กำหนดแบบการประเมิน

การประเมินผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการ ปตท.สผ. แบ่งออกเป็น การประเมินผลรายบุคคลโดยตนเอง การประเมินผลรายบุคคลโดยกรรมการอื่นแบบไขว้ การประเมินผลคณะกรรมการทั้งคณะ การประเมินผลคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และการประเมินผลประจํากรรมการ ซึ่ง ปตท.สผ. จะนำผลคะแนนเสนอคณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบก่อนนำไปเปิดเผยในรายงานประจำปี โดย ปตท.สผ. จะนำข้อเสนอแนะจากการประเมินผลฯ ของคณะกรรมการมาใช้ในการปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานของคณะกรรมการและของ ปตท.สผ. ต่อไป

แบบการประเมินในปี 2554 มีกำหนดน้ำหนักของแต่ละหัวข้อของการประเมินตามปี 2553 และมีการให้คะแนนเป็น 5 ระดับ โดย 1 = ต้องปรับปรุงอย่างมาก, 2 = พอใช้, 3 = มาตรฐาน, 4 = ดี และ 5 = ดีมาก มีดังต่อไปนี้

- ผลการประเมินรายบุคคลโดยตนเองได้คะแนนเฉลี่ย 4.66 โดยในปี 2553 ได้คะแนนเฉลี่ย 4.74 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมากซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด
- ผลการประเมินรายบุคคลโดยกรรมการอื่นแบบไขว้ได้คะแนนเฉลี่ย 4.89 โดยในปี 2553 ได้คะแนนเฉลี่ย 4.84 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมากซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด
- ผลการประเมินคณะกรรมการ ปตท.สผ. ทั้งคณะประกอบด้วย 2 ส่วน คือ

(1) ผลงานตามค่า Performance Agreement ประจำปีที่ตั้งไว้ ซึ่งกำหนดน้ำหนักไว้ 50% ได้คะแนน 3.91 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.38

(2) ผลการประเมินคณะกรรมการทั้งคณะโดยตนเองซึ่งกำหนดน้ำหนักไว้ 50% ได้คะแนนเฉลี่ย 4.74 เท่ากับปี 2553 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมาก ซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด

ดังนั้น โดยรวมแล้วผลการประเมินคณะกรรมการทั้งคณะจึงได้คะแนน 4.33 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.56

- ผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการตรวจสอบได้คะแนน 4.77 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.83 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมากซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด
- ผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนได้คะแนน 4.83 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.90 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมากซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด
- ผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการสรรหาได้คะแนน 4.57 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.74 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมากซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด

For 2011, a weighting factor for each topic has been fixed as same as in 2010. As regards the grading scale for these assessments, a '1' stands for 'seriously needs improvement', a '2' for 'fair', a '3' for 'standard', a '4' for 'good,' and a '5' for 'very good'.

- Self-assessment scores by individual Directors averaged 4.66 against 4.74 in the previous year, very close to the highest score of 5.
- Cross-assessment scores averaged 4.89, against 4.84 in the previous year, very close to the highest score of 5.
- The Board as a group performed in two aspects:

(1) Against Performance Agreements, with a 50% weighting factor, averaged 3.91, against 4.38 in the previous year.

(2) Against self-assessment forms of the entire Board, with a 50% weighting factor, averaged 4.74, same score as last year, very close to the highest score of 5.

On the whole, the Board averaged 4.33 against 4.56 in the previous year.

- The Audit Committee scored 4.77 against 4.83 in the previous year, very close to the highest score of 5.
- The Remuneration Committee scored 4.83 against 4.90 in the previous year, very close to the highest score of 5.
- The Nominating Committee scored 4.57 against 4.74 in the previous year and very close to the highest score of 5.
- The Corporate Governance Committee scored 5.00 against 4.85 in the previous year and it is the highest score.
- The Risk Management Committee scored 4.87 against 4.79 in the previous year, very close to the highest score of 5.
- The Chairman of the Board earned 4.94 from the rest of the Board members, against 4.91 in the previous year, very close to the highest score of 5.

- ผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการบริษัทปี 2553 ได้คะแนน 5.00 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.85 และเป็นคะแนนระดับสูงสุด

- ผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ได้คะแนน 4.87 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.79 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมากซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด

- ผลการประเมินของประธานกรรมการโดยกรรมการทั้งคณะได้คะแนน 4.94 โดยในปี 2553 ได้คะแนน 4.91 และเป็นคะแนนใกล้เคียงกับระดับดีมากซึ่งเป็นคะแนนขั้นสูงสุด

ทั้งนี้จากผลการประเมินการปฏิบัติงานของคณะกรรมการปี 2554 บริษัทจะได้มีการปรับปรุงและดำเนินการต่อไปในปี 2555

(8) คำตอบแทนกรรมการและผู้บริหาร

(8.1) คำตอบแทนกรรมการและกรรมการเฉพาะเรื่อง

ปตท.สผ. ได้กำหนดนโยบายคำตอบแทนกรรมการและกรรมการเฉพาะเรื่องไว้อย่างชัดเจนและโปร่งใส โดยมีคณะกรรมการกำหนดคำตอบแทนทำหน้าที่พิจารณาบทวนโดยคำนึงถึงความเหมาะสมและสอดคล้องกับผลการปฏิบัติงานผลการดำเนินงานของบริษัท แนวปฏิบัติของบริษัทจดทะเบียนในอุตสาหกรรมเดียวกันที่มีขนาดใกล้เคียงกัน รวมทั้งขอบเขตหน้าที่ความรับผิดชอบ และสถานการณ์เศรษฐกิจโดยรวม และได้รับอนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้น ซึ่งที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2554 ได้พิจารณาคำตอบแทนคณะกรรมการและคณะกรรมการเฉพาะเรื่องปี 2554 เป็นต้นไปตามข้อเสนอของคณะกรรมการกำหนดคำตอบแทน และได้มีมติอนุมัติดังนี้

(i) คำตอบแทนคณะกรรมการให้ได้รับในอัตราเดียวกับในปี 2553 ดังรายละเอียดต่อไปนี้

(i.i) คำตอบแทนรายเดือน เดือนละ 37,500 บาท/คน และจ่ายเต็มเดือน

(i.ii) ค่าเบี้ยประชุมครั้งละ 25,000 บาท/คน กรณีที่มาประชุม

(i.iii) โบนัสกรรมการให้คณะกรรมการทั้งคณะได้รับโบนัส ถ้ามีการจ่ายเงินปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นในปีนั้นๆ โดยได้รับร้อยละ 0.1 ของกำไรสุทธิปีนั้นๆ จากงบการเงินรวมของบริษัท แต่ไม่เกินวงเงินปีละ 40 ล้านบาท โดยจ่ายตามระยะเวลาการดำรงตำแหน่งกรรมการ

(i.iv) ประธานกรรมการได้รับคำตอบแทนทุกรายการสูงขึ้นไปร้อยละ 25

(ii) คำตอบแทนคณะกรรมการเฉพาะเรื่องที่มีลักษณะเป็นกรรมการประจำตามข้อบังคับของบริษัท (Standing Sub-Committee) ได้แก่ คณะกรรมการบริษัทปี 2553 คณะกรรมการตรวจสอบ คณะกรรมการกำหนดคำตอบแทน คณะกรรมการสรรหา และคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง

The Company will use the Board evaluation result of 2011 for further improvement in 2012 accordingly.

(8) Directors' and Executives' Compensation

(8.1) Directors and Standing Sub-committees' Compensation

PTTEP's policy for compensation paid to the Directors and members of the Sub-committees is clear and transparent. The Remuneration Committee decides and reviews such compensation based on not only suitability, but also the Board's and Company's performance, practices of leading SET-listed companies of the same size and industry, and the scope of responsibility and the economic situation and proposes it for approval from shareholders' meeting. The 2011 AGM approved Directors' and Sub-committee members' remuneration effective from 2011 onward as proposed by the Remuneration Committee, as detailed below:

(i) Directors' remuneration at the same rate as the remuneration in 2010 detailed as follows:

(i.i) Retainer fee at 37,500 Baht/person/month, paid in full each month.

(i.ii) Meeting fee at 25,000 Baht/person/meeting, paid only to those in attendance.

(i.iii) Annual bonuses for all Directors will be paid out if dividends are paid to shareholders in a given year; payouts would amount to 0.1% of the net profit for the same year with the total limited to 40 million baht, paid according to the tenure of each Director.

(i.iv) The Chairman of the Board shall receive an extra 25% of the fees and bonus.

(ii) The Standing Sub-committees consisting of five Sub-committees according to the Company's Article of Association, namely, the Corporate Governance Committee, the Audit Committee, the Remuneration Committee, the Nominating Committee and the Risk Management Committee shall receive the remuneration as follows:

(ii.i) คณะกรรมการตรวจสอบได้รับค่าเบี้ยประชุมครั้งละ 30,000 บาท/คน เพิ่มขึ้นจากปี 2553 และ 2552 ที่ได้รับค่าเบี้ยประชุมครั้งละ 25,000 บาท/คน เนื่องจากมีความรับผิดชอบสูง และเพื่อให้เทียบเคียงกับบริษัทจดทะเบียนในกลุ่มอุตสาหกรรมเดียวกันที่มีขนาดใกล้เคียงกัน

(ii.ii) คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน คณะกรรมการสรรหา คณะกรรมการบรรษัทภิบาล และคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ได้รับในอัตราเท่ากับปี 2553 และ 2552 คือ ได้รับค่าเบี้ยประชุมครั้งละ 25,000 บาท/คน

(ii.iii) ประธานกรรมการเฉพาะเรื่องได้รับสูงขึ้นร้อยละ 25

(ii.iv) กรณีมีมติเวียนจะไม่ได้รับค่าตอบแทน

(ii.v) กรรมการบริษัทที่มีฐานะเป็นฝ่ายจัดการ ได้แก่ ตั้งแต่ผู้บริหารสูงสุดลงมาจะไม่ได้รับค่าตอบแทนเช่นเดิม
 ปตท.สผ. ได้เปิดเผยรายละเอียดเกี่ยวกับค่าตอบแทนกรรมการบริษัทและกรรมการเฉพาะเรื่องเป็นรายบุคคลในส่วนที่เป็นค่าตอบแทนรายเดือน ค่าเบี้ยประชุม และโบนัสกรรมการ รวมทั้งค่าตอบแทนในปี 2554 ในหัวข้อโครงสร้างการจัดการ

(8.2) นโยบายค่าตอบแทนของกรรมการบริษัทย่อยและบริษัทร่วม

บริษัทย่อยของ ปตท.สผ. เป็นกลไกในการดำเนินกิจการปิโตรเลียมหรือกิจการที่เกี่ยวข้องเพื่อประโยชน์สูงสุดของ ปตท.สผ. ตามเงื่อนไขทางธุรกิจต่างๆ ถือเป็นสถานที่เก็บรวบรวมทรัพย์สินเพื่อให้สอดคล้องกับเงื่อนไขของการลงทุน โดยในบางบริษัทยังมีการดำเนินกิจการเต็มรูปแบบด้วย บริษัทย่อยต่างๆ นี้จะมีกรรมการบริษัทน้อยที่สุด เช่น มีรองกรรมการผู้จัดการใหญ่ และ/หรือผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ และ/หรือผู้จัดการอาวุโสที่รับผิดชอบโดยตรงในความสำเร็จของโครงการที่อยู่ภายใต้บริษัทย่อยและบริษัทร่วมนั้นๆ เป็นกรรมการ และจะใช้ระเบียบปฏิบัติงานของ ปตท.สผ. เป็นหลัก ซึ่งเป็นรูปแบบและวิธีการบริหารทรัพย์สินเพื่อประโยชน์สูงสุดของ ปตท.สผ.

ผู้บริหารที่ได้รับมอบหมายให้ไปปฏิบัติงานแทน ปตท.สผ. ในฐานะกรรมการบริษัทย่อยและบริษัทร่วมที่ประกอบธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม หรือธุรกิจที่เกี่ยวข้องโดยตรง เช่น บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด จะไม่ได้รับค่าตอบแทนเพิ่มเนื่องจากถือว่าเป็นธุรกิจโดยตรงของ ปตท.สผ. และเป็นส่วนหนึ่งของการปฏิบัติงานอยู่แล้ว แต่หากได้รับมอบหมายให้ไปปฏิบัติแทน ปตท.สผ. ในกรณีอื่น ผู้บริหารสามารถรับค่าตอบแทนจากการนั้นได้ เนื่องจากถือว่าเป็นภาระหน้าที่ที่ได้รับมอบหมายเพิ่มเติม เช่น บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด และบริษัทเอเนนอร์รี่คอมเพล็กซ์ จำกัด ซึ่งได้กำหนดไว้อย่างชัดเจนในการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ.

(ii.i) The Audit Committee will receive a meeting fee of 30,000 Baht/person/meeting. This has increased from years 2010 and 2009 for which the payment rate was 25,000 Baht/person/meeting. Rationale for this increase stems from the expanded number of committee responsibilities and from the need for a comparable fee as compared to listed companies of the same size within the same industry.

(ii.ii) The Remuneration Committee, the Nominating Committee, the Corporate Governance Committee and the Risk Management Committee will receive the meeting fee of 25,000 Baht/person/meeting at the same rate of 2010 and 2009.

(ii.iii) The Chairman of Sub-committees shall receive an extra 25% of the meeting fee.

(ii.iv) The payment will not apply when the meeting resolutions conducted by circulating.

(ii.v) The committee members who are the executive management top down from the top management will not receive the remuneration.

Individual director's compensation details concerning retainer fees, meeting fees, and bonuses, as well as meeting fees for sub-committees, appear under the topic of Management Structure.

(8.2) Compensation Policy for Affiliates' Subsidiaries' Board Members

This has to do with entities set up by PTTEP to serve as mechanisms for conducting businesses for PTTEP for its best interests under various business conditions. These are treated as Company assets in line with legal criteria or investment conditions. Some of these have operated as full-fledged companies. As a rule, the boards of these companies are kept to a bare minimum, for instance, Executive Vice President, Senior Vice President, and/or Vice President directly responsible for the success of the projects under such subsidiaries and associated companies. PTTEP rules and procedures therefore apply, as these are assets managed in the best interests of the Company.

(8.3) ค่าตอบแทนของประธานเจ้าหน้าที่บริหาร และกรรมการผู้จัดการใหญ่

ค่าตอบแทนของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่มีการกำหนดอย่างเหมาะสม ภายใต้หลักเกณฑ์ที่ชัดเจนและโปร่งใส โดยคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนจะเป็นผู้พิจารณาทบทวนค่าตอบแทนของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่เสนอคณะกรรมการ ปตท.สม. พิจารณาอนุมัติ โดยพิจารณาจากผลการปฏิบัติงาน ผลการดำเนินงานของ ปตท.สม. แนวปฏิบัติของบริษัทจดทะเบียนในอุตสาหกรรมเดียวกันที่มีขนาดใกล้เคียงกัน รวมทั้งสอดคล้องกับภาระหน้าที่ความรับผิดชอบและสถานการณ์เศรษฐกิจโดยรวมด้วย

คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนพิจารณา กำหนดค่าตอบแทนของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ด้วยความโปร่งใส ชัดเจน สอดคล้องกับผลการปฏิบัติงาน ซึ่งวัดจากดัชนีวัดผลการดำเนินงานของบริษัท ปี 2554 (Key Performance Indicator : KPI) โดยได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการ ปตท.สม. เพื่อให้มีระบบการถ่วงดุล (Check and Balance) และสามารถตรวจสอบติดตามการปฏิบัติงานของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ตามเป้าหมายที่วางไว้ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว และช่วยเสริมสร้างการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สม. อีกทั้งยังสามารถนำผลการประเมินที่ได้มาปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติงานให้ดียิ่งขึ้นอีกด้วย

(8.4) ค่าตอบแทนผู้บริหารระดับสูง

คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนจะกำหนดหลักเกณฑ์ หรือวิธีการกำหนดโครงสร้างเงินเดือนที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผลกับกิจการ และสามารถสะท้อนถึงการดำเนินงานของ ปตท.สม. และนำเสนอที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สม. เพื่อพิจารณาอนุมัติ ซึ่งโครงสร้างเงินเดือนผู้บริหารระดับสูงของ ปตท.สม. จะกำหนดโดยเทียบเคียงจากหลักเกณฑ์ วิธีการ อัตราการจ่ายและผลการสำรวจค่าตอบแทนของบริษัทชั้นนำ ซึ่งอยู่ในธุรกิจ/อุตสาหกรรมปิโตรเลียม โดยเปรียบเทียบจากหน้าที่ความรับผิดชอบที่ได้รับมอบหมาย

ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมในการกำหนดอัตราค่าตอบแทนรายบุคคล ในการปรับเงินเดือนประจำปีของผู้บริหารระดับสูง จะพิจารณาจากผลการปฏิบัติงานรายบุคคล และผลการดำเนินงานของ ปตท.สม. นอกจากนี้ ยังพิจารณาประกอบกับผลการปฏิบัติงานตามเป้าหมายที่ได้กำหนดไว้ล่วงหน้าของแต่ละสายงานด้วย

Executives assigned to serve on behalf of PTTEP as directors of subsidiaries and affiliates engaged in petroleum exploration and production, or directly related ones, including PTTEP Services Co., Ltd., are not entitled to extra compensation, as this is considered PTTEP's direct business and part of routine work. For other cases, they may receive such compensation, as it is considered extra duties, including service for PTT ICT Solutions Co., Ltd., and Energy Complex Co., Ltd. This provision is clearly stated in the GCG principles of PTTEP.

(8.3) President and CEO's Compensation

The President and CEO's compensation package is clearly and transparently decided by the Remuneration Committee with the endorsement of the Board. Consideration is given to performance appraisal outcome, Company performance, prevailing industry and business practices of companies with similar sizes, as well as job responsibilities and the economic situation.

Assessment of the President and CEO's performance is made transparently and clearly according to the result of the Company's 2011 Key Performance Indicator (KPI) by the Remuneration Committee and approved by the Board as check-and-balance to monitor the performance of the President and CEO against short-term and long-term goals. Besides allowing for GCG practices, this would make the deliberation of the President and CEO's compensation transparent and suitable while also enabling him to apply the findings to improve performance.

(8.4) Executive Management's Compensation

The Remuneration Committee reviews and recommends the criteria or procedures for defining the salary structure for executive management that are fair and reasonable while reflecting the Company's performance for the Board's approval. Executives' salary structures are determined by market comparison with other leading oil and gas companies' criteria, procedures, pay rates, salary surveys, and with consideration to their individual scopes of accountability.

เพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขันด้านค่าตอบแทนกับบริษัทชั้นนำ ซึ่งอยู่ในธุรกิจเดียวกัน ปตท.สผ. ได้จัดให้มีการสำรวจค่าตอบแทนระหว่างบริษัทชั้นนำในธุรกิจเดียวกันเป็นประจำทุกปี เพื่อให้มีข้อมูลที่เกี่ยวข้องในการนำเสนอต่อคณะกรรมการปตท.สผ. ถึงสถานะปัจจุบันของการกำหนดนโยบายและเพื่อแข่งขันด้านค่าตอบแทนของ ปตท.สผ. กับบริษัทอื่นที่เป็นกลุ่มเป้าหมาย รวมทั้งในกรณีที่มีความจำเป็นต้องปรับปรุงหากมีการเปลี่ยนแปลงอัตราและวิธีการจ่ายในตลาดที่แตกต่างจากเดิมไปมาก

ปตท.สผ. ได้เปิดเผยค่าตอบแทนของผู้บริหารระดับสูงโดยรวมเป็นประจำไว้ในรายงานประจำปี นอกจากนี้ได้เปิดเผยการถือหลักทรัพย์ และการได้รับสิทธิตามโครงการ ESOP ของ ปตท.สผ. เป็นรายบุคคล เพื่อความโปร่งใสและเป็นการเสริมสร้างการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. ด้วย

(9) การพัฒนากรรมการและผู้บริหาร

(9.1) การพัฒนากรรมการ

(i) การปฐมนิเทศกรรมการใหม่

ปตท.สผ. ได้กำหนดให้มีการปฐมนิเทศกรรมการใหม่ ประกอบด้วย

(i.i) การรับฟังการบรรยายสรุปโดยประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่กับผู้บริหารระดับสูงเกี่ยวกับลักษณะธุรกิจและแนวทางการดำเนินธุรกิจของบริษัท ความรู้และเทคนิคเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง การกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. และข้อมูลที่เป็นและเป็นประโยชน์ในการปฏิบัติหน้าที่กรรมการอย่างมีประสิทธิภาพ

(i.ii) การได้รับคู่มือกรรมการซึ่งประกอบด้วยข้อมูลสำคัญ เช่น แผนกลยุทธ์ กฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง การกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ. เป็นต้น เพื่อประโยชน์ต่อการปฏิบัติหน้าที่ของกรรมการและมีการปรับปรุงคู่มือกรรมการให้ทันสมัยอยู่เสมอ เพื่อใช้อ้างอิงในการปฏิบัติงานของกรรมการ

กรรมการใหม่ที่เข้าร่วมปฐมนิเทศจะต้องประเมินประสิทธิภาพการจัดปฐมนิเทศเพื่อนำผลไปปรับปรุงในครั้งต่อไปด้วย นอกจากนี้ กรรมการที่ได้รับเลือกตั้งเป็นประธานกรรมการจะได้รับการบรรยายเกี่ยวกับการทำหน้าที่ประธานกรรมการอย่างมีประสิทธิภาพ และวิธีการดำเนินการประชุมคณะกรรมการและผู้ถือหุ้นเพิ่มเติมด้วย

The President and CEO decides individual executive management's compensation. Annual merit increases of executive management are tied to individual performance, the Company's performance, and key performance indicators (KPIs) achievement of each division.

To maintain its competitiveness in the oil and gas market, PTTEP participates in annual compensation surveys along with other leading oil and gas companies to obtain sufficient information to report to the Board for possible adjustment in competitive compensation strategy when there is a significant compensation change in the marketplace.

In compliance with GCG and transparency, PTTEP discloses the Management's compensation, including their PTTEP shares and ESOP warrants, in the annual report.

(9) The Board of Directors' and Executives' Training

(9.1) Directors' Development

(i) Orientation for new Directors

PTTEP organizes orientation for each new Director as follows:

(i.i) The President and CEO and executives will present information to introduce new director to the Company's business and business direction, petroleum exploration and production knowledge and technique, related laws, PTTEP GCG and business ethics as well as necessary and useful information for effective director performance.

(i.ii) New Director will receive the Director's manual, which provides essential information, such as strategy, related laws and rules, and PTTEP GCG and Business Ethics. The Company will keep updating the Director's manual and improving it for reference in performing directors' duties.

New Director after attending the orientation shall evaluate the orientation efficiency so that the Company can improve it. Moreover, a director elected the Board Chairman will be presented how to be an efficient Board Chairman and how to conduct the Board of Directors' and shareholders' meetings.

(ii) การอบรมของกรรมการ

ปตท.สผ. มีกรรมการที่มีความรู้ความสามารถ และแสวงหาความรู้ความเข้าใจในหน้าที่กรรมการและธุรกิจอยู่เสมอ โดย ปตท.สผ. สนับสนุนให้กรรมการทุกคนได้ศึกษาและอบรมเพิ่มเติม เพื่อเพิ่มพูนความรู้เกี่ยวกับการทำหน้าที่กรรมการเสมอมา โดยในปี 2554 มีกรรมการเข้ารับการอบรม ดังนี้

(ii) Directors' training

PTTEP has knowledgeable Directors who are always eager to learn about their duties and the business, which it always supports. In 2011, directors' trainings are as follows:

รายชื่อกรรมการ Name of Director	หลักสูตร Courses
1. นายวีระพล จิรประดิษฐกุล Mr. Viraphol Jirapraditkul	- Role of the Nomination and Governance Committee (RNG 1/2011) ของ IOD - Role of the Nomination and Governance Committee (RNG 1/2011) organized by IOD
2. นายเทวินทร์ วงศ์วานิช Mr. Tevin Vongvanich	- Role of the Compensation Committee (RCC 13/2011) ของ IOD - หลักสูตร “ผู้บริหารกระบวนการยุติธรรมระดับสูง รุ่นที่ 15” ของ สำนักงานศาลยุติธรรม โดยวิทยาลัยการยุติธรรม สถาบันพัฒนาข้าราชการฝ่าย ตุลาการศาลยุติธรรม - Role of the Compensation Committee (RCC 13/2011) organized by IOD - “The Senior Executive in Justice Class 15” lectured by Court of Justice, Justice College, Judicial Training Institute
3. พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช General Lertrat Ratanavanich	- Financial Statements for Directors (FSD 13/2011) ของ IOD - Directors Forum 1/2011 ของ IOD - Role of the Compensation Committee (RCC 13/2011) ของ IOD - Financial Statements for Directors (FSD 13/2011) organized by IOD - Directors Forum 1/2011 organized by IOD - Role of the Compensation Committee (RCC 13/2011) organized by IOD

ปัจจุบัน มีกรรมการบริษัทที่เข้ารับการอบรม ในหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับบทบาทหน้าที่ของกรรมการ (DCP และ DAP) รวมจำนวน 12 คนและ 1 คนตามลำดับ จากกรรมการทั้งหมด 15 คน รวมทั้ง ปตท.สผ. ยังได้ดำเนินการสมัครสมาชิกสมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย (IOD) ให้กรรมการทุกคน เพื่อประโยชน์ในการรับรู้ข่าวสารและเพิ่มเติมความรู้ และในทุกครั้งที่ ปตท.สผ. ได้รับเอกสารแจ้งการอบรมหรือเอกสารประกอบการอบรมที่เกี่ยวข้องกับคณะกรรมการ ปตท.สผ. จะนำส่งข้อมูลดังกล่าวให้แก่กรรมการทราบเพื่อศึกษาต่อไป ทั้งนี้ มีรายละเอียดการเข้ารับการอบรมหลักสูตรหลักของ คณะกรรมการบริษัท แสดงในหน้า 171-188

Twelve directors have so far attended Director Certification Program (DCP) and one director attended Accreditation Program (DAP) out of altogether 15 directors. PTTEP has applied membership of Thai Institute of Directors Association for every director and will distribute the relevant training program or the supplementary document for training to the director for further study. Details of the attendance in training provided by IOD as well as other institutions are shown in pages 171-188.

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้เชิญวิทยากรจากภายนอกมาบรรยาย เพื่อเพิ่มพูนความรู้ ความเข้าใจด้านต่างๆ ให้แก่กรรมการและผู้บริหาร โดยในปี 2554 ได้เชิญ คุณหญิงชญา วัฒนศิริกุล ประธานกรรมการ IOD มาบรรยายเรื่อง บทบาทของ คณะกรรมการในการต่อต้านการทุจริต เพื่อแสดงถึงความมุ่งมั่น ที่จะพัฒนาการดำเนินงานของบริษัทให้เป็นไปตามแนวปฏิบัติที่ดี ของการต่อต้านการทุจริต และเป็นส่วนหนึ่งการปฏิบัติตามหลัก การกำกับดูแลกิจการที่ดีด้วย นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีการแจ้ง ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับความรับผิดชอบของกรรมการตามกฎหมาย และแนวปฏิบัติที่ดีตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีให้กับกรรมการ อยู่เสมอ เพื่อเพิ่มพูนความรู้ความเข้าใจด้วย

(9.2) การพัฒนาผู้บริหารและแผนการสืบทอดงาน

ปตท.สผ. มีการประเมินสมรรถนะผู้บริหาร โดยใช้ศูนย์ประเมินความพร้อม (Assessment Center) และนำผล ประเมินที่ได้มาเปรียบเทียบกับ PTTEP Management Success Profile ซึ่งประกอบด้วย Competency, Personal Attribute, Organization Knowledge และ Experience ผู้บริหารแต่ละรายจะได้รับแจ้งผล การประเมินและจัดทำแผนพัฒนาร่วมกับผู้บังคับบัญชาเพื่อเพิ่ม สมรรถนะในการบริหารและความเป็นผู้นำองค์กร

นอกจากนี้ยังมีการจัดทำแผนสืบทอดตำแหน่ง บริหาร (Succession Planning) เพื่อทดแทนตำแหน่งที่ว่างลงจาก การเกษียณอายุและบรรจุลงโครงสร้างองค์กรใหม่ตามแผนขยาย กิจการของ ปตท.สผ. ทั้งในและต่างประเทศ โดยมีคณะกรรมการ กำกับดูแลและพัฒนาผู้บริหาร (Career Review Board) เป็นผู้พิจารณาคัดเลือกผู้ที่มีความเหมาะสมเป็นผู้สืบทอดตำแหน่ง ดังกล่าว ซึ่งพิจารณาจากคุณสมบัติ ความรู้ ความสามารถ และ ประสบการณ์ที่ต้องการตามตำแหน่งงานนั้นและเมื่อได้รายชื่อสรุป ผู้สืบทอดตำแหน่งงานนั้นๆ แล้ว ปตท.สผ. จะมีการกำหนดแผน พัฒนารายบุคคลทั้งระยะสั้นและระยะยาวเพื่อให้ผู้ที่เป็นผู้สืบทอด ตำแหน่งมีความพร้อมที่จะดำรงตำแหน่งได้ตามกำหนดเวลา ที่ต้องการ

Moreover, PTTEP also invited an external speaker to lecture in order to enhance certain knowledge for the directors and the executives. PTTEP invited Khunying Chada Watanasirikul, the Chairman of IOD, to give the lecture on ‘the role of the Board to anti-corruption’ in order to express commitment of the Company to develop its business operation in accordance with the good practice for anti-corruption, which is a part of the GCG. PTTEP also regularly informs and reminds Directors of their responsibilities under the law and guidelines on GCG to reinforce their understanding.

(9.2) Executive Development and Succession Planning

PTTEP has a management competency evaluation through an assessment center and compared the evaluation result with PTTEP Management Success Profile consisting of Competency, Personal Attribute, Organization Knowledge and Experience. Each executive will be informed of the result for identifying a development plan to enhance management competency and leadership.

In additional, PTTEP has a systematic succession plan for key position to replace retirement and/or to fill new positions as a result of company expansion. The succession planning will be conducted and selected by the Career Review Board based on qualification, knowledge, capacity and experience in certain positions. Once the Career Review Board can select the successor, the company will set the individual development plan both in short term and long term time so that the successor is ready to work at the scheduled period.

คณะกรรมการตรวจสอบ ปตท.สผ. ประกอบด้วยกรรมการอิสระ 3 ท่าน ซึ่งมีความรู้ ความเชี่ยวชาญและประสบการณ์ โดยเฉพาะด้านการเงินและการบัญชี ด้านกฎหมาย และด้านเทคนิค โดยมีนายอำพน กิตติอำพน เป็นประธานกรรมการตรวจสอบ นายชัยเกษม นิติสิริ และพลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช เป็นกรรมการตรวจสอบ โดยกรรมการตรวจสอบทั้ง 3 ท่าน มีความรู้ และประสบการณ์ในการสอบทานความน่าเชื่อถือของงบการเงิน

คณะกรรมการตรวจสอบมีแนวทางในการดำเนินงาน ดังนี้

- คณะกรรมการตรวจสอบต้องการสร้างความมั่นใจว่า ระบบการตรวจสอบกระบวนการทำงานต่างๆ ของบริษัทมีการดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพ
- เน้นการตรวจสอบการปฏิบัติตามกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง (Compliance Audit) โดยเฉพาะในส่วนของบริษัทย่อย ว่าแต่ละบริษัทมีการปฏิบัติตามกฎระเบียบถูกต้องและสม่ำเสมอ
- ส่งเสริมระบบป้องกัน เพื่อสร้างความมั่นใจว่า กระบวนการทำงานต่างๆ มีระบบแจ้งเตือนล่วงหน้า หากพบรายการผิดปกติ

ในรอบปี 2554 ได้ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับมอบหมายจาก คณะกรรมการบริษัท ตามระเบียบ ปตท.สผ. ว่าด้วยคณะกรรมการตรวจสอบ ซึ่งสอดคล้องกับข้อกำหนดของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย โดยมีการประชุมคณะกรรมการตรวจสอบรวมทั้งสิ้น 10 ครั้ง ซึ่งคณะกรรมการตรวจสอบทั้ง 3 ท่าน เข้าร่วมประชุมครบทุกครั้ง และสามารถสรุปสาระสำคัญของงานที่ปฏิบัติได้ดังต่อไปนี้

(1) สอบทานงบการเงินรายไตรมาสและงบการเงินประจำปี ร่วมกับฝ่ายบริหารและผู้สอบบัญชี คือ สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน หรือ สตง. โดยได้สอบถาม ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็น เพื่อให้มั่นใจว่าระบบบัญชีและรายงานทางการเงินของ ปตท.สผ. มีความถูกต้อง เชื่อถือได้ และเปิดเผยข้อมูลที่สำคัญครบถ้วนเพียงพอ และทันเวลา เป็นไปตามมาตรฐานการบัญชีและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง

(2) พิจารณารายงานคำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ (MD&A) โดยได้ร่วมหารือกับฝ่ายจัดการทุกไตรมาส ทั้งนี้ หากพบประเด็นที่มีผลกระทบต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัท คณะกรรมการฯ ขอให้ฝ่ายจัดการกำหนดมาตรการควบคุม ติดตาม ดูแลเรื่องดังกล่าวและนำเสนอความก้าวหน้าให้ทราบเป็นระยะ

(3) สอบทานให้ ปตท.สผ. ปฏิบัติตามกฎหมายว่าด้วยหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ ข้อกำหนดของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย และกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจของ ปตท.สผ.

Consisting of three qualified Independent Directors with experience in finance and accounting, law, and related technical practices, the Audit Committee is chaired by Mr. Ampon Kittiampon, with Mr. Chaikasem Nitisiri and General Lertrat Ratanavanich as members. All are knowledgeable and experienced in reviewing financial statements.

In its performance, the sub-committee relied on the following approach:

- Ensure the efficient execution of PTTEP's audit system
- Emphasis on compliance audit, particularly on the part of subsidiary companies, with a focus on strict and regular compliance
- Promotion of a preventive system to ensure alerting systems for business processes in case of irregularities.

All members performed their duties and responsibilities as assigned by the Board of Directors in accordance with the regulations of the Audit Committee, which aligns with the Stock Exchange of Thailand regulations. During 2011, it held 10 meetings with perfect attendance, completing the tasks summarized below:

(1) Reviewed the quarterly and annual financial statements with the Management and the external auditor (The Office of the Auditor General) and asked questions and provided recommendations to ensure the accuracy and credibility of the accounting system and financial information, as well as accurate, sufficient, and timely disclosure of significant matters to meet the accounting standards and requirements of relevant laws and regulations.

(2) Each quarter of the year, deliberated the Management's discussion and analysis (MD&A) in consultation with the Management and called to attention issues affecting PTTEP's business, which the Management was to define measures to control, monitor, and report periodical progress on.

(3) Reviewed PTTEP's performance to ensure the Company's compliance with the securities and stock exchange laws, the Stock Exchange of Thailand's rules and regulations, and other laws related to PTTEP's business.

(4) พิจารณาและสนับสนุนให้มีการเปิดเผยข้อมูลของ ปตท.สผ. กรณีที่เกิดรายการที่เกี่ยวข้องกัน หรือรายการที่อาจจะมี ความขัดแย้งทางผลประโยชน์ ให้มีความถูกต้องครบถ้วนโดย ได้แสดงความเห็นว่า รายการดังกล่าวได้ดำเนินการอย่างสมเหตุ สมผลและเป็นประโยชน์สูงสุดต่อบริษัท

(5) สอบทานให้ ปตท.สผ. มีระบบการควบคุมภายใน และ ระบบการตรวจสอบภายในที่เพียงพอ เหมาะสม และมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้ คณะกรรมการตรวจสอบได้ให้ความสำคัญในเรื่องต่อไปนี้

- การกำกับดูแลโครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ ในต่างประเทศ โดยสนับสนุนให้มีการจัดทำ การประเมินการ ควบคุมภายในด้วยตนเองของหน่วยงานภายใน ปตท.สผ. รวมทั้ง ฝ่ายโครงการในต่างประเทศ เพื่อให้มั่นใจว่าการควบคุมภายใน มีความเพียงพอ สามารถรองรับการขยายตัวของบริษัท รวมทั้งให้ ความสำคัญในเรื่องการกำกับดูแลโครงการร่วมทุนของ ปตท.สผ. โดยได้หารือร่วมกับฝ่ายบริหารเพื่อทบทวนระบบการบริหาร จัดการและกำกับดูแลโครงการร่วมทุนให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

- ติดตามความก้าวหน้าของการดำเนินโครงการระบบ Enterprise Resource Planning (ERP) โดยให้ฝ่ายที่รับผิดชอบ โครงการมารายงานความก้าวหน้าเป็นระยะ

(6) พิจารณา เสนอแต่งตั้งสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน เป็นผู้สอบบัญชีของ ปตท.สผ. รวมทั้งพิจารณาเสนอค่าตอบแทน ในปี 2554

(7) เข้าร่วมประชุมกับผู้สอบบัญชีและฝ่ายตรวจสอบ โดย ไม่มีฝ่ายจัดการเข้าร่วม เพื่อรับทราบแนวทางและแผนการ ตรวจสอบของผู้สอบบัญชี รวมทั้งปัญหาหรืออุปสรรคในการ ปฏิบัติงานตรวจสอบ เพื่อให้ข้อเสนอแนะ การแก้ไขปรับปรุง ซึ่งในปี 2554 นี้ได้มีการประชุมร่วมกันจำนวน 2 ครั้ง

(8) พิจารณานุมัติการปรับปรุงกฎบัตรฝ่ายตรวจสอบ ประจำปี 2554

(9) พิจารณาทบทวนปรับปรุงระเบียบคณะกรรมการ ตรวจสอบประจำปี 2554

(10) พิจารณาความเป็นอิสระของหน่วยงานตรวจสอบ ตลอดจนให้ความเห็นชอบในการแต่งตั้ง โยกย้าย และพิจารณา ความดีความชอบ หรือลงโทษหัวหน้าหน่วยงานตรวจสอบ

(11) ให้ความเห็นชอบแผนงานการตรวจสอบของหน่วยงาน ตรวจสอบ รวมทั้งสอบทานรายงานผลการตรวจสอบ โดย คณะกรรมการตรวจสอบได้เน้นให้การวางแผนงานตรวจสอบ และแนวทางการตรวจสอบมีความสอดคล้องกับความเสี่ยง สำคัญของบริษัท

(12) พิจารณากำหนดกรอบงบประมาณ และอัตรากำลังของ หน่วยงานตรวจสอบ

(4) Deliberated and supported the disclosure of connected transactions to ensure accuracy and completeness; the Committee viewed that these transactions were reasonably executed for the maximum benefit of PTTEP.

(5) Reviewed PTTEP's internal controls and internal audit system to ensure their adequacy, suitability, and effectiveness. The sub-committee considered the following matters particularly essential:

- Governance of overseas projects where PTTEP is the operator. The sub-committee advocated self-assessment of internal controls to ensure the sufficiency of internal control to accommodate Company expansion. In valuing the governance of joint-venture projects, the sub-committee consulted the management to undertake a review of management systems and the governance of joint-venture projects for greater efficiency.

- Progress tracking of Enterprise Resource Planning project implementation, requiring departments responsible for the project to give periodical reports.

(6) Deliberated and proposed that the Office of the Auditor General continue to serve as the external auditor, decided the audit fees for 2011.

(7) Attended meetings with the external auditor and the internal audit department in the absence of PTTEP management to acknowledge the approach and audit plans of the external auditor and problems faced during its audit to seek solutions. This year, two such meetings took place.

(8) Approved the amendment to the 2011 Audit Charter.

(9) Reviewed and amended the 2011 regulations of the Audit Committee.

(10) Considered the independence of the internal audit department and endorsed the appointment, transfer, and performance merit considerations or punitive measures for the chiefs of the internal audit department.

(11) Endorsed the plans of the internal audit department and reviewed audit result. The sub-committee stressed the planning of audits and alignment of audits with PTTEP's key risks.

(12) Screened the budget and manpower requirements of the internal audit department.

(13) พิจารณาประเมินผลการปฏิบัติงานในรอบปี 2554 โดยวิธีการประเมินตนเอง การประเมินจากคณะกรรมการบริษัท และจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ผลการประเมินสรุปได้ว่าการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการตรวจสอบอยู่ในเกณฑ์ดีมาก

คณะกรรมการตรวจสอบได้รายงานผลการประชุมทุกครั้ง ให้คณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบอยู่เป็นประจำและอย่างต่อเนื่อง

ทั้งนี้ ภารกิจที่ได้ปฏิบัติในปี 2554 ตามที่กล่าวข้างต้น คณะกรรมการตรวจสอบ ขอสรุปความเห็นดังนี้

- ระบบบัญชีและรายงานทางการเงินของ ปตท.สผ. มีความถูกต้อง เชื่อถือได้ และมีการเปิดเผยข้อมูลที่สำคัญครบถ้วนเพียงพอ และทันเวลา
- ระบบการควบคุมภายในของบริษัทมีความเพียงพอและเหมาะสม และมีการจัดทำ ปรับปรุงแก้ไขระบบการควบคุมภายในอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มีความเหมาะสมกับการดำเนินธุรกิจของบริษัทในปัจจุบันและอนาคต และสอดคล้องกับกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง
- ผู้สอบบัญชีของ ปตท.สผ. คือสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน มีความเป็นอิสระและมีประสบการณ์ในการตรวจสอบรายงานทางการเงินของ ปตท.สผ. ให้มีความถูกต้อง เชื่อถือได้ และมีการเปิดเผยข้อมูลที่สำคัญครบถ้วนเพียงพอ และทันเวลา
- จากการสอบทานรายการที่เกี่ยวข้องกัน หรือรายการที่อาจมีความขัดแย้งทางผลประโยชน์ คณะกรรมการตรวจสอบเห็นว่า ปตท.สผ. ได้มีการเปิดเผยข้อมูลอย่างถูกต้องครบถ้วน และรายการดังกล่าวเป็นรายการที่มีเงื่อนไขและราคาที่ยุติธรรมเหมาะสม ซึ่งได้ผ่านการอนุมัติจากฝ่ายจัดการหรือคณะกรรมการบริษัทก่อนทำรายการแล้ว



(นายอำพน กิตติอำพน)
ประธานกรรมการตรวจสอบ

(13) Assessed this year's performance by completing a self—assessment, assessment by the Board of Directors, and assessment by related agencies. The result of the assessment revealed that the performance of the Audit Committee remained effective.

The Audit Committee continued to regularly submit all minutes of its meetings to the Board.

In conclusion, for the year, the Audit Committee's opinions are as follows:

- PTTEP's accounting system and financial reports were accurate, creditable, and contained complete, adequate, and timely essential information.
- PTTEP's internal controls were adequate, suitable, and adaptable to evolving circumstances to suit its present and future business operations while complying with all relevant laws and regulations.
- The Office of the Auditor General—PTTEP's external auditor—was independent and experienced in auditing its financial reports to ensure accuracy and reliability, as well as complete, adequate, and timely disclosure of essential information.
- Based on its review of connected transactions or items with potential conflicts of interest, the Audit Committee regarded PTTEP's disclosure of information as accurate and complete, and such items carried fair conditions and prices, which had won the prior approval of the Management or the Board.

(Signed) Mr. Ampon Kittiampon
(Mr. Ampon Kittiampon)
Chairman of the Audit Committee

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการยึดถือปฏิบัติตามนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจในการดำเนินงาน และได้พัฒนาการกำกับดูแลกิจการที่ดีของบริษัทอย่างต่อเนื่อง โดยคณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้มอบหมายให้คณะกรรมการบรรษัทภิบาล ประกอบด้วย กรรมการ ปตท.สผ. อย่างน้อย 3 คน ที่เป็นกรรมการอิสระทั้งหมด ทำหน้าที่กำกับและส่งเสริมให้มีการปฏิบัติตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ. ในทุกระดับ

ในปี 2554 มีคณะกรรมการบรรษัทภิบาล 2 ชุด ชุดแรกดำรงตำแหน่งระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2554 - 21 กุมภาพันธ์ 2554 และรักษาการในตำแหน่งจนถึงวันที่ 24 เมษายน 2554 ประกอบด้วย นายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์ เป็นประธานกรรมการบรรษัทภิบาล ม.ร.ว. พงษ์สวัสดิ์ สวัสดิวัตน์ และนายจักรกฤตภูมิ พาราพันธกุล เป็นกรรมการบรรษัทภิบาล และชุดปัจจุบัน มีวาระการดำรงตำแหน่งระหว่างวันที่ 25 เมษายน 2554 - 24 เมษายน 2557 ประกอบด้วย นายวีระพล จิรประดิษฐกุล เป็นประธานกรรมการบรรษัทภิบาล นายจักรกฤตภูมิ พาราพันธกุล และนายไกรฤทธิ์ อุชुकานนท์ชัย (เข้ารับตำแหน่งเมื่อ 25 พฤศจิกายน 2554 แทนนายภูษณ ปรีัยมานิช ที่ลาออกเมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2554) เป็นกรรมการบรรษัทภิบาล โดยระหว่างปี 2554 คณะกรรมการบรรษัทภิบาล มีการประชุมรวมทั้งสิ้น 4 ครั้ง โดยกรรมการบรรษัทภิบาลทุกคนมาร่วมประชุมครบทุกครั้ง ซึ่งสาระสำคัญของการประชุมสรุปได้ดังนี้

(1) ประเมินและทบทวนเกี่ยวกับนโยบายจริยธรรมทางธุรกิจ ตลอดจนข้อพึงปฏิบัติหรือแนวปฏิบัติด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดีของบริษัทให้สอดคล้องกับกฎหมาย แนวทางปฏิบัติของสากลและบริษัทชั้นนำ รวมทั้งข้อเสนอแนะของสถาบันต่างๆ และนำเสนอคณะกรรมการ ปตท.สผ. เพื่อพิจารณาอนุมัติต่อไป

(2) ส่งเสริมให้การดำเนินกิจการของบริษัทและการปฏิบัติงานของคณะกรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานของบริษัท สอดคล้องกับนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของบริษัท โดยติดตามผลและให้ข้อเสนอแนะการจัดกิจกรรมส่งเสริมความรู้ความเข้าใจการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ. รวมถึงการดำเนินการของ ปตท.สผ. เกี่ยวกับเรื่องร้องเรียนที่ได้รับจาก CG Hotline เป็นประจำทุกไตรมาส และการพบกับผู้บริหารกลุ่มงานต่างๆ ในกิจกรรม CG Visit เพื่อติดตามการส่งเสริม CG และการทำหน้าที่ CG Leader ของผู้บริหาร นอกจากนี้ คณะกรรมการบรรษัทภิบาลยังได้เข้าร่วมและกล่าวเน้นย้ำถึงความสำคัญของ CG ในการจัดอบรมหลักสูตร CG ซึ่งจัดให้กับผู้บริหารใหม่ จำนวน 2 ครั้ง และพนักงานใหม่จำนวน 3 ครั้ง ตลอดปี 2554 ด้วย

Valuing compliance with its corporate governance (CG) policy and code of business conduct, PTTEP has continually improved its practices, for which the Board of Directors has assigned the Corporate Governance Committee this responsibility. This sub-committee, consisting of at least three Independent Directors, supervises and promotes compliance with the above-mentioned policy and code across the Company.

In 2011, this sub-committee ran by two groups of committee. The first—serving from January 1, 2011, to February 21, 2011, and acting until April 24, 2011—was chaired by Mr. Vudhibhandhu Vichairatana, with M.R. Pongsvas Svasti and Mr. Chakkrit Parapuntakul serving as members. Serving from April 25, 2011, to April 24, 2014, the current sub-committee is chaired by Mr. Viraphol Jirapraditkul, with Mr. Chakkrit Parapuntakul and Mr. Krairit Euchukanonchai (serving from November 25, 2011, replacing Mr. Bhusana Premanod, who resigned on October 26, 2011) serving as members. All members attended the four meetings held during the year, with the following essences.

(1) Assessed and revised the above-mentioned policy, code of business ethics, and guidelines in compliance with good corporate governance, international practices and leading companies' practices, and recommendations of various institutions for the Board's approval.

(2) Promoted compliance through PTTEP's business and the performance of the Board, executives, and employees with the above-mentioned policy and code by monitoring and recommending promotional activities for each quarter of the year. This applied to PTTEP's actions on complaints filed through the CG Hotline. The sub-committee also met management teams during CG Visit activities to monitor the promotion of CG and executives' CG Leadership performance. In addition, the sub-committee participated in and stressed the significance of corporate governance at two CG training sessions for new executives and three for new hires in 2011.

(3) ดูแลให้มีการประเมินผลการปฏิบัติตามจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ. โดยเป็นการจัดทำแบบสำรวจภายใน

(4) กำหนดแนวทางการรายงานการปฏิบัติตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. (CG Report) ให้สอดคล้องตามหลักเกณฑ์ของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เพื่อจัดทำรายงานเผยแพร่ต่อผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย (Stakeholders) ในรายงานประจำปี

(5) พิจารณาและเสนอต่อคณะกรรมการบริษัทให้กำหนดระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการบริษัท เพื่อให้คณะกรรมการบริษัทมีกรอบและแนวทางในการยึดถือปฏิบัติที่ถูกต้องและเป็นรูปธรรม และทัดเทียมกับแนวปฏิบัติของบริษัทชั้นนำ

(6) พิจารณาทบทวนระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการบริษัท ภิบาลและรายงานของคณะกรรมการบริษัท ภิบาล ปี 2554 เพื่อปรับปรุงหน้าที่และความรับผิดชอบของคณะกรรมการบริษัท ภิบาลให้ครอบคลุมภารกิจในการดูแลการดำเนินงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) และให้สอดคล้องกับระเบียบคณะกรรมการเฉพาะเรื่องอื่น และเพื่อเปิดเผยรายงานเกี่ยวกับการทำหน้าที่ของคณะกรรมการบริษัท ภิบาลในรอบปี 2554 ตามลำดับ

(7) พิจารณาและเสนอต่อคณะกรรมการบริษัทให้กำหนดระเบียบว่าการกำกับปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Compliance) ของกลุ่ม ปตท.สผ.

(8) ให้ข้อเสนอแนะและร่วมติดตามผลการดำเนินกิจกรรม CSR ของ ปตท.สผ. รวมถึงแผนงานด้าน CSR ด้วย เพื่อดูแลให้ ปตท.สผ. มีแผนการดำเนินงานด้าน CSR ที่เหมาะสมและทำแบบยั่งยืน

คณะกรรมการบริษัท ภิบาลได้รายงานผลการประชุมทุกครั้งให้คณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบ เป็นประจำอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ ในรอบปี 2554 คณะกรรมการบริษัท ภิบาลได้ปฏิบัติงานที่ได้รับมอบหมายตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการบริษัท ภิบาล พ.ศ. 2548 และที่แก้ไขเพิ่มเติมด้วยความระมัดระวัง รอบคอบเต็มความสามารถ และเป็นอิสระ โดยได้ให้ความเห็นอย่างตรงไปตรงมาเพื่อประโยชน์สูงสุดของ ปตท.สผ. ผู้ถือหุ้นทุกรายและผู้มีส่วนได้เสียอื่นๆ อย่างเหมาะสมแล้ว



(นายวิระพล จิระประดิษฐกุล)
ประธานกรรมการบริษัท ภิบาล

(3) Ensured assessment of code of business conduct compliance, which was undertaken internally.

(4) Formulated a CG reporting guideline in line with the Stock Exchange of Thailand criteria for distribution to stakeholders in the annual report.

(5) Considered and submitted to the Board a charter for the Board itself to serve as proper, tangible framework and guidelines for compliance on a par with those of leading companies.

(6) Reviewed the charter for the sub-committee itself and its reports for 2011 to improve its roles and responsibility to include oversight of corporate social responsibility (CSR) work and conform to the charters for other sub-committees, and to disclose reports on its performance for the year.

(7) Considered and submitted to the Board a rule for compliance for PTTEP Group.

(8) Provided recommendations on and joined the monitoring of CSR activities, including CSR plans, to ensure proper, sustainable CSR action plans.

The Corporate Governance Committee regularly reported all meeting outcomes to the Board. Throughout the year, it performed all assignments under its charter of 2005 and amendments with prudence, competence, and independence, and provided candid views for the maximum benefit of PTTEP, the shareholders, and stakeholders.

(Signed) Mr. Viraphol Jirapraditkul

(Mr. Viraphol Jirapraditkul)

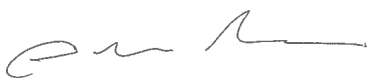
Chairman of the Corporate Governance Committee

การกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. กำหนดให้มีคณะกรรมการสรรหา ประกอบด้วย กรรมการอย่างน้อย 3 คน โดยประธานกรรมการและกรรมการส่วนใหญ่ต้องเป็นกรรมการอิสระ มีหน้าที่ความรับผิดชอบตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการสรรหา และมีวาระคราวละ 3 ปี

คณะกรรมการสรรหาชุดปัจจุบัน ประกอบด้วย นายสมหมาย ใจวัฒนาภรณ์ (กรรมการอิสระ) เป็นประธานกรรมการ นายชัยเกษม นิติสิริ (กรรมการอิสระ) และนายไพรินทร์ ชูโชติถาวร เป็นกรรมการ โดยมีวาระการดำรงตำแหน่งตั้งแต่วันที่ 23 มิถุนายน 2552 ถึงวันที่ 22 มิถุนายน 2555 ซึ่งนายชัยเกษม นิติสิริ และนายไพรินทร์ ชูโชติถาวร เข้ารับตำแหน่งกรรมการสรรหาแทนนายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ และนายประเสริฐ บุญสัมพันธ์ ตั้งแต่วันที่ 19 พฤษภาคม 2554 และ 1 ธันวาคม 2554 ตามลำดับ

ในรอบปี 2554 คณะกรรมการสรรหาได้ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับมอบหมายจากคณะกรรมการบริษัทในระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการสรรหา ด้วยความระมัดระวัง รอบคอบ เต็มความสามารถ และเป็นอิสระ เกี่ยวกับการสรรหาบุคคลที่สมควรได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการ เมื่อมีตำแหน่งว่างลงหรือครบวาระ และพิจารณากรรมการที่มีคุณสมบัติเหมาะสมมาดำรงตำแหน่งประธานกรรมการเฉพาะเรื่องและกรรมการเฉพาะเรื่อง พิจารณา Performance Agreement และแบบประเมินผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการ ประธานกรรมการ คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ ซึ่งในปี 2554 คณะกรรมการสรรหามีการประชุมรวมทั้งสิ้น 7 ครั้ง และกรรมการทุกคนมาร่วมประชุมครบทุกครั้ง โดยกรรมการสรรหาที่มีส่วนได้เสียไม่ได้ออกเสียงในเรื่องที่ตนมีส่วนได้เสีย และได้รายงานผลการประชุมทุกครั้งให้คณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบด้วย

ทั้งนี้ บริษัทได้เปิดเผยรายละเอียดเกี่ยวกับหลักเกณฑ์และกระบวนการสรรหากรรมการและประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ไว้ในรายงานประจำปีด้วย



(นายสมหมาย ใจวัฒนาภรณ์)
ประธานกรรมการสรรหา

PTTEP's good corporate governance requires the Nominating Committee to be made up of at least three Directors, while the Chairman and the majority of members must be Independent Directors. Bound by the Nominating Committee Charter, they serve for three years at a time.

The current Nominating Committee (serving from June 23, 2009, to June 22, 2012) is chaired by Mr. Sommai Khowkachaporn (Independent Director), with the rest made up of Mr. Chaikasem Nitisiri (Independent Director), who replaced Mr. Chulasingh Vasantasingh on May 19, 2011, and Mr. Pailin Chuchottaworn, who replaced Mr. Prasert Bunsumpun on December 1, 2011.

During the year, the sub-committee performed Board-assigned duties under its own charter prudently, competently, and independently in recruiting Directors, replacing those that had completed their terms or resigned; nominating sub-committee members and chairmen; examining performance agreements for the Board and performance assessment forms for the Board, the Chairman, sub-committees, and the President and CEO. Seven meetings were held during the year with perfect attendance. Members with vested interests duly abstained on relevant matters. All meeting outcomes were reported to the Board.

PTTEP has publicized details about the criteria and processes for recruitment of Directors and the President and CEO in the annual report.

(Signed) Mr. Sommai Khowkachaporn
(Mr. Sommai Khowkachaporn)
Chairman of the Nominating Committee

คณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้แต่งตั้งคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน ประกอบด้วยกรรมการอิสระเป็นส่วนใหญ่ และประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทนเป็นกรรมการอิสระ เพื่อพิจารณาความเหมาะสมของค่าตอบแทนสำหรับคณะกรรมการ คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ รวมทั้งโครงสร้างเงินเดือนของผู้บริหารระดับสูง โดยมีหลักเกณฑ์หรือวิธีการ และโครงสร้างที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผล

ในปี 2554 คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนมีการประชุม 1 ครั้ง เพื่อปฏิบัติหน้าที่ตามบทบาทและความรับผิดชอบที่คณะกรรมการ ปตท.สผ. กำหนดไว้ในระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน ด้วยความรอบคอบระมัดระวังและเป็นอิสระ โดยกรรมการกำหนดค่าตอบแทนทุกคนได้เข้าร่วมในการประชุม และได้รายงานผลการประชุมต่อคณะกรรมการ ปตท.สผ. ด้วย

- การพิจารณากำหนดค่าตอบแทนสำหรับคณะกรรมการและคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง พิจารณาจากผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการและคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง ซึ่งมีการประเมินผลของคณะกรรมการในภาพรวมทั้งคณะ ประกอบกับผลสำเร็จตามตัวชี้วัดที่กำหนดไว้โดยคณะกรรมการสรรหาตั้งแต่ต้นปี (ค่าน้ำหนักอย่างละ 50%) ผลการดำเนินงานของบริษัท ความสอดคล้องกับค่าตอบแทนของบริษัทจดทะเบียนในอุตสาหกรรมเดียวกัน และบริษัทที่มีขนาดใกล้เคียงกัน ภาระหน้าที่และความรับผิดชอบ ตลอดจนสภาพการณ์เศรษฐกิจโดยรวม

- การพิจารณาค่าตอบแทนของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ ซึ่งรวมถึงรูปแบบที่จูงใจให้มีความมุ่งมั่นทำงาน เพื่อให้บริษัทเจริญเติบโตยิ่งขึ้น โดยพิจารณาจากผลการปฏิบัติงานเปรียบเทียบกับตัวชี้วัดที่กำหนดไว้ตั้งแต่ต้นปี (Performance Agreement) ซึ่งคณะกรรมการสรรหาเป็นผู้กำหนดให้ใช้ตัวชี้วัดเดียวกันกับของบริษัท (Corporate KPI) เพื่อแสดงถึงความรับผิดชอบในการนำพาองค์กรไปสู่เป้าหมายที่วางไว้ นอกจากนี้ ยังได้มีการเปรียบเทียบกับบริษัทจดทะเบียนในอุตสาหกรรมเดียวกัน และบริษัทที่มีขนาดใกล้เคียงกัน รวมทั้งบริษัทในอุตสาหกรรมเดียวกัน

- การรับทราบโครงสร้างเงินเดือนของผู้บริหารระดับสูง ซึ่งพิจารณาเปรียบเทียบกับบริษัทชั้นนำในธุรกิจ E&P และ Oil & Gas รวมถึงบริษัทในกลุ่ม ปตท. เห็นว่ายังมีความเหมาะสมกับการดำเนินการในปัจจุบัน

คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนดำเนินการอย่างเป็นธรรม โปร่งใส และสมเหตุสมผล เพื่อสร้างความมั่นใจแก่ผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย และได้เปิดเผยค่าตอบแทนของกรรมการ กรรมการเฉพาะเรื่อง และผู้บริหารไว้ในรายงานประจำปีด้วย



(พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช)

ประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทน

The Board of Directors appointed the Remuneration Committee, which consists mainly of independent directors and of which the Chairman is also an independent director, to consider the compensation suitability for the Board, the sub-committees, and the President and CEO, as well as the salary structure for senior management. The underlying principles taken into consideration are fair and reasonable criteria, procedures, and structures.

One meeting was held during the past year to fulfill the sub-committee's roles and responsibilities (spelled out by the Board in the Remuneration Committee Charter) prudently and independently. All members attended the meeting, and a report of its outcomes was filed to the Board. Below is a summary of its work for the year.

- Deliberation of the compensation for the Board and the sub-committees was based on their respective performance. Taken into consideration were the assessment of the Board as a whole, together with its achievement against the performance indicators defined since the beginning of the year by the Nominating Committee in the performance agreement (with 50% weighting average each), the company performance, alignment with the compensation of listed industry peers and companies of similar sizes, duties and responsibilities of the Board and the sub-committees, together with the overall economic situation.

- Deliberation of the compensation for the President and CEO, incorporating incentives for his commitment to corporate growth and based on his performance against the indicators defined in his annual performance agreement. It was the Nominating Committee's decision that he should have the same KPIs as the corporate ones so as to illustrate his accountability for guiding the company toward its goals. Again, the Remuneration Committee also takes into account the compensation of listed industry peers and companies of similar sizes when considering the President and CEO's remuneration.

- Acknowledgment of executive management's salary structure. The sub-committee regarded that PTTEP's structure, in comparison with those of leading companies in the exploration & production and the oil & gas businesses, still suited present circumstances.

Having executed its duties in a fair, transparent, and reasonable manner so as to bolster confidence among all stakeholders, the sub-committee has also disclosed the compensation for the Board, sub-committees, and executives in this annual report.

(Signed) General Lertrat Ratanavanich

(General Lertrat Ratanavanich)

Chairman of the Remuneration Committee

คณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ปตท.สผ. ปัจจุบันประกอบด้วยกรรมการ 4 คน โดยมี นายพิชัย ชุนhoven เป็นประธานกรรมการ นายสมหมาย ใ้วคชาภรณ์ นายวีระพล จิรประดิษฐกุล และ นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ เป็นกรรมการ ทั้งนี้ในระหว่างปี 2554 นายจิตรพงษ์ กว่างสุขสถิตย์ และ นายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์ ได้พ้นจากการเป็นกรรมการตามวาระและพ้นจากตำแหน่งกรรมการบริหารความเสี่ยง โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 30 มีนาคม 2554 นายวิชัย พรกิตติวัฒน์ และนายวีระพล จิรประดิษฐกุล ได้รับแต่งตั้งเป็นกรรมการบริหารความเสี่ยง เมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554 และต่อมา นายวิชัย พรกิตติวัฒน์ ได้ลาออกจากตำแหน่งกรรมการและกรรมการบริหารความเสี่ยง เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2554

ในรอบปี 2554 คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงได้ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับมอบหมายจากคณะกรรมการบริษัทตามระเบียบ ปตท.สผ. ว่าด้วยคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง โดยมีการประชุมคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงทั้งสิ้น 12 ครั้ง สรุปสาระสำคัญของงานที่ปฏิบัติได้ดังต่อไปนี้

(1) พิจารณาปรับปรุงกระบวนการและแผนงานการบริหารความเสี่ยง (Enterprise Risk Management Framework) เพื่อให้กระบวนการบริหารจัดการความเสี่ยงตลอดจนการติดตามความคืบหน้าของการบริหารจัดการความเสี่ยงมีประสิทธิภาพมากขึ้นเพียงพอกับระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้และเหมาะสมกับสภาพแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงไป

(2) พิจารณาโครงสร้างความเสี่ยง (Corporate Risk Profile) ที่เชื่อมโยงและสนับสนุนทิศทางกลยุทธ์ โดยพิจารณาความเสี่ยงทุกตัวอย่างละเอียดทั้งในเชิงปริมาณและเชิงคุณภาพ พร้อมให้ข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์เพื่อลดความเสี่ยงนั้น ตลอดจนติดตามผลการดำเนินงานในการลดความเสี่ยงนั้นๆ อย่างใกล้ชิดไม่ว่าจะเป็นความเสี่ยงที่อยู่ในระดับกลยุทธ์หรือระดับปฏิบัติการ รายโครงการโดยใช้เครื่องมือ Enterprise Risk Management Dashboard และกำหนดผู้รับผิดชอบอย่างเป็นทางการ คือ Risk Owner ทำหน้าที่ติดตามและปรับปรุงข้อมูลให้เป็นปัจจุบัน รวมทั้งกำหนดแผนลดความเสี่ยงด้วย

The Risk Management Committee currently consists of four members; chaired by Mr. Pichai Chunhavajira, with Mr. Sommai Khawkachaporn, Mr. Viraphol Jirapraditkul and Mr. Anon Sirisaengtaksin serving as members. During the year, Mr. Chitrapongse Kwangsukstith and Mr. Vudhibhandhu Vichairatana ceased to be directors and members of the committee when they completed their terms at the annual general meeting on March 30, 2011. On April 25, 2011, Mr. Wichai Pornkeratiwat and Mr. Viraphol Jirapraditkul were appointed as members. Mr. Wichai Pornkeratiwat resigned from the Board and the committee, with effect from November 24, 2011.

The Risk Management Committee members performed their duties and responsibilities as assigned by the Board of Director and in accordance with the Risk Management Charter. During 2011, the Committee held 12 meetings which can be summarized as follows:

(1) Improved Enterprise Risk Management Framework to ensure the effectiveness of risk management process to mitigate risk into acceptable levels and evolving circumstances.

(2) Supported corporate strategy, PTTEP conducted extensive qualitative and quantitative evaluation of its Corporate Risk Profile. The Risk Management Committee was able to provide constructive insight and direction on how to mitigate risks and oversight over the progress of measures taken to mitigate those risks, which ranged from strategic or operational risks. The Enterprise Risk Management Dashboard established an ownership and a “Risk Owner” responsible for following up and reporting on the current status of identified risks, formulation and execution of appropriate actions with which to mitigate such risks.

(3) พิจารณาและอนุมัติการดำเนินการเพื่อบริหารความเสี่ยงที่มีนัยสำคัญต่อ ปตท.สผ. ในระดับกลยุทธ์ ที่เกี่ยวกับการลงทุนใหม่ๆ และนโยบายการทำประกันความเสี่ยงทางด้านราคาน้ำมัน ก่อนนำเสนอคณะกรรมการ

(4) พิจารณาแผนการดำเนินงานเชิงกลยุทธ์ ดัชนีวัดผลการดำเนินงาน และงบประมาณรายจ่ายประจำปี 2555 โดยมีการพิจารณาความเสี่ยงที่สำคัญก่อนนำเสนอคณะกรรมการ

คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงได้รายงานผลการประชุมให้คณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบเป็นประจำและอย่างต่อเนื่อง

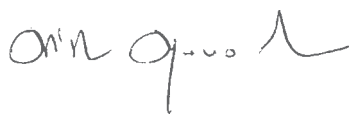
ทั้งนี้ ขอรายงานสรุปการกำกับดูแลกิจการของคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ในปี 2554 ว่าได้ปฏิบัติงานที่ได้รับมอบหมายอย่างรอบคอบ เต็มกำลังสติปัญญา ด้วยความรู้ ความสามารถ และความเป็นอิสระตลอดจนได้ให้ความเห็นต่างๆ แก่ทุกฝ่ายอย่างตรงไปตรงมา เพื่อประโยชน์ต่อ ปตท.สผ. ผู้ถือหุ้นทุกราย และผู้มีส่วนได้เสียอื่นๆ อย่างเหมาะสมแล้ว

(3) Evaluated and authorized appropriate measures to manage and mitigate critical risks to PTTEP. Provided oversight over new investments and the oil price hedging program, prior to board approval.

(4) Considered the corporate strategic plan, key performance indicators, 2011 annual budget, and relevant risks prior to board approval.

The committee reported its findings to the Board on a regular basis.

In summary, it is our view that the committee has performed its duties in 2011 prudently and independently while providing candid views to all parties for the benefit of PTTEP, all shareholders, and stakeholders.



(นายพิชัย ชุนhavajira)

ประธานคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง

(Signed) Mr. Pichai Chunhavajira

(Mr. Pichai Chunhavajira)

Chairman of the Risk Management Committee



จากปณิธานในการดำเนินงานควบคู่กับความรับผิดชอบต่อสังคม เพื่อสร้างความเชื่อมั่นแก่ผู้ถือหุ้นและผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย นำพาทิศทางให้ “เติบโตรุ่งเรือง มั่นคง ยั่งยืน และสง่างาม” และก้าวไปสู่เป้าหมายการเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำในภูมิภาคเอเชีย ปตท.สผ. จึงไม่เพียงแต่ยึดถือปฏิบัติตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจเท่านั้น แต่ยังให้ความสำคัญกับการดูแลสิ่งแวดล้อมและพัฒนาศักยภาพขององค์กร รวมทั้งยกระดับมาตรฐานการปฏิบัติงานให้อยู่ในระดับสากลเสมอ ส่งผลให้ในปี 2554 ปตท.สผ. ได้รับการยอมรับจากสาธารณชนและองค์กรชั้นนำทั้งในและต่างประเทศ ดังนี้

- **รางวัลรายงานบรรษัทภิบาลดีเด่น** ซึ่งเป็นรางวัลที่มอบให้แก่บริษัทจดทะเบียนที่มีความโดดเด่นด้านรายงานการปฏิบัติตามหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี และ**รางวัลผู้บริหารสูงสุดดีเด่น** ซึ่งเป็นรางวัลที่มอบให้แก่ CEO ที่มีความเป็นผู้นำดีเด่น นำพาทิศทางสู่ความสำเร็จ และเป็นผู้ยึดถือหลักคุณธรรมในการบริหารองค์กร รวมถึงการมีวิสัยทัศน์และความสามารถเชิงกลยุทธ์ ตลอดจนเป็นผู้ที่ให้ความสำคัญต่อสังคมและธุรกิจ และการให้ความใส่ใจกับกิจกรรมน้กลลงทุนสัมพันธ์เป็นอย่างดี จากงาน SET Awards 2011 ครั้งที่ 8 ซึ่งจัดโดยตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (ตลท.) และวารสารการเงินการธนาคาร

Thanks to its resolution of business execution in parallel with social responsibility to bolster confidence among all shareholders and stakeholders—thus leading the company toward growth, prosperity, stability, sustainability, and dignity while striving for leadership in Asian petroleum exploration and production—PTTEP not only conforms to good corporate governance and its code of business ethics, but also values environmental stewardship and organizational development while constantly polishing its performance standard. As a result, this year PTTEP has garnered the following international acclaim and awards:

- **Top Corporate Governance Report Award** (presented to listed companies) and **Outstanding CEO Award** (for CEOs who have led their organizations toward success, are committed to principles, are marked by visions and strategic competency, values society and business alike, and pay due attention to investor relations). These were handed out at the eighth SET Awards 2011, hosted by the Stock Exchange of Thailand (SET) and the Money & Banking magazine.

- **รางวัลระดับแพลทตินั่มทางการดำเนินงาน** จากนิตยสาร The Asset ของฮ่องกง ซึ่ง ปตท.สผ. ได้รับติดต่อกันเป็นปีที่ 2 โดยพิจารณาจากการดำเนินงานในทุกๆ ด้าน ทั้งด้านการเงิน การจัดการ การกำกับดูแลกิจการที่ดี ความรับผิดชอบต่อสังคม ความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อม และนักลงทุนสัมพันธ์
- **โครงการเอส 1** ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ผ่านการตรวจประเมินความสอดคล้องการปฏิบัติงานตาม **มาตรฐานความรับผิดชอบต่อสังคม (ISO26000 Social Responsibility)** ในระดับ Role Model และได้รับการรับรองมาตรฐานแรงงานว่าด้วยความรับผิดชอบต่อสังคม (**SA8000 Social Accountability**) นับเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรายแรกในประเทศไทยที่ผ่านการรับรองมาตรฐานนี้
- **รางวัลการบริหารจัดการดีที่สุดในระดับที่ 3 ในประเทศไทย** จากการจัดอันดับ Asia's Top Companies ของนิตยสาร FinanceAsia โดยได้รับการคัดเลือกจากนักลงทุนและนักวิเคราะห์การเงินชั้นนำในภูมิภาคเอเชีย
- **สิทธิบัตรนวัตกรรม DeepLift** ซึ่งเป็นเครื่องส่งผ่านก๊าซที่ช่วยเพิ่มระดับการผลิตน้ำมันดิบให้ได้สูงขึ้นกว่าเดิมและลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ จากกรมทรัพย์สินทางปัญญา ในงานตลาดนัดทรัพย์สินทางปัญญา ปี 2554 ณ ศูนย์การประชุมแห่งชาติสิริกิติ์
- **รางวัลชนะเลิศ 2010 SPE Thailand E&P Awards** จากผลงานเรื่อง “Wellhead Platform Standardization, crucial path in unitizing PTTEP’s specification and facility design” จากสมาคมวิศวกรปิโตรเลียม สาขาประเทศไทย (SPE Thailand) ซึ่งรางวัลนี้แสดงถึงความมุ่งมั่นของ ปตท.สผ. ในการออกแบบแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมแบบมาตรฐานของไทย เพื่อพัฒนาความรู้ด้านเทคนิคและสร้างนวัตกรรมใหม่ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทย
- **The Asset’s Platinum Corporate Award**, presented by Hong Kong-based The Assets magazine to PTTEP for the second year in a row, based on the magazine’s consideration of financial, management, corporate governance, social and environmental responsibility, and investor relations aspects.
- **S1 Project**, operated by PTTEP Siam Co., Ltd., named as a **Role Model in the compliance assessment for ISO26000 (Social Responsibility)**, in addition to achieving the **SA8000 (Social Accountability)** certification. Incidentally, PTTEP Siam is Thailand’s first petroleum exploration and production company to have won such certification.
- **The second runner-up award** for management excellence in Thailand in Asia’s Top Companies ranking, according to FinanceAsia magazine, based on votes cast by Asia’s top investors and financial analysts.
- **A patent for the DeepLift innovation** (a gas injection technique designed to raise oil production while reducing operating expenses), presented by the Department of Intellectual Property at the 2011 Intellectual Property Meet, held at the Queen Sirikit National Convention Center.
- **First Prize, 2010 SPE Thailand E&P Award**, for “Wellhead Platform Standardization: Crucial Path in Unitizing PTTEP’s Specifications and Facility Design”, presented by SPE Thailand. The award illustrated PTTEP’s commitment to designing Thailand’s standard wellhead platforms to upgrade technical knowhow and forge innovations in domestic exploration and production.



1. ผู้ถือหุ้น

1.1 ผู้ถือหุ้นที่ถือหุ้นสูงสุด 10 รายแรก

ผู้ถือหุ้นที่ถือหุ้นสูงสุด 10 รายแรกของ ปตท.สม. ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2555 ได้แก่

1. Shareholders

1.1 Top 10 major shareholders

PTTEP's top 10 major shareholders as of February 16, 2012 were as follows:

อันดับ Rank	รายชื่อผู้ถือหุ้นที่ถือหุ้นสูงสุด 10 รายแรก Top 10 Major Shareholders	จำนวนหุ้น Number of Shares	% ของจำนวนหุ้นทั้งหมด % of total shares
1.	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) PTT PUBLIC COMPANY LIMITED	2,167,500,700	65.286
2.	BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES LUXEMBOURG	74,665,545	2.249
3.	STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY	68,310,851	2.058
4.	บริษัท ไทยเอ็นวีดีอาร์ จำกัด THAI NVDR COMPANY LIMITED	63,209,035	1.904
5.	HSBC (SINGAPORE) NOMINEES PTE LTD	62,454,564	1.881
6.	THE BANK OF NEW YORK (NOMINEES) LIMITED	52,493,608	1.581
7.	CHASE NOMINEES LIMITED 42	47,662,028	1.436
8.	STATE STREET BANK EUROPE LIMITED	44,163,935	1.330
9.	NORTRUST NOMINEES LIMITED-NT0 SEC LENDING THAILAND	43,744,252	1.318
10.	BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES, LONDON BRANCH	38,952,100	1.173
	รวมจำนวนหุ้นของผู้ถือหุ้นใหญ่ 10 รายแรก Total	2,663,156,618	80.216
	รวมจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมด ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2555 Issued and Paid-Up Shares as of February 16, 2012	3,319,985,400	100

ผู้ถือหุ้นที่ถือผ่านบริษัท ไทยเอ็นวีดีอาร์ จำกัด ตั้งแต่ ร้อยละ 0.50 ของจำนวนหุ้นที่ชำระแล้วของหลักทรัพย์อ้างอิงขึ้นไป*
NVDR holder who owned more than 0.50% of the paid-up PTTEP shares*

อันดับ Rank	รายชื่อผู้ถือหุ้นที่ถือผ่านบริษัท ไทยเอ็นวีดีอาร์ จำกัด (ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2555) NVDR holder (as of February 16, 2012)	จำนวนหุ้น Number of NVDR issues	% ของจำนวนหุ้นทั้งหมด % of total outstanding shares in underlying stock
1.	STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY	18,223,600	0.55
	รวมจำนวนหุ้น Total Shares	18,223,600	0.55

* เนื่องจากตั้งแต่วันที่ 18 มกราคม 2553 บริษัท ไทยเอ็นวีดีอาร์ จำกัด ได้เปลี่ยนหลักเกณฑ์การเปิดเผยข้อมูลรายชื่อผู้ถือหุ้นไทยเอ็นวีดีอาร์ เป็นเปิดเผยข้อมูลผู้ถือหุ้นไทยเอ็นวีดีอาร์ ตั้งแต่ร้อยละ 0.50 ของจำนวนหุ้นที่ชำระแล้วของหลักทรัพย์อ้างอิงขึ้นไป

* Since January 18, 2010, Thai NVDR Co., Ltd. has changed its rule to disclose the names of NVDR holders having over 0.50% of the paid-up capital of underlying securities.

หมายเหตุ: ข้อมูลจาก <http://www.set.or.th/set/companyholder.do?symbol=PTTEP-R>

Source: <http://www.set.or.th/set/companyholder.do?symbol=PTTEP-R>

1.2 ผู้ถือหุ้นรายใหญ่ที่โดยพฤติการณ์มีอิทธิพลต่อการกำหนดนโยบายการจัดการหรือการดำเนินการของบริษัทอย่างมีนัยสำคัญ

บมจ. ปตท. ในฐานะที่เป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของบริษัท มีส่วนในการกำหนดนโยบายการจัดการและการดำเนินงานของบริษัท โดยผ่านความเห็นชอบของคณะกรรมการบริษัท ทั้งนี้ วันที่ 1 มกราคม 2555 มีกรรมการที่เป็นกรรมการและผู้บริหารของ บมจ. ปตท. จำนวน 6 คน จากจำนวนกรรมการบริษัททั้งหมด 15 คน

2. การจัดการ

ปตท.สผ. มีคณะกรรมการบริษัทเป็นผู้กำกับดูแลและดำเนินการของ ปตท.สผ. และมีคณะกรรมการเฉพาะเรื่องอีก 5 คณะ ได้แก่ คณะกรรมการบรรษัทภิบาล คณะกรรมการตรวจสอบ คณะกรรมการสรรหา คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน และ คณะกรรมการบริหารความเสี่ยง

2.1 ขอบเขตอำนาจหน้าที่และความรับผิดชอบของคณะกรรมการ

คณะกรรมการ ปตท.สผ. มีอำนาจและหน้าที่ในการจัดการบริษัทให้เป็นไปตามกฎหมาย วัตถุประสงค์ ข้อบังคับของบริษัท และมติของที่ประชุมผู้ถือหุ้น โดยอำนาจหน้าที่และความรับผิดชอบที่สำคัญของคณะกรรมการสรุปได้ดังนี้

- (1) หน้าที่ตามข้อบังคับบริษัท
 - ดำเนินกิจการของบริษัทให้เป็นไปตามกฎหมาย วัตถุประสงค์ ข้อบังคับ และมติของที่ประชุมผู้ถือหุ้น
 - เลือกกรรมการคนหนึ่งเป็นประธานกรรมการ และถ้าเห็นสมควรจะเลือกกรรมการคนหนึ่งเป็นรองประธานกรรมการก็ได้ กับให้แต่งตั้งกรรมการคนหนึ่งเป็นประธานเจ้าหน้าที่บริหาร และแต่งตั้งผู้บริหารคนหนึ่งเป็นเลขานุการคณะกรรมการ
- (2) หน้าที่ตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ.
 - จัดให้มีการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ. รวมทั้งเป็นตัวอย่างที่ดีให้ผู้บริหารและพนักงานปฏิบัติตาม
 - กำกับดูแลการดำเนินงานของบริษัทให้เป็นไปตามกฎหมาย วัตถุประสงค์ ข้อบังคับของบริษัท มติที่ประชุมผู้ถือหุ้น มติที่ประชุมคณะกรรมการ นโยบายที่เกี่ยวข้อง และระบบการควบคุมภายใน รวมทั้งการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจของ ปตท.สผ.
 - ร่วมกับผู้บริหารกำหนดวิสัยทัศน์ พันธกิจ และค่านิยมของบริษัทให้สามารถนำไปปฏิบัติให้บังเกิดผลได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.2 Major shareholder with controlling influence over PTTEP's policy or operation

PTT, a major shareholder, takes part in determining PTTEP's policy and its operations under the Board's approval. As of January 1, 2012, there were six out of 15 directors who were executives of PTT.

2. Management Structure

PTTEP is governed by the Board of Directors ("The Board"), which has five standing sub-committees, namely the Corporate Governance Committee, the Audit Committee, the Nominating Committee, the Remuneration Committee, and the Risk Management Committee.

2.1 Duties and Responsibilities of the Board

The Board is authorized to manage the Company in accordance with the Company's objectives, Articles of Association, and shareholder resolutions. The major duties and responsibilities are as follows:

- (1) Duties under Articles of Association
 - The Board is authorized to manage the Company in accordance with the Company's objectives, Articles of Association, and shareholder resolutions.
 - The Board shall elect one Chairman, one more director to be Vice Chairman if it deems appropriate, together with one Chief Executive Officer (CEO) and Secretary to the Board.
- (2) Duties under Good Corporate Governance
 - To determine the Company's good corporate governance and code of business conduct and be a role model in adopting these principles for the management and employees.
 - To ensure that the Company's operations comply with laws, the Company's objectives, affidavits, shareholders' and Board resolutions, related policies including the internal control system as well as PTTEP good corporate governance principles and code of business conduct.
 - To collaborate with the management in designating the vision, mission, and values that the Company expects to happen.

- พิจารณาและอนุมัติแผนกลยุทธ์ ทิศทางการดำเนินงาน และนโยบายของบริษัท รวมทั้งงบประมาณ การลงทุน การก่อหนี้ การทรัพยากรบุคคล และเป้าหมายการปฏิบัติงาน เป็นต้น ที่เสนอโดยผู้บริหาร รวมทั้งติดตามและทบทวนผลการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ เพื่อกำกับดูแลให้บรรลุแผนกลยุทธ์และเป้าหมายการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้

- พิจารณากรณีเกี่ยวกับความขัดแย้งทางผลประโยชน์อย่างรอบคอบและโปร่งใส และรายงานให้บริษัททราบถึงการมีส่วนได้เสียของตนเองและบุคคลที่เกี่ยวข้องรวมถึงการป้องกันการใช้ประโยชน์อันมิควรในทรัพย์สินของบริษัท และการทำธุรกรรมกับผู้ที่มีความสัมพันธ์เกี่ยวข้องกับบริษัทในลักษณะที่ไม่สมควร

- กำหนดให้มีระเบียบที่ชัดเจนและเหมาะสม มีรายงานทางการเงินที่เป็นมาตรฐาน น่าเชื่อถือ และมีระบบการควบคุมภายในที่มีประสิทธิภาพ รวมทั้งมีการบริหารความเสี่ยงที่เหมาะสม

- กำกับดูแลให้มีการตรวจสอบ ทั้งจากผู้ตรวจสอบภายใน และผู้ตรวจสอบภายนอกให้มีการทำหน้าที่อย่างมีประสิทธิภาพ

- กำกับดูแลให้มีการสื่อสารและเปิดเผยสารสนเทศในเรื่องต่างๆ ให้กับผู้มีส่วนได้เสียอย่างถูกต้อง ครบถ้วน เหมาะสม และทันเวลา

- พิจารณามอบอำนาจให้ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่มีอำนาจดำเนินธุรกิจภายใต้งบประมาณที่ได้รับอนุมัติ และติดตามประเมินผลให้เป็นไปตามแผน

- พิจารณาประเมินผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการ ประธานกรรมการ และคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง โดยเปิดเผยผลการประเมินในรายงานประจำปี และประเมินผลการปฏิบัติงานของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ รวมถึงกำหนดค่าตอบแทนให้สอดคล้องกับผลการดำเนินงาน รวมทั้งกำกับดูแลให้บริษัทมีกระบวนการที่มีประสิทธิภาพในการประเมินผลการปฏิบัติงานของผู้บริหารระดับสูง

ณ วันที่ 1 มกราคม 2555 คณะกรรมการ ปตท.สผ. มีจำนวนทั้งสิ้น 15 คน โดยมีรายละเอียดของกรรมการปัจจุบัน และกรรมการที่พ้นจากตำแหน่งระหว่างปี ดังข้อมูลหน้า 171-188

- To consider and approve strategic plans, direction, and policy for the Company as well as its budget, investment, loans, human resources, and operating goals submitted by the management, and supervise and closely monitor the Company's operation so that its strategic plans and objectives can be achieved.

- To consider cases related to conflicts of interest in a careful and transparent manner and report to the Company any vested interests or stakes of related persons, prevent misuse of the Company's properties for self-gains, as well as execution of transactions with people related to the Company in an inappropriate way.

- To specify and ensure that these following matters are in place within the Company: precise and appropriate regulations, standardized and reliable financial reporting, an efficient internal control system, as well as appropriate risk management.

- To ensure that the Company undergoes auditing both from the internal and external auditors and that they perform effectively and efficiently.

- To assure stakeholders of correct, complete, appropriate, and timely communication and information disclosure.

- To delegate authority to the President and CEO to execute business under the approved budget, and conduct a monitoring and assessment so that Company policies and plans can be accomplished.

- To conduct performance evaluation of the Board, Chairman of the Board and Standing Sub-committees, the findings of which are disclosed in the annual report, and conduct performance evaluation of the President and CEO and determine his or her remuneration based on performance. They shall also ensure that the Company has an effective evaluation process of the executive management's performance.

As of January 1, 2012, the Board consisted of 15 directors, with details of current ones and directors whose terms ended during the year shown in pages 171-188.

รายชื่อและจำนวนหุ้น ปตท.สผ. ของคณะกรรมการ ปตท.สผ. รวมทั้งจำนวนครั้งในการเข้าร่วมการประชุมคณะกรรมการ ในปี 2554 มีดังนี้

Changes in the number of shares held by Directors and Spouses, and Board Meeting attendances in 2011 are summarized as follows:

รายชื่อกรรมการ Director	จำนวนหุ้น ณ 31 ธันวาคม Shares as of 31 December		ผลต่างของ จำนวนหุ้น Change	จำนวนใบสำคัญ แสดงสิทธิ Number of Warrants	จำนวนครั้งที่เข้า ร่วมประชุม/จำนวน ประชุม(ครั้ง) Number of Attendance/ Total Meetings
	2553 2010	2554 2011			
1. นายณอคุณ สิทธิพงศ์ ^{§,§} Mr. Norkun Sitthiphong ^{§,§}	N/A	-	N/A	-	13/13
2. นายพิชัย ชุมพหวีระ [§] Mr. Pichai Chunhavajira [§]	-	-	-	-	18/18
3. นายวีระพล จิรประดิษฐกุล [§] Mr. Viraphol Jirapraditkul [§]	-	-	-	-	18/18
4. นายสมหมาย ใควคชาภรณ์ [§] Mr. Sommai Khowkachaporn [§]	-	-	-	-	18/18
5. นายเทวินทร์ วงศ์วานิช Mr. Tevin Vongvanich	180,500	75,500	(105,000)	-	17/18
6. นายจักรกฤตย์ พาราพันธกุล [§] Mr. Chakkrit Parapuntakul [§]	N/A	-	N/A	-	16/18
7. นายชัยเกษม นิติสิริ [§] Mr. Chaikasem Nitisiri [§]	N/A	-	N/A	-	11/11
8. นายอำพน กิตติอำพน ^{§,§§} Mr. Ampon Kittiampon ^{§,§§}	N/A	-	N/A	-	13/13
9. พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช ^{§,§§§} General Lertrat Ratanavanich ^{§,§§§}	N/A	-	N/A	-	8/8
10. นายไกรฤทธิ์ อุชุกานนท์ชัย ^{§,§§§§} Mr. Krairit Euchukanonchai ^{§,§§§§}	N/A	-	N/A	-	1/1
คู่สมรส Spouse	N/A	10,000	N/A	-	
11. นายไพรินทร์ ชูโชติถาวร ^{§,§§§§§} Mr. Pailin Chuchottaworn ^{§,§§§§§}	N/A	-	N/A	-	1/1
12. นายมนัส แจ่มเวหา ^{1,§} Mr. Manas Jamveha ^{1,§}	N/A	-	N/A	-	-
13. พลเอกพรชัย กรานเลิศ ^{1,§} General Pornchai Kranlert ^{1,§}	N/A	-	N/A	-	-
14. นางวรานุช หงสประภาส ^{1,§} Mrs. Varanuj Hongsaprabhas ^{1,§}	N/A	-	N/A	-	-
15. นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ ^{##} Mr. Anon Sirisaengtaksin ^{##}	92,000	106,000	14,000	-	18/18

รายชื่อกรรมการ Director	จำนวนหุ้น ณ 31 ธันวาคม Shares as of 31 December		ผลต่างของ จำนวนหุ้น Change	จำนวนใบสำคัญ แสดงสิทธิ Number of Warrants	จำนวนครั้งที่เข้า ร่วมประชุม/จำนวน ประชุม(ครั้ง) Number of Attendance/ Total Meetings
	2553 2010	2554 2011			

บุคคลซึ่งดำรงตำแหน่งในคณะกรรมการบริษัทระหว่างปี 2554

Ex-Directors in 2011

1. นายประเสริฐ บุญสัมพันธ์ ^๑ Mr. Prasert Bunsumpun ^๑	-	50,000	50,000	-	14/15
2. นายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ ^{๑๑} Mr. Chulasingh Vasantasingh ^{๑๑}	-	-	-	-	4/5
3. นายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์ ^{๑๑๑} Mr. Vudhibhandhu Vichairatana ^{๑๑๑}	-	-	-	-	5/5
4. นายจิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์ ^{๑๑๑} Mr. Chitrapongse Kwangsukstith ^{๑๑๑}	222,000	222,000	-	-	5/5
คู่สมรส Spouse	160,000	165,000	5,000	-	
5. ม.ร.ว.พงษ์สวัสดิ์ สวัสดิวัตน์ ^{๑๑๑๑} M.R. Pongsvas Svasti ^{๑๑๑๑}	-	-	-	-	10/10
6. นายภูษณ ปรีย์มาโนช* Mr. Bhusana Premanode*	-	-	-	-	13/15
7. นายวิฑูรย์ สิมะโชติดี** Mr. Witoon Simachokedee**	N/A	-	N/A	-	11/13
8. นายวิชัย พรกัธติวัฒน์*** Mr. Wichai Pornkeratiwat***	N/A	-	N/A	-	13/13
9. นายนิศ ชัยสุต**** Mr. Naris Chaiyasoot****	N/A	-	N/A	-	11/12

หมายเหตุ :

- ^{๑,๑๑} เข้ารับตำแหน่งเมื่อ 30 มีนาคม 2554 และเป็นประธานกรรมการเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554
- ^{๑,๑๑} เข้ารับตำแหน่งเมื่อ 30 มีนาคม 2554
- ^{๑,๑๑๑} เข้ารับตำแหน่งเมื่อ 16 มิถุนายน 2554
- ^๑ กรรมการอิสระ
- ^{๑,๑๑๑๑} เข้ารับตำแหน่งเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2554
- ^{๑,๑๑๑๑๑} เข้ารับตำแหน่งเมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2554
- ^{1,๑} เข้ารับตำแหน่งเมื่อ 1 มกราคม 2555
- ^๑ ลาออกจากการเป็นกรรมการเมื่อ 17 ตุลาคม 2554
- ^{๑๑} ลาออกจากการเป็นกรรมการเมื่อ 19 เมษายน 2554 เวลา 17.00 น.
- ^{๑๑๑} ครบวาระการดำรงตำแหน่งกรรมการในการประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2554 วันที่ 30 มีนาคม 2554
- ^{๑๑๑๑} ลาออกจากการเป็นกรรมการเมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2554
- * ลาออกจากการเป็นกรรมการเมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2554
- ** ลาออกจากการเป็นกรรมการเมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2554
- *** ลาออกจากการเป็นกรรมการเมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2554
- **** ลาออกจากการเป็นกรรมการเมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2554
- # ประธานกรรมการ และประธานกรรมการอิสระ
- ## ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

กรรมการตรวจสอบ ได้แก่ กรรมการ 7, 8, 9

กรรมการกำหนดค่าตอบแทน ได้แก่ กรรมการ 9, 11

กรรมการสรรหา ได้แก่ กรรมการ 4, 7, 11

กรรมการบริษัท ได้แก่ กรรมการ 3, 6, 10

กรรมการบริหารความเสี่ยง ได้แก่ กรรมการ 2, 3, 4, 15

Remarks:

- ^{๑,๑๑} Assumed directorship on March 30, 2011 and elected Chairman on April 25, 2011
- ^{๑,๑๑} Assumed directorship on March 30, 2011
- ^{๑,๑๑๑} Assumed directorship on June 16, 2011
- ^๑ Independent Director
- ^{๑,๑๑๑๑} Assumed directorship on November 25, 2011
- ^{๑,๑๑๑๑๑} Assumed directorship on December 1, 2011
- ^{1,๑} Assumed directorship on January 1, 2012
- ^๑ Resigned from directorship on October 17, 2011
- ^{๑๑} Resigned from directorship on April 19, 2011 at 17.00 hrs.
- ^{๑๑๑} Term ended on March 30, 2011
- ^{๑๑๑๑} Resigned from directorship on June 16, 2011
- * Resigned from directorship on October 26, 2011
- ** Resigned from directorship on November 23, 2011
- *** Resigned from directorship on November 24, 2011
- **** Resigned from directorship on December 1, 2011
- # Chairman and Chairman of the Independent Director
- ## President and CEO

Audit Committee consisted of 7, 8, 9

Remuneration Committee consisted of 9, 11

Nominating Committee consisted of 4, 7, 11

Corporate Governance Committee consisted of 3, 6, 10

Risk Management Committee consisted of 2, 3, 4, 15

2.2 คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง

คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง ได้รับการแต่งตั้งจาก คณะกรรมการ ปตท.สผ. ให้ทำหน้าที่ศึกษาลักษณะเรื่องที่สำคัญเป็นการเฉพาะเรื่อง โดยประกอบด้วยกรรมการที่มีความรู้ ความชำนาญเฉพาะด้านตามความเหมาะสม และให้นำเสนอความเห็นต่อคณะกรรมการ ปตท.สผ. โดยคณะกรรมการเฉพาะเรื่องมีจำนวน 5 คณะ ประกอบด้วย

(ก) **คณะกรรมการบรรษัทภิบาล** มีหน้าที่และควมรับผิดชอบตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการบรรษัทภิบาล ดังนี้

(1) กำหนดนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีของบริษัทรวมทั้งจริยธรรมทางธุรกิจ และนำเสนอคณะกรรมการเพื่อพิจารณาอนุมัติให้มีการปฏิบัติในทุกระดับต่อไป

(2) ส่งเสริมให้การดำเนินกิจการของบริษัทและการปฏิบัติงานของคณะกรรมการผู้บริหาร และพนักงานของบริษัทสอดคล้องกับนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของบริษัท

(3) ประเมินและทบทวนเกี่ยวกับนโยบายจริยธรรมทางธุรกิจ ตลอดจนข้อพึงปฏิบัติหรือแนวปฏิบัติด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดีของบริษัทให้สอดคล้องกับกฎหมายแนวทางปฏิบัติของสากลและบริษัทชั้นนำ รวมถึงข้อเสนอแนะของสถาบันต่างๆ และพิจารณาข้อเสนอของผู้ถือหุ้นที่เกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการที่ดี เพื่อเสนอต่อคณะกรรมการ รวมทั้งการตอบกลับผู้ถือหุ้นต่อไป

(4) ดูแลให้มีการประเมินผลการปฏิบัติตามนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจของ ปตท.สผ.

(5) เปิดเผยข้อมูลเกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการที่ดีของบริษัทต่อผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholders) ในรายงานประจำปี โดยต้องนำเสนอคณะกรรมการเพื่อพิจารณาอนุมัติก่อนเสมอ

(6) ดูแลและให้คำแนะนำในการดำเนินงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคม

(7) พิจารณาทบทวนเกี่ยวกับระเบียบนี้ เพื่อให้มีความเหมาะสมและทันสมัยอยู่เสมอ

(8) เปิดเผยรายงานการดำเนินงานของคณะกรรมการบรรษัทภิบาลไว้ในรายงานประจำปี

(9) ปฏิบัติการอื่นใดตามที่คณะกรรมการมอบหมายอันเนื่องเกี่ยวกับการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ.

2.2 Sub-committees

Appointed by the Board to screen specific significant matters, these sub-committees consist of experts in suitable specialized fields who present their views to the Board. PTTEP currently has five such sub-committees.

(a) **The Corporate Governance Committee** has the duties and responsibilities in accordance with its charter as follows:

(1) To establish the Company's corporate governance policy including its business ethics, which are proposed to the Board for approval and implemented at every level.

(2) To ensure that the Company's operation and the functioning of the Board, Sub-committees, the management, and all personnel comply with the Company's good corporate governance policy and business ethics.

(3) To review the Company's corporate governance policy, business ethics, along with the guidelines and good corporate governance practices, compare them with relevant laws, practices of international and leading companies, recommendations of leading institutions, and deliberate governance-related shareholders' proposals to table to the Board as well as to respond to the shareholders.

(4) To oversee the Company's assessment of compliance of the Company's good corporate governance policy and business ethics.

(5) To disclose information about the Company's good corporate governance to stakeholders in the annual report, with the prior approval of the Board.

(6) To oversee and provide recommendations on corporate social responsibility (CSR) activities.

(7) To review this charter regularly for its constant appropriateness and timeliness.

(8) To disclose the Committee's performance in the Company's annual report.

(9) To perform other duties relevant to good corporate governance of PTTEP as may be assigned by the Board.

คณะกรรมการบริษัทประกอบด้วยกรรมการอิสระอย่างน้อย 3 คน โดยคณะกรรมการบริษัทชุดปัจจุบัน (วาระการดำรงตำแหน่ง ตั้งแต่วันที่ 25 เมษายน 2554 - 24 เมษายน 2557) มีจำนวน 3 คน ได้แก่

- นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
ประธานกรรมการบริษัท
- นายจักรกฤตม์ พาราพันธกุล
กรรมการบริษัท
- นายไกรฤทธิ์ อุชุกานนท์ชัย
กรรมการบริษัท

ในปี 2554 คณะกรรมการบริษัทมีการประชุมรวมทั้งสิ้น 4 ครั้ง โดยกรรมการบริษัททุกคนเข้าร่วมการประชุมครบทุกครั้ง และนายธีรศักดิ์ ตันเจริญลาภ ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สำนักเลขานุการบริษัท และเลขานุการบริษัท ปฏิบัติหน้าที่เลขานุการคณะกรรมการบริษัทเข้าร่วมประชุมทุกครั้งด้วย ทั้งนี้ คณะกรรมการบริษัทได้รายงานผลการปฏิบัติงานประจำปีไว้ในรายงานของคณะกรรมการบริษัทแล้ว

(ข) **คณะกรรมการตรวจสอบ** มีหน้าที่และความรับผิดชอบตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการตรวจสอบ ดังนี้

(1) สอบทานให้ ปตท.สผ. มีรายงานทางการเงินอย่างถูกต้องและเพียงพอ โดยมีผู้สอบบัญชีเข้าร่วมประชุมด้วยทุกไตรมาส

(2) สอบทานให้ ปตท.สผ. ปฏิบัติตามกฎหมายว่าด้วยหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ ข้อกำหนดของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย และกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจของ ปตท.สผ.

(3) พิจารณารายการที่เกี่ยวข้องกันหรือรายการที่อาจจะมีผลขัดแย้งทางผลประโยชน์ให้เป็นไปตามกฎหมายและข้อกำหนดของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ทั้งนี้ เพื่อให้มั่นใจว่ารายการดังกล่าวสมเหตุสมผลและเป็นประโยชน์สูงสุดต่อบริษัท

(4) สอบทานให้ ปตท.สผ. มีระบบการควบคุมภายใน และระบบการตรวจสอบภายในที่เหมาะสม และมีประสิทธิภาพ รวมทั้งมีหน้าที่สอบทานรายงานผลการตรวจสอบแนวทางการตรวจสอบ และประเมินผลการตรวจสอบการดำเนินงานด้านต่างๆ ของ ปตท.สผ. ตามวิธีการและมาตรฐานที่ยอมรับโดยทั่วไป และประสานงานกับผู้สอบบัญชี

(5) พิจารณา คัดเลือก เสนอแต่งตั้งผู้สอบบัญชีของ ปตท.สผ. และพิจารณาเสนอค่าตอบแทน รวมทั้งเข้าร่วมประชุมกับผู้สอบบัญชี โดยไม่มีฝ่ายจัดการเข้าร่วมประชุมอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

The Corporate Governance Committee consists of at least three independent directors. The following are current members of the committee with the term from April 25, 2011 to April 24, 2014:

- Mr. Viraphol Jirapraditkul
Chairman of the committee
- Mr. Chakkrit Parapuntakul
Member
- Mr. Krairit Euchukanonchai
Member

In 2011, the Committee held four meetings with perfect attendance each time, with Mr. Theerasak Tancharoenlarp, Senior Vice President of Corporate Secretary Office and Corporate Secretary, acting as its secretary. The sub-committee has disclosed its annual performance in the Report of the Corporate Governance Committee.

(b) **The Audit Committee** has the duties and responsibilities in accordance with its charter as follows:

(1) To review PTTEP's financial reports with the external auditor at every quarterly meeting to ensure accuracy and adequacy.

(2) To review PTTEP's performance for compliance with the securities and exchange law, SET's regulations, and other laws related to PTTEP's business.

(3) To review connected transactions or transactions that may lead to conflicts of interest so as to ensure that they comply with the law and SET's regulations, and are reasonable as well as in the best interests of the Company.

(4) To ensure that PTTEP has an efficient and appropriate internal control system and internal audit system, and to review audit findings, approaches taken, and assess audit findings in various activities of PTTEP according to the procedures and acceptable standards in coordination with the external auditor.

(5) To consider, select, and propose the appointment of the external auditor, consider and decide the audit fees, and attend a non-executive meeting with the external auditor at least once a year.

(6) พิจารณาความเป็นอิสระของหน่วยงานตรวจสอบ ตลอดจนให้ความเห็นชอบในการแต่งตั้ง โยกย้าย และการพิจารณาความดีความชอบ หรือการลงโทษหัวหน้าหน่วยงานตรวจสอบ

(7) อนุมัติแผนงานการตรวจสอบของหน่วยงานตรวจสอบ

(8) พิจารณากลับกรองงบประมาณ และอัตรา กำลังของหน่วยงานตรวจสอบ

(9) ประธานกรรมการตรวจสอบ หรือกรรมการตรวจสอบต้องเข้าร่วมประชุมผู้ถือหุ้นของ ปตท.สผ. เพื่อชี้แจงในเรื่องที่เกี่ยวกับคณะกรรมการตรวจสอบ หรือการแต่งตั้งผู้สอบบัญชีด้วย

(10) พิจารณาบททวนเพื่อปรับปรุงระเบียบคณะกรรมการตรวจสอบเป็นประจำทุกปี

(11) ปฏิบัติการอื่นใดตามที่คณะกรรมการบริษัทมอบหมาย

(12) จัดทำรายงานของคณะกรรมการตรวจสอบ โดยเปิดเผยไว้ในรายงานประจำปีของบริษัท

คณะกรรมการตรวจสอบประกอบด้วยกรรมการอย่างน้อย 3 คน โดยเป็นกรรมการอิสระทั้งสิ้น ซึ่งกรรมการตรวจสอบทุกคนมีความรู้และประสบการณ์ในการสอบทานความน่าเชื่อถือของงบการเงิน โดยคณะกรรมการตรวจสอบชุดปัจจุบัน (วาระการดำรงตำแหน่ง ตั้งแต่วันที่ 31 มีนาคม 2553 - 30 มีนาคม 2556) มีจำนวน 3 คน ได้แก่

(6) To scrutinize the independence of Internal Audit Department and endorse the appointment, transfer, and merit or punishment considerations for its head(s).

(7) To approve the audit plans of Internal Audit Department.

(8) To screen the budget and manpower requirements of Internal Audit Department.

(9) The Chairman of the Audit Committee or its members must attend shareholders' meetings to answer questions about its work or the appointment of the external auditor.

(10) To review and amend its charter annually.

(11) To perform other duties assigned by the Board.

(12) To disclose its performance in the Company's annual report.

The Audit Committee consists of at least three independent directors with knowledge, expertise, and experience in auditing financial statements. The following are current members with the term from March 31, 2010 to March 30, 2013:

รายชื่อคณะกรรมการตรวจสอบ	ตำแหน่ง	ประสบการณ์ ในการสอบทานงบการเงิน	หมายเหตุ
Director	Position	Financial Statements Audit Experience	Remarks
นายอำพน กิตติอำพน	ประธานกรรมการ ตรวจสอบ	- ธันวาคม 2548 - เมษายน 2550 : กรรมการตรวจสอบ บริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด (มหาชน) - พฤษภาคม - ธันวาคม 2550 : ประธานกรรมการตรวจสอบบริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด (มหาชน) - เมษายน 2553 - เมษายน 2554 : ประธานกรรมการตรวจสอบ บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน) - December 2005 - April 2007 : Member of the Audit Committee, Rayong Refinery Public Company Limited - May - December 2007 : Chairman of the Audit Committee, Rayong Refinery Public Company Limited - April 2010 - April 2011 : Chairman of the Audit Committee, PTT Public Company limited	ดำรงตำแหน่งตั้งแต่วันที่ 25 เมษายน 2554 Assumed the position on April 25, 2011
Mr. Ampon Kittiampon	Chairman		

รายชื่อคณะกรรมการตรวจสอบ	ตำแหน่ง	ประสบการณ์ ในการสอบทานงบการเงิน	หมายเหตุ
Director	Position	Financial Statements Audit Experience	Remarks
นายชัยเกษม นิตสิริ	กรรมการตรวจสอบ	- พ.ศ. 2551 - ปัจจุบัน : กรรมการตรวจสอบ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) - เมษายน 2553 - เมษายน 2554:กรรมการตรวจสอบ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) - พ.ศ. 2550 - 2553 : ประธานกรรมการตรวจสอบ บริษัท การบินไทย จำกัด (มหาชน) - 2008 - Present : Member of the Audit Committee, Thai Oil Public Company Limited - April 2010 - April 2011 : Member of the Audit Committee, PTT Public Company Limited - 2007 - 2010 : Chairman of the Audit Committee, Thai Airways International Public Company Limited	ดำรงตำแหน่งตั้งแต่วันที่ 19 พฤษภาคม 2554 Assumed the position on May 19, 2011
Mr. Chaikasem Nitisiri	Member		
พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช	กรรมการตรวจสอบ	- พ.ศ. 2543 - 2547, 2549 : กรรมการตรวจสอบ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) - พ.ศ. 2550 - 2551 : ประธานกรรมการตรวจสอบ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) - 2000 - 2004, 2006 : Member of the Audit Committee, PTTEP - 2007 - 2008 : Chairman of the Audit Committee, PTTEP	ดำรงตำแหน่งตั้งแต่วันที่ 16 มิถุนายน 2554 Assumed the position on June 16, 2011
General Lertrat Ratanavanich	Member		

ในปี 2554 คณะกรรมการตรวจสอบมีการประชุมรวมทั้งสิ้น 10 ครั้ง และได้พิจารณาระเบียบวาระการประชุมรวมทั้งสิ้น 52 เรื่อง โดยกรรมการตรวจสอบทุกคนเข้าร่วมการประชุมครบทุกครั้ง และนายวีระศักดิ์ แม่นชูวงศ์ ผู้จัดการอาวุโสฝ่ายตรวจสอบ ในฐานะเลขานุการคณะกรรมการตรวจสอบได้เข้าร่วมประชุมด้วยทุกครั้ง ทั้งนี้ คณะกรรมการตรวจสอบได้รายงานผลการปฏิบัติงานประจำปีไว้ในรายงานของคณะกรรมการตรวจสอบแล้ว

(ค) คณะกรรมการสรรหา มีหน้าที่และความรับผิดชอบตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการสรรหา ดังนี้

(1) สรรหาบุคคลที่สมควรได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการหรือประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ เมื่อมีตำแหน่งว่างลง หรือที่ครบวาระ เพื่อเสนอให้คณะกรรมการพิจารณาเลือกตั้ง หรือเสนอต่อที่ประชุมผู้ถือหุ้นเพื่อเลือกตั้งแล้วแต่กรณี โดยคำนึงถึงองค์ประกอบของคณะกรรมการ ความรู้ความสามารถ และประสบการณ์ที่เป็นประโยชน์ต่อ ปตท.สม. จำนวนบริษัทที่บุคคลนั้นดำรงตำแหน่ง และการมีผลประโยชน์ขัดแย้งกัน (Conflict of Interest) ด้วย

In 2011, the Audit Committee held 10 meetings, where 52 agenda items were considered with perfect attendance each time, with Mr. Verasak Manchuwong, Vice President of Internal Audit Department, acting as its secretary. The sub-committee has disclosed its annual performance in the Report of the Audit Committee.

(c) The Nominating Committee has the duties and responsibilities in accordance with its charter as follows:

(1) To shortlist candidates for new Directors or the President and CEO by taking into account the Board's composition, skill mix, experience, number of company in which he or she served, as well as potential conflicts of interest, and proposing their names to the Board or shareholders' meetings for election to fill the vacancies or to replace Directors that completed their terms.

(2) จัดเตรียมบัญชีรายชื่อผู้ที่สมควรได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการ หรือประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ไว้เป็นการล่วงหน้า และ/หรือ ในกรณีที่มีตำแหน่งกรรมการ หรือประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ว่างลง

(3) ขอรับข้อคิดเห็นต่างๆ จากคณะกรรมการ ปตท. และ/หรือ ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ ปตท. (ถ้ามี) เพื่อประกอบการพิจารณาคัดเลือกสรรหาด้วย ก่อนนำเสนอให้คณะกรรมการ หรือที่ประชุมผู้ถือหุ้น แล้วแต่กรณีพิจารณาเลือกตั้งต่อไป

(4) พิจารณา Performance Agreement แต่ละปีของคณะกรรมการ และประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ และเสนอให้คณะกรรมการอนุมัติ รวมทั้งกำหนดแบบประเมินผลการปฏิบัติงานของประธานกรรมการ กรรมการ คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

(5) พิจารณาสรรหารายชื่อกรรมการที่มีคุณสมบัติเหมาะสมเป็นกรรมการเฉพาะเรื่อง และประธานกรรมการเฉพาะเรื่อง ต่อคณะกรรมการเพื่อแต่งตั้ง เมื่อมีตำแหน่งว่างลง หรือเสนอปรับปรุงกรรมการเฉพาะเรื่องต่อคณะกรรมการตามความเหมาะสม

(6) พิจารณาบททวนเกี่ยวกับระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการสรรหา เพื่อให้มีความเหมาะสมและทันสมัยอยู่เสมอ

(7) เปิดเผยรายงานการดำเนินงานของคณะกรรมการสรรหาไว้ในรายงานประจำปี

(8) ปฏิบัติการอื่นใดตามที่คณะกรรมการมอบหมายอันเกี่ยวกับการสรรหากรรมการและประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

คณะกรรมการสรรหาประกอบด้วยกรรมการอย่างน้อย 3 คน โดยส่วนใหญ่ เป็นกรรมการอิสระ และประธานกรรมการสรรหาเป็นกรรมการอิสระด้วย คณะกรรมการสรรหาชุดปัจจุบัน (วาระการดำรงตำแหน่ง ตั้งแต่วันที่ 23 มิถุนายน 2552 - 22 มิถุนายน 2555) มีจำนวน 3 คน ได้แก่

- นายสมหมาย คุ้มคชาภรณ์
ประธานกรรมการสรรหาและกรรมการอิสระ
- นายชัยเกษม นิติสิริ
กรรมการสรรหาและกรรมการอิสระ
- นายไพโรจน์ ฐิโชติธาวร
กรรมการสรรหา

โดยนายชัยเกษม นิติสิริ และนายไพโรจน์ ฐิโชติธาวร เข้ารับตำแหน่งกรรมการสรรหา ตั้งแต่วันที่ 19 พฤษภาคม 2554 และ 1 ธันวาคม 2554 ตามลำดับ แทนนายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ และนายประเสริฐ บุญสัมพันธ์ ที่ขอลาออกตั้งแต่วันที่ 19 เมษายน 2554 เวลา 17.00 น. และ

(2) To prepare the names of shortlisted candidates for new Directors or the President and CEO in advance and/or when there is a vacancy.

(3) To acquire comments or suggestions from the Board and/or President and CEO of PTT (if any) to supplement the selection decision before submitting it for consideration of the Board's or shareholders' meetings.

(4) To develop performance agreements (PAs) each year for the Board and President and CEO and propose them to the Board for approval, and setting the annual evaluation forms of Chairman, Directors, sub-committees, and the President and CEO.

(5) To nominate Directors to the sub-committees for appointment by the Board when there are vacancies or proposing to the Board a change in the sub-committees as deemed appropriate.

(6) To regularly review the appropriateness and timeliness of its own charter.

(7) To disclose its own performance in the Company's annual report.

(8) To perform any other assignment for the Board, relevant to the selection of Directors or the President and CEO.

The Nominating Committee consists of at least three Directors, most of whom are independent directors, including the Chairman. The following are current members of the committee with the term from June 23, 2009 to June 22, 2012:

- Mr. Sommai Khowkachaporn
Chairman and Independent Director
- Mr. Chaikasem Nitisiri
Member and Independent Director
- Mr. Pailin Chuchottaworn
Member

Mr. Chaikasem Nitisiri and Mr. Pailin Chuchottaworn were appointed as members on May 19, 2011 and December 1, 2011 respectively in place of Mr. Chulasingh Vasantasingh and Mr. Prasert Bunsumpun, who resigned from their membership on April 19, 2011 at 17.00 hrs. and October 17, 2011 respectively. In 2011, the Committee held seven meetings with perfect attendance each time, with Mr. Theerasak Tanchaenlarp, Senior Vice President of Corporate Secretary Office and Corporate Secretary, acting as its secretary.

17 ตุลาคม 2554 ตามลำดับ โดยในรอบปี 2554 คณะกรรมการสรรหามีการประชุมรวมทั้งสิ้น 7 ครั้ง และกรรมการสรรหาทุกคนเข้าประชุมครบทุกครั้ง โดยมีนายธีรศักดิ์ ตันเจริญลาภ ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สำนักเลขานุการบริษัท และเลขานุการบริษัท ปฏิบัติหน้าที่เลขานุการคณะกรรมการสรรหาเข้าร่วมประชุมทุกครั้งด้วย ทั้งนี้ คณะกรรมการสรรหาได้รายงานผลการปฏิบัติงานประจำปีไว้ในรายงานของคณะกรรมการสรรหาแล้ว

(ง) คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน มีหน้าที่และความรับผิดชอบตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน ดังนี้

(1) พิจารณาค่าตอบแทนให้แก่คณะกรรมการ คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง โดยมีหลักเกณฑ์หรือวิธีการ และโครงสร้างที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผล ซึ่งพิจารณาตามผลการปฏิบัติงาน ผลการดำเนินงานของบริษัท แนวปฏิบัติในอุตสาหกรรมเดียวกัน และขอบเขตหน้าที่ความรับผิดชอบ และเสนอที่ประชุมผู้ถือหุ้นเพื่อพิจารณาอนุมัติ

(2) พิจารณาค่าตอบแทนให้แก่ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ และพิจารณาโครงสร้างเงินเดือนของผู้บริหารระดับสูง โดยการพิจารณาต้องมีหลักเกณฑ์หรือวิธีการ และโครงสร้างที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผล และในกรณีค่าตอบแทนของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ ให้คำนึงถึงหน้าที่ความรับผิดชอบและผลการปฏิบัติงานประจำปีด้วย และเสนอที่ประชุมคณะกรรมการเพื่อพิจารณาอนุมัติ

(3) ประเมินผลการปฏิบัติงานของคณะกรรมการ กำหนดค่าตอบแทน และจัดให้มีรายงานผลการปฏิบัติงานเพื่อรายงานให้คณะกรรมการทราบ และเปิดเผยต่อผู้ถือหุ้นเป็นประจำทุกปี

(4) พิจารณาทบทวนระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทน เพื่อให้มีความเหมาะสมและทันสมัยอยู่เสมอ

(5) ปฏิบัติการอื่นใดตามที่คณะกรรมการมอบหมาย

คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนประกอบด้วย กรรมการอย่างน้อย 3 คน โดยส่วนใหญ่เป็นกรรมการอิสระ และประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทนเป็นกรรมการอิสระด้วย คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนชุดปัจจุบันมีจำนวน 2 คน โดยเป็นกรรมการอิสระ 1 คน (วาระการดำรงตำแหน่ง ตั้งแต่วันที่ 23 มิถุนายน 2552 - 22 มิถุนายน 2555) ได้แก่

- พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช

ประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทน

และกรรมการอิสระ

- นายไพรินทร์ ชูโชติถาวร

กรรมการกำหนดค่าตอบแทน

The sub-committee has disclosed its annual performance in the Report of the Nominating Committee.

(d) The Remuneration Committee has the duties and responsibilities in accordance with its charter as follows:

(1) To consider remuneration packages for the Board and sub-committees against fair and reasonable criteria or principles in accordance with work performance, the Company's performance, the guidelines of the industry, as well as the scope of duties and responsibilities, and proposed them to shareholders' meetings for approval.

(2) To consider the remuneration package for the President and CEO and the salary structure of the executives against fair and reasonable criteria or principles, and propose them to the Board's meetings for approval. In case of the remuneration of the President and CEO, the duties and responsibilities together with the annual performance shall be taken into consideration as well.

(3) To evaluate its own performance, report it to the Board's meetings and disclose the findings to shareholders every year.

(4) To review its charter consistently to ensure appropriateness and timeliness.

(5) To undertake any other duties assigned by the Board of Directors.

The Remuneration Committee consists of at least three directors, most of whom are independent directors, including the Chairman. The following are current members of the committee with the term from June 23, 2009 to June 22, 2012:

- General Lertrat Ratanavanich

Chairman and Independent Director

- Mr. Pailin Chuchottaworn

Member.

ทั้งนี้ ตำแหน่งที่ว่างอีก 1 ตำแหน่งอยู่ระหว่างการสรรหาจากกรรมการอิสระ โดยในระหว่างปี 2554 มีกรรมการดำรงตำแหน่งในคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนดังรายละเอียดต่อไปนี้

An additional member is being selected from independent directors to fill the vacancy. During 2011, there were also other directors on the Remuneration Committee as follows:

ชื่อ Name	ระยะเวลาการดำรงตำแหน่ง Term
นายจิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์ กรรมการกำหนดค่าตอบแทน Mr. Chitrapongse Kwangsukstith Member	23 มิถุนายน 2552 - 30 มีนาคม 2554 June 23, 2009 - March 30, 2011
นายวีระพล จิรประดิษฐกุล กรรมการกำหนดค่าตอบแทน และประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทน ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 Mr. Viraphol Jirapraditkul Member and the Chairman from January 1, 2011	23 มิถุนายน 2552 - 24 เมษายน 2554 June 23, 2009 - April 24, 2011
นายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ กรรมการกำหนดค่าตอบแทน Mr. Chulasingh Vasantasingh Member	1 มกราคม 2554 - 19 เมษายน 2554 เวลา 17.00 น. January 1, 2011 - April 19, 2011 at 17.00 hrs.
ม.ร.ว. พงษ์สวัสดิ์ สวัสดิวัตน์ กรรมการกำหนดค่าตอบแทน M.R. Pongsvas Svasti Member	25 เมษายน 2554 - 15 มิถุนายน 2554 April 25, 2011 - June 15, 2011
นายประเสริฐ บุญสัมพันธ์ กรรมการกำหนดค่าตอบแทน Mr. Prasert Bunsumpun Member	25 เมษายน 2554 - 16 ตุลาคม 2554 April 25, 2011 - October 16, 2011
นายวิฑูรย์ สิมะโชคดี กรรมการกำหนดค่าตอบแทน Mr. Witoon Simachokedee Member	25 เมษายน 2554 - 22 พฤศจิกายน 2554 April 25, 2011 - November 22, 2011

ในปี 2554 คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนมีการประชุมรวมทั้งสิ้น 1 ครั้ง ในเดือนธันวาคม ซึ่งกรรมการกำหนดค่าตอบแทนทุกคนเข้าประชุมครบทุกครั้ง โดยมีนายธีรศักดิ์ ตันเจริญลา ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สำนักเลขานุการบริษัท และเลขานุการบริษัท ปฏิบัติหน้าที่เลขานุการคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนเข้าร่วมประชุมทุกครั้งด้วย ทั้งนี้ คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนได้รายงานผลการปฏิบัติงานประจำปีไว้ในรายงานของคณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนแล้ว

In 2011, the Committee had one meeting in December with perfect attendance with Mr. Theerasak Tancharoenlarp, Senior Vice President of Corporate Secretary Office and Corporate Secretary, acting as its secretary. The sub-committee has disclosed its annual performance in the Report of the Remuneration Committee.

(จ) คณะกรรมการบริหารความเสี่ยง มีหน้าที่และความรับผิดชอบตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ดังนี้

(1) กำหนดนโยบายและกรอบการดำเนินงานการบริหารความเสี่ยงของบริษัท (Risk Management Framework) รวมถึงให้คำแนะนำแก่คณะกรรมการ ปตท.สผ. และฝ่ายจัดการในเรื่องการบริหารความเสี่ยงระดับองค์กร

(2) กำกับดูแลและสนับสนุนให้การบริหารความเสี่ยงประสบความสำเร็จในระดับองค์กรตลอดจนระดับโครงการ (Enterprise Wide Risk Management) โดยมุ่งเน้นเพิ่มการให้ความสำคัญและคำนึงถึงความเสี่ยง (Risk Awareness) ในแต่ละปัจจัยเพื่อประกอบการตัดสินใจในการใช้ทรัพยากร และกระบวนการต่างๆ อย่างเหมาะสม

(3) พิจารณารisk ที่สำคัญของบริษัทในระดับองค์กรที่สอดคล้องกับ Corporate Direction และ Value Chain ในธุรกิจสำรวจและผลิต อาทิเช่น ความเสี่ยงด้านการสำรวจด้านการพัฒนา ด้านการผลิตที่ครอบคลุมความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ด้านการลงทุนที่ครอบคลุมถึงความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ (Geopolitical Risk) ในแต่ละประเทศที่เข้าไปดำเนินงาน ด้านการเงินและพาณิชย์ ด้านขีดความสามารถขององค์กร และด้านกฎหมายและกฎระเบียบ โดยให้เสนอแนะวิธีป้องกัน และวิธีลดระดับความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ พร้อมทั้งติดตาม ประเมินผล และปรับปรุงแผนการดำเนินงานเพื่อลดความเสี่ยงอย่างต่อเนื่อง และเหมาะสมกับสภาวะการดำเนินธุรกิจโดยใช้เครื่องมือ Enterprise Risk Management Dashboard ที่มีการกำหนดผู้รับผิดชอบอย่างเป็นทางการ คือ Risk Owner ทำหน้าที่ติดตามและปรับปรุงข้อมูลให้เป็นปัจจุบัน รวมทั้งกำหนดแผนลดความเสี่ยงด้วย

(4) สนับสนุนผู้บริหารความเสี่ยง (Risk Manager) ในการดำเนินงาน การประเมินปัจจัยหลักในการบริหารความเสี่ยงอย่างต่อเนื่อง ให้สอดคล้องกับแผนธุรกิจ (Corporate Plan) และทัดเทียมกับบริษัทชั้นนำ

(5) รายงานการกำกับผลการประเมินความเสี่ยงและการดำเนินงานเพื่อลดความเสี่ยงต่อคณะกรรมการบริษัทเพื่อทราบเป็นประจำ ในกรณีที่มีเรื่องสำคัญซึ่งกระทบต่อบริษัทอย่างมีนัยสำคัญต้องรายงานต่อคณะกรรมการ เพื่อพิจารณาโดยเร็วที่สุด

(e) The Risk Management Committee has the duties and responsibilities in accordance with its charter as follows:

(1) To define a risk management policy and a risk management framework, and provide advice to the Board and the management about enterprise-wide risk management.

(2) To oversee the implementation of the risk management system and provide relevant support in order to achieve success for the enterprise-wide risk management, with an emphasis on enhancing risk awareness and significance of each risk to support the decision for the development of appropriate procedures and commitment of resources.

(3) To review an enterprise-wide view of risks related to the corporate direction and the value chain in the exploration and production business, including risks related to exploration and development, production (covering issues on safety, security, health, and the environment), investment (covering the geopolitical risks of each country invested in), finance and commerce, corporate capability, and laws and regulations, together with preventive measures and the mitigation strategy to manage risks to acceptable levels. To monitor, evaluate, and improve action plans regularly to mitigate risks and suit operating conditions using Enterprise Risk Management Dashboard to identify the risk owners responsible for monitoring and updating related information, as well as defining mitigation strategies.

(4) To support each risk manager in his or her operations and assessment of major factors in continual risk management in line with the corporate plans and on a par with other leading companies.

(5) To regularly report to the Board risk management assessment supervision and mitigation measures taken, except for matters of significant impacts to the Company, for which the Board must be informed immediately.

คณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ประกอบด้วย กรรมการ ปตท.สผ. อย่างน้อย 3 คน โดยเป็นกรรมการอิสระ อย่างน้อย 1 คน ซึ่งคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงชุดปัจจุบัน (รักษาการ) มีจำนวน 4 คน โดยเป็นกรรมการอิสระ 3 คน (วาระการดำรงตำแหน่ง ตั้งแต่วันที่ 27 พฤศจิกายน 2551 - 26 พฤศจิกายน 2554) ได้แก่

- นายพิชัย ชุณหวชิร
ประธานกรรมการบริหารความเสี่ยง
และกรรมการอิสระ
- นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
กรรมการบริหารความเสี่ยง
และกรรมการอิสระ
- นายสมหมาย ใค้วชาภรณ์
กรรมการบริหารความเสี่ยง
และกรรมการอิสระ
- นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ
กรรมการบริหารความเสี่ยง

ทั้งนี้ คณะกรรมการสรรหาอยู่ระหว่างการพิจารณา เสนอแต่งตั้งคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงชุดใหม่ และในระหว่างปี 2554 นายจิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์ และนายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์ ได้พ้นจากการเป็นกรรมการตามวาระและพ้นจาก ตำแหน่งกรรมการบริหารความเสี่ยง โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 30 มีนาคม 2554 นายวิชัย พรกัฏติวัฒน์ และนายวีระพล จิรประดิษฐกุล ได้รับแต่งตั้งเป็นกรรมการบริหารความเสี่ยง เมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554 และต่อมา นายวิชัย พรกัฏติวัฒน์ ได้ลาออกจากตำแหน่งกรรมการและกรรมการบริหารความเสี่ยง เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2554

ในปี 2554 คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงมีการ ประชุมรวมทั้งสิ้น 12 ครั้ง โดยมีนายชัชวาล เอี่ยมศิริ (เดิมดำรง ตำแหน่งรองกรรมการผู้จัดการใหญ่กลุ่มงานการเงินและการบัญชี) เข้าร่วมประชุมในฐานะเลขานุการคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง ในการประชุมเดือนมกราคม และนางสาวเพ็ญจันทร์ จริเกษม ปัจจุบันดำรงตำแหน่งรองกรรมการผู้จัดการใหญ่กลุ่มงานการเงิน และการบัญชี ปฏิบัติหน้าที่เลขานุการคณะกรรมการบริหาร ความเสี่ยงเข้าร่วมประชุมด้วยทุกครั้งตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ เป็นต้นมา ทั้งนี้ คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงได้รายงาน ผลการปฏิบัติงานประจำปีไว้ในรายงานของคณะกรรมการบริหาร ความเสี่ยงแล้ว

The Risk Management Committee consists of at least three directors, with at least one being an Independent Director. The following are current members of the committee (Acting), three of whom are Independent Directors, with the term from November 27, 2008 to November 26, 2011:

- Mr. Pichai Chunhavajira
Chairman and Independent Director
- Mr. Viraphol Jirapraditkul
Member and Independent Director
- Mr. Sommai Khowsachaporn
Member and Independent Director
- Mr. Anon Sirisaengtaksin
Member.

New committee members are being selected by the Nominating Committee to replace those who retired. During the year, Mr. Chitrapongse Kwangsukstith and Mr. Vudhibhandhu Vichairatana retired at the AGM and ceased their duties on March 30, 2011; Mr. Wichai Pornkeratiwat and Mr. Viraphol Jirapraditkul were appointed members on April 25, 2011; afterward, Mr. Wichai Pornkeratiwat resigned from the Board and the committee, with effect from November 24, 2011.

In 2011, the Risk Management Committee held 12 meetings, with Mr. Chatchawal Eimsiri, Executive Vice President of Finance and Accounting Group, acting as its secretary for the January meeting, and Ms. Penchun Jarikasem taking the Executive Vice President of Finance and Accounting Group in February, acting as secretary and attended the meeting afterward. The sub-committee has disclosed its annual performance in the Report of the Risk Management Committee.

จำนวนครั้งในการเข้าร่วมประชุมของคณะกรรมการเฉพาะเรื่องปี 2554

Attendance of Sub-Committees in 2011

รายชื่อกรรมการเฉพาะเรื่อง Sub-committee Member	คณะกรรมการ บรรษัทภิบาล (จำนวน 6 คน) Corporate Governance Committee (Total 6 members)	คณะกรรมการ ตรวจสอบ (จำนวน 6 คน) Audit Committee (Total 6 members)	คณะกรรมการ กำหนดค่าตอบแทน (จำนวน 3 คน) Remuneration Committee (Total 3 members)	คณะกรรมการ สรรหา (จำนวน 6 คน) Nominating Committee (Total 6 members)	คณะกรรมการ บริหารความเสี่ยง (จำนวน 7 คน) Risk Management Committee (Total 7 members)
	จำนวนการประชุม ทั้งปี 4 ครั้ง Total Meetings: 4 times	จำนวนการประชุม ทั้งปี 10 ครั้ง Total Meetings: 10 times	จำนวนการประชุม ทั้งปี 1 ครั้ง Total Meetings: 1 time	จำนวนการประชุม ทั้งปี 7 ครั้ง Total Meetings: 7 times	จำนวนการประชุม ทั้งปี 12 ครั้ง Total Meetings: 12 times
1. นายอำพน กิตติอำพน [®] Mr. Ampon Kittiampon [®]	-	8/8	-	-	-
2. นายชัยเกษม นิติสิริ ^{®®} Mr. Chaikasem Nitisiri ^{®®}	-	7/7	-	3/3	-
3. พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช ^{®®®} General Lertrat Ratanavanich ^{®®®}	-	6/6	1/1	-	-
4. นายวิระพล จิระประดิษฐกุล ^{®®®®} Mr. Viraphol Jirapraditkul ^{®®®®}	3/3	-	-	-	7/8
5. นายจักรกฤตย์ พาราพันทกุล [*] Mr. Chakkrit Parapuntakul [*]	4/4	-	-	-	-
6. นายไพรินทร์ ชูโชติถาวร ^{**} Mr. Pailin Chuchottaworn ^{**}	-	-	1/1	1/1	-
7. นายสมหมาย ใคว์คชาภรณ์ ^{***} Mr. Sommai Khowkachaporn ^{***}	-	-	-	5/5	12/12
8. นายพิชัย ชุณหวิจิตร Mr. Pichai Chunhavajira	-	-	-	-	12/12
9. นายไกรฤทธิ์ อุซุกันนทชัย ^{****} Mr. Krairit Euchukanonchai ^{****}	1/1	-	-	-	-
10. นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ Mr. Anon Sirisaengtaksin	-	-	-	-	11/12

บุคคลซึ่งดำรงตำแหน่งในคณะกรรมการเฉพาะเรื่องระหว่างปี 2554

Ex-Sub-committee Members in 2011

1. นายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ [#] Mr. Chulasingh Vasantasingh [#]	-	2/2	-	4/4	-
2. นายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์ ^{##} Mr. Vudhibhandhu Vichairatana ^{##}	1/1	1/2	-	-	3/3
3. นายจิตรพงษ์ กว่างสุขสถิตย์ ^{###} Mr. Chitrapongse Kwangsukstith ^{###}	-	-	-	3/3	2/2
4. ม.ร.ว.พงษ์สวัสดิ์ สวัสดิวัตน์ ^{####} M.R. Pongsvas Svasti ^{####}	1/1	4/4	-	-	-
5. นายประเสริฐ บุญสัมพันธ์ ^{#####} Mr. Prasert Bunsumpun ^{#####}	-	-	-	1/1	-
6. นายภูษณ ปรีย์มานะ ^{#####} Mr. Bhusana Premanode ^{#####}	2/2	-	-	-	-

รายชื่อกรรมการเฉพาะเรื่อง Sub-committee Member	คณะกรรมการ บรรษัทภิบาล (จำนวน 6 คน) Corporate Governance Committee (Total 6 members)	คณะกรรมการ ตรวจสอบ (จำนวน 6 คน) Audit Committee (Total 6 members)	คณะกรรมการ กำหนดค่าตอบแทน (จำนวน 3 คน) Remuneration Committee (Total 3 members)	คณะกรรมการ สรรหา (จำนวน 6 คน) Nominating Committee (Total 6 members)	คณะกรรมการ บริหารความเสี่ยง (จำนวน 7 คน) Risk Management Committee (Total 7 members)
	จำนวนการประชุม ทั้งปี 4 ครั้ง Total Meetings: 4 times	จำนวนการประชุม ทั้งปี 10 ครั้ง Total Meetings: 10 times	จำนวนการประชุม ทั้งปี 1 ครั้ง Total Meetings: 1 time	จำนวนการประชุม ทั้งปี 7 ครั้ง Total Meetings: 7 times	จำนวนการประชุม ทั้งปี 12 ครั้ง Total Meetings: 12 times
7. นายวิฑูรย์ สิมะโชคดี ***** Mr. Witoon Simachokedee *****	-	-	0/0 (ลาออกจาก ตำแหน่งก่อน มีการประชุมฯ) (Resigned before the meeting)	-	-
8. นายวิชัย พรภิรัตน์ ***** Mr. Wichai Pornkeratiwat *****	-	-	-	-	4/5
9. นายนิรศ ชัยสุตร ***** Mr. Naris Chaiyasoot *****	-	-	-	-	-

หมายเหตุ :

- ๑ เข้ารับตำแหน่งกรรมการตรวจสอบและแต่งตั้งเป็นประธานกรรมการตรวจสอบเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554
- ๑๑ เข้ารับตำแหน่งกรรมการตรวจสอบ และกรรมการสรรหา เมื่อวันที่ 19 พฤษภาคม 2554
- ๑๑๑ เข้ารับตำแหน่งกรรมการตรวจสอบและแต่งตั้งเป็นประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทนเมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2554
- ๑๑๑๑ เข้ารับตำแหน่งประธานกรรมการบรรษัทภิบาลและกรรมการบริหารความเสี่ยงเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554
- * เข้ารับตำแหน่งกรรมการบรรษัทภิบาล ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 - 21 กุมภาพันธ์ 2554 และเข้ารับตำแหน่งกรรมการบรรษัทภิบาลอีกครั้งเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554
- ** เข้ารับตำแหน่งกรรมการกำหนดค่าตอบแทน และกรรมการสรรหา เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2554
- *** เข้ารับตำแหน่งประธานกรรมการสรรหาอีกครั้งหนึ่ง เมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2554
- **** เข้ารับตำแหน่งกรรมการบรรษัทภิบาล เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2554
- # พ้นจากการเป็นประธานกรรมการตรวจสอบ กรรมการกำหนดค่าตอบแทน และกรรมการสรรหา ตั้งแต่วันที่ 19 เมษายน 2554 เวลา 17.00 น.
- ** พ้นจากการเป็นกรรมการบรรษัทภิบาล กรรมการตรวจสอบ และกรรมการบริหารความเสี่ยง ตั้งแต่วันที่ 30 มีนาคม 2554
- *** พ้นจากการเป็นกรรมการกำหนดค่าตอบแทน กรรมการสรรหา และกรรมการบริหารความเสี่ยง ตั้งแต่วันที่ 30 มีนาคม 2554
- **** ลาออกจากการเป็นกรรมการ กรรมการบรรษัทภิบาล กรรมการตรวจสอบ และกรรมการกำหนดค่าตอบแทน เมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2554
- ***** ลาออกจากการเป็นกรรมการ กรรมการกำหนดค่าตอบแทน และกรรมการสรรหา ตั้งแต่วันที่ 17 ตุลาคม 2554
- ***** ลาออกจากการเป็นกรรมการ และกรรมการบรรษัทภิบาล ตั้งแต่วันที่ 26 ตุลาคม 2554
- ***** ลาออกจากการเป็นกรรมการ เมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2554
- ***** ลาออกจากการเป็นกรรมการ และกรรมการบริหารความเสี่ยง ตั้งแต่วันที่ 24 พฤศจิกายน 2554
- ***** ลาออกจากการเป็นกรรมการ เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2554

Remark :

- ๑ Became a member of Audit Committee and was appointed chairman of Audit Committee on April 25, 2011
- ๑๑ Became a member of Audit Committee and Nominating Committee on May 19, 2011
- ๑๑๑ Became a member of Audit Committee and was appointed chairman of Remuneration Committee on June 16, 2011
- ๑๑๑๑ Became the chairman of Corporate Governance Committee and Risk Management Committee on April 25, 2011
- * Became a member of Corporate Governance Committee on January 1, 2011 - February 21, 2011 and became a member of Corporate Governance Committee again on April 25, 2011
- ** Became a member of Remuneration Committee and Nominating Committee on December 1, 2011
- *** Be appointed the chairman of Nominating Committee again on March 24, 2011
- **** Became a member of Corporate Governance Committee on November 25, 2011
- # Resigned from directorship, chairman of Audit Committee, Remuneration Committee, and Nominating Committee on April 19, 2011 at 17.00 hrs.
- ** Terms on Corporate Governance Committee, Audit Committee, and Risk Management Committee ended on March 30, 2011
- *** Terms on Remuneration Committee, Nominating Committee, and Risk Management Committee ended on March 30, 2011
- **** Resigned from directorship, Corporate Governance Committee, Audit Committee, and Remuneration Committee on June 16, 2011
- ***** Resigned from directorship, Remuneration Committee and Nominating Committee on October 17, 2011
- ***** Resigned from directorship and Corporate Governance Committee on October 26, 2011
- ***** Resigned from directorship on November 23, 2011
- ***** Resigned from directorship and Risk Management Committee on November 24, 2011
- ***** Resigned from directorship on December 1, 2011

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังจัดให้มีคณะกรรมการอิสระ ซึ่งมีหน้าที่และความรับผิดชอบตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการอิสระ ดังนี้

(1) เสนอแนะเรื่องที่สำคัญและเป็นประโยชน์ ต่อบริษัท ผู้ถือหุ้น และผู้ถือหุ้นรายย่อย ต่อคณะกรรมการบริษัท และ/หรือประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ แล้วแต่กรณี

(2) ให้ความคิดเห็นเกี่ยวกับบทบาทและหน้าที่ของ คณะกรรมการบริษัทที่พึงปฏิบัติ รวมทั้งให้ความคิดเห็นตาม บทบาทและหน้าที่ของกรรมการอิสระที่พึงปฏิบัติ เพื่อประโยชน์ ต่อบริษัท ผู้ถือหุ้น และผู้ถือหุ้นรายย่อย

(3) สอบทานให้ ปตท.สผ. ปฏิบัติตามกฎหมาย ที่เกี่ยวข้องกับกรรมการอิสระ รวมถึงทบทวนนิยามกรรมการ อิสระให้มีความเหมาะสมและครบถ้วนตามกฎหมาย

(4) ปฏิบัติการอื่นใดตามที่คณะกรรมการบริษัท มอบหมายโดยจะต้องไม่มีผลต่อการปฏิบัติหน้าที่อย่างเป็นอิสระ

(5) พิจารณาทบทวนเกี่ยวกับระเบียบว่าด้วย คณะกรรมการอิสระเพื่อให้มีความเหมาะสมและทันสมัยอยู่เสมอ คณะกรรมการอิสระ ณ วันที่ 1 มกราคม 2555 มีจำนวนทั้งสิ้น 12 คน ประกอบด้วย

- นายณอคุณ สิทธิพงศ์
ประธานกรรมการอิสระ
- พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช
รองประธานกรรมการอิสระ
- นายวีระพล จิรประดิษฐกุล
กรรมการอิสระ
- นายสมหมาย ใค้วคชาภรณ์
กรรมการอิสระ
- นายพิชัย ชุณหวชิร
กรรมการอิสระ
- นายจักรกฤตย์ พาราพันธกุล
กรรมการอิสระ
- นายอำพน กิตติอำพน
กรรมการอิสระ
- นายชัยเกษม นิติสิริ
กรรมการอิสระ

In addition, PTTEP has a panel of Independent Directors with the duties and responsibilities in accordance with its charter as follows:

(1) To propose significant issues beneficial to the Company, the major shareholders, and minor shareholders for the Board and/or President and CEO's consideration

(2) To provide views on the proper roles and duties of the Board and other appropriate views of Independent Directors for the best interests of the Company and the major and minor shareholders.

(3) To examine PTTEP's compliance with the law relating to Independent Directors and review the definition of Independent Directors to be lawfully complete and appropriate.

(4) To perform other duties assigned by the Board provided that such duties do not affect their independence.

(5) To review the Independent Director Charter for its appropriateness and timeliness.

As of January 1, 2012, Independent Director consists of 12 members:

- Mr. Norkun Sitthiphong
Chairman
- General Lertrat Ratanavanich
Vice Chairman
- Mr. Viraphol Jirapraditkul
Independent Director
- Mr. Sommai Khowkachaporn
Independent Director
- Mr. Pichai Chunhavajira
Independent Director
- Mr. Chakkrit Parapantakul
Independent Director
- Mr. Ampon Kittiampon
Independent Director
- Mr. Chaikasem Nitisiri
Independent Director

- นายไกรฤทธิ์ อุชुकานนท์ชัย
กรรมการอิสระ
- นางวรรณุช หงสประภาส
กรรมการอิสระ
- พลเอกพรชัย กรานเลิศ
กรรมการอิสระ
- นายมนัส แจ่มเวหา
กรรมการอิสระ

โดยในระหว่างปี 2554 มีกรรมการอิสระพ้นจากตำแหน่ง ได้แก่ นายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์ ครบวาระตั้งแต่วันที่ 30 มีนาคม 2554 นายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ ลาออกตั้งแต่วันที่ 19 เมษายน 2554 เวลา 17.00 น. ม.ร.ว. พงษ์สวัสดิ์ สวัสดิวัตน์ ลาออกตั้งแต่วันที่ 16 มิถุนายน 2554 นายภูษณ ปรีภัยมาโนช ลาออกตั้งแต่วันที่ 26 ตุลาคม 2554 นายวิฑูรย์ สิมะโชคดี ลาออกตั้งแต่วันที่ 23 พฤศจิกายน 2554 และนายนิธิต ชัยสุตร ลาออกตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม 2554 นอกจากนี้ ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 นางวรรณุช หงสประภาส พลเอกพรชัย กรานเลิศ และนายมนัส แจ่มเวหา ได้ดำรงตำแหน่งกรรมการ ปตท.สผ. แทนนายวิชัย พรกิตติวัฒน์ นายวิฑูรย์ สิมะโชคดี และนายนิธิต ชัยสุตร ที่ขอลาออก ซึ่งกรรมการใหม่ทั้ง 3 ท่าน มีคุณสมบัติเป็นกรรมการอิสระด้วย

ในรอบปี 2554 คณะกรรมการอิสระมีการประชุมรวมทั้งสิ้น 4 ครั้ง และกรรมการอิสระส่วนใหญ่เข้าประชุมทุกครั้ง โดยมีนายธีรศักดิ์ ดันเจริญลาก ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สำนักเลขานุการบริษัท และเลขานุการบริษัท ปฏิบัติหน้าที่เลขานุการคณะกรรมการอิสระเข้าร่วมประชุมทุกครั้งด้วย ทั้งนี้ ในรอบปี 2554 คณะกรรมการอิสระได้ปฏิบัติหน้าที่ตามระเบียบว่าด้วยคณะกรรมการอิสระด้วยความระมัดระวัง รอบคอบ เต็มความสามารถ และเป็นอิสระ เพื่อให้ผู้ถือหุ้นทุกรายได้รับผลประโยชน์อย่างเท่าเทียมกัน รวมทั้งพิทักษ์ผลประโยชน์ของผู้ถือหุ้นรายย่อย โดยได้รายงานผลการประชุมทุกครั้งให้คณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบด้วย

2.3 คุณสมบัติของกรรมการอิสระและกระบวนการสรรหา

ปตท.สผ. กำหนดองค์ประกอบคณะกรรมการให้ประกอบด้วยกรรมการอิสระไม่น้อยกว่ากึ่งหนึ่งของจำนวนกรรมการที่มีอยู่ และได้กำหนดคุณสมบัติของกรรมการอิสระตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. ที่เข้มงวดกว่าข้อกำหนดขั้นต่ำที่คณะกรรมการกำกับตลาดทุนกำหนด ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- Mr. Krairit Euchukanonchai
Independent Director
- Mrs. Varanuj Hongsaprabhas
Independent Director
- General Pornchai Kranlert
Independent Director
- Mr. Manas Jamveha.
Independent Director

During 2011, the following independent directors ended their terms, namely Mr. Vudhibhandhu Vichairatana, on March 30, 2011, and Mr. Chulasingh Vasantasingh, M.R. Pongsvas Svasti, Mr. Bhusana Premanode, Mr. Witoon Simachokedee, and Mr. Naris Chaiyasoot on April 19, 2011 at 17.00 hrs., June 16, 2011, October 26, 2011, November 23, 2011 and December 1, 2011, respectively. Moreover, starting from January 1, 2012, Mrs. Varanuj Hongsaprabhas, General Pornchai Kranlert, and Mr. Manas Jamveha were elected as Directors in place of Mr. Wichai Pornkeratiwat, Mr. Witoon Simachokedee, and Mr. Naris Chaiyasoot, who resigned from their directorship. They also qualified as Independent Directors.

In 2011, the Independent Directors held four meetings, with most of them in attendance, with Mr. Theerasak Tanchaoenlarp, Senior Vice President of Corporate Secretary Office, acting as its secretary. They performed their duties under the committee's charter carefully, prudently, competently, and independently for equitable treatment of shareholders and protection of minority shareholders. All meeting outcomes were reported to the Board for acknowledgment.

2.3 Qualifications of Independent Directors and their Nomination

The Board must always be made up of at least one half in Independent Directors. The Company has made the qualifications of such Directors – under the good corporate governance of PTTEP – even more stringent than those defined by the Capital Market Supervisory Board, as seen below:

(1) ถือหุ้นไม่เกินร้อยละ 0.5 ของจำนวนหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงทั้งหมดของ ปตท.สผ. บริษัทใหญ่¹ บริษัทย่อย บริษัทร่วม³ หรือนิติบุคคลที่อาจมีความขัดแย้ง⁴ ทั้งนี้ ให้นับรวมการถือหุ้นของผู้ที่เกี่ยวข้องของกรรมการอิสระรายนั้นๆ และ Nominee⁵ ด้วย

(2) ไม่เป็นหรือเคยเป็นกรรมการที่มีส่วนร่วมบริหารงานลูกจ้าง พนักงาน ที่ปรึกษาที่ได้เงินเดือนประจำ หรือผู้มีอำนาจควบคุม⁶ ของ ปตท.สผ. บริษัทใหญ่ บริษัทย่อย บริษัทร่วม บริษัทย่อยลำดับเดียวกัน⁷ ผู้ถือหุ้นรายใหญ่ หรือของผู้มีอำนาจควบคุมของ ปตท.สผ. เว้นแต่จะได้พ้นจากการมีลักษณะดังกล่าวมาแล้วไม่น้อยกว่า 2 ปี ทั้งนี้ ลักษณะต้องห้ามดังกล่าวไม่รวมถึงกรณีที่กรรมการอิสระเคยเป็นข้าราชการ หรือที่ปรึกษาของส่วนราชการซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ หรือผู้มีอำนาจควบคุมของ ปตท.สผ.

(3) ไม่เป็นบุคคลที่มีความสัมพันธ์ทางสายโลหิต หรือโดยการจดทะเบียนตามกฎหมาย ในลักษณะที่เป็นบิดามารดา คู่สมรส พี่น้อง และบุตร รวมทั้งคู่สมรสของบุตรของผู้บริหาร ผู้ถือหุ้นรายใหญ่⁸ ผู้มีอำนาจควบคุม หรือบุคคลที่จะได้รับการเสนอให้เป็นผู้บริหาร หรือผู้มีอำนาจควบคุมของ ปตท.สผ. หรือบริษัทย่อย

(4) ไม่มีหรือเคยมีความสัมพันธ์ทางธุรกิจกับ ปตท.สผ. บริษัทใหญ่ บริษัทย่อย บริษัทร่วม หรือนิติบุคคลที่อาจมีความขัดแย้งในลักษณะที่อาจเป็นการขัดขวางการใช้วิจารณญาณอย่างอิสระของตน รวมทั้งไม่เป็นหรือเคยเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ กรรมการซึ่งไม่ใช่กรรมการอิสระ ผู้บริหารหรือผู้มีอำนาจควบคุม

(1) Holds no more than 0.5% of the total voting stocks of PTTEP, its parent company¹, its subsidiaries², and its associated companies³, a related juristic entity⁴, including stocks held by connected persons, as well as nominees⁵.

(2) Is not or has never been an executive director, employee, staff, adviser who receives salary or a controlling person⁶ of PTTEP, its parent company, its subsidiaries, its associated companies, its sister companies⁷, major shareholders or controlling persons of PTTEP unless the foregoing status has ended for more than two years. This shall not include an independent director who was a government official or an adviser of a government agency which is a major shareholders or controlling person of PTTEP.

(3) Is not a person related by blood or legal registration, such as father, mother, spouse, sibling and child, including a spouse of the children, management, major shareholders⁸, controlling persons, or persons to be nominated as management or controlling person of PTTEP or its subsidiaries.

(4) Has not or has not had a business relationship with PTTEP, its parent company, its subsidiaries, its associated companies, or a juristic person who may have conflicts of interest, in a manner that may interfere with his

¹ บริษัทที่ถือหุ้นใน ปตท.สผ. โดยตรงหรือโดยอ้อมเกินกว่าร้อยละ 50 ของจำนวนหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงทั้งหมด ได้แก่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.)

² บริษัทที่ ปตท.สผ. ถือหุ้นโดยตรงหรือโดยอ้อมเกินกว่าร้อยละ 50 ของจำนวนหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงทั้งหมด หรือมีอำนาจควบคุมการกำหนดนโยบายทางการเงินและการดำเนินงาน เช่น บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด และบริษัท พีทีทีอีพี เซอร์วิสেস จำกัด

³ บริษัทที่ ปตท.สผ. หรือบริษัทย่อยถือหุ้นรวมกันตั้งแต่ร้อยละ 20 แต่ไม่เกินร้อยละ 50 ของจำนวนหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงทั้งหมด หรือมีส่วนร่วมตัดสินใจเกี่ยวกับนโยบายทางการเงินและการดำเนินงาน เช่น บริษัท เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์ จำกัด และ Carigali – PTTEPI Operating Company Sendirian Berhad (CPOC)

⁴ ผู้ถือหุ้นรายใหญ่ หรือผู้มีอำนาจควบคุมของ ปตท.สผ. ได้แก่ ปตท. หรือนิติบุคคลที่ ปตท. ถือหุ้น หรือมีอำนาจควบคุม หรือมีส่วนได้เสียโดยตรง หรือโดยอ้อมอย่างมีนัยสำคัญ

⁵ ผู้ถือหลักทรัพย์แทนบุคคลอื่นในลักษณะอำพราง

⁶ ผู้ซึ่งโดยพฤติการณ์มีอิทธิพลต่อการกำหนดนโยบาย การจัดการ หรือการดำเนินงานของ ปตท.สผ. อย่างมีนัยสำคัญ

⁷ บริษัทตั้งแต่ 2 บริษัทขึ้นไปที่มี ปตท. เป็นบริษัทใหญ่ ไม่ว่าบริษัทนั้นจะเป็นบริษัทย่อยของ ปตท. ในชั้นลำดับใดๆ เช่น ปตท.สผ. และบริษัท ปตท. จำกัด ก้าวข้ามธรรมชาติ จำกัด

⁸ ผู้ถือหุ้นเกินกว่าร้อยละ 10 ของจำนวนหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงทั้งหมด และให้นับรวมหุ้นที่ถือโดยผู้ที่เกี่ยวข้องด้วย

¹ Parent company means the company with more than 50% of total voting shares in PTTEP, directly or indirectly, which means PTT Plc (PTT).

² Subsidiaries mean companies in which PTTEP directly or indirectly holds more than 50% of the total voting shares, or can influence financial and management policies, such as PTTEP International Ltd. and PTTEP Services Ltd.

³ Associated companies mean companies in which PTTEP or its subsidiaries altogether hold from 20% to 50% of the total voting shares, or take part in decision-making on financial and management policies, such as Energy Complex, Co., Ltd., and Carigali – PTTEPI Operating Company Sendirian Berhad (CPOC).

⁴ Juristic person with potential conflicts of interest means major shareholders or those that can exert control over PTTEP, which means PTT or a juristic entity in which PTT holds shares, controls, or has a significant interest, either directly or indirectly.

⁵ Nominees mean shareholders for other people in a concealed manner.

⁶ Controlling person mean any person who, as a matter of fact, has substantial control over PTTEP in its policy-setting, management, and operations.

⁷ Sister companies mean any two or more subsidiaries of PTT, regardless of levels of subsidiaries, such as PTTEP and PTT Natural Gas Distribution Co., Ltd.

⁸ Major shareholders mean shareholders with more than 10% of the voting shares, including those held by their connected persons.

ของผู้ที่มีความสัมพันธ์ทางธุรกิจกับ ปตท.สผ. บริษัทใหญ่ บริษัทย่อย บริษัทร่วม หรือนิติบุคคลที่อาจมีความขัดแย้ง เว้นแต่จะได้พ้นจากการมีลักษณะดังกล่าวมาแล้วไม่น้อยกว่า 2 ปี

ความสัมพันธ์ทางธุรกิจตามวรรคหนึ่งรวมถึงการทำรายการทางการเงินที่กระทำเป็นปกติเพื่อประกอบกิจการ การเช่าหรือให้เช่าอสังหาริมทรัพย์ รายการเกี่ยวกับสินทรัพย์หรือบริการ หรือการให้หรือรับความช่วยเหลือทางการเงิน ด้วยการรับหรือให้กู้ยืม คำประกัน การให้สินทรัพย์เป็นหลักประกันหนี้สิน รวมถึงพฤติการณ์อื่นทำนองเดียวกัน ซึ่งเป็นผลให้ ปตท.สผ. หรือคู่สัญญามีภาระหนี้ที่ต้องชำระต่ออีกฝ่ายหนึ่ง ตั้งแต่ร้อยละ 3 ของสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิของ ปตท.สผ. หรือตั้งแต่ 20 ล้านบาทขึ้นไป แล้วแต่จำนวนใดจะต่ำกว่า ทั้งนี้ การคำนวณภาระหนี้ดังกล่าวให้เป็นไปตามวิธีการคำนวณมูลค่าของรายการที่เกี่ยวข้องกันตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนว่าด้วยหลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน โดยอนุโลมแต่ในการพิจารณาภาระหนี้ดังกล่าว ให้นับรวมภาระหนี้ที่เกิดขึ้นในระหว่าง 2 ปีก่อนวันที่มีความสัมพันธ์ทางธุรกิจกับบุคคลเดียวกัน

(5) ไม่เป็นหรือเคยเป็นผู้สอบบัญชีของ ปตท.สผ. บริษัทใหญ่ บริษัทย่อย บริษัทร่วม หรือนิติบุคคลที่อาจมีความขัดแย้ง และไม่เป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ กรรมการซึ่งไม่ใช่กรรมการอิสระ ผู้บริหาร ผู้มีอำนาจควบคุม หรือหุ้นส่วนของสำนักงานสอบบัญชี ซึ่งมีผู้สอบบัญชีของ ปตท.สผ. บริษัทใหญ่ บริษัทย่อย บริษัทร่วม หรือนิติบุคคลที่อาจมีความขัดแย้งสังกัดอยู่ เว้นแต่จะได้พ้นจากการมีลักษณะดังกล่าวมาแล้วไม่น้อยกว่า 2 ปี

(6) ไม่เป็นหรือเคยเป็นผู้ให้บริการทางวิชาชีพใดๆ ซึ่งรวมถึงการให้บริการเป็นที่ปรึกษากฎหมายหรือที่ปรึกษาทางการเงิน ซึ่งได้รับค่าบริการเกินกว่า 2 ล้านบาทต่อปีจาก ปตท.สผ. บริษัทใหญ่ บริษัทย่อย บริษัทร่วม หรือนิติบุคคลที่อาจมีความขัดแย้ง และไม่เป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ กรรมการซึ่งไม่ใช่กรรมการอิสระ ผู้บริหาร ผู้มีอำนาจควบคุม หรือหุ้นส่วนของผู้ให้บริการทางวิชาชีพนั้นด้วย เว้นแต่จะได้พ้นจากการมีลักษณะดังกล่าวมาแล้วไม่น้อยกว่า 2 ปี

(7) ไม่เป็นกรรมการที่ได้รับแต่งตั้งขึ้นเพื่อเป็นตัวแทนของกรรมการของ ปตท.สผ. ผู้ถือหุ้นรายใหญ่ หรือผู้ถือหุ้นซึ่งเป็นผู้ที่เกี่ยวข้องกับผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของ ปตท.สผ.

(8) ไม่มีลักษณะอื่นใดที่ทำให้ไม่สามารถให้ความเห็นอย่างเป็นอิสระเกี่ยวกับการดำเนินงานของ ปตท.สผ.

or her independent judgment, or is not or has never been a major shareholder, connected director, management, or controlling persons of any person with business relationship with PTTEP, its parent company, its subsidiaries, its associated companies, or a juristic person with potential conflicts of interest, unless such relationship has ended for more than two years.

The term ‘business relationship’ in paragraph one includes any normal business transaction, rental or lease of immovable property, transaction relating to assets or services or grant or receipt of financial assistance through receiving or extending loans, guarantee, providing assets as collateral, including other similar actions which result in the applicant or his counterparty being subjected to indebtedness payable to the other party for 3% or more of the net tangible assets of the applicant or 20 million baht or more, whichever is lower. The amount of such indebtedness shall be calculated according to the calculation method for the value of connected transactions under the Notification of Capital Market Supervisory Board concerning Rules on Connected Transactions. The combination of such indebtedness shall include indebtedness taking place during the two years before the date on which the business relationship with the person begins.

(5) Is not or has never been an auditor of PTTEP, its parent company, its subsidiaries, its associated companies, or a juristic person with potential conflicts of interest and is not a major shareholder, connected director, management, controlling persons or partner of an audit firm which employs auditors of PTTEP, its parent company, its subsidiaries, its associated companies, or a juristic person with potential conflicts of interest unless such relationship has ended for more than two years.

(6) Is not or has never been a professional adviser, including legal or financial advisor who receives an annual service fee exceeding 2 million baht from PTTEP, its parent company, its subsidiaries, its associated companies, or a juristic person with potential conflicts of interest, and is not a major shareholder, connected director, management, controlling persons or partner of the professional adviser unless such relationship has ended for more than two years.

(9) ไม่ประกอบกิจการที่มีสภาพอย่างเดียวกันและเป็นการแข่งขันที่มีนัยกับกิจการของ ปตท.สผ. หรือบริษัทย่อยหรือไม่เป็นหุ้นส่วนที่มีนัยในหุ้นส่วน หรือเป็นกรรมการที่มีส่วนร่วมบริหารงาน ลูกจ้าง พนักงาน ที่ปรึกษาที่รับเงินเดือนประจำหรือถือหุ้นเกินร้อยละ 1 ของจำนวนหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงทั้งหมดของบริษัทอื่น ซึ่งประกอบกิจการที่มีสภาพอย่างเดียวกันและเป็นการแข่งขันที่มีนัยกับกิจการของ ปตท.สผ. หรือบริษัทย่อย

(10) อาจได้รับมอบหมายจากคณะกรรมการให้ตัดสินใจในการดำเนินกิจการของ ปตท.สผ. บริษัทใหญ่ บริษัทย่อย บริษัทร่วม บริษัทย่อยลำดับเดียวกัน หรือนิติบุคคลที่อาจมีความขัดแย้งโดยมีการตัดสินใจในรูปแบบองค์คณะ (Collective Decision) ได้

ทั้งนี้ กรรมการอิสระจะตรวจสอบและรับรองคุณสมบัติความเป็นอิสระของตนเองอย่างน้อยปีละหนึ่งครั้ง โดยจะแจ้งพร้อมกับการรายงานข้อมูลประวัติกรรมการ ณ สิ้นปี สำหรับจัดทำแบบแสดงรายการข้อมูลประจำปี (แบบ 56-1) และรายงานประจำปี ทั้งนี้ ณ วันที่ 1 มกราคม 2555 กรรมการอิสระของบริษัททั้ง 12 คน ได้มีการรับรองว่ามีคุณสมบัติการเป็นกรรมการอิสระครบถ้วนตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. ด้วย

กระบวนการสรรหากรรมการอิสระ ใช้แนวทางเดียวกับการสรรหากรรมการและประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ กล่าวคือ หากมีกรรมการอิสระพ้นจากตำแหน่ง ปตท.สผ. จะสรรหาผู้ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมและมีคุณสมบัติเป็นกรรมการอิสระมาทดแทนเป็นอันดับแรก รวมทั้งรักษาจำนวนกรรมการอิสระให้ครบถ้วนตามองค์ประกอบคณะกรรมการ ปตท.สผ. อย่างไรก็ตาม กรรมการคนอื่น ๆ หากต่อมามีคุณสมบัติกรรมการอิสระตามที่กำหนดเมื่อใด กรรมการคนนั้นๆ ก็มีฐานะเป็นกรรมการอิสระของ ปตท.สผ. โดยทันที

2.4 ความสัมพันธ์ทางธุรกิจหรือการให้บริการทางวิชาชีพของกรรมการอิสระในรอบระยะเวลาบัญชีที่ผ่านมา

ไม่มี

2.5 อำนาจหน้าที่ของประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

(1) อำนาจหน้าที่ภายใต้มติที่ประชุมผู้ถือหุ้น

ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่มีอำนาจลงชื่อเป็นสำคัญเพื่อผูกพันบริษัทกับบุคคลภายนอกแทนบริษัท (ข้อ 9 วรรคหกของข้อบังคับซึ่งจดทะเบียนไว้ที่กระทรวงพาณิชย์แล้ว)

(2) อำนาจหน้าที่ภายใต้มติที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ.

(7) Is not a director representing a PTTEP's or its major shareholder's board member or a shareholder who is related to PTTEP's major shareholder.

(8) Has no other characteristics which make him or her incapable of expressing independent opinions on PTTEP's business.

(9) Does not own/run any business similar to or competing with PTTEP or its subsidiaries and is not a material partner in any partnership, executive director, employee, staff, adviser who receives salary, and holds no more than 1% of total voting stocks of the company similar to or competing with PTTEP or its subsidiaries.

(10) Is authorized by the Board to make a collective decision to execute the business of PTTEP and its parent companies, its subsidiaries, its associated companies, sister companies, or a juristic person with potential conflicts of interest.

Independent Directors at least once a year verify and certify their qualifications when submitting their biographies at the end of the year, which are disclosed in Form 56-1 and the annual report. On January 1, 2011, twelve Independent Directors did so under PTTEP's good corporate governance.

The nominating procedure of Independent Director selection is similar to that of PTTEP Directors and the President and CEO, that is, if he or she retires from the office, to fill the vacancy, PTTEP will give priority to qualified candidates with such qualifications and will keep the Board's composition with the right number of Independent Directors. However, if any other Director, from time to time, has qualified as an Independent Director, he or she will assume the position at once.

2.4 Business relationship or professional services of the Independent Directors for the Company during the past fiscal year

None

2.5 Authority of the President and CEO

(1) Authority under the Articles of Association vested by shareholder resolutions

คณะกรรมการ ปตท.สผ. มอบอำนาจให้ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่กระทำการแทนบริษัทในการดำเนินงานตามปกติธุรกิจให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ในหนังสือบริคณห์สนธิของบริษัท การประกอบกิจการปิโตรเลียมตามสัมปทานปิโตรเลียม หรือสัญญาต่างๆของบริษัทและกิจการอื่นๆ ที่เป็นประโยชน์แก่บริษัทเป็นผู้รักษาการและมีอำนาจในการดำเนินการตามระเบียบของ ปตท.สผ. ได้แก่ ระเบียบการงบประมาณ พ.ศ. 2539 ระเบียบการเงินและการบัญชี พ.ศ. 2539 ระเบียบการบริหารทรัพยากรบุคคล พ.ศ. 2548 และระเบียบการจัดหา พ.ศ. 2550 โดยให้ใช้วิธีปฏิบัติเช่นเดียวกับบริษัทเอกชนอื่นๆ ที่ประกอบธุรกิจปิโตรเลียม และให้คำนึงถึงประโยชน์ของบริษัทเป็นสำคัญ รวมถึงการมอบอำนาจ โดยผู้รับมอบอำนาจ หรือผู้รับมอบอำนาจช่วงทุกช่วงต้องไม่มีส่วนได้ส่วนเสียหรือความขัดแย้งทางผลประโยชน์ (Conflict of Interest) ในลักษณะใดๆ กับ ปตท.สผ. หรือบริษัทย่อยในการใช้อำนาจดังกล่าว

2.6 ผู้บริหารและผู้มีอำนาจควบคุม

ณ วันที่ 1 มกราคม 2555 มีรายละเอียดตามข้อมูลหน้า 189-192

2.7 เลขานุการบริษัท

เลขานุการบริษัทมีบทบาทที่สำคัญในการประสานงานอย่างมีประสิทธิภาพทั้งภายในได้แก่ ระหว่างประธานกรรมการกับประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ หรือฝ่ายจัดการ และภายนอกได้แก่ ระหว่างบริษัท ผู้ถือหุ้น และหน่วยงานกำกับดูแล เลขานุการบริษัท (คนปัจจุบัน คือ นายธีรศักดิ์ ตันเจริญลาภ) แต่งตั้งโดยคณะกรรมการ และปฏิบัติหน้าที่เป็นเลขานุการคณะกรรมการด้วย โดยรับผิดชอบในการให้คำแนะนำแก่คณะกรรมการและผู้บริหารเกี่ยวกับกฎหมาย และกฎเกณฑ์ที่บริษัทต้องปฏิบัติตาม รวมถึงให้ข้อมูลสถานการณ์ที่เกี่ยวข้องกับการกำกับดูแลกิจการที่ดี ดูแลให้การดำเนินกิจการของคณะกรรมการและคณะกรรมการเฉพาะเรื่องเป็นไปอย่างราบรื่นและมีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับกฎหมาย และกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง การกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. รับผิดชอบในการจัดประชุมคณะกรรมการ การประชุมคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และการประชุมผู้ถือหุ้น จัดทำและจัดเก็บเอกสารสำคัญของบริษัท เช่น ระเบียบวาระและรายงานการประชุมคณะกรรมการ คณะกรรมการเฉพาะเรื่อง และการประชุมผู้ถือหุ้น แบบ 56-1 ทะเบียนกรรมการ เป็นต้น รวมทั้งการแจ้งข้อมูลที่เกี่ยวข้องต่อหน่วยงานกำกับดูแลการจัดปฐมนิเทศกรรมการใหม่ และการส่งเสริมความรู้ความเข้าใจในเรื่องการกำกับดูแลกิจการที่ดีให้กับกรรมการ ผู้บริหาร และพนักงาน

The President and CEO is the authorized signatory in dealing with external parties under clause 9, paragraph 6, of the Articles registered at the Ministry of Commerce.

(2) Authority vested by Board resolutions

The Board authorizes the President and CEO to act and conduct, on behalf of the Company, business operations under the stated objectives in its Memorandum of Association, petroleum concessions and other agreements, including other businesses in which the Company has interests; to take charge and conduct business under PTTEP Regulations – namely the Budgeting Charter B.E. 2539, Finance and Accounting Charter B.E. 2539, Regulation on Human Resources Management 2005, and Procurement Charter B.E. 2550, applying practices comparable with those of other private companies in the E&P business and in the best interests of PTTEP. Delegation of authority is permitted unless each attorney has a direct or indirect conflict of interest with PTTEP or its subsidiaries in exercising the authority.

2.6 Management team members and the controlling persons

Details of current management team members and the controlling persons as of January 1, 2012 appear on pages 189-192.

2.7 Corporate Secretary

The Corporate Secretary plays a role in effectively coordinating internally between the Chairman and the President and CEO and externally between the Company, the shareholders, and the regulators. PTTEP's good corporate governance prescribes the Board to designate the Corporate Secretary, who also resumes the position of Secretary to the Board of Directors (at present, Mr. Theerasak Tancharoenlarp), as responsible for overseeing and advising the Board and the Management about applicable laws, rules, regulations, including information about updates of good corporate governance matters; ensuring that the businesses of the Board and sub-committees are run correctly and smoothly, in compliance with related laws, regulations, and PTTEP's good corporate governance; organizing the Board's,

3. การสรรหากรรมการและผู้บริหาร

3.1 การสรรหากรรมการและประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

เมื่อตำแหน่งกรรมการของ ปตท.สผ. วางลง คณะกรรมการสรรหามีหน้าที่สรรหาและคัดเลือกบุคคลที่สมควรได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการ โดยพิจารณาจากบัญชีรายชื่อ คณะกรรมการรัฐวิสาหกิจของสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ ซึ่งเป็นบัญชีที่รวบรวมผู้ที่มีความรู้ความสามารถและความเชี่ยวชาญในด้านต่างๆ ที่จะเป็นประโยชน์ต่อธุรกิจของ รัฐวิสาหกิจไว้อย่างครบถ้วน รวมทั้งขอรับข้อคิดเห็นจาก ปตท. ในฐานะผู้ถือหุ้นใหญ่เพื่อประกอบการพิจารณาด้วย โดยจะให้ความสำคัญต่อผู้ที่มีทักษะ ประสบการณ์ วิชาชีพ คุณสมบัติเฉพาะในด้านต่างๆ ที่คณะกรรมการยังขาดอยู่ และที่มีความจำเป็นอย่างยิ่งต่อธุรกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. ก่อนเป็นลำดับต้น และเพื่อให้องค์ประกอบของ คณะกรรมการ ปตท.สผ. มีความสมบูรณ์ และเป็นประโยชน์สูงสุดของ ปตท.สผ. รวมทั้งคำนึงถึงโอกาสที่อาจมีปัญหในเรื่อง ความขัดแย้งทางผลประโยชน์ (Conflict of Interest) ของกรรมการ คณะกรรมการสรรหาทำหน้าที่สรรหากรรมการโดยพิจารณาจาก ผู้ที่มีคุณสมบัติที่เป็นประโยชน์และเหมาะสมกับกลุ่ม ปตท.สผ. ดังมีรายละเอียดตามหัวข้อ คุณสมบัติของกรรมการ ปตท.สผ.

การเลือกตั้งกรรมการทดแทนกรรมการที่ออกจากตำแหน่งเมื่อครบวาระ ต้องได้รับอนุมัติจากที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้น ประจำปีด้วยคะแนนเสียงข้างมากของผู้ถือหุ้นที่มาประชุมและมีสิทธิออกเสียง โดยมีหลักเกณฑ์และวิธีการเลือกตั้งเป็นกรรมการ ดังนี้

(1) คณะกรรมการสรรหาจะพิจารณารายชื่อบุคคลที่มี คุณสมบัติเหมาะสมเป็นกรรมการ ปตท.สผ. และเสนอให้คณะกรรมการบริษัทพิจารณาอีกครั้งหนึ่งก่อนเสนอที่ประชุมผู้ถือหุ้น เพื่อเลือกตั้ง ทั้งนี้ เป็นสิทธิของผู้ถือหุ้นทุกรายที่จะเสนอชื่อบุคคลเป็นกรรมการได้ ปตท.สผ. จึงได้เพิ่มช่องทางให้ผู้ถือหุ้นสามารถเสนอชื่อกรรมการล่วงหน้าได้ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม - 31 ธันวาคม ของทุกปี โดยได้แจ้งให้ผู้ลงทุนทราบผ่านช่องทางการแจ้งข้อมูลของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย และทางเว็บไซต์ของบริษัท โดยมีหลักเกณฑ์การให้ผู้ถือหุ้นเสนอชื่อกรรมการล่วงหน้า พร้อมทั้งแบบเสนอชื่อกรรมการแสดงอยู่บนเว็บไซต์ของบริษัทด้วย

sub-committees', and shareholders' meetings; preparing and safeguarding vital company documents, namely the agenda and minutes of the meetings of the Board, standing sub-committees and shareholders, Form 56-1, Director Roster, etc.; notifying regulators about related information; arranging orientation for new directors; and promoting and enhancing the understanding of good corporate governance among the Directors, the Management, and employees.

3. Nomination of the Board and Management

3.1 Nomination of the Board and the President and CEO

When there is a Director vacancy, the Nominating Committee is to choose suitable candidates to become a Director by considering the current list of state enterprise directors of State Enterprise Policy Office (SEPO), a collection of qualified persons for state enterprises, and recommended nominees from PTT, the major shareholder. Priority will be given to those with skill mixes, experience, and specific qualifications in areas still lacked by the Board or critical to the Company's business to fill the composition of the Board and for the ultimate benefit of PTTEP, including awareness of the possibilities of conflicts of interest of a given Director. The Nominating Committee is to consider qualified candidates for PTTEP Group as prescribed in Director Qualifications.

Election of Directors to replace retiring ones must obtain the approval of the AGM through a majority of eligible shareholders in attendance under the following criteria and procedures:

(1) Nomination to a shareholders' meeting is to be made by the Nominating Committee for each Director whose term has ended, with prior screening by the Board. Shareholders may nominate other persons and the Company has added another channel for this, that is, nominating a person or persons between October 1 and December 31 of each year. This has been made known to investors through SET's notification channel and the Company's website, which also contains rules for nominating Directors, together with a Director nomination form, for minority shareholders' use.

(2) ในกรณีที่จำนวนบุคคลที่ได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการมีไม่เกินกว่าจำนวนกรรมการที่จะพึงได้รับการเลือกตั้งในครั้งนั้น ให้เสนอที่ประชุมผู้ถือหุ้นเลือกตั้งบุคคลที่ได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการทั้งหมด โดยออกเสียงลงคะแนนเลือกตั้งเป็นรายบุคคล และต้องได้รับคะแนนเสียงข้างมาก

(3) ในกรณีที่จำนวนบุคคลที่ได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการ มีจำนวนเกินกว่าจำนวนกรรมการที่จะพึงได้รับการเลือกตั้งในครั้งนั้น ให้ผู้ถือหุ้นออกเสียงลงคะแนนเพื่อเลือกตั้งบุคคลที่ได้รับการเสนอชื่อเป็นกรรมการเป็นรายบุคคลได้ไม่เกินจำนวนกรรมการที่จะพึงได้รับการเลือกตั้งในครั้งนั้น และให้บุคคลซึ่งได้รับคะแนนสูงสุดตามลำดับลงมา เป็นผู้ได้รับเลือกตั้งเป็นกรรมการเท่ากับจำนวนกรรมการที่จะพึงมี

การเลือกตั้งกรรมการทดแทนตำแหน่งที่ว่างในกรณีอื่นที่ไม่ใช่เนื่องมาจากการครบวาระ คณะกรรมการอาจเลือกตั้งกรรมการแทนตำแหน่งที่ว่างได้ด้วยคะแนนเสียงไม่ต่ำกว่าสามในสี่ของจำนวนกรรมการที่ยังเหลืออยู่ ทั้งนี้ บุคคลที่เข้ามาเป็นกรรมการทดแทน จะมีวาระการดำรงตำแหน่งเท่ากับวาระเดิมที่เหลืออยู่ของกรรมการที่ออกไป

สำหรับการสรรหาประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ คณะกรรมการสรรหาจะพิจารณาจากผู้ที่ทักษะ ประสบการณ์ วิชาชีพ คุณสมบัติเฉพาะในด้านต่างๆ ที่มีความจำเป็นอย่างยิ่งและเป็นประโยชน์สูงสุดต่อธุรกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต่อ ปตท.สผ. รวมทั้งคำนึงถึงโอกาสที่อาจมีปัญหาในเรื่องความขัดแย้งทางผลประโยชน์ (Conflict of Interest) ด้วย และต้องได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการบริษัท ดังมีรายละเอียดตามหัวข้อ การพัฒนาผู้บริหารและแผนการสืบทอดงาน หน้า 124

3.2 การสรรหาผู้บริหาร

ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ได้รับมอบอำนาจให้เป็นผู้พิจารณาบรรจุและแต่งตั้งบุคคลที่มีความรู้ความสามารถ และประสบการณ์ในธุรกิจของ ปตท.สผ. ลงในตำแหน่งบริหารได้ โดยดำเนินการคัดเลือกตามระเบียบเกี่ยวกับการบริหารทรัพยากรบุคคล และรายงานให้คณะกรรมการ ปตท.สผ. ทราบ ยกเว้นในระดับรองกรรมการผู้จัดการใหญ่ขึ้นไป ต้องได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการ ปตท.สผ. ซึ่งในกรณีสรรหาและบรรจุบุคคลจากภายนอกลงตำแหน่งบริหาร จะต้องผ่านการสัมภาษณ์โดยคณะกรรมการสัมภาษณ์ด้วย ทั้งนี้ สำหรับการแต่งตั้งหัวหน้าหน่วยงานระดับบริหารเกี่ยวกับการตรวจสอบ จะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจสอบก่อน

(2) Should the number of Director candidates be less than the number to be elected, the shareholders' meeting is to elect those candidates as Directors by voting for individual candidates, under which they must receive majority votes.

(3) Should the number of Director candidates exceed the number to be elected, a ballot is to be held. Each shareholder may vote for as many candidates for Directors as the number of open positions, and voting is carried out for individual candidates. Those with the highest ballots are to be elected Directors, as many as the number of open positions accommodates.

When Director positions become vacant for other reasons, the Board may elect new Directors through at least a three-fourth majority vote and these elected Directors are to remain in their positions for only as long as the remaining terms of their predecessors.

With the approval of the Board, the President and CEO is nominated by The Nominating Committee, which considers a person who is skilled, experienced, and professional, and possesses specific expertise necessary and maximum benefit for PTTEP. Potential conflicts of interest of the President and CEO are also taken into account. Further information appears in Management Development and Succession Plan on page 124.

3.2 The Nomination of Executives

The CEO is authorized to select and appoint any person(s) with the knowledge, capabilities, and experience in PTTEP's business environment to the management rank. This authorization process complies with the PTTEP Personnel Administration Regulation and is reported at the Board's meeting, except for the appointment of Executive Vice Presidents, which requires the approval of the Board. If there is a need to select a person who is not a PTTEP employee, an interview of the candidate must be conducted by an interview committee. Additionally, any appointment of the head of internal audit management requires a prior approval of the Audit Committee.

4. ค่าตอบแทนผู้บริหาร

4. Remuneration of the Board and Management

4.1 ค่าตอบแทนของคณะกรรมการและคณะกรรมการเฉพาะเรื่อง

4.1 Remuneration of Directors and Sub-committee Members

รายชื่อกรรมการบริษัท Directors	ค่าตอบแทน Remuneration							โบนัส กรรมการ ปี 2554 ที่บริษัทจ่าย ในปี 2555 ^๕ 2011 Bonus paid in 2012 ^๕	รวม Total
	คณะกรรมการบริษัท Board		คณะกรรมการ ตรวจสอบ Audit Committee	คณะกรรมการ บรรษัทภิบาล Corporate Governance Committee	คณะกรรมการ กำหนดค่า ตอบแทน Remuneration Committee	คณะกรรมการ สรรหา Nominating Committee	คณะกรรมการ บริหาร ความเสี่ยง Risk Management Committee		
	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าตอบแทน รายเดือน Retainer Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee		
1. นายณคนุณ สิทธิพงษ์ ^{**} Mr. Norkun Sitthiphong ^{**}	400,000	450,000	0	0	0	0	0	2,432,517.40	3,282,517.40
2. นายพิชัย ชุนหวาจิร Mr. Pichai Chunhavajira	450,000	450,000	0	0	0	0	343,750	2,622,950.82	3,866,700.82
3. นายวิระพล จิระประดิษฐกุล Mr. Viraphol Jirapraditkul	450,000	450,000	0	93,750	0	0	150,000	2,622,950.82	3,766,700.82
4. นายสมหมาย ไคว์ขาวภรณ์ Mr. Sommai Khowkachaporn	450,000	450,000	0	0	0	156,250	275,000	2,622,950.82	3,954,200.82
5. นายเทวินทร์ วงศ์วานิช Mr. Tevin Vongvanich	425,000	450,000	0	0	0	0	0	2,622,950.82	3,497,950.82
6. นายจักรกฤตย์ พาราพันธกุล Mr. Chakkrit Parapuntakul	400,000	450,000	0	100,000	0	0	0	2,622,950.82	3,572,950.82
7. นายชัยเกษม นิตสิริ Mr. Chaikasem Nitisiri	275,000	300,000	180,000	0	0	75,000	0	1,631,259.82	2,461,259.82
8. นายอำพน กิตติอำพน ^{#๑} Mr. Ampon Kittiampon ^{#๑}	325,000	375,000	262,500	0	0	0	0	1,990,568.16	2,953,068.16
9. พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช ^{#๑๑} General Lertrat Ratanavanich ^{#๑๑}	200,000	262,500	150,000	0	46,875	0	0	1,430,047.16	2,089,422.16
10. นายไกรฤกษ์ อุชुकานนท์ชัย ^{*๑} Mr. Krairit Euchukanonchai ^{*๑}	25,000	75,000	0	25,000	0	0	0	265,888.17	390,888.17
11. นายไพรินทร์ ชูโชติถาวร ^{**๑} Mr. Pailin Chuchottaworn ^{**๑}	25,000	37,500	0	0	25,000	25,000	0	222,771.17	335,271.17
12. นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ Mr. Anon Sirisaengtaksin	450,000	450,000	0	0	0	0	0	2,622,950.82	3,522,950.82

รายชื่อกรรมการบริษัท Directors	ค่าตอบแทน Remuneration							โบนัส กรรมการ ปี 2554 ที่บริษัทจ่าย ในปี 2555 [§] 2011 Bonus paid in 2012 [§]	รวม Total
	คณะกรรมการบริษัท Board		คณะกรรมการ ตรวจสอบ Audit Committee	คณะกรรมการ บรรษัทภิบาล Corporate Governance Committee	คณะกรรมการ กำหนดค่า ตอบแทน Remuneration Committee	คณะกรรมการ สรรหา Nominating Committee	คณะกรรมการ บริหาร ความเสี่ยง Risk Management Committee		
	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าตอบแทน รายเดือน Retainer Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee	ค่าเบี้ย ประชุม Meeting Fee		

บุคคลซึ่งดำรงตำแหน่งในคณะกรรมการบริษัทระหว่างปี 2554

Ex-Directors in 2011

1. ม.ร.ว. พงษ์สวัสดิ์ สวัสดิวัตน์ [*] M.R. Pongsvas Svati [*]	250,000	225,000	110,000	25,000	0	0	0	1,192,903.66	1,802,903.66
2. นายประเสริฐ บุญสัมพันธ์ ^{**} Mr. Prasert Bunsumpun ^{**}	381,250	403,125	0	0	0	25,000	0	2,236,694.36	2,886,177.16
3. นายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ ^{***} Mr. Chulasingh Vasantasingh ^{***}	100,000	112,500	62,500	0	0	100,000	0	783,292.16	1,158,292.16
4. นายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์ [®] Mr. Vudhibhandhu Vichairatana [®]	125,000	112,500	0	50,000	0	0	0	639,568.83	927,068.83
5. นายจิตรพงษ์ กว้างสุขสถิตย์ [®] Mr. Chitrapongse Kwangsukstith [®]	125,000	112,500	75,000	0	0	75,000	50,000	639,568.83	1,077,068.83
6. นายภูษณ ปรีธะมาโนช ^{®®} Mr. Bhusana Premanode ^{®®}	325,000	375,000	0	50,000	0	0	0	2,141,477.66	2,891,477.66
7. นายวิฑูรย์ สิมะโชคดี ^{®®®} Mr. Witoon Simachokedee ^{®®®}	275,000	337,500	0	0	0	0	0	2,191,780.82	2,804,280.82
8. นายวิชัย พรภิรัตน์ [*] Mr. Wichai Pornkeratiwat [*]	325,000	337,500	100,000	0	0	0	0	2,198,966.99	2,961,466.99
9. นายนิศ ชัยสุตร ^{**} Mr. Naris Chaiyasoot ^{**}	275,000	337,500	0	0	0	0	0	1,983,381.99	2,595,881.99

หมายเหตุ:

^{*} เข้ารับตำแหน่งกรรมการเมื่อ 30 มีนาคม 2554 และเป็นประธานกรรมการเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554

[®] เข้ารับตำแหน่งกรรมการเมื่อ 30 มีนาคม 2554 เป็นกรรมการตรวจสอบและเป็นประธานกรรมการตรวจสอบเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2554

^{®®} เข้ารับตำแหน่งกรรมการ และเป็นประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทนเมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2554

[®] เข้ารับตำแหน่งกรรมการ และเป็นกรรมการบรรษัทภิบาลเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2554

^{®®} เข้ารับตำแหน่งกรรมการ กรรมการกำหนดค่าตอบแทน และกรรมการสรรหา เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2554

[#] ลาออกจากกรรมการเมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2554

^{##} ลาออกจากกรรมการเมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2554

^{###} ลาออกจากกรรมการเมื่อวันที่ 19 เมษายน 2554 เวลา 17.00 น.

[®] ครบวาระการดำรงตำแหน่งกรรมการในการประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2554 เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2554

^{®®} ลาออกจากกรรมการเมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2554

^{®®®} ลาออกจากกรรมการเมื่อวันที่ 23 พฤศจิกายน 2554

^{*} ลาออกจากกรรมการเมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2554

^{**} ลาออกจากกรรมการเมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2554

[§] โบนัสกรรมการปี 2554 ที่บริษัทจ่ายในปี 2555 จะจ่ายเมื่อที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2555 มีมติอนุมัติให้จ่ายเงินปันผลแก่ผู้ถือหุ้นแล้ว

Remarks:

^{*} Assumed directorship on March 30, 2011 and chairmanship on April 25, 2011

[®] Assumed directorship on March 30, 2011, became a member of Audit Committee and the chairman of Audit Committee on April 25, 2011

^{®®} Assumed directorship and chairmanship of Remuneration Committee on June 16, 2011

[®] Assumed directorship and membership of Corporate Governance Committee on November 25, 2011

^{®®} Assumed directorship and membership of Remuneration Committee and Nominating Committee on December 1, 2011

[#] Resigned from directorship on June 16, 2011

^{##} Resigned from directorship on October 17, 2011

^{###} Resigned from directorship on April 19, 2011 at 17.00 hrs.

[®] Term ended on March 30, 2011

^{®®} Resigned from directorship on October 26, 2011

^{®®®} Resigned from directorship on November 23, 2011

^{*} Resigned from directorship on November 24, 2011

^{**} Resigned from directorship on December 1, 2011

[§] 2011 bonuses to be paid in 2012 are in accordance with the AGM resolution on dividend payment

4.2 ค่าตอบแทนกรรมการอิสระที่ได้รับจากการเป็นกรรมการอิสระในบริษัทใหญ่

ในรอบปี 2554 กรรมการอิสระของ ปตท.สผ. ที่ดำรงตำแหน่งกรรมการอิสระใน ปตท. ซึ่งเป็นบริษัทใหญ่ของ ปตท.สผ. ได้รับค่าตอบแทนจาก ปตท. ดังนี้

4.2 Remuneration to Independent Director Serving as an Independent Director in Parent Company

In the year 2011, PTTEP Independent Directors had received remuneration from PTT Public Company Limited as Independent Director in PTT, a parent company of PTTEP as below.

รายชื่อ List	ค่าตอบแทนคณะกรรมการ Board Remuneration		ค่าเบี้ยประชุมกรรมการ เฉพาะเรื่อง Meeting Fee of Sub-committees	รวมค่าตอบแทน Total
	โบนัสกรรมการ Director Bonus	ค่าเบี้ยประชุมและ ค่าตอบแทน รายเดือน Meeting Fee and Retainer Fee		
1. นายสมหมาย ไขว่ขวากาญจน์ Mr. Sommai Khawkachaporn	1,539,726.03	578,214.29	105,000	2,222,940.32
2. นายอำพน กิตติอำพน Mr. Ampon Kittiampon	482,191.78	261,532.25	86,250	829,974.03
3. นายชัยเกษม นิติสิริ Mr. Chaikasem Nitisiri	602,739.73	293,750	45,000	941,489.73
4. นายไกรฤทธิ์ อุชุกานนท์ชัย Mr. Krairit Euchukanonchai	449,315.07	170,322.58	60,000	679,637.65
5. นายจุลสิงห์ วสันตสิงห์ Mr. Chulasingh Vasantasingh	1,402,739.73	621,000	206,250	2,229,989.73
6. นายภูษณ ปรียมโนช Mr. Bhusana Premanode	1,671,232.88	610,000	75,000	2,356,232.88

4.3 ค่าตอบแทนของผู้บริหารระดับสูง

คณะกรรมการกำหนดค่าตอบแทนจะกำหนดหลักเกณฑ์ หรือวิธีการกำหนดโครงสร้างเงินเดือนที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผลกับกิจการ และสามารถสะท้อนถึงการดำเนินงานของ ปตท.สผ. และนำเสนอที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. เพื่อพิจารณาอนุมัติ ซึ่งโครงสร้างเงินเดือนผู้บริหารระดับสูงของ ปตท.สผ. จะกำหนดโดยเทียบเคียงจากหลักเกณฑ์ วิธีการ อัตราการจ่ายและผลการสำรวจค่าตอบแทนของบริษัทชั้นนำซึ่งอยู่ในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม โดยเปรียบเทียบจากหน้าที่ความรับผิดชอบที่ได้รับมอบหมาย

4.3 Executive's Remuneration

The Remuneration Committee reviews and recommends for the Board's endorsement fair and reasonable criteria or procedures for defining the salary structures for executives while conforming to prevailing business practices. Executives' compensation packages and salary structures are determined by market comparison with other leading oil and gas companies' criteria, procedures, pay rates, salary surveys, and with consideration of executives' individual scopes of accountability.

ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมในการกำหนดอัตราค่าตอบแทนรายบุคคล ในการปรับเงินเดือนประจำปีของผู้บริหารระดับสูงจะพิจารณาจากผลการปฏิบัติงานรายบุคคล และผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. นอกจากนี้ ยังพิจารณาประกอบกับผลการปฏิบัติงานตามเป้าหมายที่ได้กำหนดไว้ล่วงหน้าของแต่ละสายงานหรือกลุ่มงานแล้วแต่กรณีด้วย

เพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขันด้านค่าตอบแทนกับบริษัทชั้นนำซึ่งอยู่ในธุรกิจเดียวกัน ปตท.สผ. ได้จัดให้มีการสำรวจค่าตอบแทนระหว่างบริษัทชั้นนำในธุรกิจเดียวกันเป็นประจำทุกปี เพื่อให้มีข้อมูลเพียงพอในการนำเสนอต่อคณะกรรมการ ปตท.สผ. ถึงสถานะปัจจุบันของการกำหนดนโยบายเพื่อแข่งขันด้านค่าตอบแทนของ ปตท.สผ. กับบริษัทอื่นที่เป็นกลุ่มเป้าหมาย รวมทั้งในกรณีที่มีความจำเป็นต้องปรับปรุงหากมีการเปลี่ยนแปลงอัตราและวิธีการจ่ายในตลาดที่แตกต่างจากเดิมไปมาก

ปตท.สผ. ได้เปิดเผยค่าตอบแทนของผู้บริหารระดับสูงโดยรวมเป็นประจำไว้ในรายงานประจำปี นอกจากนี้ ได้เปิดเผยการถือหลักทรัพย์ และการได้รับสิทธิตามโครงการ ESOP ของ ปตท.สผ. เป็นรายบุคคล เพื่อความโปร่งใส และเป็นการเสริมสร้างการกำกับดูแลกิจการที่ดีของ ปตท.สผ. ด้วย

(1) ค่าตอบแทนที่เป็นตัวเงิน

	ปี 2553 2010		ปี 2554 2011	
	จำนวนราย Number	จำนวนเงินรวม (บาท) Total Amount (Baht)	จำนวนราย Number	จำนวนเงินรวม (บาท) Total Amount (Baht)
เงินเดือน Salary	8 ⁽⁴⁾	47,537,400	8 ⁽⁵⁾	53,898,318
โบนัส Bonus		23,957,719 ⁽²⁾		29,756,163 ⁽³⁾
ค่าตอบแทนอื่นๆ ⁽¹⁾ Other compensation ⁽¹⁾		6,031,176		6,520,065
รวม Total		77,526,295		90,174,546

⁽¹⁾ กองทุนสำรองเลี้ยงชีพ

⁽²⁾ โบนัสปี 2553 ที่จ่ายในปี 2554 (จ่ายเดือนมกราคม และเดือนกุมภาพันธ์)

⁽³⁾ โบนัสปี 2554 ที่จ่ายในปี 2555 (จ่ายเดือนมกราคม และเดือนกุมภาพันธ์)

⁽⁴⁾ ผู้บริหารระดับสูงจำนวน 8 ราย ได้แก่ ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่, รองกรรมการผู้จัดการใหญ่

⁽⁵⁾ ผู้บริหารระดับสูงจำนวน 8 ราย ได้แก่ ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่, รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ และผู้บริหารระดับสูงจาก ปตท. ที่มาปฏิบัติงานสมทบที่ ปตท.สผ.

The President and CEO decides individual executives' compensations. Annual merit increases of executives are tied to their individual performance, the Company's performance, and key performance indicator (KPI) achievement of each division or group.

To maintain its competitiveness in the oil and gas market, PTTEP participates in the annual compensation survey along with other leading oil and gas companies to obtain adequate information to report to the Board for possible adjustment in its competitive compensation strategy when there is a significant compensation change in the marketplace.

To comply with good corporate governance and transparency, PTTEP discloses the Management's compensation, including their PTTEP shares and ESOP warrants, in the annual report.

(1) Cash (compensation and provident fund)

⁽¹⁾ Provident Fund

⁽²⁾ Includes bonuses for 2010, paid in 2011 (paid in January and February)

⁽³⁾ Includes bonuses for 2011, paid in 2012 (paid in January and February)

⁽⁴⁾ Executives, numbering 8, consist of the President and CEO, and Executive Vice Presidents

⁽⁵⁾ Executives, numbering 8, consist of the President and CEO, Executive Vice Presidents, and PTT's executive who has been seconded to PTTEP

(2) การจัดสรรใบสำคัญแสดงสิทธิ (ESOP)

ในปี 2549 ปตท.สผ. ได้รับความเห็นชอบจากที่ประชุมผู้ถือหุ้นให้มีการจัดสรรใบสำคัญแสดงสิทธิให้แก่ผู้บริหารและพนักงาน เพื่อให้ผู้บริหารและพนักงานมีส่วนร่วมเป็นเจ้าของบริษัท และเพื่อเป็นการตอบแทนผู้บริหารและพนักงานที่มีความตั้งใจและทุ่มเทการทำงานให้แก่บริษัท ซึ่งสรุปได้ดังนี้

(2) Allocation of ESOP Warrants

From 2006, with the approval of shareholders' meetings, PTTEP allocated ESOP warrants for common shares to all eligible Management and employees to give each a sense of belonging and reward those devoted to Company service, as summarized below:

ปี Year	จำนวนใบสำคัญแสดงสิทธิ (หน่วย) Number of Warrants (Unit)	อัตราการใช้สิทธิ (ใบสำคัญแสดงสิทธิ : หุ้นสามัญ) Exercise Ratio (Unit of Warrant : Unit of Share)	ราคาการใช้สิทธิซื้อหุ้น (บาท)** Exercise Price (Baht)**	ระยะเวลาการใช้สิทธิ Exercise Period
2549* 2006*	2,800,000	1:5	91.20	31 กรกฎาคม 2550 - 31 กรกฎาคม 2554 July 31, 2007 - July 31, 2011

* ในเดือนเมษายน 2549 ปตท.สผ. ได้เปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นที่ตราไว้ (Par Value) จากหุ้นละ 5 บาท เป็นหุ้นละ 1 บาท มีผลให้ราคาการใช้สิทธิในการซื้อหุ้นสามัญ (Exercise Price) และอัตราการใช้สิทธิในการซื้อหุ้นสามัญ (Exercise Ratio) ของใบสำคัญแสดงสิทธิสำหรับปี 2549 เปลี่ยนแปลง

** การคำนวณราคาการใช้สิทธิ
ปี 2549 : คำนวณจากราคาเฉลี่ยของราคาปิดของหุ้น ปตท.สผ. ในระหว่างช่วงเวลา 90 วัน ก่อนวันที่คณะกรรมการบริษัท มีมติให้เสนอวาระต่อที่ประชุมผู้ถือหุ้น (คำนวณตั้งแต่ 1 พฤศจิกายน 2548 ถึง 29 มกราคม 2549) และหักออกด้วยเงินปันผลต่อหุ้นของหุ้น ปตท.สผ. ที่เสนอจ่ายให้แก่ผู้ถือหุ้นประจำปี 2548

* In April 2006, PTTEP adjusted the par value from 5 Baht to 1 Baht per share, resulting in a change of exercise price and exercise ratio of the warrants for 2006.

** Exercise Price Calculation

2006: Calculated by using the average closing prices of PTTEP shares during the 90 days lapse before the date of the Board's resolution to propose this agenda (calculated from November 1, 2005 to January 29, 2006) minus the 2005 dividend per share.

รายชื่อและจำนวนหุ้น ปตท.สผ. ของผู้บริหารและคู่สมรส

Number of PTTEP Shares and Warrants Held by the Management and Spouses

รายชื่อผู้บริหาร Name	จำนวนหุ้น ณ 31 ธันวาคม Shares as of 31 December		ผลต่างของ จำนวนหุ้น Change in Shares
	2553 2010	2554 2011	
1. นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ Mr. Anon Sirisaengtaksin	92,000	106,000	14,000
2. นายสมเกียรติ จันทรมหา Mr. Somkiet Janmaha	315,600	326,100	10,500
3. นายอัษฎากร ลิมปิติ Mr. Asdakorn Limpiti	55,000	45,000	(10,000)
คู่สมรส Spouse	63,000	63,000	-
4. นายชัชวาล เอี่ยมศิริ Mr. Chatchawal Eimsiri	-	-	-
5. นางเพ็ญจันทร์ จริเกษม ¹ Ms. Pechun Jarikasem ¹	N/A	-	N/A

รายชื่อผู้บริหาร Name	จำนวนหุ้น ณ 31 ธันวาคม Shares as of 31 December		ผลต่างของ จำนวนหุ้น Change in Shares
	2553 2010	2554 2011	
6. นายสมพร ว่องวุฒิพรชัย Mr. Somporn Vongvuthipornchai	142,000	142,000	-
คู่สมรส / Spouse	3,000	3,000	-
7. นายปฤษฎาพันธ์ พจนปรีชา Mr. Prisdapunt Pojanapreecha	319,000	319,000	-
8. นายลือชัย วงศ์สิริสวัสดิ์ Mr. Luechai Wongsirasawad	80,800	109,800	29,000
9. นายสุรพงษ์ เขี่ยมจุฬา Mr. Suraphong Iamchula	99,400	88,400	(11,000)
10. นายยงยศ ครองพานิชย์ ² Mr. Yongyos Krongphanich ²	N/A	67,500	N/A
11. นางสาวจรรยาณีศรี วันเกิดผล Ms. Jaroonsri Wankertphon	66,200	75,600	9,400
12. นางชนมาศ ศาสสนันท์ Ms. Chanamas Sasnanand	17,000	8,500	(8,500)

¹ ได้รับแต่งตั้งเป็นรองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานการเงินและการบัญชีตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2554

¹ Appointed as Executive Vice President, Finance & Accounting Group on February 1, 2011

² ได้รับแต่งตั้งเป็นผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานบัญชีตั้งแต่วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2554

² Appointed as Senior Vice President, Accounting Division on February 16, 2011

5. บุคลากร

(1) ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย (ปตท.สผ.ส. พีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส และ พีทีทีอีพี เอเอ) มีจำนวนพนักงานและลูกจ้างประจำ รวมทั้งพนักงานปฏิบัติงานสมทบจำนวนทั้งสิ้น 3,602 คน

(2) ปตท.สผ. ไม่มีการเปลี่ยนแปลงจำนวนพนักงานอย่างมีนัยสำคัญและไม่มีข้อพิพาทด้านแรงงานที่สำคัญในระยะ 3 ปีที่ผ่านมา

(3) ในปี 2554 ผลตอบแทนรวม (เงินเดือน โบนัส และเงินสมทบกองทุนสำรองเลี้ยงชีพ) ของพนักงาน ปตท.สผ. และบริษัทย่อย (ปตท.สผ.ส. และพีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส) รวมทั้งค่าจ้างของพนักงานปฏิบัติงานสมทบเป็นจำนวนทั้งสิ้น 4,616,935,721.71 บาท

นโยบายการพัฒนาทรัพยากรบุคคล

เพื่อเป็นการเสริมสร้างสมรรถนะขององค์กรและบุคลากรของบริษัทให้พร้อมสำหรับการขยายธุรกิจทั้งในประเทศและต่างประเทศ ปตท.สผ. ได้ปรับปรุงระบบและกระบวนการการฝึกอบรมพัฒนาทรัพยากรบุคคล โดยนำแนวทางการฝึกอบรมและพัฒนาแบบ

5. Personnel

(1) As of December 31, 2011, PTTEP and its subsidiaries (namely PTTEPS, PTTEP Services and PTTEP AA) had a headcount of staff and seconded staff of 3,602.

(2) PTTEP's headcount has featured no significant changes and the Company has seen no significant labor disputes over the past three years.

(3) In 2011, the total compensation (salaries, bonuses, and provident fund contributions) of PTTEP, PTTEPS, PTTEP Services staff, and seconded staff amounted to 4,616,935,721.71 baht.

Human Resource Development Policy

In order to improve staff competency and strengthen organizational capability for the continuing expansion of company's business, both in Thailand and overseas, PTTEP has improved its human resources development systems and processes by implementing its competency-based training and development approach to accelerate the

มุ่งเน้นสมรรถนะ (Competency-Based Training and Development) มาใช้อย่างจริงจัง เพื่อเร่งรัดการพัฒนาทรัพยากรบุคคล และเพื่อให้การพัฒนาทรัพยากรบุคคลมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ทั้งนี้ได้มีการจัดฝึกอบรมพัฒนาทรัพยากรบุคคลในแนวทางต่างๆ ดังนี้

(ก) จัดฝึกอบรมภายในและภายนอก: บริษัทได้จัดฝึกอบรมภายในให้แก่พนักงานทุกระดับ รวมถึงระดับผู้บริหาร รวมทั้งส่งพนักงานไปฝึกอบรม สัมมนา กับสถาบันต่างๆ ทั้งภายในประเทศและต่างประเทศในหลักสูตรต่างๆ ทั้งทางด้านเทคนิคและวิชาชีพ ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม เทคโนโลยีสารสนเทศ ภาษาอังกฤษ ความรู้ในองค์กร การบริหาร และการจัดการ

(ข) จัดทำโปรแกรมฝึกอบรมพัฒนาระยะยาว: เพื่อเป็นการเตรียมพนักงานให้พร้อมสำหรับการเข้าปฏิบัติงานในโครงการต่างๆ บริษัทได้จัดให้มีโปรแกรมการฝึกอบรมพัฒนาพนักงานระยะยาว 1-3 ปี สำหรับพนักงานด้านเทคนิค โดยพนักงานได้เข้ารับการฝึกงานกับบริษัทผู้ร่วมทุนและบริษัทผู้รับเหมาทั้งในประเทศและต่างประเทศ อาทิ บริษัท Total, Chevron, Schlumberger เป็นต้น

(ค) สนับสนุนทุนการศึกษาให้แก่พนักงานเพื่อศึกษาระดับปริญญาโท: บริษัทได้สนับสนุนทุนการศึกษาแก่พนักงานเพื่อศึกษาต่อระดับปริญญาโท ณ มหาวิทยาลัยชั้นนำทั่วโลกในสาขาต่างๆ ดังนี้

- (1) สาขาธรณีศาสตร์ปิโตรเลียม
 - (2) สาขาวิศวกรรมศาสตร์ปิโตรเลียม
 - (3) สาขาวิศวกรรมศาสตร์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจ
- นอกจากนี้ บริษัทยังได้สนับสนุนทุนการศึกษาระดับปริญญาโท ณ มหาวิทยาลัยและสถาบันที่มีชื่อเสียงในประเทศไทยในสาขาวิชาต่างๆ ดังนี้

- (1) สาขาการจัดการ สถาบันบัณฑิตบริหารธุรกิจศศินทร์
- (2) สาขาเทคโนโลยีและการบริหารนอกชายฝั่ง สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย
- (3) สาขาธรณีศาสตร์ปิโตรเลียม (หลักสูตรนานาชาติ) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

6. นโยบายการจ่ายเงินปันผล

หากไม่มีความจำเป็นอันใด คณะกรรมการบริษัทฯ มีนโยบายที่จะเสนอให้ที่ประชุมผู้ถือหุ้น จ่ายเงินปันผลของบริษัทแก่ผู้ถือหุ้นเป็นจำนวนไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของกำไรสุทธิหลังจากหักภาษีเงินได้แล้วในแต่ละปี และอาจจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลให้แก่ผู้ถือหุ้นเป็นครั้งคราวได้ ส่วนในกรณีของบริษัทย่อยนั้น บริษัทไม่ได้กำหนดนโยบายการจ่ายเงินปันผล

development. Based on this competency concept, the company has provided training throughout the past year via the following channels:

(a) *In-house and External Training:* The company provided in-house training and external training, both locally and overseas, to its staff at all levels, including management. This training comprised a great variety of courses, including technical and professional training, SSHE training, IT training, English language training, organizational knowledge as well as business administration and management training.

(b) *Long-term Training and Development Programs:* Long-term company training and development programs prepared employees for future roles and assignments in various current and upcoming projects. The programs were provided to selected staff and were conducted from 1-3 years in duration. By this approach, the staff undertook on-the-job training, both in Thailand and overseas, with business partners as well as services companies, such as Total, Chevron, and Schlumberger.

(c) *Master's Degree Scholarship Programs:* The company provided scholarships to selected employees to help them pursue master's degree studies at world-class top universities in:

- (1) Petroleum geosciences
- (2) Petroleum engineering
- (3) Other engineering that related to company business.

Moreover, the company also provided master's degree scholarships in management at Thailand reputable institute such as:

- (1) SASIN Graduate Institute of Business Administration of Chulalongkorn University
- (2) Offshore Technology and management at the Asian Institute of Technology in Thailand
- (3) Petroleum geosciences (international program) at Chulalongkorn University.

6. Dividend Policy

Normally, it is the policy of the Company's Board of Directors to recommend to the shareholders an annual dividend of not less than 30% of net income. Interim dividend may also be considered from time to time. The Company has no dividend policies for its subsidiaries.

ปตท.สผ. ได้ตระหนักถึงความสำคัญในการบริหารความเสี่ยง และระบบการควบคุมภายในที่พอเพียงและเหมาะสมกับการดำเนินธุรกิจเพื่อให้บริษัทสามารถบริหารงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ สามารถลดหรือป้องกันความเสี่ยงต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น ก่อให้เกิดความเสียหายและมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัท ตลอดจนตระหนักถึงการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

ปตท.สผ. ได้มีการออกแบบ จัดทำ ประเมินผลและปรับปรุงระบบการควบคุมภายในอย่างต่อเนื่อง โดยพิจารณาองค์ประกอบของการควบคุมภายในทั้ง 5 ด้าน ตามแนวทางของ COSO (The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) ซึ่งสามารถสรุปสาระสำคัญของแต่ละองค์ประกอบได้ดังนี้

(1) สภาพแวดล้อมการควบคุม

- มีการจัดโครงสร้างองค์กรและสายการบังคับบัญชาอย่างชัดเจน เหมาะสม และสอดคล้องกับการดำเนินธุรกิจของบริษัทในปัจจุบันและอนาคต
- มีการกำหนดวัตถุประสงค์และเป้าหมายการดำเนินงานขององค์กรอย่างชัดเจน และมีการกำหนดตัวชี้วัดผลการดำเนินงาน (KPIs) ทั้งในระดับองค์กร หน่วยงาน และพนักงาน
- มีนโยบายการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณธุรกิจอย่างชัดเจน โดยมีการจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษร และมีการทบทวนเพื่อพิจารณาปรับปรุงเป็นประจำทุกปี รวมทั้งการวัดผลการปฏิบัติตามจรรยาบรรณฯ ในระดับหน่วยงานด้วย
- คณะกรรมการบริษัทมีบทบาทหน้าที่กำหนดนโยบายและติดตามการดำเนินงาน ด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดีของบริษัท
- บริษัทมีนโยบายการรับเรื่องร้องเรียน และให้ความสำคัญคุ้มครองผู้ร้องเรียนเป็นลายลักษณ์อักษร
- มีระบบและกระบวนการฝึกอบรมพัฒนาพนักงานแบบมุ่งเน้นสมรรถนะ (Competency-Based Training and Development)

(2) การประเมินความเสี่ยง

- มีการทำแผนประจำปีและแผนระยะยาวโดยได้คำนึงถึงความเสี่ยงทั้งปัจจัยภายนอก ได้แก่ ราคาน้ำมัน อัตราแลกเปลี่ยน และปัจจัยภายใน ได้แก่ ความเสี่ยงในการสำรวจ ความเสี่ยงของการลงทุนใหม่ๆ ความเสี่ยงด้านความปลอดภัย เป็นต้น
- คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงทำหน้าที่กำหนดนโยบาย และกรอบการดำเนินงานบริหารความเสี่ยงของบริษัท รวมทั้งกำกับดูแลให้การบริหารความเสี่ยงประสบความสำเร็จในระดับองค์กร ตลอดจนระดับโครงการ โดยในปี 2554 มีการประชุมทั้งหมด 12 ครั้ง
- มีคณะกรรมการพิจารณาความเสี่ยงด้านปฏิบัติการ (Operation Risk Committee) เพื่อให้การบริหารจัดการ

PTTEP recognizes that effective risk management and internal controls are crucial to efficient business operations as they prevent and mitigate risks that lead to major losses which impact its business operations and ensure its compliance with relevant laws and regulations.

PTTEP has designed, implemented, assessed and continuously improved its internal control system based on the five components of the regulations of The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) which are summarized below:

(1) Control environment

- In place is a clear, suitable organization structure and line of command that are compatible with its current and future business execution.
- In place is a mechanism to clearly define corporate objectives and goals, as is another to define key performance indicators (KPIs) at the corporate, unit, and individual levels.
- In place are a clear corporate governance policy and a clear code of business conduct, both in writing, with an annual review for possible amendment; also in place is a unit-level assessment of conformance to the code.
- The Corporate Governance Committee devises a CG policy and monitors its implementation.
- PTTEP has a written policy on acknowledgment of complaints and protection of whistleblowers.
- In place is a competency-based training and development system.

(2) Risk assessment

- Annual and long-term plans are in place with due regard for external risks (oil price and foreign exchange rates) and internal ones (including exploration, new venture, and safety risks).
- The Risk Management Committee devises the corporate risk management policy and a related framework apart from ensuring successful corporate and project risk management, meeting 12 times this year.
- The Operation Risk Committee manages technical aspects and supports project operations for greater efficiency, meeting 10 times this year.

ด้านเทคนิคและสนับสนุนการปฏิบัติการโครงการต่างๆ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น โดยในปี 2554 มีการประชุมทั้งหมด 10 ครั้ง

(3) กิจกรรมการควบคุม

- จัดทำคู่มือการปฏิบัติงาน คู่มือการมอบอำนาจอนุมัติ และปรับปรุงให้มีความเหมาะสมกับการดำเนินงาน อยู่เสมอ
- ปรับปรุงกระบวนการทำงานเพื่อเพิ่มความชัดเจนและเป็นมาตรฐานของการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งมีการตั้งคณะกรรมการกลั่นกรอง (Value Assurance Check) ก่อนที่จะตัดสินใจอนุมัติ (Approver) ในแต่ละขั้นตอนอย่างเป็นระบบ
- พัฒนารอบการบริหารจัดการและการกำกับดูแลของหน่วยงานกลางกับโครงการต่างๆ ของ ปตท.สผ. (Corporate Governance Framework) เพื่อความชัดเจนในบทบาทหน้าที่ และความรับผิดชอบในการทำงานร่วมกันระหว่างหน่วยงานกลางกับโครงการต่างๆ
- จัดตั้งหน่วยงานกำกับกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Compliance) เพื่อรับผิดชอบในการตรวจสอบ ควบคุม และกำกับดูแล ให้การดำเนินการต่างๆ ของ ปตท.สผ. เป็นไปตามกฎหมาย และข้อกำหนดต่างๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด เพื่อลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการไม่ปฏิบัติตามกฎระเบียบ รวมถึงการแจ้งกฎเกณฑ์ข้อกำหนดใหม่ๆ ให้ทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้องได้ทราบ
- จัดการอบรมให้ความรู้กับพนักงานในเรื่องการกำกับดูแลและการควบคุมภายใน รวมทั้งจัดให้มีการประเมินการควบคุมภายในด้วยตนเองโดยหน่วยงานต่างๆ ภายในองค์กร และโครงการต่างๆ ที่ ปตท.สผ. ดำเนินการในต่างประเทศเป็นผู้ประเมินกระบวนการทำงานที่มีความสำคัญ ตามแนวทางของ COSO เพื่อให้หน่วยงานต่างๆ มีความเข้าใจ ตระหนักถึงความสำคัญของการควบคุมภายใน และมั่นใจว่ากระบวนการทำงานมีการกำกับดูแลและการควบคุมภายในที่เพียงพอ รวมทั้งกำหนดแผนปรับปรุงการควบคุมภายในเมื่อพบจุดบกพร่อง
- มีหน่วยงาน Knowledge Management เพื่อส่งเสริมและให้ความรู้กับพนักงานอย่างต่อเนื่อง

(4) สารสนเทศและการสื่อสาร

- จัดให้มีระบบและช่องทางการสื่อสารทั้งภายในและภายนอกองค์กร
- มีการแบ่งแยกงานและกำหนดผู้มีหน้าที่รับผิดชอบในระบบงานต่างๆ อย่างชัดเจน
- มีการกำหนดสิทธิในการเข้าถึงข้อมูลที่เป็นความลับในทุกหน่วยงาน เพื่ออนุญาตให้ผู้ที่ได้รับมอบหมายเท่านั้นที่มีสิทธิเข้าถึงแฟ้มข้อมูลได้

(3) Control activities

- In place are procedure manuals and an authorization manual, which are constantly amended to suit business execution.
- Business processes are amended for greater clarity and are standardized for the petroleum exploration and production business. In place is a Value Assurance Check panel with systematic approvers for individual work stages.
- A corporate governance framework has been developed for the corporate unit for PTTEP's various projects for clarity in roles and responsibilities among them.
- In place is a compliance unit responsible for inspecting and supervising business for strict compliance with laws and regulations to minimize risks of non-compliance. It also notifies all parties involved about upcoming laws and regulations.
- In place is employee training on governance and internal controls, as is self-assessment of internal controls. Corporate units and PTTEP-operated projects in other countries conduct the assessment of key business processes under COSO's approach so that these units may appreciate the importance of internal controls, be confident that business processes accompany adequate governance and internal controls, and devise internal control improvement plans once defects are detected.
- In place is a knowledge management unit designed to constantly promote employee education.

(4) Information and communication

- In place are a communication system and channels inside and outside the organization.
- In place is clear job segregation and designation of responsible people for assorted business systems.
- Rights for access to confidential information are classified for all units for control of access to data files.
- In place is an information technology (IT) system, with the SAP software applied to enterprise resource planning to link business systems to one single system for efficient

- พัฒนาระบบสารสนเทศ โดยการจัดหา Software SAP มาใช้ในการวางแผนและการจัดการทรัพยากรองค์กร (Enterprise Resource Planning) เพื่อเชื่อมโยงระบบงานต่างๆ ของบริษัทให้เป็นระบบเดียว ทำให้การวิเคราะห์ ประเมินผล และวางแผนเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ได้แก่ งานด้านบัญชีการเงิน จัดหาทรัพยากรบุคคล พัสตุดคงคลัง และด้านบำรุงรักษา เป็นต้น

(5) การติดตามและประเมินผล

- ปตท.สผ. มีการติดตามและประเมินผลการดำเนินงานอย่างชัดเจน โดยเปรียบเทียบกับตัวชี้วัด (KPI) ซึ่งจะรายงานผลฯ ต่อฝ่ายจัดการทุกเดือน และคณะกรรมการบริษัททุกไตรมาส
- คณะกรรมการตรวจสอบและฝ่ายตรวจสอบ สอบทานกระบวนการดำเนินงานต่างๆ ขององค์กร และติดตามแผนการปรับปรุงด้านการกำกับดูแล การควบคุมภายในจากผลการประเมินตนเองของหน่วยงานและโครงการต่างๆ เพื่อให้มั่นใจว่าระบบการกำกับดูแลการควบคุมภายในมีความพอเพียงและมีประสิทธิผล

ในการประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 1/2555/344 วันที่ 30 มกราคม 2555 โดยมีคณะกรรมการตรวจสอบเข้าร่วมประชุมด้วย คณะกรรมการบริษัท ได้ให้ความเห็นชอบตามที่คณะกรรมการตรวจสอบสรุปความเห็นในเรื่องความเพียงพอของระบบการควบคุมภายใน กล่าวคือ ปตท.สผ. และบริษัทย่อยได้มีการออกแบบและปฏิบัติตามระบบการควบคุมภายในอย่างเพียงพอ เพื่อลดความเสี่ยงที่สำคัญ ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัท และเมื่อพบจุดบกพร่องของระบบก็ได้มีการจัดทำ ปรับปรุง แก้ไขระบบการควบคุมภายในอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มีความเหมาะสมกับการดำเนินธุรกิจของบริษัทในปัจจุบันและอนาคต และสอดคล้องกับกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง

นอกจากนี้ การตรวจสอบงบการเงินของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ประจำปี 2554 โดยสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน ซึ่งเป็นผู้สอบบัญชีของบริษัทก็ได้ระบุจุดอ่อนของระบบการควบคุมภายในที่มีสาระสำคัญซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อการดำเนินงานของบริษัทแต่ประการใด

การดูแลเรื่องการใช้ข้อมูลภายใน

รายละเอียดดังปรากฏในหัวข้อการกำกับดูแลกิจการที่ดี หน้า 87-88

analysis and assessment of outcomes, as well as for planning purposes. These units include finance and accounting, procurement, human resources, inventory, and maintenance.

(5) Monitoring and assessment

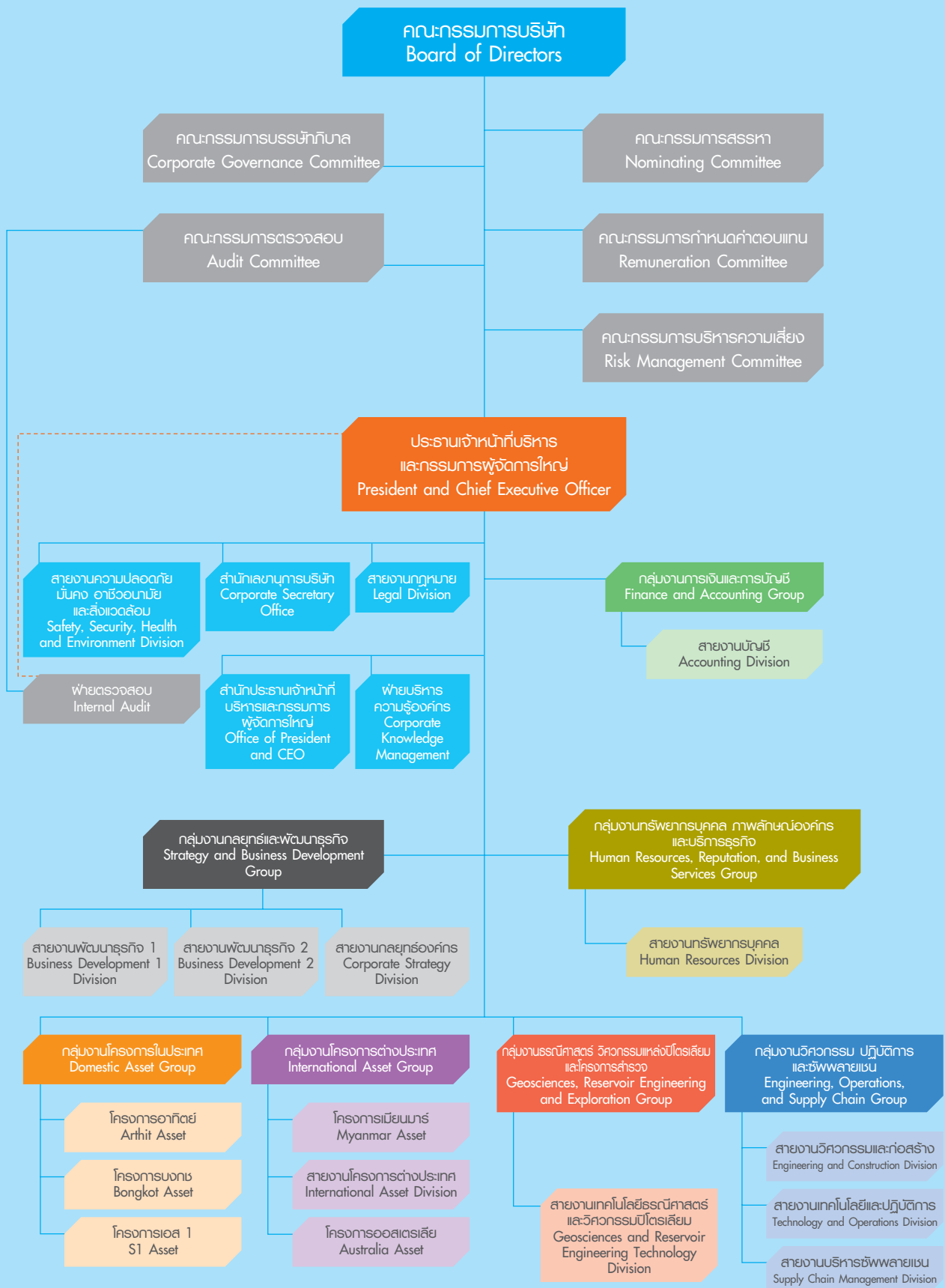
- In place are clear monitoring and assessment mechanisms in comparison with KPIs. Assessment findings are reported to the Management every month and to the Board every quarter.
- The Audit Committee and Internal Audit review business processes and monitor plans to upgrade oversight and internal controls, based on self-assessment findings of different units and projects to ensure that its internal control oversight system is adequate and effective.

At the Meeting No. 1/2012/344 on January 30, 2012, which the Audit Committee also attend. The Board endorsed the Audit Committee's opinion on the adequacy of internal controls, that is, PTTEP had designed and conformed to its internal controls adequately to minimize key risks potentially harming its operations, and once defects had been detected, it constantly formulated and improved the system to suit its business, both current and future, in conformance to relevant laws and regulations.

In addition, the financial statements of PTTEP and its subsidiaries for 2011, audited by the Office of the Auditor General—the independent and external auditor, have not identified any significant weakness in internal controls which may have an impact or cause disruption in business operations.

Use of Inside Information

Details appear under the topic of good corporate governance on pages 87-88.



ข้อมูล ณ วันที่ 1 มกราคม 2555 | As of January 1, 2012

นายณอคุณ สิทธิพงศ์

ประธานกรรมการ และประธานกรรมการอิสระ

อายุ: 58 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโทและปริญญาเอก วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมเครื่องกล) Oregon State University สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมเครื่องกล) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร RCP 21/2009 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร (วปอ.) รุ่นที่ 47 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง (วตท.) รุ่นที่ 4 สถาบันวิทยาการตลาดทุน

ประสบการณ์ทำงาน:

พ.ย. 2554-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ไทยออยล์
ก.ค. 2554-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บมจ. ปตท.
ธ.ค. 2553-ก.ค. 2554	กรรมการ บมจ.ปตท.
2552-2554	ประธานกรรมการ บมจ.ปตท. อะโรเมติกส์ และการกลั่น
ม.ค. 2551-ธ.ค. 2553	ประธานกรรมการ บมจ.ปตท.
2551-2552	ประธานกรรมการ บมจ. ไออาร์พีซี
2553-ปัจจุบัน	ปลัดกระทรวง กระทรวงพลังงาน
2551-ปัจจุบัน	ผู้อำนวยการ สำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์
2546-2553	รองปลัดกระทรวง กระทรวงพลังงาน

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Norkun Sittiphong

Chairman and Chairman of the Independent Director Committee

Age: 58

Education/Training:

- Ph.D. (Mechanical Engineering) and M.Sc. (Mechanical Engineering), Oregon State University, USA
- B. Eng. (Mechanical Engineering), Chulalongkorn University
- IOD: RCP 21/2009
- The National Defence Course (Class 47), National Defence College
- Capital Market Academy Leadership Program (Class 4), Capital Market Academy

Working experiences:

Nov. 2011-Present	Director, Thaioil Plc.
Jul. 2011-Present	Chairman, PTT Plc.
Dec. 2010-Jul. 2011	Director ,PTT Plc.
2009-2011	Chairman, PTT Aromatics and Refining Plc.
Jan. 2008-Dec. 2010	Chairman, PTT Plc
2008-2009	Chairman, IRPC Plc.
2010-Present	Permanent Secretary, Ministry of Energy
2008-Present	Director, Nuclear Power Program Development Office
2003-2010	Deputy Permanent Secretary, Ministry of Energy

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายพิชัย ชุณหวิชัย

กรรมการอิสระ กรรมการภาคเอกชน และประธานกรรมการบริหารความเสี่ยง

อายุ: 62 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาปรัชญาดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ สาขาวิชาการบริหารการเงิน มหาวิทยาลัยมหาสารคาม
- ปริญญาดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ทางบัญชี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- ปริญญาโท บริหารธุรกิจ (การเงิน), Indiana University of Pennsylvania สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี บัณฑิต มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- หลักสูตร DAP 49/2005 และ DCP 143/2011 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง (วตท.) รุ่นที่ 5 สถาบันวิทยาการตลาดทุน
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักรภาครัฐร่วมเอกชน รุ่นที่ 13 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บมจ.ไทยออยล์
2552-2554	กรรมการ บมจ. ปตท.
2552-2554	กรรมการ บมจ. ไออาร์พีซี
2548-2554	กรรมการ บมจ. การบินไทย
2541-2554	กรรมการ บมจ. บางจากปิโตรเลียม
2548-2553	กรรมการ บมจ.ไทยออยล์

Mr. Pichai Chunhavajira

Independent Director, Director from private sector, and Chairman of the Risk Management Committee

Age: 62

Education/Training:

- Honorary Doctorate Degree in Philosophy: Financial Management, Mahasarakham University
- Honorary Doctorate Degree in Philosophy: Accounting, Thammasat University
- M.B.A.(Finance), Indiana University of Pennsylvania, USA
- Bachelor of Accounting, Thammasat University
- IOD: DAP 49/2005 and DCP 143/2011
- Capital Market Academy Leadership Program (Class No. 5), Capital Market Academy
- The Joint State-Private Sector Regular Course, National Defence College (Class No.13)

Working experiences:

2010-Present	Chairman, Thai Oil Plc.
2009-2011	Director, PTT Plc.
2009-2011	Director, IRPC Plc.
2005-2011	Director, Thai Airways International Plc.
1998-2011	Director, Bangchak Petroleum Plc.
2005-2010	Director, Thai Oil Plc.

2550-2552	กรรมการ บมจ. ปตท. อะโรมาติกส์และการกลั่น	2007-2009	Director, PTT Aromatics and Refining Plc.
2548-2552	กรรมการ บมจ. ปตท. เคมีคอล	2005-2009	Director, PTT Chemical Plc.
2539-2552	กรรมการ บมจ. ทิพย์ประกันภัย	1996-2009	Director, Dhipaya Insurance Plc.
2546-2551	กรรมการ บมจ. ธนาคารไทยพาณิชย์	2003-2008	Director, Siam Commercial Bank Plc.
2547-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ไทยลู่เบส	2004-Present	Director, Thai Lube Base Plc.
2551-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บจก. ไทยออยล์ เอทานอล	2008-Present	Chairman, Thaioil Ethanol Co., Ltd.
2543-2554	กรรมการ บจก. ไทยออยล์เพาเวอร์	2000-2011	Director, Thaioil Power Co., Ltd.
2543-2552	ประธานกรรมการ บจก. ท่อส่งปิโตรเลียมไทย	2000-2009	Chairman, Thai Petroleum Pipeline Co., Ltd.
มิ.ย. 2554-ปัจจุบัน	นายก สมาชิวิชาชีพบัญชี	Jun. 2011-Present	President, Federation of Accounting Professions
2554-ปัจจุบัน	กรรมการ ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจขนาดกลาง และขนาดย่อมแห่งประเทศไทย	2011-Present	Director, Small and Medium Enterprise Development Bank of Thailand
2554-ปัจจุบัน	กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ สภามหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์	2011-Present	University Council Member, Thammasat University
2554-ปัจจุบัน	นายก สมาคมธรรมศาสตร์	2011-Present	President, Thammasat Association
2551-ปัจจุบัน	กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ สภามหาวิทยาลัยอัสสัมชัญ	2008-Present	Member, Assumption University Council
2548-มิ.ย. 2554	นายกและประธานคณะกรรมการสภาวิชาชีพ บัญชีด้านบัญชีบริหาร สภาวิชาชีพบัญชี	2005-Jun. 2011	Vice President and Chairman of the Managerial Accounting Committee, Federation of Accounting Professions
2546-2552	ประธานอนุกรรมการบริหารการลงทุน กองทุนประกันสังคม	2003-2009	Chairman of the Investment Administration Sub-committee, Social Security Fund
สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี		% of shareholding: None	
ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี		Family Relationship among Executives: None	

นายสมหมาย ไขว่ขวากษ์

กรรมการอิสระ กรรมการบริหารความเสี่ยง
กรรมการภาคเอกชนและประธานกรรมการสรรหา

อายุ: 63 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท บริหารธุรกิจ Long Island University นิวยอร์ก สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี บริหารธุรกิจ University of the East สาธารณรัฐฟิลิปปินส์
- หลักสูตร DCP 27/2003, FND 5/2003, ACP 4/2005 และ DCP Refresher 1/2005 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย

ประสบการณ์ทำงาน:

ก.พ.-พ.ย. 2554	กรรมการ บมจ. ปตท.
2551-2554	กรรมการ บมจ. ปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น
2551-2554	กรรมการ บมจ. ไออาร์พีซี
2547-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ไทยลู่เบส
2554-ปัจจุบัน	กรรมการ ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจขนาดกลาง และขนาดย่อมแห่งประเทศไทย
2554-ปัจจุบัน	กรรมการ การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
2539-2552	รองผู้อำนวยการ องค์การพิพิธภัณฑสถานแห่งชาติ

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Sommai Khowkachaporn

Independent Director, Member of the Risk Management Committee, Director from private sector, and Chairman of the Nominating Committee

Age: 63

Education/Training:

- M.B.A., Long Island University, New York, USA
- B.B.A., University of the East, The Philippines
- IOD: DCP 27/2003, FND 5/2003, ACP 4/2005, and DCP Refresher 1/2005

Working experiences:

Feb.-Nov.2011	Director, PTT Plc.
2008-2011	Director, PTT Aromatics and Refining Plc.
2008-2011	Director, IRPC Plc.
2004-Present	Director, Thai Lube Base Plc.
2011-Present	Director, Small and Medium Enterprise Development Bank of Thailand
2011-Present	Director, Industrial Estate Authority of Thailand
1996-2009	Vice Director, National Science Museum

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายวิระพล จิระประดิษฐกุล

กรรมการอิสระ กรรมการบริหารความเสี่ยง
และประธานกรรมการบรรษัทภิบาล

อายุ: 56 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท เศรษฐศาสตร์พลังงาน University of Calgary แคนาดา
- ปริญญาโท เศรษฐศาสตร์ (พัฒนาการเศรษฐกิจ)
สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์
- ปริญญาตรี เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- หลักสูตร DCP 116/2009 และ RNG 1/2011
สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรนักบริหารระดับสูง (นบส.1) วิทยาลัยนักบริหาร
- หลักสูตรผู้บริหารเทคโนโลยีสารสนเทศระดับสูง สำนักงาน ก.พ.
และศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ
- วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร วปอ. 2550

ประสบการณ์ทำงาน:

มี.ค.2554-ปัจจุบัน อธิบดี กรมธุรกิจพลังงาน
2551-ปัจจุบัน กรรมการ สภามหาวิทยาลัยรามคำแหง
2549-มี.ค. 2554 ผู้อำนวยการ สำนักงานนโยบายและ
แผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
2550-ก.พ. 2554 กรรมการ สถาบันไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์
2550-ก.พ. 2554 กรรมการ สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Viraphol Jirapraditkul

Independent Director, Member of the Risk Management
Committee and Chairman of the Corporate Governance Committee

Age: 56

Education/Training:

- Master of Economics in Energy Economics, University of Calgary, Canada
- Master of Economics, National Institute of Development Administration (NIDA)
- B.A. (Economics), Thammasat University
- IOD: DCP 116/2009, RNG 1/2011
- Senior Executive Service Program (Class 1), Office of the Civil Service Commission
- Program for Chief Information Officer, Office of the Civil Service Commission and National Electronics and Computer Technology Center
- National Defence College 2007

Working experiences:

Mar.2011-Present Director, General, Department of Energy Business
2008-Present Board Member, Ramkhamhaeng University Council
2006-Mar.2011 Director General, Energy Policy and Planning Office (EPPO), Ministry of Energy
2007-Feb.2011 Board Member, Electrical and Electronics Institute
2007-Feb.2011 Board Member, The Energy Fund Administration Institute

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายเทวินทร์ วงศ์วานิช

กรรมการ

อายุ: 53 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท วิศวกรรมศาสตร์ วิศวกรรมปิโตรเลียม
University of Houston สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาโท วิศวกรรมศาสตร์ วิศวกรรมเคมี
Rice University สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมเคมี)
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DCP 21/2002, FSD 6/2009 และ RCC 12/2011
สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- Program for Global Leadership (PGL), Harvard Business School
สหรัฐอเมริกา
- ประกาศนียบัตรชั้นสูงหลักสูตรการเมืองการปกครอง
ในระบบประชาธิปไตยสำหรับผู้บริหารระดับสูง (ปปร.) รุ่น 10
สถาบันพระปกเกล้า

Mr. Tevin Vongvanich

Director

Age: 53

Education/Training:

- M.Sc. (Petroleum Engineering), University of Houston, USA
- M.Sc. (Chemical Engineering), Rice University, USA
- B.E. (Chemical Engineering), Chulalongkorn University
- IOD: DCP 21/2002, FSD 6/2009 and RCC 12/2011
- Program for Global Leadership, Harvard Business School, USA
- Democracy for Senior Executives Program (Class 10),
King Prajadhipok's Institute

- ประกาศนียบัตรโครงการอบรมผู้บริหารระดับสูง (S.E.P. รุ่น 7) สถาบันบัณฑิตบริหารธุรกิจศศินทร์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง (รุ่นที่ 6) สถาบันวิทยาการตลาดทุน
- หลักสูตรป้องกันราชอาณาจักร วปอ.2552 วิทยาลัยป้องกัน

ราชอาณาจักร

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ไทยออยล์
2552-ปัจจุบัน	ประธานเจ้าหน้าที่บริหารการเงิน บมจ. ปตท.
2552-2554	กรรมการ บมจ. ปตท.เคมีคอล
2552-2554	กรรมการ บมจ. ปตท.อะโรเมติกส์และการกลั่น
2552-2553	กรรมการ บมจ. บริการเชื้อเพลิงการบินกรุงเทพ
2550-2553	กรรมการ บมจ. บางจากปิโตรเลียม
2552-2554	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที ไอซีที โซลูชันส์
2551-2554	กรรมการ บจก. พีทีที อินเทอร์เน็ตชั่นแนล
2553-ปัจจุบัน	ประธานสมาคม สมาคมการจัดการธุรกิจแห่งประเทศไทย

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ร้อยละ 0.0022 (75,500 หุ้น)

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

นายจักรกฤต พาราพันธกุล

กรรมการอิสระ และกรรมการบรรษัทภิบาล

อายุ: 52 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท บริหารธุรกิจ Angelo State University, Texas สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี บัญชี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- หลักสูตร DAP 8/2004 และ ACP 5/2005 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง (วตท.) รุ่นที่ 11 สถาบันวิทยาการตลาดทุน
- หลักสูตรป้องกันราชอาณาจักรภาครัฐร่วมเอกชน (วปอ.) รุ่นที่ 52 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตรนักบริหารระดับสูง รุ่นที่ 46 สำนักงาน ก.พ.
- Executive Development Program (EDP) รุ่นที่ 66 Kellogg School of Management, Chicago สหรัฐอเมริกา

ประสบการณ์ทำงาน:

2551-ปัจจุบัน	ที่ปรึกษาคณะกรรมการตรวจสอบ บมจ. จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก
2547-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการตรวจสอบ บมจ. ปองทรัพย์
2553-2554	ประธานกรรมการ บจก. ไปรษณีย์ไทย
2552-ปัจจุบัน	ผู้อำนวยการ สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ
2551-2552	รองผู้อำนวยการ สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ
2545-2551	ผู้อำนวยการ สำนักเงินกู้ตลาดเงินทุนต่างประเทศ สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

- Senior Executive Program (S.E.P. Class 7), Sasin Graduate Institution of Business Administration of Chulalongkorn University
- Capital Market Academy Leadership Program (Class 6), Capital Market Academy
- National Defence College (NDC 2009)

Working experiences:

2010-Present	Director, Thailoil Plc.
2009-Present	CFO, PTT Plc.
2009-2011	Director, PTT Chemical Plc.
2009-2011	Director, PTT Aromatics and Refining Plc.
2009-2010	Director, Bangkok Aviation Fuel Services Plc.
2007-2010	Director, Bangchak Petroleum Plc.
2009-2011	Chairman, PTT ICT Solutions Co., Ltd.
2008-2011	Director, PTT International Co., Ltd.
2010-Present	Chairman, Thailand Management Association

% of shareholding: 0.0022% (75,500 Shares)

Family Relationship among Executives: None

Mr. Chakkrit Parapuntakul

Independent Director and Member of the Corporate Governance Committee

Age: 52

Education/Training:

- M.B.A. Angelo State University, Texas, USA
- Bachelor of Accounting, Thammasat University
- IOD: DAP 8/2004 and ACP 5/2005
- Capital Market Academy Leadership Program (Class 11), Capital Market Academy
- National Defence College (Class No. 52)
- Program for Chief Information Officer (Class 46), Office of the Civil Service Commission
- Executive Development Program (EDP) (Class No. 66), Kellogg School of Management, Chicago, USA

Working experiences:

2008-Present	Advisor to the Audit Committee, Eastern Water Resources Development and Management Plc.
2004-Present	Chairman of the Audit Committee, Pongsaap Plc.
2010-2011	Chairman, Thailand Post Co., Ltd.
2009-Present	Director General, Public Debt Management Office
2008-2009	Deputy Director General, Public Debt Management Office
2002-2008	Director, International Finance Bureau, Public Debt Management Office

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายอำพน กิตติอำพน

กรรมการอิสระและประธานกรรมการตรวจสอบ

อายุ: 56 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาเอก Applied Economics, Clemson University, South Carolina สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาโท เศรษฐศาสตร์ Northeastern University, Boston สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี ศิลปศาสตร (สาขาสังคมศาสตร์) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
- หลักสูตร DCP 80/2006 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรผู้บริหารเทคโนโลยีสารสนเทศระดับสูง รุ่น 3 (CIO) สำนักงาน ก.พ. และสำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร (วปอ.) รุ่นที่ 45 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตร Innovation for Economic Development (IFED), Harvard Kennedy School

ประสบการณ์ทำงาน:

2552-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บมจ. การบินไทย
2548-2554	กรรมการ ปตท. อะโรเมติกส์และการกลั่น
2547-2554	กรรมการ บมจ. ปตท.
2554-ปัจจุบัน	กรรมการสภามหาวิทยาลัยผู้ทรงคุณวุฒิ มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์
2554-ปัจจุบัน	กรรมการบริหารศาลยุติธรรมผู้ทรงคุณวุฒิ สำนักงานศาลยุติธรรม
2554-ปัจจุบัน และ 2547-ก.ย. 2553	กรรมการ สำนักงานคณะกรรมการข้าราชการพลเรือน
2553-ปัจจุบัน	เลขาธิการคณะรัฐมนตรี สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี
2549-ปัจจุบัน	กรรมการ กฤษฎีกา
2547-ปัจจุบัน	กรรมการ ธนาคารแห่งประเทศไทย
2547-ปัจจุบัน	กรรมการ คณะกรรมการนโยบายการเงิน
2547-2553	เลขาธิการ คณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
2547-2553	กรรมการส่งเสริมการลงทุน สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน
2549-2551	สมาชิก สภานิติบัญญัติแห่งชาติ

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Ampon Kittiampon

Independent Director and Chairman of the Audit Committee

Age: 56

Education/Training:

- Ph.D. (Applied Economics), Clemson University, South Carolina, USA
- M.S. (Economics), Northeastern University, Boston, USA
- Bachelor of Arts (Social Sciences), Kasetsart University
- IOD: DCP 80/2006
- Chief Information Officer (CIO) (Class 3), The Office of the Civil Service Commission (OCSC) and National Science and Technology Development Agency
- The National Defence Course (Class 45), National Defence College
- Innovation for Economic Development (IFED), Harvard Kennedy School

Working experiences:

2009-Present	Chairman, Thai Airway International Plc.
2005-2011	Director, PTT Aromatics and Refining Plc.
2004-2011	Director, PTT Plc.
2011-Present	Honorary Committee, The Council of Walailak University
2011-Present	The Expert Judicial Administration Commissioner, The Office of Judiciary
2011-Present and 2004-Sep.2010	Civil Service Commissioner, The Office of the Civil Service Commission
2010-Present	Secretary General to the Cabinet, The Secretariat of the Cabinet
2006-Present	Member, Council of State
2004-Present	Member, Bank of Thailand
2004-Present	Member, Monetary Policy Committee
2004-2010	Secretary General, The Office of National Economic and Social Development Board
2004-2010	Committee, The Board of Investment
2006-2008	Member, The National Legislative Assembly

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายชัยเกษม นิติสิริ

กรรมการอิสระ กรรมการตรวจสอบ และกรรมการสรรหา

อายุ: 63 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- นิติศาสตรดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ มหาวิทยาลัยรามคำแหง
- นิติศาสตรดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์มหาวิทยาลัยนอร์ท เชียงใหม่
- LL.M. Columbia University สหรัฐอเมริกา
- เนติบัณฑิตไทย สำนักอบรมศึกษา กฎหมายแห่งเนติบัณฑิตยสภา
- ปริญญาตรี นิติศาสตร์ (เกียรตินิยมอันดับ 2) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DCP 8/2001, RCP 16/2007 และ FSD 5/2009 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- Certificate in International Procurement, Georgetown University สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร (วปอ.) รุ่นที่ 38 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตรการเมือง การปกครองในระบบอบประชาธิปไตย สำหรับนักบริหารระดับสูง (ปปร.) รุ่นที่ 9/2549 ประกาศนียบัตรชั้นสูง สถาบันพระปกเกล้า
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง รุ่นที่ 5/2550 (วตท.5) สถาบันวิทยาการ ตลาดทุน
- หลักสูตร การกำกับดูแลกิจการสำหรับกรรมการและผู้บริหารระดับสูงของรัฐวิสาหกิจและองค์การมหาชน รุ่นที่ 6 สถาบันพัฒนากรรมการและผู้บริหารระดับสูงภาครัฐ (PDI)

ประสบการณ์ทำงาน:

2551-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ไทยออยล์
2551-2554	กรรมการ บมจ. ปตท.
2550-2553	กรรมการ บมจ. การบินไทย
2552-ปัจจุบัน	อัยการอาวุโส (ที่ปรึกษาอัยการสูงสุด) สำนักงานอัยการสูงสุด
2551-ปัจจุบัน	กรรมการและประธานกรรมการบริหาร ธนาคารอาคารสงเคราะห์
2550-ปัจจุบัน	กรรมการ สภามหาวิทยาลัยเนชั่น
2549-ปัจจุบัน	กรรมการ สภามหาวิทยาลัยเซนต์จอห์น
2546-ปัจจุบัน	กรรมการ สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา
2550-2552	อัยการสูงสุด สำนักงานอัยการสูงสุด
2546-2550	รองอัยการสูงสุด สำนักงานอัยการสูงสุด

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Chaikasem Nitisiri

Independent Director, Member of the Audit Committee and Member of the Nominating Committee

Age: 63

Education/Training:

- Honorary Doctorate Degree in Laws, Ramkhamhaeng University
- Honorary Doctorate Degree in Laws, North-Chiang Mai University
- LL.M. Columbia University, USA
- Thai Barrister-at-Law
- LL.B. (Honours), Chulalongkorn University
- IOD: DCP 8/2001, RCP 16/2007 and FSD 5/2009
- Certificate in International Procurement, Georgetown University, USA
- Certificate, National Defence College, Class 38
- Certificate, Politics and Governance in Democratic Systems for Executives Course Class 9/2006
- Capital Market Academy Leader Program Class 5/2007
- Public Director Certification Program, Public Director Institute (PDI) Class 6/2010 King Prajadhipok's Institute

Working experiences:

2008-Present	Director, Thaioil Plc.
2008-2011	Director, PTT Plc.
2007-2010	Director, Thai Airways International Plc.
2009-Present	Senior Public Prosecutor (Advisor To The Attorney General), Office of the Attorney General
2008-Present	Director and Executive Board Chairman, Government Housing Bank
2007-Present	Member, Nation University Board
2006-Present	Member, Saint John University Board
2003-Present	Member, Council of State Committee
2007-2009	Attorney General, Office of the Attorney General
2003-2007	Deputy Attorney General, Office of the Attorney General

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

พลเอกเลิศรัตน์ รัตนวานิช

กรรมการอิสระ รองประธานกรรมการอิสระ

ประธานกรรมการกำหนดค่าตอบแทน และกรรมการตรวจสอบ

อายุ: 64 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท การบริหาร University of Southern California สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาโท วิศวกรรมโยธา Massachusetts Institute of Technology สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี วิศวกรรมโยธา The Citadel สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตร FSD 13/2011, RCC 13/2011, Directors Forum 1/2011, Director Certification Program, The Role of Chairman และ Finance for Non-Finance Director สมาคมส่งเสริมสถาบัน กรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรนักรับบริหารระดับสูง (วตท.) รุ่นที่ 4 สถาบันวิทยาการตลาดทุน
- วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร (ปรอ.รุ่น 5)
- National Security and International Security, Harvard University สหรัฐอเมริกา
- Senior Managers in Government, Harvard University สหรัฐอเมริกา

ประสบการณ์ทำงาน:

2543-2551	กรรมการ บมจ. ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม
2548-ปัจจุบัน	ตุลาการ ศาลทหารสูงสุด
2552-2554	รองประธาน (คนที่ 2) คณะกรรมการ วิสามัญกิจการวุฒิสภา
2552-2554	กรรมการและประธาน คณะอนุกรรมการ พิจารณาศึกษาแนวทางแก้ไขรัฐธรรมนูญและ กฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้องในคณะกรรมการ สมานฉันท์เพื่อการปฏิรูปทางการเมืองและ ศึกษาการแก้ไขรัฐธรรมนูญ
2551-2554	สมาชิกวุฒิสภาและประธานคณะกรรมการ การพลังงานวุฒิสภา
2551-2554	กรรมการ สภาสถาบันพระปกเกล้า
2550-2551	กรรมการ การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

นายไกรฤกษ์ อุภูพานิชย์

กรรมการอิสระ กรรมการบริษัทภิบาล และกรรมการภาคเอกชน

อายุ: 56 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต (การเงินการธนาคาร) North Texas State University สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี วิทยาศาสตร์บัณฑิต จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DCP 59/ 2005 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย

ประสบการณ์ทำงาน:

2554-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ปตท.
2549-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บลจ. กรุงไทย จำกัด
2544-2554	กรรมการ บมจ. ไทยพาณิชย์นิวยอร์กไลฟ์ ประกันชีวิต
2551-2554	กรรมการ สำนักงานส่งเสริมวิสาหกิจ ขนาดกลางและขนาดย่อม (สสว)

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ร้อยละ 0.0003 (คู่สมรส 10,000 หุ้น)

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. General Lertrat Ratanavanich

Independent Director, Vice Chairman of the Independent

Director Committee, Chairman of the Remuneration Committee and

Member of the Audit Committee

Age: 64

Education/Training:

- MSSM, University of Southern California, USA
- SMCE, Massachusetts Institute of Technology, USA
- BSCE, The Citadel, USA
- IOD: FSD 13/2011, RCC 13/2011, Directors Forum 1/2011, Director Certification Program, The Role of Chairman and Finance for Non-Finance Director
- Executive Program (Class 4), Capital Market Academy
- National Defence College, class 5
- National Security and International Security, Harvard University, USA
- Senior Managers in Government, Harvard University, USA

Working experiences:

2000-2008	Director, PTT Exploration and Production Plc.
2005-Present	Justice, The highest judicial court-martial member
2009-2011	Vice Chairman (2), The Senate Affairs Committee
2009-2011	Director and Chairman, Subcommittee Study on Constitution Amendments and Other Related Laws, in Solidarity Committee for Political Reform and Study of the Constitution Amendments, the National Assembly
2008-2011	Senator Chairman, The Senate Committee on Energy
2008-2011	Member, King Prajadhipok's Institute Council
2007-2008	Director, Industrial Estate Authority of Thailand

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

Mr. Krairit Euchukanonchai

Independent Director, Member of the Corporate

Governance Committee and Director from private sector

Age: 56

Education/Training:

- M.B.A. (Banking and Finance), North Texas State University, USA
- Bachelor of Science, Chulalongkorn University
- IOD: DCP 59/2005

Working experiences:

2011-Present	Director, PTT Plc.
2006-Present	Chairman, Krung Thai Asset Management Plc.
2001-2011	Director, Siam Commercial New York Life Insurance Plc.
2008-2011	Director, Office of Small and Medium Enterprises Promotion (OSMEP)

% of shareholding: 0.0003% (Spouse: 10,000 shares)

Family Relationship among Executives: None

นายไพรินทร์ ชูโชติทาวร

กรรมการ กรรมการสรรหา และกรรมการกำหนดค่าตอบแทน

อายุ: 55 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาเอก วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมเคมี) Tokyo Institute of Technology ญี่ปุ่น
- ปริญญาโท วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมเคมี) Tokyo Institute of Technology ญี่ปุ่น
- ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (เกียรตินิยมอันดับหนึ่ง) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DCP 51/2004, DAP 24/2004 และ FND 14/2004 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- PTT Executive Leadership Program, GE Crotonville สหรัฐอเมริกา
- NIDA Executive Leadership Program 2007, Wharton University of Pennsylvania สหรัฐอเมริกา
- Industrial Liaison Program (ILP) 2005, Massachusetts Institute Technology สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูงด้านการค้าและการพาณิชย์ รุ่นที่ 1 มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง รุ่นที่ 8 (วตท. 8) สถาบันวิทยาการ ตลาดทุน
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร ภาครัฐร่วมเอกชน (ปรอ.) รุ่นที่ 22 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตร “การกำกับดูแลกิจการสำหรับกรรมการและผู้บริหารระดับสูงของวิสาหกิจและองค์การมหาชน” รุ่นที่ 7 สถาบันพระปกเกล้า

ประสบการณ์ทำงาน:

ก.ย. 2554-ปัจจุบัน	ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ บมจ. ปตท.
2552-ปัจจุบัน	กรรมการและเลขานุการ บมจ. ไออาร์พีซี
มิ.ย.-ก.ย. 2554	ประธานเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ และรักษาการกรรมการผู้จัดการใหญ่ บมจ. ไออาร์พีซี
2552-พ.ค. 2554	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ ปตท. ปฏิบัติงาน Secondment ในตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการใหญ่ บมจ. ไออาร์พีซี
มิ.ย.-ก.ย. 2554	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที โพลีเมอร์ มาร์เก็ตติ้ง
พ.ค.-ก.ย. 2554	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที อาซาฮี เคมิคอล
2549-พ.ค.2554	กรรมการ บจก. พีทีที อาซาฮี เคมิคอล
2552-มิ.ย. 2554	กรรมการ บจก. พีทีที โพลีเมอร์ มาร์เก็ตติ้ง
2551-2552	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่หน่วยธุรกิจปิโตรเคมี และการกลั่น ปตท. ปฏิบัติงาน Secondment ในตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการใหญ่ บจก. พีทีที โพลีเมอร์ มาร์เก็ตติ้ง
2551-2552	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่หน่วยธุรกิจปิโตรเคมี และการกลั่น ปตท. ปฏิบัติงาน Secondment ในตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการ บจก.พีทีที อาซาฮี เคมิคอล

Mr. Pailin Chuchottaworn

Director, Member of the Nominating Committee and Member of the Remuneration Committee

Age: 55

Education/Training:

- Ph.D. of Engineering (Chemical Engineering), Tokyo Institute of Technology, Japan
- Master of Engineering (Chemical Engineering), Tokyo Institute of Technology, Japan
- Bachelor of Engineering (Chemical Engineering) (Hons.), Chulalongkorn University
- IOD: DCP 51/2004, DAP 24/2004 and FND 14/2004
- PTT Executive Leadership Program, GE Crotonville, USA
- NIDA Executive Leadership Program 2007, Wharton University of Pennsylvania, USA
- Industrial Liaison Program (ILP) 2005, Massachusetts Institute Technology, USA
- Top Executive Program in Commerce and Trade (TEPCOT) Year 1, University of the Thai Chamber of Commerce
- Capital Market Academy Leadership Program (Class 8), Capital Market Academy
- The Joint State-Private Sector Course, National Defence College, (Class No. 22)
- The 7th “Corporate Governance for Directors and Top Executives of State Enterprises and Public Organizations”, Year 2011, King Prajadhipok’s Institute

Working experiences:

Sep.2011-Present	President and Chief Executive Officer , PTT Plc.
2009-Present	Director and Secretary to the Board, IRPC Plc.
Jun.-Sep.2011	Chief Operations Officer, Upstream Petroleum and Gas Business Group, Acting Chief Executive Officer, IRPC Plc.
2009-May 2011	Senior Executive Vice President, PTT, working as Chief Executive Officer, IRPC Plc.
Jun.-Sep.2011	Chairman, PTT Polymer Marketing Co., Ltd.
May-Sep.2011	Chairman, PTT Asahi Chemical Co., Ltd.
2006-May 2011	Director, PTT Asahi Chemical Co., Ltd.
2009-Jun.2011	Director, PTT Polymer Marketing Co., Ltd.
2008-2009	Senior Executive Vice President, Petrochemicals & Refining Business Unit, PTT, working as President, PTT Polymer Marketing Co., Ltd.
2008-2009	Senior Executive Vice President, Petrochemicals & Refining Business Unit, PTT, working as President, PTT Asahi Chemical Co., Ltd.

2549-2551 ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่กลุ่มธุรกิจ
ปิโตรเคมีและการกลั่น ปตท. ปฏิบัติงาน
Secondment ในตำแหน่งกรรมการผู้จัดการ
บจก. พีทีที อาซาฮี เคมีคอล

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

2006-2008 Executive Vice President, Petrochemicals &
Refining Business Unit, PTT, working as
President, PTT Asahi Chemical Co., Ltd.

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นางวราวุธ หงสประภาส

กรรมการอิสระ

อายุ: 63 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท Financial Management, North Carolina State University สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี เศรษฐศาสตร์ North Carolina State University สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตร DCP 84/2007 ACP 22/2008 และ RCP 23/2010 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-2554 กรรมการ บมจ. ทีโอที
2552-2553 กรรมการ บจก. เอซีทีโมบาย
2549-2552 กรรมการ การท่าเรือแห่งประเทศไทย

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Ms. Varanuj Hongsaprabhas

Independent Director

Age: 63

Education/Training:

- M.S. (Financial Management), North Carolina State University, USA
- B.A. (Economics), North Carolina State University, USA
- IOD: DCP 84/2007, ACP 22/2008 and RCP 23/2010

Working experiences:

2010-2011 Director, TOT Plc.
2009-2010 Director, ACT Mobile Co., Ltd.
2006-2009 Director, Port Authority of Thailand

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

พลเอกพรชัย กรานเล็ก

กรรมการอิสระ

อายุ: 60 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท รัฐประศาสนศาสตร์ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์
- ปริญญาตรี รัฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยรามคำแหง
- หลักสูตรวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร รุ่นที่ 44
- หลักสูตรวิทยาการตลาดทุน รุ่นที่ 8

ประสบการณ์ทำงาน:

2548-2549 กรรมการ บมจ. ไออาร์พีซี
2550-2554 ที่ปรึกษาพิเศษ สำนักปลัดกระทรวงกลาโหม
2549-2550 รองเสนาธิการทหาร กองบัญชาการกองทัพไทย
2548-2549 ผู้ช่วยผู้บัญชาการทหารบก กองบัญชาการ
กองทัพบก

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

General Pornchai Kranlert

Independent Director

Age: 60

Education/Training:

- Master of Public Administration, National Institute of Development Administration
- Bachelor of Political Science, Ramkhamhaeng University
- National Defence College (Class 44)
- Capital Market Academy (Class 8)

Working experiences:

2005-2006 Director, IRPC Plc.
2007-2011 Special Advisor, Office of the Permanent
Secretary for Defence
2006-2007 Deputy of Chief of Staff, Royal Thai Armed
Forces Headquarters
2005-2006 Assist of Commander in Chief, Royal Thai Army

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายมนัส แจ่มเวหา

กรรมการอิสระ

อายุ: 55 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท บริหารธุรกิจ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช
- ปริญญาโท รัฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- ปริญญาตรี นิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- หลักสูตร DCP 71/2008 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- การป้องกันราชอาณาจักร (วปอ. 50)
- การกำกับดูแลกิจการสำหรับกรรมการและผู้บริหารระดับสูง (PDI 1)
- ผู้บริหารกระบวนการยุติธรรมระดับสูง (บ.ย.ส. 11)
- นักบริหารระดับสูง (นบส. 46)
- Executive Development Program, Kellogg, School of Management, Northwestern University สหรัฐอเมริกา
- Middle Management Professional Revenue แคนาดา

ประสบการณ์ทำงาน:

2554-ปัจจุบัน	รองปลัดกระทรวง กระทรวงการคลัง
2553-2554	ผู้ตรวจราชการ กระทรวงการคลัง
2551-2553	ที่ปรึกษาด้านพัฒนาระบบการเงินการคลัง กรมบัญชีกลาง
2548-2551	รองอธิบดี กรมบัญชีกลาง

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Manas Jamveha

Independent Director

Age: 55

Education/Training:

- Master of Business Administration, Sukhothai Thammathirat Open University
- Master of Political Science, Thammasat University
- Bachelor of Law, Thammasat University
- IOD: DCP 71/2008
- Certificate on National Defence (Class 50)
- Certificate from Public Director Institute (PDI 1)
- Certificate on Top Executive Political
- Top Executive Program
- Executive Development Program, Kellogg School of Management, Northwestern University, USA
- Middle Management Professional Revenue, Canada

Working experiences:

2011-Present	Deputy Permanent Secretary, Ministry of Finance
2010-2011	Inspector General, Ministry of Finance
2008-2010	Advisor on Fiscal System Development, Comptroller General's Department
2005-2008	Deputy Comptroller General, Comptroller General's Department

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ

กรรมการ ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่
และกรรมการบริหารความเสี่ยง

อายุ: 59 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญารัฐประศาสนศาสตรดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ มหาวิทยาลัยกรุงเทพธนบุรี
- ปริญญาโท พานิชศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- ปริญญาตรี วิทยาศาสตร์ (ธรณีวิทยา) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DAP 52/2006 และ DCP 73/2006 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- ประกาศนียบัตร Project Investment Appraisal and Management และ Certificate in Global Leadership, Harvard University สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูงรุ่นที่ 1 (วตท.1) สถาบันวิทยาการ ตลาดทุน

ประสบการณ์ทำงาน:

2551-ปัจจุบัน	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ บมจ. ปตท. ปฏิบัติงานสมทบที่ ปตท.สผ.
2547-2552	กรรมการ บมจ. ไทยลู่เบส
2547-2552	กรรมการ บมจ. บางกอกโพลีเอททีลีน
2545-2551	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่กลยุทธ์ และพัฒนาองค์กร บมจ. ปตท.
2553-ปัจจุบัน	กรรมการ บจก. พีทีทีอีพี เอพแอลเอ็นจี โฮลดิ้ง

Mr. Anon Sirisaengtaksin

Director, President and Chief Executive Officer, and Member of
the Risk Management Committee

Age: 59

Education/Training:

- The Honorary Degree of Doctor of Public Administration, Bangkokthonburi University
- M.B.A., Thammasat University
- B.Sc. (Geology), Chulalongkorn University
- IOD: DAP 52/2006 and DCP 73/2006
- Certificate in Project Investment Appraisal and Management and Certificate in Global Leadership, Harvard University, USA
- Certificate of Leadership Program (Class 1) Capital Market Academy

Working Experiences:

2008-Present	Senior Executive Vice President seconded to PTTEP, PTT Plc.
2004-2009	Director, Thai Lube Base Plc.
2004-2009	Director, Bangkok Polyethylene Plc.
2002-2008	Senior Executive Vice President Corporate Strategy and Development, PTT Plc.
2010-Present	Director, PTTEP FLNG Holding Co.,Ltd.

2553-ปัจจุบัน	กรรมการ บจก. พีทีทีซีพี เอฟแอลเอ็นจี
2552-ปัจจุบัน	กรรมการ บจก. บริหารสินทรัพย์ กรุงเทพพาณิชย์
2549-2552	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที ไอซีที โซลูชั่นส์
2549-2552	กรรมการ บจก. เอ็มเอ็มซี โปลิเมอร์
2549-2552	กรรมการ บจก. ไทยพาราไซลีน
2548-2552	กรรมการ บจก. ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย)
2547-2552	กรรมการ บจก. อลลายแอนซี รีไฟนนิ่ง
2547-2552	กรรมการ บจก. สตาร์ปิโตรเลียม รีไฟนนิ่ง
2547-2552	กรรมการ บจก. พีทีที โพลีเอทิลีน
2543-2552	กรรมการ บจก. ปตท.จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ
2552- ปัจจุบัน	กรรมการสภา สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ร้อยละ 0.0031 (106,000 หุ้น)

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

2010-Present	Director, PTT FLNG Ltd.
2009-Present	Director, Bangkok Commercial Asset Management Co. Ltd.
2006-2009	Chairman, PTT ICT Solutions Co., Ltd.
2006-2009	Director, HMC Polymers Co., Ltd.
2006-2009	Director, Thai Paraxylene Co., Ltd.
2005-2009	Director, Independent Power (Thailand) Co., Ltd.
2004-2009	Director, Alliance Refining Co., Ltd.
2004-2009	Director, Star Petroleum Refining Co., Ltd.
2004-2009	Director, PTT Polyethylene Co., Ltd.
2000-2009	Director, PTT Natural Gas Distribution Co., Ltd.
2009-Present	Council Committee, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang Council

% of shareholding: 0.0031% (106,000 shares)

Family Relationship among Executives: None

กรรมการพ้นจากตำแหน่งในปี 2554

Director who retired in 2011

นายวุฒิพันธุ์ วิชัยรัตน์

Mr. Vudhibhandhu Vichairatana

อายุ: 63 ปี

Age: 63

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

Education/Training:

- ปริญญาโท เศรษฐศาสตร์ University of Arkansas สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี เศรษฐศาสตร์ Stephen F. Austin State University สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตร RCP 3/2001, DAP 49/2005 ผลสำรวจบรรษัทภิบาลของบริษัทจดทะเบียนประจำปี 2548, SFE รุ่น 2/2008 และ DCP 113/2009 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรการกำกับดูแลกิจการสำหรับกรรมการและผู้บริหารระดับสูงของรัฐวิสาหกิจและองค์กรมหาชน รุ่นพิเศษ กระทรวงการคลัง
- หลักสูตรนักรับราชการระดับสูงหลักสูตรที่ 1 (นบส. 1) รุ่นที่ 15 สำนักงานคณะกรรมการข้าราชการพลเรือน (ก.พ.)
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร รุ่นที่ 38 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร

- M.A. (Economics), University of Arkansas, USA
- B.A. (Economics), Stephen F. Austin State University, USA
- IOD: RCP 3/2001, DAP 49/2005, 2005 Survey on Corporate Governance of Listed Companies, SFE 2/2008 and DCP 113/2009
- Corporate Governance Program for Director and Senior Management of State Enterprises and Public Organizations (Special Class), Ministry of Finance
- Senior Executive Program (Class 15), Office of the Civil Service Commission (OCSC)
- National Defence College (Class No. 38)

ประสบการณ์ทำงาน:

Working experiences:

2545-2551	กรรมการ บมจ. ท่าอากาศยานไทย
2547-2550	กรรมการ บมจ. ธนาคารทหารไทย
2547-2549	กรรมการ บมจ. การบินไทย
2552-ปัจจุบัน	ประธานคณะกรรมการบริหาร ศูนย์มนุษยวิทยาสิรินธร
2546-2551	ผู้อำนวยการ สำนักงบประมาณ
2544-2551	กรรมการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2002-2008	Director, Airports of Thailand Plc.
2004-2007	Director, Thai Military Bank Plc.
2004-2006	Director, Thai Airways International Plc.
2009-Present	Chairman of Executive Board, Princess Maha Chakri Sirindhorn Anthropology Centre
2003-2008	Budget Director, Bureau of the Budget
2001-2008	Director, Provincial Electricity Authority

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

นายจิตรพงษ์ กว่างสุภสถิต

อายุ: 62 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโทและปริญญาเอก Industrial Engineering (วิศวกรรมอุตสาหกรรม) Lamar University สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมเครื่องกล) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DCP 42/2004, FND 9/2004, RCC 10/2010 และ Non-Executive Director :บทบาทและความคาดหวังต่อการกำกับดูแลกิจการ (NCGC) สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- Stanford Executive Program, Stanford University สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักรภาครัฐร่วมเอกชน รุ่นที่ 12 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร

ประสบการณ์ทำงาน:

2554-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ปตท.
2552-2554	กรรมการ บมจ. ไออาร์พีซี
2551-2552	กรรมการ บมจ. ปตท. อะโรเมติกส์และการกลั่น
2546-2552	ประธานเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ บมจ. ปตท.
2553-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที เอฟแอลเอ็นจี
2552-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที อินเทอร์เน็ต
2552-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ Sakari Resources Limited
2552-2554	รักษาการกรรมการผู้จัดการ บจก. พีทีที อินเทอร์เน็ต
2552-2554	ประธานกรรมการ บจก. ปตท. กรีน เอนเนอร์ยี (ประเทศไทย)
2547-2554	กรรมการ บจก. ผลิตภัณฑ์ปิโตร (ประเทศไทย)
2547-2554	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที ยูทิลิตี้
2547-2553	ประธานกรรมการ บจก. พีทีที แอลเอ็นจี
2547-2553	ประธานกรรมการ บจก. เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์
2546-2553	ประธานกรรมการ บจก. ปตท. จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ
2547-2552	กรรมการ บจก. ราชบุรีเพาเวอร์
2546-ปัจจุบัน	นายกสมาคมก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ไทย

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ร้อยละ 0.0117 (222,000 หุ้น และคู่สมรสถือ 165,000 หุ้น รวม 387,000 หุ้น)

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Chitrapongse Kwangsukstith

Age: 62

Education/Training:

- M.E. (Industrial Engineering) and Ph.D. (Industrial Engineering), Lamar University, USA
- B.E. (Mechanical), Chulalongkorn University
- IOD: DCP 42/2004, FND 9/2004, RCC 10/2010 and Non-Executive Director: Role and Expectations of Corporate Governance
- Stanford Executive Program, Stanford University, USA
- National Defence College (Class No. 12)

Working experiences:

2011-Present	Director, PTT Plc.
2009-2011	Director, IRPC Plc.
2008-2009	Director, PTT Aromatics and Refining Plc.
2003-2009	Chief Operating Officer, Upstream Petroleum and Gas Business Group, PTT Plc.
2010-Present	Chairman, PTT FLNG Co., Ltd.
2009-Present	Chairman, PTT International Co., Ltd.
2009-Present	Chairman, Sakari Resources Co., Ltd.
2009-2011	Chairman, PTT Green Energy Pte.Ltd..
2009-2011	Acting President, PTT International Co., Ltd.
2004-2011	Director, Independent Power (Thailand) Co., Ltd.
2004-2011	Chairman, PTT Utility Co., Ltd.
2004-2010	Chairman, PTT LNG Co., Ltd.
2004-2010	Chairman, Energy Complex Co., Ltd.
2003-2010	Chairman, PTT Natural Gas Distribution Co., Ltd.
2004-2009	Director, Ratchaburi Power Co., Ltd.
2003-Present	President, Thailand Association for Natural Gas Vehicles

% of shareholding: 0.0117% (222,000 shares plus 165,000 shares of spouse: total 387,000 shares)

Family Relationship among Executives: None

นายจุลสิงห์ วสันตสิงห์

อายุ: 61 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- นิติศาสตรดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- นิติศาสตรดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ มหาวิทยาลัยรามคำแหง
- นิติศาสตรดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ มหาวิทยาลัยโยนก
- ปริญญาโท Comparative Law University of Illinois สหรัฐอเมริกา
- เนติบัณฑิตไทย สำนักอบรมศึกษากฎหมายแห่งเนติบัณฑิตยสภา
- ปริญญาตรี นิติศาสตร์ (เกียรตินิยม) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DCP 35/2003, FND 7/2003, UFS 1/2006, ACP 17/2007, DCP Refresher 1/2008, Board Failures and How to Fix It คณะกรรมการตรวจสอบ: จากประสบการณ์ 5 ปี สู่แนวคิดเพื่อประสิทธิผล, คณะกรรมการตรวจสอบ: แนวปฏิบัติเกี่ยวกับคู่มือในการปฏิบัติงานสำหรับคณะกรรมการตรวจสอบของรัฐวิสาหกิจ ความเป็นอิสระของกรรมการและการจัดการความขัดแย้งทางผลประโยชน์สำหรับกรรมการอิสระ และ ผลสำรวจบรรษัทภิบาลของบริษัทจดทะเบียน ประจำปี 2548 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- ประกาศนียบัตรโรงเรียนนักปกครองระดับสูง วิทยาลัยการปกครอง
- ประกาศนียบัตร Harvard Business School สหรัฐอเมริกา
- วิทยุญาบัตรหลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักรรัฐร่วมเอกชน (วปอ. รุ่นที่ 38) วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- ประกาศนียบัตรหลักสูตรการปกครองในระบอบประชาธิปไตย สำหรับนักบริหารระดับสูง (ปปร.8) สถาบันพระปกเกล้า
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง (รุ่นที่ 5) สถาบันวิทยาการตลาดทุน

ประสบการณ์ทำงาน:

2554-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. ปตท.
2553-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. กรุงไทย
2553-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ. การบินไทย
2552-ปัจจุบัน	อัยการสูงสุด สำนักงานอัยการสูงสุด
2548-ปัจจุบัน	กรรมการ เนติบัณฑิตยสภา
2547-ปัจจุบัน	กรรมการบริหารทรัพย์สิน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
2547-2553	กรรมการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Chulasingh Vasantasingh

Age: 61

Education/Training:

- Honorary Doctorate Degree in Laws, Chulalongkorn University
- Honorary Doctorate Degree in Laws, Ramkhamhaeng University
- Honorary Doctorate Degree in Laws, Yo-Nok University
- Master of Comparative Law (MCL.), University of Illinois, USA
- Barrister at Law, The Institution of Legal Education
- Bachelor of Law (LL.B.) (Hons.), Chulalongkorn University
- IOD: DCP 35/2003, FND 7/2003, UFS 1/2006, ACP 17/2007, DCP Refresher 1/2008, Board Failures and How to Fix It, Audit Committee-from 5 year-experiences to the highly effective thinking, Practices Concerning Manual of the Audit Committee of State Enterprise, Independence of the Director Managing the Conflicts of Interests for the Independent Director and 2005 Survey on Corporate Governance of Listed Companies
- Certificate, Politics and Governance in Democratic System for Executives Course
- Certificate, Harvard Business School, USA
- National Defence College (Class No. 38)
- Certificate, Institute of Administration Development
- Capital Market Academy Leader Program (Class No. 5), Capital Market Academy

Working experiences:

2011-Present	Director, PTT Plc.
2010-Present	Director, Krung Thai Bank Plc.
2010-Present	Director, Thai Airways International Plc.
2009-Present	Attorney General, The Office of the Attorney General
2005-Present	Director, Thai Bar Association
2004-Present	Board of the Property Management, Chulalongkorn University
2004-2010	Director, Electricity Generating Authority of Thailand

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

รศ. ม.ร.ว.พงษ์สวัสดิ์ สวัสดิวัตน์

อายุ: 54 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท Public Policy and Management, Harvard University สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาโท Industrial Management University of Central Missouri สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี Computer Science Southeast Missouri State University สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตร DCP Class of 44, DAP Class of 15 และ ACP Class of 5 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรผู้บริหารเทคโนโลยีสารสนเทศระดับสูงของภาครัฐ รุ่นที่ 9 สำนักงาน ก.พ. และ NECTEC

ประสบการณ์ทำงาน:

2552-ปัจจุบัน	กรรมการตรวจสอบ บมจ. ไออาร์พีซี
2549-ปัจจุบัน	กรรมการตรวจสอบ บมจ. เอ็ม เอฟ อี ซี
2554-ปัจจุบัน	กรรมการตรวจสอบ สถาบันคุ้มครองเงินฝาก
2554-ปัจจุบัน	กรรมการ การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
2554-ปัจจุบัน	ที่ปรึกษา คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน
2547-ปัจจุบัน	รองศาสตราจารย์ประจำสาขาวิชาบริหาร การปฏิบัติการ คณะพาณิชยศาสตร์ และการบัญชี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
2549-2553	คณบดีวิทยาลัยนวัตกรรม มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

นายภูษณ ปรีมาณโธ

อายุ: 57 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาเอก วิศวกรรมชีวภาพ Imperial College, University of London สหราชอาณาจักร
- ปริญญาเอก การบริหารการเงิน Somerset University สหราชอาณาจักร
- ปริญญาโท หลักสูตรบริหารธุรกิจ สถาบันศศิธรแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- ปริญญาบัตร หลักสูตรป้องกันราชอาณาจักรภาครัฐร่วมเอกชน (วปอ.รุ่น 39) วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร

ประสบการณ์ทำงาน:

ปัจจุบัน	อาจารย์อำนวยการ Imperial College, University of London สหราชอาณาจักร
2553-2554	กรรมการ บมจ. ปตท.
2552-2554	กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ คณะกรรมการพลังงาน ปรมาณูเพื่อสันติ
2552-2553	กรรมการผู้ทรงคุณวุฒิ คณะกรรมการบริหาร การพัฒนาพื้นที่พิเศษเพื่อการท่องเที่ยว อย่างยั่งยืน

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

M.R. Pongsvas Svasti

Age: 54

Education/Training:

- M.P.A. (Public Policy and Management), Harvard University, USA
- M.Sc. (Industrial Management), University of Central Missouri, USA
- B.S. (Computer Science), Southeast Missouri State University, USA
- IOD: DCP Class of 44, DAP Class of 15 and ACP Class of 5
- Chief Information Officer Program (Class 9), Office of the Civil Service Commission and NECTEC

Working experiences:

2009-Present	Audit Committee, IRPC Plc.
2006-Present	Audit Committee, MFEC Plc.
2011-Present	Audit Committee, Deposit Protection Agency
2011-Present	Director, Industrial Estate Authority of Thailand
2011-Present	Advisor, Thailand Board of Investment
2004-Present	Associate Professor, Operations Management, Thammasat Business School
2006-2010	Dean, College of Innovation, Thammasat University

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

Mr. Bhusana Premanode

Age: 57

Education/Training:

- Doctorate Degree in Bioengineering, Imperial College, University of London, UK
- Doctorate Degree in Business Administration (Finance), Somerset University, UK
- Master of Management, Sasun Graduate Institution of Business Administration of Chulalongkorn University
- National Defence College (Class No.39)

Working experiences:

Present	Visiting professor, Imperial College, University of London, UK
2010-2011	Director, PTT Plc.
2009-2011	Member, Atoms for Peace Board
2009-2010	Member, Designated Areas for Sustainable Tourism Administrative Board

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายประเสริฐ บุณสัมพันธ์

อายุ: 59 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาบริหารธุรกิจดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ มหาวิทยาลัยมหาสารคาม
- ปริญญาบริหารธุรกิจดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ สาขาวิชาการจัดการทั่วไป มหาวิทยาลัยราชภัฏเพชรบุรี
- ปริญญาบริหารธุรกิจดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์
- ปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิตกิตติมศักดิ์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- ปริญญาโท บริหารธุรกิจ Utah State University สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมโยธา) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DAP 26/2004 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง รุ่นที่ 3 สถาบันวิทยาการการตลาด
- ประกาศนียบัตร Advance Management Program, Harvard Business School สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตรป้องกันราชอาณาจักรภาครัฐร่วมเอกชน รุ่นที่ 10 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตรการเมืองการปกครองในระบอบประชาธิปไตย สำหรับนักบริหารชั้นสูง รุ่นที่ 6 สถาบันพระปกเกล้า

ประสบการณ์ทำงาน:

2554-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บมจ.พีทีที โกลบอล เคมิคอล
2554-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บมจ.ไออาร์พีซี
2554-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ.ชินคอร์ปอเรชั่น
2554-ปัจจุบัน	กรรมการ บมจ.ธนาคารกรุงไทย
2546-2554	กรรมการประธานเจ้าหน้าที่บริหาร และกรรมการผู้จัดการใหญ่ บมจ. ปตท.
2550-2554	กรรมการ บมจ. ปตท. อะโรมาติกส์และการกลั่น
2549-2554	รองประธานกรรมการ บมจ. ไออาร์พีซี
ก.ค.2553-เม.ย. 2554	กรรมการ บมจ. ปตท. เคมิคอล
ก.พ.-มิ.ย. 2553	ประธานกรรมการ บมจ. ปตท. เคมิคอล
2548-ม.ค. 2553	รองประธานกรรมการ บมจ. ปตท. เคมิคอล
2551-2553	กรรมการ ธนาคารนครหลวงไทย จำกัด (มหาชน)
2547-2553	กรรมการ บมจ.ไทยออยล์
2546-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ บมจ. ไทยลู่เบส
2546-2554	ประธานกรรมการ บจก. ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย)
2546-2554	กรรมการ บจก. ไทยออยล์เพาเวอร์

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ร้อยละ 0.0015 (50,000 หุ้น)

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Prasert Bunsumpun

Age: 59

Education/Training:

- Honorary Doctorate Degree of Business Administration Mahasarakham University
- Honorary Doctorate Degree in Business Administration in General Management, Petchaburi Rajabhat University
- Honorary Doctorate Degree in Business Administration, National Institute of Development Administration
- Honorary Doctorate Degree in Engineering, Chulalongkorn University
- M.B.A., Utah State University, USA
- B.E. (Civil Engineering), Chulalongkorn University
- IOD: DAP 26/2004
- Capital Market Academy Leadership Program (Class 3), Capital Market Academy
- Certificate in Advance Management Program, Harvard Business School, USA
- National Defence College (Class No. 10)
- Politics and Government in Democracy for Executives (Class No. 6), King Prajadhipok's Institute

Working experiences:

2011-Present	Chairman, PTT Global Chemical Plc.
2011-Present	Chairman, IRPC Plc.
2011-Present	Director, Shin Corporation Plc.
2011-Present	Director, Krung Thai Bank Plc.
2003-2011	Director, CEO and President, PTT Plc.
2007-2011	Director, PTT Aromatic and Refinery Plc.
2006-2011	Vice Chairman, IRPC Plc.
Jul.2010-Apr.2011	Director, PTT Chemical Plc.
Feb.-Jun.2010	Chairman, PTT Chemical Plc.
2005-Jan.2010	Vice Chairman, PTT Chemical Plc.
2008-2010	Director, Siam City Bank Plc.
2004-2010	Director, Thaioil Plc.
2003-Present	Chairman, Thai Lube Base Plc.
2003-2011	Chairman, Independent Power (Thailand) Co., Ltd.
2003-2011	Director, Thaioil Power Co., Ltd.

% of shareholding: 0.0015% (50,000 shares)

Family Relationship among Executives: None

นายวิฑูรย์ สิมะโชคดี

อายุ: 57 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาเอก ปรัชญาคุณวุฒิบัณฑิตรัฐประศาสนศาสตร์ (การบริหารจัดการภาครัฐและภาคเอกชน) มหาวิทยาลัยรามคำแหง
- ปริญญาโท บริหารธุรกิจ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
- ปริญญาตรี นิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- หลักสูตร DCP 115/2009 และ FSD 4/2009 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรการกำกับดูแลกิจการสำหรับกรรมการและผู้บริหารระดับสูงของรัฐวิสาหกิจและองค์การมหาชน รุ่น 1 สถาบันพัฒนากรรมการและผู้บริหารระดับสูงภาครัฐ
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูงด้านการค้าและการพาณิชย์ รุ่น 2 มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย
- หลักสูตรนักบริหารระดับสูง (เนบส.1) รุ่นที่ 33 สำนักงานคณะกรรมการข้าราชการพลเรือน
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักรภาครัฐร่วมเอกชน (ปรอ.) รุ่นที่ 16 วิฑูรย์ป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตรการเมืองการปกครองในระบบประชาธิปไตย สำหรับนักบริหารระดับสูง (ปปร.) รุ่นที่ 11 สถาบันพระปกเกล้า

ประสบการณ์ทำงาน:

2551-2554	ประธานกรรมการ บมจ. ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง
2554-ปัจจุบัน	กรรมการ ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจขนาดกลาง
2552-ปัจจุบัน	ปลัดกระทรวง กระทรวงอุตสาหกรรม
2551-2554	กรรมการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
2552	อธิบดี กรมโรงงานอุตสาหกรรม
	กระทรวงอุตสาหกรรม
2551-2552	อธิบดี กรมอุตสาหกรรมพื้นฐานและการเหมืองแร่
	กระทรวงอุตสาหกรรม
2549 -2551	รองปลัดกระทรวง กระทรวงอุตสาหกรรม

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Mr. Witoon Simachokedee

Age: 57

Education/Training:

- Ph.D. (Public Administration), Ramkhamhaeng University
- Master of Business Administration, Thammasat University
- Bachelor of Engineering (Electrical Engineering), Kasetsart University
- Bachelor of Laws, Thammasat University
- IOD: DCP 115/2009 and FSD 4/2009
- Corporate Governance for Board of Directors and Executive of State Enterprise and Public Organization (Class 1), Public Director Institute
- Top Executive Program in Commerce and Trade (Class 2), University of Thai Chamber of Commerce
- Top Management Program (Class 33), Office of the Civil Service Commission
- The National Defence Course for the Joint State-Private Sector (Class 16), National Defence College
- Politics and Governance in Democratic Systems for Executive Course (Class 11), King Prajadhipok's Institute

Working experiences:

2008-2011	Chairman, Ratchaburi Electricity Generating Holding Plc.
2011-Present	Director, Small and Medium Enterprise Development Bank of Thailand
2009-Present	Permanent Secretary, Ministry of Industry
2008-2011	Director, The Electricity Generating Authority of Thailand
2009	Director General, Department of Industrial Works, Ministry of Industry
2008-2009	Director General, Department of Primary Industries and Mines, Ministry of Industry
2006-2008	Deputy Permanent Secretary, Ministry Industry

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

นายวิชัย พรกัธติวัฒน์

อายุ: 59 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาโท การจัดการภาครัฐและภาคเอกชน สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์
- ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยขอนแก่น
- หลักสูตร Asean Executive Program (AEP) สถาบัน GE Management Development Institute
- หลักสูตร Senior Executive Program (SEP) สถาบันบัณฑิตบริหารธุรกิจศศินทร์
- หลักสูตร NIDA Wharton Executive Leaders สถาบัน The Wharton School University Of Pennsylvania สหรัฐอเมริกา

ประสบการณ์ทำงาน:

- | | |
|---------------|---|
| 2553-ปัจจุบัน | รองกรรมการผู้จัดการใหญ่หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บมจ. ปตท. |
| 2552-2553 | ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ บมจ. ปตท. |
| 2545-2551 | ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่บริหารโครงการกลุ่มธุรกิจสำรวจผลิตและก๊าซธรรมชาติ บมจ. ปตท. |
| 2553-ปัจจุบัน | ประธานกรรมการ บจก. พีทีที แอลเอ็นจี |
| 2553-ปัจจุบัน | รักษาการกรรมการผู้จัดการ บจก. พีทีที เอฟแอลเอ็นจี |
| 2551-2552 | รักษาการกรรมการผู้จัดการ บจก. พีทีที แอลเอ็นจี |

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

นายณริช ชัยสุต

อายุ: 56 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- ปริญญาเอก เศรษฐศาสตร์ University of Hawaii สหรัฐอเมริกา
- ปริญญาโท เศรษฐศาสตร์ (ภาษาอังกฤษ) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- ปริญญาตรี เศรษฐศาสตร์ (เกียรตินิยมดี) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- หลักสูตร DAP 32/2005, DCP 82/2006, CDC 3/2008 และ FND 19/2005 สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย
- หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร (วปอ.) รุ่นที่ 39 วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
- หลักสูตรผู้บริหารระดับสูง รุ่นที่ 4 (วตท.) สถาบันวิทยาการตลาดทุน

Mr. Wichai Pornkeratiwat

Age: 59

Education/Training:

- Master in Public Administration, National Institute Development Administration
- Bachelor in Engineering (Electrical Engineering), Khon Kaen University
- Asean Executive Program (AEP), GE Management Development Institute
- Senior Executive Program (SEP), Sasn Graduate Institute
- NIDA Wharton Executive Leaders, The Wharton School University Of Pennsylvania, USA

Working experiences:

- | | |
|--------------|--|
| 2010-Present | Senior Executive Vice President, Gas Business Unit, PTT Plc. |
| 2009-2010 | Executive Vice President, Natural Gas Vehicle, PTT Plc. |
| 2002-2008 | Executive Vice President, Project Management, Exploration, Production and Gas Business Group, PTT Plc. |
| 2010-Present | Chairman, PTT LNG Co., Ltd. |
| 2010-Present | Acting Managing Director, PTT FLNG Co., Ltd. |
| 2008-2009 | Acting Managing Director, PTT LNG Co., Ltd. |

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

Mr. Naris Chaiyasoot

Age: 56

Education/Training:

- Ph.D. Economics, University of Hawaii, U.S.A.
- M.A. Economics (English Program), Thammasat University
- B.A. Economics (Hon.) Thammasat University
- IOD: DAP 32/2005, DCP 82/2006, CDC 3/2008 and FND 19/2005
- The National Defence Course (Class 39) , National Defence College
- Capital Market Academy Leadership Program (Class 4), Capital Market Academy

ประสบการณ์ทำงาน:

2552-2554	กรรมการ บมจ. ไทยออยล์
2551-2554	รักษาการประธานกรรมการ บมจ. ปตท.
2553-ปัจจุบัน	กรรมการ บจก. ไทยพรอสเพอริตี แอ็ดไวซอรี
2554-ปัจจุบัน	อธิบดี กรมธนารักษ์
2554-ปัจจุบัน	ประธานกรรมการ ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจ ขนาดกลางและขนาดย่อมแห่งประเทศไทย
2553-ปัจจุบัน	ประธาน คณะกรรมการสถาบันคุ้มครองเงินฝาก
2553-2554	กรรมการ คณะกรรมการธนาคารแห่งประเทศไทย
2550-2554	นายกสมาคม สมาคมธรรมศาสตร์ ในพระบรมราชูปถัมภ์
2543-ปัจจุบัน	ประธาน คณะกรรมการสเปเชียลโอลิมปิค แห่งประเทศไทย
2540-ปัจจุบัน	ประธาน สภาวิจัยแห่งชาติ สาขาเศรษฐศาสตร์
2537-ปัจจุบัน	ประธาน ชมรมศิษย์เก่าอีเอสเอสเซนเตอร์และ สหายในประเทศไทย
2553-2554	ผู้อำนวยการ สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กระทรวงการคลัง
2553-2554	ประธานกรรมการ ธนาคารเพื่อการส่งออก และนำเข้าแห่งประเทศไทย
2553-2554	กรรมการ คณะกรรมการกำกับตลาดทุน
2553-2554	กรรมการ คณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจ และสังคมแห่งชาติ
2553-2554	กรรมการ คณะกรรมการกองทุน บำเหน็จบำนาญข้าราชการ
2552-2553	รองปลัดกระทรวง กระทรวงการคลัง
2551-2552	หัวหน้าผู้ตรวจราชการ กระทรวงการคลัง
2549-2551	ผู้ตรวจราชการ กระทรวงการคลัง

สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท: ไม่มี

ความสัมพันธ์ทางครอบครัวระหว่างผู้บริหาร: ไม่มี

Working experiences:

2009-2011	Director, Thailoil Plc.
2008-2011	Acting Chairman, PTT Plc.
2010-Present	Board Member, Thai Prosperity Advisory Co., Ltd.
2011-Present	Director General, The Treasury Department
2011-Present	Chairman, Small and Medium Enterprise Development Bank of Thailand
2010-Present	Chairman, Deposit Protection Agency
2010-2011	Board Member, Bank of Thailand
2007-2011	President, Thammasat Association
2000-Present	President, Thailand Special Olympics
1997-Present	Chairman, National Economics Research Council
1994-Present	President, East West Center and Hawaii Alumni Group of Thailand
2010-2011	Director General, The Fiscal Policy Office, Ministry of Finance
2010-2011	President, Export-Import Bank of Thailand
2010-2011	Board Member, Capital Market Supervisory Board
2010-2011	Board Member, National Economic and Social Development Board
2010-2011	Board Member, Government Pension Fund
2009-2010	Deputy Permanent Secretary, Ministry of Finance
2008-2009	Inspector Chief General, Ministry of Finance
2006-2008	Inspector General, Ministry of Finance

% of shareholding: None

Family Relationship among Executives: None

ข้อมูล ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 | As of December 31, 2011

นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ

ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

Mr. Anon Sirisaengtaksin

President and Chief Executive Officer

รายละเอียดตามประวัติกรรมการ หน้า 180

Detailed appear on page 180.

นายสมเกียรติ จันทรหมา

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่

กลุ่มงานธรณีศาสตร์ วิศวกรรมแหล่งปิโตรเลียมและโครงการสำรวจ

Mr. Somkiet Janmaha

Executive Vice President

Geosciences, Reservoir Engineering and Exploration Group

อายุ: 57 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- M.S. (Geophysics), Stanford University สหรัฐอเมริกา
- หลักสูตร DCP 50 (2547) สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มงานธรณีศาสตร์ วิศวกรรมแหล่งปิโตรเลียม
และโครงการสำรวจ

2548-2553 รองผู้จัดการใหญ่ สายงานธรณีวิทยา
และวิศวกรรมแหล่งปิโตรเลียม

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.009822 (326,100 หุ้น)

Age: 57

Education/ Training:

- M.S. (Geophysics), Stanford University, USA
- IOD: DCP 50 (2004)

Working Experiences:

2010-Present Executive Vice President, Geosciences,
Reservoir Engineering and Exploration Group

2005-2010 Vice President, Geosciences and
Exploration Group Division

% of shareholding: 0.009822% (326,100 Shares)

นายอัษฎากร ลิ้มปิติ

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานกลยุทธ์และพัฒนาธุรกิจ

Mr. Asdakorn Limpiti

Executive Vice President, Strategy and Business Development Group

อายุ: 57 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- M.S.E. (Chemical Engineering), University of Michigan สหรัฐอเมริกา

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มงานกลยุทธ์และพัฒนาธุรกิจ

2548-2553 รองผู้จัดการใหญ่ สายงานกลยุทธ์และพัฒนา
ศักยภาพ

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.003253 (45,000 หุ้น
และคู่สมรส 63,000 หุ้น)

Age: 57

Education/Training:

- M.S.E. (Chemical Engineering), University of Michigan, USA

Working Experiences:

2010-Present Executive Vice President, Strategy and
Business Development Group

2005-2010 Vice President, Strategy and Capability
Development Division

% of shareholding: 0.003253% (45,000 Shares plus 63,000 Shares
of spouse)

นายชัชวาล เอี่ยมศิริ

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ สังกัดประธานเจ้าหน้าที่บริหาร
และกรรมการผู้จัดการใหญ่

Mr. Chatchawal Eimsiri

Executive Vice President

attached to President and Chief Executive Officer

อายุ: 52 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- M.Sc. (Operation Research), London School of Economics and
Political Science, University of London สหราชอาณาจักร

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-2554 รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ สังกัดประธาน
เจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

2543-2553 รองผู้จัดการใหญ่ สายงานการเงินและบัญชี

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ไม่มี

Age: 52

Education/Training:

- M.Sc. (Operation Research), London School of Economics
and Political Science, University of London, United Kingdom

Working Experiences:

2010-2011 Executive Vice President, Finance and
Accounting Group

2000-2010 Vice President, Finance and Accounting
Division

% of shareholding: None

นายสมพร ว่องวุฒิพรชัย

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานโครงการต่างประเทศ

อายุ: 53 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- Ph.D. (Petroleum Engineering), University of Tulsa สหรัฐอเมริกา

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มงานโครงการต่างประเทศ

2549-2553 รองผู้จัดการใหญ่ สายงานโครงการต่างประเทศ

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.004367 (142,000 หุ้น
และคู่สมรส 3,000 หุ้น)

Mr. Somporn Vongvuthipornchai

Executive Vice President, International Assets Group

Age: 53

Education/Training:

- Ph.D. (Petroleum Engineering), University of Tulsa, USA

Working Experiences:

2010-Present Executive Vice President,
International Assets Group

2006-2010 Vice President, International Assets

% of shareholding: 0.004367% (142,000 Shares plus 3,000 Shares
of spouse)

นายปฐดาพันธ์ พอนปรีชา

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่

กลุ่มงานวิศวกรรม ปฏิบัติการ และซัพพลายเชน

อายุ: 59 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- B.S. (ธรณีวิทยา) มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
- Post Graduate Diploma (Petroleum Exploration),
University of Trondheim ประเทศนอร์เวย์

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มงานวิศวกรรม ปฏิบัติการและซัพพลายเชน

2550-2553 รองผู้จัดการใหญ่ สายงานโครงการพื้นที่
นอกชายฝั่งไทย

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.009608 (319,000 หุ้น)

Mr. Prisdapunt Pojanapreecha

Executive Vice President

Engineering, Operations and Supply Chain Group

Age: 59

Education/ Training:

- B.S. (Geology), Chiangmai University
- Post Graduate Diploma (Petroleum Exploration),
University of Trondheim, Norway

Working Experiences:

2010-Present Executive Vice President, Engineering,
Operations and Supply Chain Group

2007-2010 Regional Vice President, Thai Offshore Assets

% of shareholding: 0.009608% (319,000 Shares)

นายลือชัย วงศ์สิริสวัสดิ์

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานทรัพยากรบุคคล

ภาพลักษณ์องค์กร และบริการธุรกิจ

อายุ: 56 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- B.Eng. (Electrical Engineering) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- หลักสูตร DCP 49 (2547) สมาคมส่งเสริมสถาบัน
กรรมการบริษัทไทย

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานทรัพยากร
บุคคล ภาพลักษณ์องค์กรและบริการธุรกิจ

2548-2553 รองผู้จัดการใหญ่ สายงานทรัพยากรบุคคล
และบริการธุรกิจ

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.003307 (109,800 หุ้น)

Mr. Luechai Wongsirasawad

Executive Vice President, Human Resources Reputation
and Business Services Group

Age: 56

Education/Training:

- B.Eng. (Electrical Engineering), Chulalongkorn University
- IOD: DCP 49 (2004)

Working Experiences:

2010-Present Executive Vice President, Human
Resources Reputation and Business
Services Group

2005-2010 Vice President, Human Resources and
Business Services Division

% of shareholding: 0.003307% (109,800 Shares)

นายสุรพงษ์ เอี่ยมจุฬา

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานโครงการในประเทศ

อายุ: 58 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- B.Sc. (ธรณีวิทยา) มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มงานโครงการในประเทศ

2550-2553 รองผู้จัดการใหญ่ สายงานสนับสนุน
การปฏิบัติการโครงการ

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.002663 (88,400 หุ้น)

Mr. Suraphong Iamchula

Executive Vice President, Domestic Assets Group

Age: 58

Education/Training:

- B.Sc. (Geology), Chiangmai University

Working Experiences:

2010-Present Executive Vice President,
Domestic Assets Group

2007-2010 Vice President, Operations Support Division

% of shareholding: 0.002663% (88,400 Shares)

นางสาวเพ็ญจันทร์ จริกเกษม

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานการเงินและการบัญชี

อายุ: 56 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- M.Sc. (Business Administration) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ประสบการณ์ทำงาน:

2549-2554 ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ การเงินองค์กร
บมจ. ปตท.

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ไม่มี

Ms. Pechun Jarikasem

Executive Vice President, Finance and Accounting Group

Age: 56

Education/Training:

- M.Sc. (Business Administration), Thammasat University

Working Experiences:

2006-2011 Executive Vice President, Corporate Finance,
PTT Plc.

% of shareholding: None

นาย योगยศ กรองพานิษฐ์ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานบัญชี
กลุ่มงานการเงินและการบัญชี

อายุ: 51 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- M.Sc. (Accounting) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-2554 ผู้จัดการอาวุโส ฝ่ายโครงการร่วมทุน
ประเทศเมียนมาร์

2552-2553 ผู้จัดการอาวุโส ฝ่ายบริหารการร่วมทุนโครงการ

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.002033 (67,500 หุ้น)

Mr. Yongyos KrongphanichSenior Vice President, Accounting Division
Finance and Accounting Group

Age: 51

Education/Training:

- M.Sc. (Accounting), Thammasat University

Working Experiences:

2010-2011 Vice President, Joint Venture Myanmar Assets

2009-2010 Senior Manager, Joint Venture Projects

% of shareholding: 0.002033% (67,500 shares)

นางชนนาศ ศาสณันันท์

ผู้จัดการอาวุโส ฝ่ายการเงิน
กลุ่มงานการเงินและการบัญชี

อายุ: 42 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- M.Sc. (Business Administration), University of South Carolina สหรัฐอเมริกา

ประสบการณ์ทำงาน:

2553 รักษาการผู้จัดการฝ่ายการเงิน
2550-2553 ผู้ช่วยผู้จัดการฝ่ายการเงิน นักลงทุนสัมพันธ์
สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.000256 (8,500 หุ้น)

Ms. Chanamas Sasnanand

Vice President, Finance Department
Finance and Accounting Group

Age: 42

Education/Training:

- M.Sc. (Business Administration), University of South Carolina, USA

Working Experiences:

2010 Acting Manager, Finance Department
2007-2010 Assistant Manager, Investor Relations

% of shareholding: 0.000256% (8,500 Shares)

นางสาวจรรุณศรี วันเกิดพล

ผู้จัดการอาวุโส ฝ่ายบัญชีกลาง
กลุ่มงานการเงินและการบัญชี

อายุ: 46 ปี

คุณวุฒิการศึกษา/การอบรม:

- พานิชยศาสตร์มหาบัณฑิต (การเงินและการธนาคาร) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ประสบการณ์ทำงาน:

2553-ปัจจุบัน ผู้จัดการอาวุโส ฝ่ายบัญชีกลาง
2551-2553 ผู้จัดการ ฝ่ายบัญชีกลาง
2550-2551 ผู้จัดการ ฝ่ายบัญชีโครงการ
2547-2550 ผู้จัดการ ฝ่ายการเงินและบริหารทั่วไป
โครงการเวียดนาม (ปฏิบัติงานสมทบ
Hoan Vu JOC ประเทศเวียดนาม)

สัดส่วนการถือหุ้นบริษัท: ร้อยละ 0.002277 (75,600 หุ้น)

Ms. Jaroonsri Wankertphon

Vice President, Corporate Accounting Department
Finance and Accounting Group

Age: 46

Education/Training:

- M.Sc. (Financial Accounting), Thammasat University

Working Experiences:

2010-Present Vice President, Corporate Accounting Department
2008-2010 Manager, Corporate Accounting Department
2007-2008 Manager, Project Accounting Department
2004-2007 Finance and Administration Manager, Seconded to Hoan Vu JOC , Vietnam

% of shareholding: 0.002277% (75,600 shares)

1. บริษัทย่อย: ณ วันที่ 31 มกราคม 2555 ปตท.สผ. มี
บริษัทย่อย จำนวน 52 แห่ง

1. **Subsidiary:** As of January 31, 2012, there are
52 subsidiaries.

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ Name	บริษัทย่อย Subsidiaries												
		ปตท.สผ.อ. / PTTEPI	ปตท.สผ.ส. / PTTEPS	พีทีทีเอส เซอร์วิส / PTTEP Services	ปตท.สผ. อินดามัน / PTTEPA	ออเรนจ์ / Orange	PTTEP MEA	PTTEPO	PTTEP HV	PTTEP HL	PTTEP KV	PTTEP SV	PTTEPH	ATL
														PTTEP AG
1.	นายอัสภากร ลิ้มปิติ Mr. Asdakorn Limpiti	/						/						
2.	นายประพัฒน์ โสภณพงศ์พิพัฒน์ Mr. Prapat Soponpongpiat	/												
3.	นายไพโรจน์ แรงผลสัมฤทธิ์ Mr. Pairoj Rangponsumrit		/		/	/								
4.	นายกิตติศักดิ์ หิรัญญะประทีป Mr. Kittisak Hiranyaprathip		/											
5.	นายกิตินันท์ แมนเลขา Mr. Kitinan Manlekha			/										
6.	นายสมเกียรติ จันทร์มหา Mr. Somkiet Janmaha				/					/				
7.	นางประณต ทิราสัย Ms. Pranot Tirasai					/								
8.	นายปิยะ สุขุมภาณุเมศร์ Mr. Piya Sukhump anumet					/								
9.	นายโอวาส จิโนรส Mr. Owas Chinoroje						/							/
10.	นายปรีชา เพิ่มวัฒนชัย Mr. Preecha Peomwattanachai						/					/		
11.	นางสุจิตรา สุวรรณสินธุ์ Ms. Suchitra Suwansinpan							/					/	
12.	นายสมพร ว่องวุฒิพรชัย Mr. Somporn Vongvuthipornchai								/					
13.	นายสุรชัย ธนสมบุญกิจ Mr. Surachai Tanasomboonkit								/		/			
14.	นายวันชัย มหาสุวรรณชัย Mr. Wanchai Mahasuwannachai									/				
15.	นายปิยะ วิจิตรจรรยา Mr. Piya Wichitchanya										/	/		

หมายเหตุ 1. / : กรรมการ

Remarks 1. / : Director

X : ประธานกรรมการ

X : Chairman

/// : กรรมการบริหาร

/// : Executive Director

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ Name	บริษัทย่อย Subsidiaries													
		ปตท.สผ.อ. / PTTEPI	ปตท.สผ.ส. / PTTEPS	ปตท.สผ.ซีเอส / PTTEP Services	ปตท.สผ. อินดามัน / PTTEPA	ออเรนจ์ / Orange	PTTEP MEA	PTTEPO	PTTEP HV	PTTEP HL	PTTEP KV	PTTEP SV	PTTEPH	ATL	PTTEP AG
16.	นายยงยศ ครองพานิชย์ Mr. Yongyos Krongphanich												/		
17.	นายประพัฒน์ โสภณพงค์พิพัฒน์ Mr. Prapat Soponpongpipat													/	
18.	นายกนก อินทรวิจิตร Mr. Kanok Intharawijitr													/	
19.	นายพงศธร ทวีสิน Mr. Phongsthorn Thavisin														/

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ Name	บริษัทย่อย Subsidiaries													
		PTTEP OM	PTTEP IH	PTTEP SA	PTTEP ID	PTTEP EG	PTTEP BD	PTTEP NZ	PTTEP SVPC	PTTEP IR	PTTEP BH	JV Marine	JV Shore Base	PTTEP FH	PTTEP NL
1.	นายสมเกียรติ จันทร์มหา Mr. Somkiet Janmaha	/													
2.	นายมนตรี ลาวัลย์ชัยกุล Mr. Montri Rawanchaikul	/													
3.	นางสุจิตรา สุวรรณสินพันธุ์ Ms. Suchitra Suwansinpan		/												
4.	นายอนันท์ ชลขวลิต Mr. Anun Chonchawalit		/												
5.	นายสมชาย มโนินิเวศ Mr. Somchai Manopinives			/											
6.	นายกนก อินทรวิจิตร Mr. Kanok Intharawijiitr			/											

หมายเหตุ 1. / : กรรมการ

X : ประธานกรรมการ

/// : กรรมการบริหาร

Remarks 1. / : Director

X : Chairman

/// : Executive Director

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ Name	บริษัทย่อย Subsidiaries													
		PTTEP OM	PTTEP IH	PTTEP SA	PTTEP ID	PTTEP EG	PTTEP BD	PTTEP NZ	PTTEP SVPC	PTTEP IR	PTTEP BH	JV Marine	JV Shore Base	PTTEP FH	PTTEP NL
7.	นายวรานนท์ หล้าพระบาง Mr. Waranon Laprabang				/					/		/			
8.	นายธีรพล พูนศิริ Mr. Terapol Phoonsiri				/										
9.	น.ส. พรทิพย์ อุยะกุล Ms. Pornthip Uyakul					/	/	/							
10.	นายโอวาส จิโนรส Mr. Owas Chinoroje					/									
11.	น.ส. จรูญศรี วันเกิดผล Ms. Jaroonsri Wankertphon						/								
12.	นายปรีชา เพ็ญวัฒนชัย Mr. Preecha Peomwattanachai							/							
13.	นายปฤษฎาพันธ์ พจนปรีชา Mr. Prisdapunt Pojanapreecha								/						
14.	นายสุรชัย ธนสมบุญกิจ Mr. Surachai Tanasomboonkit								/						
15.	นายขจร ภาสะวณิช Mr. Khajohn Bhasavanija									/	/				
16.	นายชุมพล ไรจนจันทร์ Mr. Chumpol Rojanachan										/				
17.	นายปิยะ สุขุมภาณุเมศร์ Mr. Piya Sukhumpanumet											/	/		
18.	นายสุรพงษ์ เอี่ยมจุฬา Mr. Suraphong Iamchula												/		
19.	นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ Mr. Anon Sirisaengtaksin													/	
20.	นายอัษฎากร ลัมปิติ Mr. Asdakorn Limpiti													/	
21.	นายพงศธร ทวีสิน Mr. Phongsthor Thavisin													/	
22.	นายอนันท์ ชลขวลิต Mr. Anun Chonchawalit														/
23.	นายธีรศักดิ์ ตันเจริญลาภ Mr. Theerasak Tancharoenlarp														/

หมายเหตุ 1. / : กรรมการ

X : ประธานกรรมการ

/// : กรรมการบริหาร

Remarks 1. / : Director

X : Chairman

/// : Executive Director

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ Name	บริษัทย่อย Subsidiaries										
		PTTEP NC	PTTEPR	PTTEP SAER	PTTEP CIF	PTTEP CA	PTTEP SMD	PTTEP SS	PTTEP SD	PTTEP ML	PTTEPB	PTTEP SM
1.	นายโยธิน ทองเป็นใหญ่ Mr. Yothin Tongpenyai	/			/	/						
2.	Ms. Elenora Jongsma	/										
3.	Orangefield Trust (Netherlands) B.V.	/										
4.	นางชนมาศ ศาสสนันท์ Ms. Chanamas Sasnanand		/	/							/	
5.	นายอนันท์ ชลขวลิต Mr. Anun Chonchawalit		/									
6.	นายโอวาส จิโนรส Mr. Owas Chinoroje			/								
7.	น.ส. เพ็ญจันทร์ จริเกษม Ms. Penchun Jarikasem				/							
8.	Mr. Michael Laffin				/	/						
9.	นางธัญพร วังวสุ Ms. Thanyaporn Vangvasu					/	/					
10.	นายธีรพล พูนศิริ Mr. Terapol Phoonsiri						/			/		/
11.	นายนาวิ อนันต์รักสกุล Mr. Nawee Anantraksakul						/	/				
12.	นายสมชาย มโนนิเวศ Mr. Somchai Manopinives							/	/			
13.	น.ส. จรูญศรี วันเกิดผล Ms. Jaroonsri Wankertphon								/			
14.	นายชุมพล ไรจันจันทร์ Mr. Chumpol Rojanachan											/

หมายเหตุ 1. / : กรรมการ

X : ประธานกรรมการ

/// : กรรมการบริหาร

Remarks 1. / : Director

X : Chairman

/// : Executive Director

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ Name	บริษัทย่อย Subsidiaries												
		PTTEP AU	PTTEP AP	PTTEP AA	PTTEP AO	PTTEP AB	PTTEP AT	PTTEP AIF	PTTEP AAF	PTTEP AAP	PTTEP AAT	PTTEP AAO	PTTEP AAA	PTTEP AAS
1.	นายสมพร วงศ์วุฒิพรชัย Mr. Somporn Vongvuthipornchai	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
2.	นายเฉลิมเกียรติ ทองเถาว์ Mr. Chalermkiat Tongtaow	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
3.	Mr. Ken Fitzpatrick	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
4.	น.ส. เพ็ญจันทร์ จริเกษม Ms. Panchun Jarikasem							x						

หมายเหตุ 1. / : กรรมการ X : ประธานกรรมการ /// : กรรมการบริหาร
Remarks 1. / : Director X : Chairman /// : Executive Director

2. บริษัทร่วม: ณ วันที่ 31 มกราคม 2555 ปตท.สผ.
มีบริษัทร่วม จำนวน 17 แห่ง

2. Associated Company: As of January 31, 2012,
there are 17 associated companies.

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ (เฉพาะกรรมการผู้บริหาร และ พนักงานกลุ่ม ปตท.สผ.) Name (only Director, management and employee of PTTEP Group)	บริษัทร่วม Associated Companies										
		เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์ / Energy Complex	พีทีที ไอซีที / PTT ICT	บี 8/32 พาร์ทเนอร์ / B 8/32 Partners	MGTC	CPOC	Shoreair	Troughton Island	Erawan FSO 2 Bahamas	PTT FLNG	LAL	NST Supply Base
1.	นายอัษฎากร ลิมปิติ Mr. Asdakorn Limpiti	/							/			
2.	นางประณต ทิราสัย Ms. Pranot Tirasai	/		/								
3.	น.ส. เพ็ญจันทร์ จริเกษม Ms. Penchun Jarikasem	/	/									
4.	นายสุรพงษ์ เขี่ยมจุฬา Mr. Suraphong Iamchula			/		/						
5.	นายกนก อินทรวิจิตร Mr. Kanok Intharawijitr				/							
6.	นางนาถฤดี โสสิตาภัย Ms. Natruedee Khositaphai				/*							

ที่ No.	รายชื่อกรรมการ (เฉพาะกรรมการผู้บริหาร และ พนักงานกลุ่ม ปตท.สผ.) Name (only Director, management and employee of PTTEP Group)	บริษัทร่วม Associated Companies									
		เดนเนอรัย คอมเพล็กซ์ / Energy Complex	พีทีที ไอที / PTT ICT	บี 8/32 พาร์ทเนอร์ / B 8/32 Partners	MGTC	CPOC	Shoreair	Troughton Island	Erawan FSO 2 Bahamas	PTT FLNG	LAL NST Supply Base
7.	นายปฤษดาพันธ์ พจนปรีชา Mr. Prisdapunt Pojanapreecha					/					
8.	Mr. Andy Jacob						/	/			
9.	นายปิยะ สุขุมภาณุเมศร์ Mr. Piya Sukhumpanumet								/**		/
10.	นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ Mr. Anon Sirisaengtaxin									/	
11.	นายพงศธร ทวีสิน Mr. Phongsthor Thavisin									/	
12.	นายโยธิน ทองเป็นใหญ่ Mr. Yothin Tongpenyai										/
13.	นายไพโรจน์ สมุทธนันท์ Mr. Piroj Samutthanont										/

* Alternate Director **ดำรงตำแหน่ง Vice President ด้วยอีกตำแหน่งหนึ่ง

* Alternate Director **Assume the Vice President as addition position.

- หมายเหตุ 1. / : กรรมการ X : ประธานกรรมการ /// : กรรมการบริหาร
2. มี 6 บริษัท ไม่มีกรรมการที่เป็นตัวแทนของ ปตท.สผ. ได้แก่
- (1) TPC และ Asia Pacific Marine Service กำกับดูแลโดยผ่านการประชุมผู้ถือหุ้น
 - (2) HV JOC และ HL JOC กำกับดูแลโดยผ่านทาง Management Committee (MC) ซึ่ง ปตท.สผ. มีนายประพัฒน์ โสภณพศ์พิพัฒน์ เป็น Member และนายสุรชัย ธนสมบุญกิจ เป็น Alternate Member
 - (3) GBRS กำกับดูแลโดยผ่านทาง MC ซึ่ง ปตท.สผ. มี นายประพัฒน์ โสภณพศ์พิพัฒน์ เป็น Member และนายโอวาส จิโนรส เป็น Alternate Member
 - (4) KKD Oil Sands (เดิมชื่อ SCP) กำกับดูแลโดยผ่านทาง MC ซึ่ง ปตท.สผ. มีนายอัษฎากร ลิมปิทิ นายพงศธร ทวีสิน และ นายโยธิน ทองเป็นใหญ่ เป็น Member

- Remarks 1. / : Director X : Chairman /// : Executive Director
2. The other 6 associated companies have no director from PTTEP which are:
- (1) TPC and Asia Pacific Marine Service are governed through shareholders' meetings.
 - (2) HV JOC and HL JOC are governed by Management Committee (MC), of which PTTEP's representative is Mr. Prapat Soponpongpiat as Member, with Mr. Surachai Tanasomboonkit as Alternate Member.
 - (3) GBRS is governed by MC, of which PTTEP's representative is Mr. Prapat Soponpongpiat as Member, with Mr. Owat Chinoarjo as Alternate Member.
 - (4) KKD Oil Sands (Formerly, SCP) is governed by MC, of which PTTEP's representatives are Mr. Asdakorn Limpiti, Mr. Phongsthor Thavisin and Mr. Yothin Tongpenyai as Member.

ค่าตอบแทนของผู้สอบบัญชี

ค่าตอบแทนจากการสอบบัญชี

ในรอบปีบัญชี 2554 ที่ผ่านมา บริษัทและบริษัทย่อยทั้งในและต่างประเทศ มีค่าตอบแทนการสอบบัญชีให้แก่ สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน (สตง.) และสำนักงานสอบบัญชีอื่นๆ เป็นจำนวนเงินรวมทั้งสิ้น 0.8 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ค่าบริการอื่น (non-audit fee)

บริษัทจ่ายค่าตอบแทนของงานบริการอื่นให้แก่สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน (สตง.) มีจำนวนเงินรวม 0.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เป็นค่าธรรมเนียมในการจัดทำ Letter of Comfort เพื่อประกอบการออกหนังสือชี้ชวนในการจัดจำหน่ายหุ้นกู้ของบริษัท

สรุปรายงานการตรวจสอบบัญชีในระยะเวลา 3 ปีที่ผ่านมา (ปี 2552-2554)

สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินได้แสดงความเห็นในรายงานการตรวจสอบต่อการเงินรวมของ ปตท.สผ. อย่างไม่มีเงื่อนไขตลอดระยะเวลา 3 ปีที่ผ่านมา

Auditor fee

Audit fee

For the year 2011, PTTEP and its subsidiaries, both domestic and overseas have an Audit fee with the Office of the Auditor General and other Audit firms, totaling an amount of 0.8 million USD.

Non-Audit fee

In addition, for the year 2011, PTTEP paid a non-audit services fee to the Office of The Auditor General totaling 0.5 million USD. This fee is charged for the preparation of a Letter of Comfort for the Offering Memorandum for international bond issuance.

Summary of the Auditors' Report for the past 3 years (2009-2011)

The Office of the Auditor General expressed clean opinion in the Auditors' Report on the PTTEP consolidated financial statements for the past 3 years.

BBL	barrel	บาร์เรล
BOE	barrel of oil equivalent	บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
BOED	barrel of oil equivalent per day	บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน
BPD	barrel per day	บาร์เรลต่อวัน
BSCF*	billion standard cubic feet	พันล้านลูกบาศก์ฟุต
CNG ¹	compressed natural gas	ก๊าซธรรมชาติอัดเหลว
DCQ	Daily Contract Quantity	ปริมาณการผลิตต่อวันตามสัญญาซื้อขาย
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas	เรือผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว
GSA	Gas Sale Agreement	สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
HOA	Heads of Agreement	สัญญาข้อตกลงเบื้องต้น
KBD	Thousand barrels per day	1,000 บาร์เรลต่อวัน
LNG ²	liquefied natural gas	ก๊าซธรรมชาติเหลว
LPG	liquefied petroleum gas	ก๊าซหุงต้ม/ก๊าซแอลพีจี
MMBOE	million barrels of oil equivalent	ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
MMBPD	million barrels per day	ล้านบาร์เรลต่อวัน
MMSCF*	million standard cubic feet	ล้านลูกบาศก์ฟุต
MMSCFD*	million standard cubic feet per day	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
MMSTB*	million stock-tank barrels	ล้านบาร์เรล
MMSTBD*	million stock-tank barrels per day	ล้านบาร์เรลต่อวัน
NGV	natural gas for vehicles	ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์/ก๊าซเอ็นจีวี
STB*	stock-tank barrel	บาร์เรล
STBD*	stock-tank barrel per day	บาร์เรลต่อวัน
TCF	trillion cubic feet	ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต
TPD	ton per day	ตันต่อวัน

* ณ 60 องศาฟาเรนไฮต์ 1 บรรยากาศ

Referring to gas and oil at standard condition, 60°F and 1 atmosphere (ATM)

¹ ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เป็นของเหลวโดยการเพิ่มความดัน

Natural gas liquefied by increasing pressure

² ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เป็นของเหลวโดยการลดอุณหภูมิ

Natural gas liquefied by decreasing temperature



บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคาร A ชั้น 6 และชั้น 19-36

เลขที่ 555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร

เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900

โทรศัพท์ 0 2537 4000 โทรสาร 0 2537 4444

PTT Exploration and Production Public Company Limited

Energy Complex Building A, 6th Floor & 19th - 36th Floor

555/1 Vibhavadi Rangsit Road, Chatuchak

Bangkok 10900, Thailand

Tel. 66 (0) 2537 4000 Fax. 66 (0) 2537 4444

Challenge

ความเปลี่ยนแปลงในวันนี้... สู่วันหน้าที่ท้าทาย

FINANCIAL STATEMENTS 2011

รายงานงบการเงิน
ประจำปี 2554



สารบัญ Contents

รายงานความรับผิดชอบของคณะกรรมการต่อรายงานทางการเงิน (ภาษาไทย)	2
Report of Board of Directors' Responsibilities (Thai version)	
รายงานของผู้อนุมัติ (ภาษาไทย)	3
Auditor's Review Report (Thai version)	
งบการเงิน และหมายเหตุประกอบงบการเงิน (ภาษาไทย)	4
Financial Statements and Notes to Financial Statements (Thai version)	
ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ภาษาไทย)	105
Supplemental Information on Petroleum Exploration and Production Activities (Thai version)	
รายงานความรับผิดชอบของคณะกรรมการต่อรายงานทางการเงิน (ภาษาอังกฤษ)	114
Report of Board of Directors' Responsibilities (English version)	
รายงานของผู้อนุมัติ (ภาษาอังกฤษ)	115
Auditor's Review Report (English version)	
งบการเงิน และหมายเหตุประกอบงบการเงิน (ภาษาอังกฤษ)	116
Financial Statements and Notes to Financial Statements (English version)	
ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ภาษาอังกฤษ)	217
Supplemental Information on Petroleum Exploration and Production Activities (English version)	

งบการเงินประจำปี 2554

Financial Statements 2011

(Thai Version)



งบการเงินของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย ที่นำมาจัดทำงบการเงินรวมได้จัดทำขึ้นตามหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไป ภายใต้พระราชบัญญัติการบัญชี พ.ศ. 2543 ซึ่งหมายถึงมาตรฐานการบัญชีที่ออกภายใต้พระราชบัญญัติวิชาชีพ พ.ศ. 2547 รวมถึงการตีความและแนวปฏิบัติทางการบัญชีที่ประกาศใช้โดยสภาวิชาชีพบัญชี และตามข้อกำหนดของคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ว่าด้วยการจัดทำและนำเสนอรายงานทางการเงินภายใต้พระราชบัญญัติหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ พ.ศ. 2535

คณะกรรมการรับผิดชอบต่อรายงานทางการเงินของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อยที่จัดทำขึ้นเพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าได้แสดงฐานะการเงิน รายได้และค่าใช้จ่ายและกระแสเงินสดรวมที่เป็นจริงและสมเหตุสมผล โดยได้จัดให้มีการบันทึกข้อมูลทางบัญชีที่ถูกต้องครบถ้วนเพียงพอที่รักษาไว้ซึ่งทรัพย์สิน รวมทั้งการป้องกันทุจริตและการดำเนินการที่ผิดปกติ และในการจัดทำรายงานทางการเงิน ได้มีการพิจารณาเลือกใช้นโยบายบัญชีที่เหมาะสมและถือปฏิบัติโดยสม่ำเสมอและเป็นไปตามมาตรฐานการบัญชีที่รับรองโดยทั่วไป รวมทั้งได้มีการเปิดเผยข้อมูลสำคัญอย่างเพียงพอในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ซึ่งผู้สอบบัญชีได้แสดงความเห็นต่องบการเงินของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อยในรายงานของผู้สอบบัญชี


(นายณณकुณ สิทธิพงศ์)
ประธานกรรมการ


(นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ)
ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่

เสนอ ผู้ถือหุ้นบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินได้ตรวจสอบงบแสดงฐานะการเงินรวมและงบแสดงฐานะการเงินเฉพาะบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 (ปรับปรุงใหม่) งบกำไรขาดทุนรวมและงบกำไรขาดทุนเฉพาะบริษัท งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวมและงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จเฉพาะบริษัท งบแสดงการเปลี่ยนแปลงส่วนของผู้ถือหุ้นรวมและงบแสดงการเปลี่ยนแปลงส่วนของผู้ถือหุ้นเฉพาะบริษัท และงบกระแสเงินสดรวมและงบกระแสเงินสดเฉพาะบริษัท สำหรับปีสิ้นสุดวันเดียวกันของแต่ละปีของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อยและของเฉพาะบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ตามลำดับ ที่นำเสนอในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาและสกุลเงินบาท ซึ่งผู้บริหารของบริษัทเป็นผู้รับผิดชอบต่อความถูกต้องและครบถ้วนของข้อมูลในงบการเงินเหล่านี้ ส่วนสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินเป็นผู้รับผิดชอบในการแสดงความเห็นต่องบการเงินดังกล่าวจากผลการตรวจสอบของสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินได้ตรวจสอบงบการเงินของบริษัทย่อยบางบริษัทและไม่ได้ตรวจสอบรายงานค่าใช้จ่ายของโครงการร่วมทุนระหว่างบริษัทและบริษัทย่อยกับบริษัทอื่นบางโครงการ ซึ่งรวมอยู่ในงบการเงินรวม งบการเงินของบริษัทย่อยและรายงานค่าใช้จ่ายของโครงการร่วมทุนดังกล่าวแสดงยอดสินทรัพย์หนี้สินและค่าใช้จ่ายงวดปี 2554 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 71.57 23.05 และ 72.35 ตามลำดับ และงวดปี 2553 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 65.92 17.62 และ 37.85 ตามลำดับ นอกจากนี้รายงานค่าใช้จ่ายของโครงการร่วมทุนแสดงยอดสินทรัพย์หนี้สินและค่าใช้จ่ายงวดปี 2554 รวมอยู่ในงบการเงินเฉพาะบริษัท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 34.75 5.16 และ 30.32 ตามลำดับ และงวดปี 2553 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35.32 4.96 และ 31.71 ตามลำดับ งบการเงินของบริษัทย่อยและรายงานค่าใช้จ่ายของโครงการร่วมทุนดังกล่าวตรวจสอบโดยผู้สอบบัญชีอื่นโดยสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินได้รับรายงานของผู้สอบบัญชีนั้นและความเห็นของสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินในส่วนที่เกี่ยวข้องกับจำนวนเงินของรายการต่างๆ ของบริษัทย่อยและโครงการร่วมทุนดังกล่าว ซึ่งรวมอยู่ในงบการเงินรวมและงบการเงินเฉพาะบริษัทได้ถือตามรายงานของผู้สอบบัญชีอื่น

สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินได้ปฏิบัติงานตรวจสอบตามมาตรฐานการสอบบัญชีที่รับรองทั่วไป ซึ่งกำหนดให้สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินต้องวางแผนและปฏิบัติงานเพื่อให้ได้ความเชื่อมั่นอย่างมีเหตุผลว่า งบการเงินแสดงข้อมูลที่ขัดต่อข้อเท็จจริงอันเป็นสาระสำคัญหรือไม่ การตรวจสอบรวมถึงการใช้วิธีการทดสอบหลักฐานประกอบรายการทั้งที่เป็นจำนวนเงินและการเปิดเผยข้อมูลในงบการเงิน การประเมินความเหมาะสมของหลักการบัญชีที่บริษัทใช้และประมาณการเกี่ยวกับรายการทางการเงินที่เป็นสาระสำคัญ ซึ่งผู้บริหารเป็นผู้จัดทำขึ้น ตลอดจนการประเมินถึงความเหมาะสมของการแสดงรายการที่นำเสนอในงบการเงินโดยรวม สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินเชื่อว่าการตรวจสอบดังกล่าวประกอบกับรายงานของผู้สอบบัญชีอื่นที่กล่าวถึงในวรรคแรกให้ข้อสรุปที่เป็นเกณฑ์อย่างเหมาะสมในการแสดงความเห็นของสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน

จากผลการตรวจสอบของสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินและรายงานของผู้สอบบัญชีอื่น สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดินเห็นว่า งบการเงินรวมและงบการเงินเฉพาะบริษัทข้างต้นนี้แสดงฐานะการเงินรวม และฐานะการเงินเฉพาะบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 (ปรับปรุงใหม่) ผลการดำเนินงานรวมและผลการดำเนินงานเฉพาะบริษัทและกระแสเงินสดรวมและกระแสเงินสดเฉพาะบริษัท สำหรับปีสิ้นสุดวันเดียวกันของแต่ละปีของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อยและของเฉพาะบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ตามลำดับในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาและสกุลเงินบาท โดยถูกต้องตามที่ควรในสาระสำคัญตามหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไป

โดยมิได้เป็นการแสดงความเห็นอย่างมีเงื่อนไขต่องบการเงินข้างต้น สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน ขอให้สังเกตหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 4.1.1 4.1.2 4.1.4 และ 4.1.5 ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย ได้นำมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 เรื่อง ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศมาใช้ปฏิบัติก่อนวันที่มีผลบังคับใช้ (รอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2556) และกำหนดให้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานและนำเสนองบการเงินในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาและสกุลเงินบาท นอกจากนี้บริษัทได้นำมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 เรื่อง การรับรู้และการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงินมาใช้ปฏิบัติ ซึ่งผลกระทบจากการใช้มาตรฐานการบัญชีทั้งสองฉบับดังกล่าวได้อธิบายไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินที่กล่าวถึงข้างต้น



(นางสาวพวงชนา จริยะจินดา)

ผู้ตรวจเงินแผ่นดิน 1



(นางดวงพร หมีนุช)

ผู้อำนวยการสำนัก

งบแสดงฐานะการเงิน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินรวม

		หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
หมายเหตุ		2554	2553	2554	2553
			(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
สินทรัพย์					
สินทรัพย์หมุนเวียน					
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	8	1,350,529,553	1,979,477,802	42,799,902,166	59,683,829,065
ลูกหนี้บริษัทใหญ่	9	484,200,308	328,153,381	15,344,888,772	9,894,251,033
ลูกหนี้การค้า	10	150,154,941	61,341,512	4,758,590,271	1,849,526,332
ลูกหนี้อื่น	11	201,896,882	58,669,329	6,398,354,465	1,768,956,531
สินค้าคงเหลือ		17,360,176	18,455,833	550,164,826	556,467,372
พัสดุดังเหลือ-สุทธิ	12	271,130,269	239,295,180	8,592,443,590	7,215,060,758
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น					
ลูกหนี้จากการร่วมทุน		43,557,383	30,347,907	1,380,385,765	915,028,856
ดอกเบี้ยค้างรับ		1,376,819	178,293	43,633,057	5,375,766
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นๆ	13	217,592,694	92,210,460	6,895,773,598	2,780,265,219
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		2,737,799,025	2,808,129,697	86,764,136,510	84,668,760,932
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน					
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	15.4	26,923,262	24,601,099	853,230,480	741,755,119
เงินลงทุนในบริษัทย่อย		-	-	-	-
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	14.2	18,485,368	19,695,048	585,823,494	593,831,291
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์-สุทธิ	16, 17	9,300,911,875	6,794,616,716	294,757,058,393	204,866,526,980
ค่าความนิยม	18	329,695,073	7,313,807	10,448,432,503	220,520,797
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน-สุทธิ	19	1,136,554,494	183,187,074	36,018,775,784	5,523,328,434
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	20.2	510,603,298	469,797,217	16,181,631,225	14,164,996,823
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น					
ค่าใช้จ่ายล่วงหน้า	21	32,787,786	3,443,399	1,039,084,290	103,822,953
เงินมัดจำสำหรับการซื้อหุ้นส่วน		-	342,000,000	-	10,311,744,600
ค่าตอบแทนตามสัญญาการตัดบัญชี		25,373,664	27,126,425	804,121,869	817,896,980
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	22	6,152,097	7,327,950	194,967,328	220,947,207
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ	23	6,146,157	6,506,721	194,779,094	196,186,114
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		11,393,633,074	7,885,615,456	361,077,904,460	237,761,557,298
รวมสินทรัพย์		14,131,432,099	10,693,745,153	447,842,040,970	322,430,318,230

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้



(นายอนนต์ สิริแสงทักษิณ)

ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่



(นายยงยศ ครองพาณิชย์)

ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานบัญชี

งบแสดงฐานะการเงิน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

5

งบการเงินรวม

หมายเหตุ	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
หนี้สินและส่วนของผู้ออกหุ้น				
หนี้สินหมุนเวียน				
เงินกู้ยืมระยะสั้น	24	315,545,000	263,501,565	9,999,999,704
เจ้าหนี้การค้า		72,995,698	67,420,231	2,313,321,265
ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	24	687,772,029	-	21,796,320,923
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน		35,665,289	33,417,628	1,130,275,802
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย		995,314,234	603,160,544	31,542,702,448
ดอกเบี้ยค้างจ่าย		29,583,190	18,311,896	937,526,785
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย		802,476,294	738,359,183	25,431,436,741
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	22	46,419,035	976,135	1,471,074,934
ประมาณการหนี้สินระยะสั้น	25	75,771,581	130,448,693	2,401,292,309
หนี้สินหมุนเวียนอื่น		78,254,792	68,467,243	2,479,988,280
รวมหนี้สินหมุนเวียน		3,139,797,142	1,924,063,118	99,503,939,191
หนี้สินไม่หมุนเวียน				
หุ้นกู้	24	2,251,986,616	2,319,409,748	71,368,158,255
เงินกู้ยืมระยะยาว	24	617,860,511	-	19,580,741,015
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	20.2	918,665,924	199,034,730	29,113,625,520
ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน	26	62,462,916	51,744,188	1,979,524,765
ประมาณการหนี้สินค่ารั้งถอนอุปกรณ์การผลิต	27	703,997,864	725,804,399	22,310,537,096
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น				
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	22	46,831,567	-	1,484,148,559
รายได้รอการรับรู้	28	36,371,103	47,721,873	1,152,643,891
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นๆ		41,795,496	17,929,674	1,324,549,447
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		4,679,971,997	3,361,644,612	148,313,928,548
รวมหนี้สิน		7,819,769,139	5,285,707,730	247,817,867,739
ส่วนของผู้ถือหุ้น				
ทุนเรือนหุ้น	30			
ทุนจดทะเบียน				
หุ้นสามัญ 3,322,000,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท			3,322,000,000	3,322,000,000
ทุนที่ออกและชำระแล้ว				
หุ้นสามัญ 3,319,985,400 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท		129,475,062	-	3,319,985,400
หุ้นสามัญ 3,317,447,600 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท		-	129,391,187	-
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น		469,655,446	462,089,883	14,411,841,900
กำไรสะสม				
จัดสรรแล้ว				
สำรองตามกฎหมาย		12,963,632	12,963,632	332,200,000
สำรองเพื่อขยายงาน		431,231,212	431,231,212	16,900,000,000
ยังไม่ได้จัดสรร		5,254,384,351	4,345,041,133	179,146,315,584
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น		13,953,257	27,320,376	(14,086,169,653)
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น		6,311,662,960	5,408,037,423	200,024,173,231
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น		14,131,432,099	10,693,745,153	447,842,040,970
				322,430,318,230

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบแสดงฐานะการเงิน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หมายเหตุ	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
สินทรัพย์				
สินทรัพย์หมุนเวียน				
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	8	744,934,786	1,443,127,146	23,607,877,304
ลูกหนี้บริษัทใหญ่	9	292,942,319	208,253,921	9,283,693,613
ลูกหนี้การค้า	10	2,452,697	2,601,846	77,728,928
ลูกหนี้อื่น		23,264,914	25,705,821	737,293,049
สินค้าคงเหลือ		2,433,076	3,874,651	77,107,092
พัสดุดังเหลือ-สุทธิ	12	106,292,983	96,736,503	3,368,552,169
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น				
ลูกหนี้จากการร่วมทุน		1,514,304	376,729	47,990,097
ดอกเบี้ยค้างรับ		4,897,957	7,189,858	155,222,129
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นๆ		26,195,222	32,377,293	830,158,034
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		1,204,928,258	1,820,243,768	38,185,622,415
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน				
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	15.4	25,577,427	25,577,427	810,579,368
เงินลงทุนในบริษัทย่อย	15.3	616,235,970	616,185,970	19,529,257,373
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	14.2	3,101,453,770	2,021,105,859	98,288,791,696
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์-สุทธิ	16, 17	2,884,955,883	2,720,671,158	91,427,713,871
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน-สุทธิ	19	41,649,920	8,838,709	1,319,935,944
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	20.2	21,284,916	17,159,748	674,544,530
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น				
ค่าใช้จ่ายล่วงหน้า		-	16,301	-
ค่าตอบแทนตามสัญญาการตัดบัญชี		25,373,664	27,126,425	804,121,869
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	22	6,152,097	7,327,950	194,967,329
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ	23	3,647,167	4,211,525	115,583,107
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		6,726,330,814	5,448,221,072	213,165,495,087
รวมสินทรัพย์		7,931,259,072	7,268,464,840	251,351,117,502

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบแสดงฐานะการเงิน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

7

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หมายเหตุ	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น				
หนี้สินหมุนเวียน				
เงินกู้ยืมระยะสั้น	24	315,545,000	263,501,565	9,999,999,704
เจ้าหนี้การค้า		22,099,114	6,742,777	700,347,455
ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่กำหนดชำระภายในหนึ่งปี	24	687,772,029	-	21,796,320,924
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน		-	20,607,111	-
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย		334,734,862	325,694,243	10,608,149,473
ดอกเบี้ยค้างจ่าย		7,148,298	5,532,918	226,538,145
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย		565,391,437	587,364,563	17,917,933,101
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	22	45,649,071	976,135	1,446,673,833
หนี้สินหมุนเวียนอื่น		31,351,736	42,341,659	993,574,122
รวมหนี้สินหมุนเวียน		2,009,691,547	1,252,760,971	63,689,536,757
หนี้สินไม่หมุนเวียน				
หุ้นกู้	24	858,843,414	1,625,309,719	27,217,778,392
เงินกู้ยืมระยะยาว	24	50,000,000	-	1,584,560,000
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	20.2	182,459,934	52,312,659	5,782,374,273
ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน	26	56,484,282	47,610,242	1,790,054,690
ประมาณการหนี้สินค่ารั้งถอนอุปกรณ์การผลิต	27	302,372,883	355,874,150	9,582,559,522
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น				
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	22	46,831,567	-	1,484,148,559
รายได้รอการรับรู้		104,082	-	3,298,502
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นๆ		9,386,505	7,728,992	297,469,577
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		1,506,482,667	2,088,835,762	47,742,243,515
รวมหนี้สิน		3,516,174,214	3,341,596,733	111,431,780,272
ส่วนของผู้ถือหุ้น				
ทุนเรือนหุ้น	30			
ทุนจดทะเบียน				
หุ้นสามัญ 3,322,000,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท			3,322,000,000	3,322,000,000
ทุนที่ออกและชำระแล้ว				
หุ้นสามัญ 3,319,985,400 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท		129,475,062	-	3,319,985,400
หุ้นสามัญ 3,317,447,600 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท		-	129,391,187	-
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น		469,655,446	462,089,883	14,411,841,900
กำไรสะสม				
จัดสรรแล้ว				
สำรองตามกฎหมาย		12,963,632	12,963,632	332,200,000
สำรองเพื่อขยายงาน		431,231,212	431,231,212	16,900,000,000
ยังไม่ได้จัดสรร		3,381,288,319	2,891,192,193	116,496,332,798
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น		(9,528,813)	-	(11,541,022,868)
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น		4,415,084,858	3,926,868,107	139,919,337,230
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น		7,931,259,072	7,268,464,840	251,351,117,502
				219,153,663,917

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของการงบการเงินนี้

งบกำไรขาดทุน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินรวม

		หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
หมายเหตุ		2554	2553	2554	2553
			(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
รายได้					
	รายได้จากการขาย	5,439,721,901	4,329,634,646	165,865,642,518	137,148,439,092
	รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	124,070,961	110,836,108	3,780,177,952	3,507,293,877
	รายได้อื่น				
	ดอกเบี้ยรับ	16,238,754	11,795,199	496,537,004	373,791,180
	รายได้อื่นๆ	105,060,676	79,505,135	3,232,558,114	2,476,912,902
	รวมรายได้	5,685,092,292	4,531,771,088	173,374,915,588	143,506,437,051
ค่าใช้จ่าย					
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	625,395,963	458,389,665	19,074,575,397	14,533,708,490
	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	216,889,961	86,924,462	6,615,168,228	2,721,147,164
	ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	257,408,534	192,464,993	7,882,051,543	6,049,901,433
	ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	31 645,468,178	525,328,854	19,677,859,793	16,634,772,865
	ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,117,346,113	1,017,341,662	34,054,530,568	32,303,802,025
	ค่าใช้จ่ายอื่น				
	ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	32 64,885,970	85,854,125	1,937,589,879	2,731,758,747
	ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งมอโนรารา	5,331,280	14,410,100	164,214,454	456,949,810
	ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	11,056,631	3,468,533	339,837,932	108,044,281
	ค่าตอบแทนผู้บริหาร	14.1 4,570,629	5,915,369	140,168,865	185,462,241
	ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	-	47,739,610	-	1,472,108,166
	ต้นทุนทางการเงิน	123,557,048	104,545,575	3,770,867,055	3,295,457,931
	รวมค่าใช้จ่าย	3,071,910,307	2,542,382,948	93,656,863,714	80,493,113,153
	ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	2,429,916	(1,347,534)	74,867,112	(45,833,801)
	กำไรก่อนภาษีเงินได้	2,615,611,901	1,988,040,606	79,792,918,986	62,967,490,097
	ภาษีเงินได้	20.1 (1,147,364,815)	(607,562,698)	(35,044,862,450)	(19,193,698,768)
	กำไรสำหรับปี	1,468,247,086	1,380,477,908	44,748,056,536	43,773,791,329
กำไรต่อหุ้น					
	กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	34 0.44	0.42	13.48	13.21
	กำไรต่อหุ้นปรับลด	0.44	0.42	13.48	13.20

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

9

งบการเงินรวม

กำไรสำหรับปี

กำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น

ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงิน

ผลขาดทุนจากเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด

ภาษีเงินได้เกี่ยวกับเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด

กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่นสำหรับปี-สุทธิจากภาษี

กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : บาท

2554	2553	2554	2553
	(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
1,468,247,086	1,380,477,908	44,748,056,536	43,773,791,329
(3,838,306)	86,053	9,381,621,009	(15,263,818,036)
(11,920,073)	-	(365,525,566)	-
2,391,260	-	74,139,682	-
(13,367,119)	86,053	9,090,235,125	(15,263,818,036)
1,454,879,967	1,380,563,961	53,838,291,661	28,509,973,293

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบกำไรขาดทุน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หมายเหตุ	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
รายได้				
รายได้จากการขาย	3,029,294,497	2,636,976,503	92,336,351,757	83,540,970,433
รายได้อื่น				
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	32	-	-	878,305,739
ดอกเบี้ยรับ	114,033,155	68,870,006	3,478,300,540	2,185,014,602
รายได้อื่นๆ	11,820,711	24,971,760	357,458,531	789,111,723
เงินปันผลรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	144,855,029	127,341,710	4,590,027,000	4,080,024,000
รวมรายได้	3,300,003,392	2,884,993,970	100,762,137,828	91,473,426,497
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	272,328,783	238,795,823	8,293,193,231	7,559,518,292
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	26,945,405	3,318,911	820,100,613	104,481,148
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	130,846,923	116,258,109	4,013,008,444	3,643,371,909
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	31	378,674,834	11,542,452,457	10,454,699,302
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	590,120,004	576,665,357	17,980,868,289	18,314,633,170
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	32	-	1,398,927,964	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	7,612,668	3,468,533	235,417,967	109,524,193
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	14.1	4,570,629	140,168,865	185,462,241
ต้นทุนทางการเงิน	75,179,189	76,987,034	2,291,217,666	2,438,563,185
รวมค่าใช้จ่าย	1,531,373,481	1,351,398,372	46,715,355,496	42,810,253,440
กำไรก่อนภาษีเงินได้	1,768,629,911	1,533,595,598	54,046,782,332	48,663,173,057
ภาษีเงินได้	20.1	(719,629,917)	(395,704,980)	(21,969,832,238)
กำไรสำหรับปี	1,048,999,994	1,137,890,618	32,076,950,094	36,103,308,494
กำไรต่อหุ้น	34			
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.32	0.34	9.66	10.89
กำไรต่อหุ้นปรับลด	0.32	0.34	9.66	10.89

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

11

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : บาท

กำไรสำหรับปี

กำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น

ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงิน

ผลขาดทุนจากเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด

ภาษีเงินได้เกี่ยวกับเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด

กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่นสำหรับปี-สุทธิจากภาษี

กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี

2554	2553	2554	2553
	(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
1,048,999,994	1,137,890,618	32,076,950,094	36,103,308,494
-	-	6,607,071,864	(10,925,391,209)
(11,920,073)	-	(365,525,566)	-
2,391,260	-	74,139,682	-
(9,528,813)	-	6,315,685,980	(10,925,391,209)
1,039,471,181	1,137,890,618	38,392,636,074	25,177,917,285

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบแสดงการเปลี่ยนแปลงส่วนของผู้ถือหุ้น

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินรวม

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
(ปรัปปรุงใหม่)

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม			องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น		รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน	ยังไม่ได้จัดสรร	การแปลงค่า งบการเงิน	การป้องกันความเสี่ยง กระแสเงินสด	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	129,238,169	449,598,000	12,963,632	431,231,212	3,342,461,643	27,234,323	-	4,392,726,979
	153,018	12,491,883	-	-	-	-	-	12,644,901
	-	-	-	-	1,380,477,908	86,053	-	1,380,563,961
	37	-	-	-	(377,898,418)	-	-	(377,898,418)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	4,345,041,133	27,320,376	-	5,408,037,423

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม			องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น		รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน	ยังไม่ได้จัดสรร	การแปลงค่า งบการเงิน	การป้องกันความเสี่ยง กระแสเงินสด	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	4,345,041,133	27,320,376	-	5,408,037,423
	83,875	7,565,563	-	-	-	-	-	7,649,438
	-	-	-	-	1,468,247,086	(3,838,306)	(9,528,813)	1,454,879,967
	37	-	-	-	(558,903,868)	-	-	(558,903,868)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	129,475,062	469,655,446	12,963,632	431,231,212	5,254,384,351	23,482,070	(9,528,813)	6,311,662,960

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบแสดงการเปลี่ยนแปลงส่วนของผู้ถือหุ้น (ต่อ)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินรวม

หน่วย : บาท
(ปรั้งรูปใหม่)

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม		องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น		รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน	ยังไม่ได้จัดสรร	การแปลงค่า งบการเงิน	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2553 ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงนโยบายการบัญชี ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	111,209,003,475	(2,537,667,138)	143,000,765,877
	-	-	-	-	8,954,181,740	(5,374,919,604)	3,579,262,136
ทุนเรือนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี เงินปันผลจ่าย	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	120,163,185,215	(7,912,586,742)	146,580,028,013
	4,886,900	398,263,500	-	-	-	-	403,150,400
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	-	-	-	-	43,773,791,329	(15,263,818,036)	28,509,973,293
	-	-	-	-	(12,433,792,965)	-	(12,433,792,965)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	151,503,183,579	(23,176,404,778)	163,059,358,741
	-	-	-	-	-	-	-

หน่วย : บาท

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม		องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน	การแปลงค่า งบการเงิน	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554 ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงนโยบายการบัญชี	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	(2,952,766,002)	172,293,999,003
	-	-	-	-	(20,223,638,776)	(9,234,640,262)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	(23,176,404,778)	163,059,358,741
	2,537,800	228,909,560	-	-	-	231,447,360
กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี เงินปันผลจ่าย	-	-	-	-	9,381,621,009	53,838,291,661
	-	-	-	-	(17,104,924,531)	(17,104,924,531)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	3,319,985,400	14,411,841,900	332,200,000	16,900,000,000	(13,794,783,769)	200,024,173,231
	-	-	-	-	(291,385,884)	(291,385,884)

หมายเหตุประกอบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบแสดงการเปลี่ยนแปลงส่วนของผู้ถือหุ้น

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
(ปรัปปรุงใหม่)

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม			องค์ประกอบอื่นของ ส่วนของผู้ถือหุ้น การป้องกันความเสี่ยง กระแสเงินสด	รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน	ยังไม่ได้จัดสรร		
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	129,238,169	449,598,000	12,963,632	431,231,212	2,131,199,993	-	3,154,231,006
	153,018	12,491,883	-	-	-	-	12,644,901
	-	-	-	-	1,137,890,618	-	1,137,890,618
	-	-	-	-	(377,898,418)	-	(377,898,418)
37							
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553							
	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	2,891,192,193	-	3,926,868,107

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม			องค์ประกอบอื่นของ ส่วนของผู้ถือหุ้น การป้องกันความเสี่ยง กระแสเงินสด	รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน	ยังไม่ได้จัดสรร		
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	2,891,192,193	-	3,926,868,107
	83,875	7,565,563	-	-	-	-	7,649,438
	-	-	-	-	1,048,999,994	(9,528,813)	1,039,471,181
	-	-	-	-	(558,903,868)	-	(558,903,868)
37							
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554							
	129,475,062	469,655,446	12,963,632	431,231,212	3,381,288,319	(9,528,813)	4,415,084,858

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบแสดงการเปลี่ยนแปลงส่วนของผู้ถือหุ้น (ต่อ)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หน่วย : บาท
(ปับป่งใหม่)

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม		องค์ประกอบอื่นของผู้ถือหุ้น		รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน	ยังไม่ได้จัดสรร	การแปลงค่า งบการเงิน	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2553 ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงนโยบายการบัญชี	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	74,837,319,358	-	109,166,748,898
	-	-	-	-	3,017,472,348	(6,931,317,639)	(3,913,845,291)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2553 ทุนเรือนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	77,854,791,706	(6,931,317,639)	105,252,903,607
	4,886,900	398,263,500	-	-	-	-	403,150,400
กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี	-	-	-	-	36,103,308,494	(10,925,391,209)	25,177,917,285
	-	-	-	-	(12,433,792,965)	-	(12,433,792,965)
37	-	-	-	-	-	-	-
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	101,524,307,235	(17,856,708,848)	118,400,178,327
	-	-	-	-	-	-	-

หน่วย : บาท

หมายเหตุ	ทุนเรือนหุ้น ที่ออกและชำระแล้ว	ส่วนเกิน มูลค่าหุ้น	กำไรสะสม		ยังไม่ได้จัดสรร	องค์ประกอบอื่นของผู้ถือหุ้น		รวม
			สำรอง ตามกฎหมาย	สำรองเพื่อ การขยายงาน		การแปลงค่า งบการเงิน	การป้องกันความเสี่ยง กระแสเงินสด	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554 ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงนโยบายการบัญชี	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	91,890,527,663	-	-	126,623,107,603
	-	-	-	-	9,633,779,572	(17,856,708,848)	-	(8,222,929,276)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554 ทุนเรือนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	101,524,307,235	(17,856,708,848)	-	118,400,178,327
	2,537,800	228,909,560	-	-	-	-	-	231,447,360
กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี	-	-	-	-	32,076,950,094	6,607,071,864	(291,385,884)	38,392,636,074
	-	-	-	-	(17,104,924,531)	-	-	(17,104,924,531)
37	-	-	-	-	-	-	-	-
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	3,319,985,400	14,411,841,900	332,200,000	16,900,000,000	116,496,332,798	(11,249,636,984)	(291,385,884)	139,919,337,230
	-	-	-	-	-	-	-	-

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบกระแสเงินสด

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินรวม

	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน				
กำไรก่อนภาษีเงินได้	2,615,611,901	1,988,040,606	79,792,918,986	62,967,490,097
รายการปรับปรุงกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเงินได้เป็นเงินสดรับ (จ่าย)				
จากกิจกรรมดำเนินงาน				
ส่วนแบ่ง (กำไร) ขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	(2,429,916)	1,347,534	(74,867,112)	45,833,801
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,117,346,113	1,017,341,662	34,054,530,568	32,303,802,025
ค่าใช้จ่ายตัดจ่าย	5,714,422	4,563,760	174,182,480	144,713,585
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจตัดจ่าย	150,449,667	46,056,183	4,598,349,506	1,426,444,825
(กำไร) ขาดทุนจากการจำหน่ายสินทรัพย์	1,726,415	(11,266,289)	52,580,385	(314,407,424)
รายได้จากรายได้รอการรับรู้	(11,454,853)	(15,443,306)	(345,976,432)	(496,765,531)
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	11,056,631	3,468,533	339,837,932	108,044,281
ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน	15,264,383	13,068,372	467,466,258	410,098,386
(กำไร) ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน	(62,284,366)	188,332,643	(1,899,156,233)	5,975,154,431
ดอกเบี้ยรับต่ำกว่าดอกเบี้ยจ่าย	103,956,959	90,590,139	3,171,715,619	2,853,798,957
	3,944,957,356	3,326,099,837	120,331,581,957	105,424,207,433
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน				
ลูกหนี้การค้า (เพิ่มขึ้น) ลดลง	(90,666,675)	39,272,308	(2,764,581,054)	1,245,976,807
ลูกหนี้บริษัทใหญ่ (เพิ่มขึ้น) ลดลง	(168,228,759)	2,402,715	(5,129,580,851)	76,229,978
สินค้าคงเหลือลดลง	1,880,645	8,869,355	57,344,063	281,394,478
พัสดุดังเหลือสุทธิเพิ่มขึ้น	(34,814,024)	(2,341,027)	(1,061,538,776)	(74,272,827)
ลูกหนี้จากการร่วมทุนเพิ่มขึ้น	(13,202,928)	(18,101,681)	(402,579,720)	(574,304,792)
ลูกหนี้อื่น (เพิ่มขึ้น) ลดลง	(150,852,566)	65,466,604	(4,599,751,187)	2,077,032,758
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น	(130,047,571)	(1,089,743)	(3,965,371,521)	(34,573,840)
ค่าใช้จ่ายล่วงหน้าเพิ่มขึ้น	(6,221,485)	(229,268)	(189,703,654)	(7,273,894)
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น (เพิ่มขึ้น) ลดลง	137,977	(3,198,828)	4,207,153	(101,487,937)
เจ้าหนี้การค้า (ลดลง) เพิ่มขึ้น	(17,577,145)	38,165,035	(535,957,032)	1,210,846,791
เจ้าหนี้จากการร่วมทุนเพิ่มขึ้น	1,367,467	13,932,268	41,696,394	442,023,494

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของการงบการเงินนี้

งบกระแสเงินสด

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

17

งบการเงินรวม

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : บาท

การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน (ต่อ)

ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย (ลดลง) เพิ่มขึ้น

หนี้สินหมุนเวียนอื่นลดลง

รายได้รอการรับรู้เพิ่มขึ้น

หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น (ลดลง) เพิ่มขึ้น

กำไรจากการแปลงค่าบการเงินของหน่วยงานต่างประเทศ

เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินฝากธนาคาร

เงินสดจ่ายภาษีเงินได้

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน

กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน

เงินให้กู้ยืมแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน (เพิ่มขึ้น) ลดลง

เงินสดจ่ายซื้อหุ้นส่วน-สุทธิ

เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินให้กู้ยืม

ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์เพิ่มขึ้น

สินทรัพย์ไม่มีตัวตนเพิ่มขึ้น

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน

กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน

เงินกู้ยืมระยะสั้นเพิ่มขึ้น

เงินรับจากเงินกู้ยืมระยะยาว

เงินจ่ายชำระคืนหุ้นกู้

เงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้

เงินสดจ่ายดอกเบี้ยเงินกู้ยืม

เงินสดรับจากการออกหุ้นสามัญ

เงินปันผลจ่าย

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นปี

ปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นปี

ข้อมูลเพิ่มเติมประกอบกระแสเงินสด

การซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่ยังมิได้มีการจ่ายชำระเงินสด

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
	282,902,904	(39,967,604)	8,626,190,478	(1,268,036,183)
	(6,538,314)	(9,276,320)	(199,364,309)	(294,306,094)
	104,083	-	3,173,668	-
	(2,248,809)	7,007,821	(68,570,009)	222,334,334
	239,115,311	116,903	7,291,032,328	3,708,935
	28,342,655	11,258,445	864,215,733	357,192,181
	(970,306,055)	(778,335,322)	(29,586,281,137)	(24,693,933,427)
	(1,036,853,289)	(666,048,339)	(31,615,419,433)	(21,131,449,238)
	2,908,104,067	2,660,051,498	88,716,162,524	84,292,758,195
	274,528	(2,530,125)	8,370,825	(80,272,264)
	(1,889,560,277)	(342,000,000)	(57,615,905,098)	(10,850,497,200)
	2,158,162	605,897	65,806,028	19,223,052
	(2,206,095,695)	(1,944,319,932)	(67,267,608,103)	(61,686,660,749)
	(114,199,026)	(43,562,787)	(3,482,122,441)	(1,382,099,118)
	(4,207,422,308)	(2,331,806,947)	(128,291,458,789)	(73,980,306,279)
	63,707,160	205,268,978	1,942,539,611	6,512,486,757
	616,303,343	-	18,792,136,644	-
	-	(285,392,511)	-	(9,054,534,040)
	698,019,385	693,682,630	21,283,797,682	22,008,191,329
	(123,106,212)	(63,191,342)	(3,753,717,684)	(2,004,846,431)
	7,649,438	12,644,901	233,244,369	401,179,716
	(560,133,157)	(379,985,931)	(17,079,412,183)	(12,055,661,638)
	702,439,957	183,026,725	21,418,588,439	5,806,815,693
	(596,878,284)	511,271,276	(18,156,707,826)	16,119,267,609
	1,979,477,802	1,462,399,393	59,683,829,065	48,798,512,869
	1,382,599,518	1,973,670,669	41,527,121,239	64,917,780,478
	(32,069,965)	5,807,133	1,272,780,927	(5,233,951,413)
	1,350,529,553	1,979,477,802	42,799,902,166	59,683,829,065
	117,737,792	16,106,140	3,590,025,432	510,993,067

งบกระแสเงินสด

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

งบการเงินเฉพาะบริษัท

	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน				
กำไรก่อนภาษีเงินได้	1,768,629,911	1,533,595,598	54,046,782,332	48,663,173,057
รายการปรับปรุงกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเงินได้เป็นเงินสดรับ (จ่าย)				
จากกิจกรรมดำเนินงาน				
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	590,120,004	576,665,357	17,980,868,289	18,314,633,170
ค่าใช้จ่ายตัดจ่าย	2,072,781	3,030,794	63,167,171	96,050,567
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจตัดจ่าย	14,974,532	15,828	454,854,867	523,586
(กำไร) ขาดทุนจากการจำหน่ายสินทรัพย์	463,640	(16,602,339)	14,007,503	(496,608,686)
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	7,612,668	3,468,533	235,417,967	109,524,193
เงินปันผลรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	(144,855,029)	(127,341,710)	(4,590,027,000)	(4,080,024,000)
ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน	12,840,667	10,958,726	393,243,066	343,875,491
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน	38,062,503	85,441,517	1,160,590,423	2,710,768,833
ดอกเบี้ยรับ (สูง) ต่ำกว่าดอกเบี้ยจ่าย	(39,626,758)	6,380,365	(1,210,406,005)	198,648,260
	2,250,294,919	2,075,612,669	68,548,498,613	65,860,564,471
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน				
ลูกหนี้การค้า (เพิ่มขึ้น) ลดลง	121,376	(1,172,410)	3,700,961	(37,196,583)
ลูกหนี้บริษัทใหญ่ (เพิ่มขึ้น) ลดลง	(95,190,155)	25,625,203	(2,902,509,649)	813,000,565
สินค้าคงเหลือลดลง	747,902	1,256,432	22,804,803	39,862,315
พัสดุดังเหลือสุทธิเพิ่มขึ้น	(10,083,964)	(2,678,982)	(307,477,205)	(84,994,990)
ลูกหนี้จากการร่วมทุน (เพิ่มขึ้น) ลดลง	(1,152,384)	259,026	(35,138,147)	8,218,014
ลูกหนี้อื่น (เพิ่มขึ้น) ลดลง	(1,272,464)	7,710,291	(38,799,591)	244,621,318
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น (เพิ่มขึ้น) ลดลง	7,279,797	(1,937,746)	221,973,386	(61,478,092)
ค่าใช้จ่ายล่วงหน้า (เพิ่มขึ้น) ลดลง	16,301	(16,301)	497,045	(517,175)
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น (เพิ่มขึ้น) ลดลง	342,785	(3,172,457)	10,452,097	(100,651,274)
เจ้าหนี้การค้า (ลดลง) เพิ่มขึ้น	15,102,923	(1,631,177)	460,513,797	(51,751,708)
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน (ลดลง) เพิ่มขึ้น	(20,607,111)	16,252,493	(628,345,846)	515,636,344

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

งบกระแสเงินสด

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553

19

งบการเงินเฉพาะบริษัท

	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	2554	2553	2554	2553
		(ปรับปรุงใหม่)		(ปรับปรุงใหม่)
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน (ต่อ)				
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย (ลดลง) เพิ่มขึ้น	(7,136,299)	45,797,418	(217,597,888)	1,452,996,373
หนี้สินหมุนเวียนอื่น (ลดลง) เพิ่มขึ้น	(7,271,978)	12,071,179	(221,734,972)	382,977,468
รายได้รอการรับรู้เพิ่มขึ้น	104,082	-	3,173,637	-
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น	270,085	26,322	8,235,351	835,108
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินฝากธนาคาร	20,552,540	7,129,807	626,681,884	226,204,535
เงินสดจ่ายภาษีเงินได้	(588,417,789)	(462,213,243)	(17,941,858,696)	(14,664,454,675)
	(686,594,353)	(356,694,145)	(20,935,429,033)	(11,316,692,457)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	1,563,700,566	1,718,918,524	47,613,069,580	54,543,872,014
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน				
เงินให้กู้ยืมแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันเพิ่มขึ้น	(1,141,441,392)	(165,640,812)	(34,804,488,492)	(5,255,219,786)
เงินลงทุนในกิจการที่เกี่ยวข้องกันเพิ่มขึ้น	(50,000)	-	(1,524,585)	-
เงินปันผลรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	144,855,029	127,341,710	4,590,027,000	4,040,119,496
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินให้กู้ยืม	111,314,972	58,758,047	3,394,182,732	1,864,193,054
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์เพิ่มขึ้น	(814,148,727)	(865,454,222)	(24,824,778,739)	(27,457,919,924)
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนเพิ่มขึ้น	(34,866,650)	(1,420,439)	(1,063,143,401)	(45,065,700)
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(1,734,336,768)	(846,415,716)	(52,709,725,485)	(26,853,892,860)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน				
เงินกู้ยืมระยะสั้นเพิ่มขึ้น	63,707,160	233,464,430	1,942,539,611	7,407,032,585
เงินรับจากเงินกู้ยืมระยะยาว	50,000,000	-	1,524,585,000	-
เงินจ่ายชำระคืนหุ้นกู้	-	(285,393,282)	-	(9,054,558,501)
เงินสดจ่ายดอกเบี้ยเงินกู้ยืม	(69,756,369)	(63,046,204)	(2,126,990,277)	(2,000,241,696)
เงินสดรับจากการออกหุ้นสามัญ	7,649,438	12,644,901	233,244,369	401,179,716
เงินปันผลจ่าย	(560,133,157)	(379,985,931)	(17,079,412,183)	(12,055,661,638)
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(508,532,928)	(482,316,086)	(15,506,033,480)	(15,302,249,534)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	(679,169,130)	390,186,722	(20,602,689,385)	12,387,729,620
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นปี	1,443,127,146	1,052,162,956	43,512,159,526	35,109,415,237
	763,958,016	1,442,349,678	22,909,470,141	47,497,144,857
ปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน	(19,023,230)	777,468	698,407,163	(3,984,985,331)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นปี	744,934,786	1,443,127,146	23,607,877,304	43,512,159,526
ข้อมูลเพิ่มเติมประกอบกระแสเงินสด				
การซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่ยังมิได้มีการจ่ายชำระเงินสด	21,932,743	12,556,112	668,766,620	398,362,739

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของงบการเงินนี้

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 (ปรับปรุงใหม่)

1. ข้อมูลทั่วไป

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (บริษัท) เป็นบริษัทที่จดทะเบียนในประเทศไทยและเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย โดยมีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่เลขที่ 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคาร เอ ชั้นที่ 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900

บริษัท บริษัทย่อยและบริษัทร่วม (กลุ่มบริษัท) ประกอบธุรกิจหลักในด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ทั้งภายในประเทศไทยและต่างประเทศ ธุรกิจทอนส่งก๊าซในต่างประเทศ และการลงทุนในธุรกิจต่อเนื่องที่มีความสำคัญเชิงกลยุทธ์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 กลุ่มบริษัทมีการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมใน 13 ประเทศ โดยมีโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามสัดส่วนการลงทุน ดังต่อไปนี้

โครงการ	ประเทศ	บริษัทผู้ดำเนินการ	สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ	
			2554	2553
โครงการของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)				
บงกช	ไทย	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	44.4445	44.4445
อาทิตย์	ไทย	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	80	80
อาทิตย์เหนือ	ไทย	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	100	100
คอนแท็ค 4 ¹	ไทย	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด	45	45
สิงห์ฮ่อม (แปลง E5 North)	ไทย	บริษัท เอสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด	20	20
เอส 1	ไทย	บริษัท ปตท. สผ. สยาม จำกัด	25	25
คอนแท็ค 3 ²	ไทย	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด	5	5
อี 5	ไทย	บริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซโพลเรชั่น แอนด์ ไพร์ดักชั่น โคราช อิงค์	20	20
แอลจีเรีย ฮาซลี เบอร์ ราเคซ	อัลจีเรีย	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	24.5	24.5
โครงการของบริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.)				
ยาดานา	สหภาพพม่า	Total E&P Myanmar	25.50	25.50
เยตากูน	สหภาพพม่า	Petronas Carigali Myanmar (Hong Kong) Ltd.	19.31784	19.31784
พีทีทีอีพี 1	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	100	100
จี 4/43	ไทย	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด	21.375	21.375
จี 9/43	ไทย-กัมพูชา	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	100	100
แอล 22/43	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	100	100
แอล 53/43 และแอล 54/43	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	100	100
จี 4/48	ไทย	บริษัท เชฟรอน บัตตานี จำกัด	5	5
อาทิตย์ (G 9/48)	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	80	80
บงกช (G 12/48)	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	44.4445	44.4445
แอล 21, 28 และ 29/48	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	70	70
เอ 4, 5 และ 6/48	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	100	100
คอนแท็ค 3 (G 6/50) ²	ไทย	บริษัท เชฟรอน ปิโตรเลียมประเทศไทย จำกัด	5	5
คอนแท็ค 4 (G 7/50) ¹	ไทย	บริษัท เชฟรอน ปิโตรเลียมประเทศไทย จำกัด	45	45
อาทิตย์ (G 8/50)	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	80	80
กัมพูชา บี	กัมพูชา	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	33.333334	33.333334
พม่าซอติกา ³	สหภาพพม่า	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	80	100
พม่า เอ็ม 3 เอ็ม 7 และเอ็ม 11 ³	สหภาพพม่า	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	100	100
พื้นที่ร่วมพัฒนาไทย มาเลเซีย-บี 17	ไทย-มาเลเซีย	Carigali-PTTEPI Operating Company Sendirian Berhad	50	50
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี ออฟชอร์ อินเวสต์เมนต์ จำกัด (PTTEPO)				
บี 8/32 และ 9 เอ ⁴	ไทย	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด	25.0010	25.0010

โครงการ	ประเทศ	บริษัทผู้ดำเนินการ	สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ	
			2554	2553
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี เซาท์เวสต์ เวียดนาม จำกัด (PTTEP SV)				
เวียดนาม 52/97	เวียดนาม	Chevron Vietnam (Block 52), Ltd.	7	7
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี คิมลอง เวียดนาม จำกัด (PTTEP KV)				
เวียดนาม บี และ 48/95	เวียดนาม	Chevron Vietnam (Block B), Ltd.	8.50	8.50
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี ฮองลอง จำกัด (PTTEP HL)				
เวียดนาม 16-1	เวียดนาม	Hoang Long Joint Operating Company	28.50	28.50
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี ฮอนวู จำกัด (PTTEP HV)				
เวียดนาม 9-2	เวียดนาม	Hoan-Vu Joint Operating Company	25	25
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี โอมาน จำกัด (PTTEP OM)				
โอมาน 44	โอมาน	บริษัท พีทีทีอีพี โอมาน จำกัด	100	100
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี อัลจีเรีย จำกัด (PTTEP AG)				
อัลจีเรีย 433เอ และ 416บี	อัลจีเรีย	- Groupement Bir Seba (for development phase) - PetroVietnam Exploration & Production Corporation (for exploration phase)	35	35
โครงการของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด (ปตท.สผ.ส.)				
สินภูฮ่อม (แปลง EU-1)	ไทย	บริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด	20	20
บี 6/27	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	60	60
เอส 1	ไทย	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	75	75
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี ออสเตรเลีย ออฟชอร์ พีทีวาย จำกัด (PTTEP AO)				
ออสเตรเลีย เอซี/พี 36	ออสเตรเลีย	Murphy Australia Oil Pty Ltd.	-	22.21
ออสเตรเลีย ดับเบิลยู เอ 423	ออสเตรเลีย	Murphy Australia Oil Pty Ltd.	30	30
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี บาร์เรน จำกัด (PTTEP BH)				
บาร์เรน 2	บาร์เรน	บริษัท พีทีทีอีพี บาร์เรน จำกัด	100	100
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี โรมมานา จำกัด (PTTEPR)				
โรมมานา	อียิปต์	Sipetrol International S.A.	30	30
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี เซไม ทุ จำกัด (PTTEP SM)				
อินโดนีเซีย เซไมทุ	อินโดนีเซีย	Murphy Semai Oil Co.,Ltd	28.33	28.33
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี ซิดิ อับ เอล รามาน จำกัด (PTTEP SAER)				
ซิดิ อับ เอล รามานออฟชอร์ ⁵	อียิปต์	Edison International SPA	30	30
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี นิวซีแลนด์ จำกัด (PTTEP NZ)				
นิวซีแลนด์ เกรทเชาธ์	นิวซีแลนด์	OMV New Zealand Limited	18	36

โครงการ		ประเทศ	บริษัทผู้ดำเนินการ	สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ	
				2554	2553
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี เซาท์ มานดาร์ จำกัด (PTTEP SMD)					
อินโดนีเซีย เซาท์ มานดาร์	อินโดนีเซีย	บริษัท พีทีทีอีพี เซาท์ มานดาร์ จำกัด	34	67	
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี มาลุนด้า จำกัด (PTTEP ML)					
อินโดนีเซีย มาลุนด้า	อินโดนีเซีย	บริษัท พีทีทีอีพี มาลุนด้า จำกัด	100	100	
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี ซาดัง จำกัด (PTTEP SD)					
อินโดนีเซีย ซาดัง	อินโดนีเซีย	Talisman Sadang B.V.	30	40	
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี เซาท์ ซากาจี จำกัด (PTTEP SS)					
อินโดนีเซีย เซาท์ ซากาจี	อินโดนีเซีย	Talisman South Sageri B.V.	20	30	
โครงการของบริษัท พีทีทีอีพี แคนาดา จำกัด (PTTEP CA)					
แคนาดา ออยล์ แชนด์ เคเคดี	แคนาดา	Statoil Canada Ltd	40	-	

โครงการของกลุ่มบริษัท พีทีทีอีพี ออสเตรเลีย เพิร์ธ พีทีวาย จำกัด (PTTEP AP)

พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย * ออสเตรเลีย

* รายละเอียดบริษัทผู้ดำเนินการและสัดส่วนการร่วมทุนของโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย มีดังต่อไปนี้

แปลง	บริษัทผู้ดำเนินการ	สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ	
		2554	2553
เอซี/แอล 7, เอซี/ แอล 8, เอซี/พี 33, เอซี/ พี 34 และเอซี/ พี 40	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	100
เอซี/ แอล 1, เอซี/ แอล 2 และเอซี/ แอล 3	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	89.6875	89.6875
เอซี/ อาร์แอล 7	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	80
เอซี/ พี 24	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	90	60
เอซี/ อาร์แอล 4 (Tenacious)	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	100
เอซี/ อาร์แอล 6 (Audacious), เอซี/พี 4, เอซี/ อาร์แอล 4 (ไม่รวม Tenacious), เอซี/ อาร์แอล 5, เอซี/ อาร์แอล 6 (ไม่รวม Audacious) และ เอซี/พี 17	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	50	50
เอซี/พี 32	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	35	35
ดับเบิลยู เอ 378 พี ⁶ , ดับเบิลยู เอ 396 พี และดับเบิลยู เอ 397 พี	Woodside Energy Limited	20	20
เอซี/ พี 54	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	-

¹ เปลี่ยนชื่อจากโครงการไพลินเป็นโครงการคอนแทริค 4

² เปลี่ยนชื่อจากโครงการยูโนแคล 3 เป็นโครงการคอนแทริค 3

³ มีการจัดกลุ่มโครงการใหม่โดยโครงการพม่าขอติกาประกอบด้วยแปลงสัมปทาน เอ็ม 9 และเอ็ม 11 (เฉพาะพื้นที่ด้านตะวันออกเฉียงเหนือของ เอ็ม 11) ส่วนโครงการพม่า เอ็ม 3 เอ็ม 7 และเอ็ม 11 ไม่รวมพื้นที่ด้านตะวันออกเฉียงเหนือของเอ็ม 11

⁴ PTTEPO ถือหุ้นในบริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด และ บริษัท บี 8/32 พาร์ทเนอร์ จำกัด ซึ่งเป็นผู้ถือสัมปทานในโครงการ

⁵ ในเดือนมีนาคม 2554 บริษัท พีทีทีอีพี ซิดิ อับ เอล รามาน จำกัด ได้ยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 30 ในโครงการซิดิ อับ เอล รามาน ออฟฟอร์ สาธารณรัฐอาหรับอียิปต์

⁶ เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2554 บริษัท PTTEP Australasia Pty Ltd ได้ยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 20 ในแปลงสัมปทานดับเบิลยูเอ 378 พี ซึ่งจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติอย่างเป็นทางการจากทางรัฐบาลออสเตรเลีย

2. เกณฑ์การจัดทำงบการเงิน

งบการเงินรวมและงบการเงินเฉพาะบริษัทจัดทำขึ้นตามหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไป ภายใต้พระราชบัญญัติการบัญชี พ.ศ. 2543 ซึ่งหมายความว่ามาตรฐานการบัญชีที่ออกภายใต้พระราชบัญญัติวิชาชีพบัญชี พ.ศ. 2547 รวมถึงการตีความและแนวปฏิบัติทางการบัญชีที่ประกาศใช้โดยสภาวิชาชีพบัญชี และตามข้อกำหนดของคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ว่าด้วยการจัดทำและนำเสนอรายงานทางการเงินภายใต้พระราชบัญญัติหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ พ.ศ. 2535

ตามประกาศกรมพัฒนาธุรกิจการค้าเรื่อง “กำหนดรายการย่อที่ต้องมีในงบการเงิน พ.ศ. 2554” ประกาศ ณ วันที่ 28 กันยายน 2554 ออกตามความในมาตรา 11 วรรคสาม แห่งพระราชบัญญัติการบัญชี พ.ศ. 2543 ให้มีผลบังคับใช้สำหรับการจัดทำงบการเงินซึ่งมีรอบปีบัญชีเริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2554 เป็นต้นไปนั้น งบการเงินรวมและงบการเงินเฉพาะบริษัทได้จัดทำขึ้นโดยปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ดังกล่าว โดยไม่มีผลกระทบที่เป็นสาระสำคัญกับงบการเงินของบริษัท

เริ่มตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 ผู้บริหารของกลุ่มบริษัทกำหนดสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional currency) และได้นำเสนองบการเงินในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 เรื่อง ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ แต่อย่างไรก็ดี เนื่องจากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและกรมพัฒนาธุรกิจการค้ากำหนดให้กิจการต้องนำเสนองบการเงินในสกุลเงินบาท กลุ่มบริษัทจึงนำเสนองบการเงินในสกุลเงินบาทโดยแปลงค่าจากสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเป็นสกุลเงินบาทด้วย กลุ่มบริษัทได้ปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 12 เรื่องภาษีเงินได้ (IAS No.12 “Income Taxes”) ซึ่งมาตรฐานดังกล่าวมีเนื้อหาสาระสำคัญไม่แตกต่างจากมาตรฐานการบัญชีไทยฉบับที่ 12 ที่ได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษาแล้ว โดยมีผลบังคับใช้สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2556

ในกรณีที่กลุ่มบริษัททำสัมปทานหรือร่วมลงทุนในสัญญาแบ่งปันผลผลิตกับผู้อื่น เพื่อสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กลุ่มบริษัทได้บันทึกส่วนได้เสียตามสัดส่วนของค่าใช้จ่าย สิทธิประโยชน์และหนี้สินตามรายงานค่าใช้จ่าย ซึ่งจัดทำโดยผู้ดำเนินการในสัมปทานหรือสัญญาแบ่งปันผลผลิต รายงานค่าใช้จ่ายนี้ได้ตรวจสอบโดยผู้สอบบัญชีอื่นทุกปี และโดยคณะกรรมการผู้ร่วมลงทุนอย่างสม่ำเสมอ

งบการเงินรวมและงบการเงินเฉพาะบริษัทจัดทำขึ้นโดยใช้เกณฑ์ราคาทุนเดิมในการวัดมูลค่าขององค์ประกอบของงบการเงิน ยกเว้นตามที่ระบุในนโยบายการบัญชี

ในการจัดทำงบการเงินให้สอดคล้องกับหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไปในประเทศไทย ผู้บริหารต้องใช้ประมาณการและข้อสมมติฐาน ซึ่งมีผลกระทบต่อ การรายงานสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย การประมาณการและข้อสมมติฐานมาจากประสบการณ์ในอดีต และปัจจัยแวดล้อมต่างๆ ที่ผู้บริหารมีความเชื่อมั่นอย่างสมเหตุสมผลภายใต้สภาวะแวดล้อมนั้นๆ ดังนั้นผลที่เกิดขึ้นจึงต่อมูลค่าตามบัญชีของสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่ายอาจแตกต่างไปจากที่ประมาณการและตั้งข้อสมมติฐานไว้

งบการเงินรวมและงบการเงินเฉพาะบริษัทฉบับภาษาอังกฤษแปลงจากงบการเงินตามกฎหมายที่เป็นภาษาไทย ในกรณีที่เนื้อความขัดแย้งกัน หรือมีการตีความในสองภาษาแตกต่างกัน ให้ใช้งบการเงินตามกฎหมายฉบับภาษาไทยเป็นหลัก

3. การตีความมาตรฐานการบัญชีใหม่

การตีความมาตรฐานการบัญชีใหม่ซึ่งได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษาในระหว่างปี มีรายละเอียดดังนี้

- มีผลบังคับใช้สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2554
 - การตีความมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 31 เรื่อง รายได้ - รายการแลกเปลี่ยนเกี่ยวกับบริการโฆษณา
- มีผลบังคับใช้สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2556
 - การตีความมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 10 เรื่อง ความช่วยเหลือจากรัฐบาล - กรณีที่ไม่มีความเกี่ยวข้องอย่างเฉพาะเจาะจงกับกิจกรรมดำเนินงาน
 - การตีความมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 เรื่อง ภาษีเงินได้ - การได้รับประโยชน์จากสินทรัพย์ที่ไม่ได้คิดค่าเสื่อมราคาที่ดีราคาใหม่
 - การตีความมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 25 เรื่อง ภาษีเงินได้ - การเปลี่ยนแปลงสถานภาพทางภาษีของกิจการหรือของผู้ถือหุ้น

ผู้บริหารของกลุ่มบริษัท ได้ประเมินและเห็นว่าการนำการตีความมาตรฐานการบัญชีใหม่ดังกล่าวข้างต้นมาใช้ปฏิบัติ จะไม่มีผลกระทบอย่างเป็นสาระสำคัญต่องบการเงินที่นำเสนอ

4. ผลกระทบจากการปฏิบัติตามนโยบายการบัญชีใหม่ ในวันที่ 1 มกราคม 2554

เริ่มตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 กลุ่มบริษัทได้ปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีที่มีการปรับปรุงมาตรฐานการบัญชีใหม่ มาตรฐานการรายงานทางการเงินใหม่ และการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงินใหม่ ที่มีผลบังคับใช้สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2554 และนำมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 เรื่อง ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ มาใช้ปฏิบัติก่อนวันที่มีผลบังคับใช้ รวมทั้งกลุ่มบริษัทได้ปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 32 เรื่อง การนำเสนอเครื่องมือทางการเงิน มาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 เรื่อง การรับรู้และการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน และมาตรฐานการรายงานทางการเงินระหว่างประเทศฉบับที่ 7 เรื่อง การเปิดเผยเครื่องมือทางการเงิน โดยการปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศ ฉบับที่ 39 มีความแตกต่างกับมาตรฐานการบัญชีไทยฉบับที่ 105 เรื่อง การบัญชีสำหรับเงินลงทุน

ในตราสารหนี้และตราสารทุน ในเรื่องการจัดประเภทเงินลงทุนในตราสารหนี้และตราสารทุนบางประเภท กล่าวคือมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศ ฉบับที่ 39 ได้เพิ่มการจัดประเภทสินทรัพย์ทางการเงินซึ่งรวมถึงเงินลงทุนในตราสารหนี้และตราสารทุน อย่างไรก็ตามความแตกต่างดังกล่าวไม่มีผลกระทบต่อการวัดมูลค่าเงินลงทุนในตราสารหนี้และตราสารทุนของกลุ่มบริษัทที่นำเสนอในงบการเงิน นอกจากนี้ การเปิดเผยข้อมูลเครื่องมือทางการเงินตามมาตรฐานการรายงานทางการเงินระหว่างประเทศฉบับที่ 7 ไม่ขัดกับข้อกำหนดของมาตรฐานการบัญชีไทยฉบับที่ 107 ผู้บริหารของกลุ่มบริษัท ได้ประเมินและเห็นว่าการนำมาตราฐานการบัญชีดังกล่าวข้างต้นมาใช้ปฏิบัติ จะไม่มีผลกระทบอย่างเป็นสาระสำคัญต่องบการเงินที่นำเสนอ ยกเว้นมาตรฐานการบัญชีที่จะกล่าวต่อไปนี้

4.1 ผลกระทบต่องบการเงินจากการปฏิบัติตามนโยบายการบัญชีใหม่ที่ใช้วิธีปรับปรุงใหม่ และจัดประเภทรายการในงบการเงินใหม่

4.1.1 มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 เรื่อง ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

กลุ่มบริษัทกำหนดสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน ซึ่งคือสกุลเงินที่ใช้ในสภาพแวดล้อมทางเศรษฐกิจหลักที่กิจการดำเนินงานอยู่ รายการที่เป็นสกุลเงินตราต่างประเทศจะถูกแปลงค่าเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่เกิดรายการ ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจากการชำระหนี้ของรายการที่เป็นตัวเงินหรือจากการแปลงค่ารายการที่เป็นตัวเงินในสกุลเงินต่างประเทศรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุนในงวดบัญชีนั้น

อย่างไรก็ตาม กิจการอาจนำเสนองบการเงินด้วยสกุลเงินที่แตกต่างจากสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานได้ โดยกิจการต้องแปลงค่าผลการดำเนินงานและฐานะการเงินของกิจการ เป็นสกุลเงินที่ใช้ในการนำเสนองบการเงินโดย

- ก) สินทรัพย์และหนี้สินให้แปลงค่าด้วยอัตราปิด ณ วันที่ของแต่ละงบแสดงฐานะการเงิน
- ข) รายได้และค่าใช้จ่ายให้แปลงค่าด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่เกิดรายการ อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติ สามารถใช้อัตราที่ประมาณขึ้นซึ่งใกล้เคียงกับอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่เกิดรายการ เช่น อัตราถัวเฉลี่ยของรอบระยะเวลาหนึ่งๆ โดยอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวไม่มีความผันผวนอย่างมีนัยสำคัญ
- ค) ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนทั้งหมดให้รับรู้ในกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น

ผู้บริหารของกลุ่มบริษัทกำหนดสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทโดยพิจารณาจากรายได้และต้นทุนที่ได้รับจากหรือใช้ในการดำเนินกิจการเป็นหลัก ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทจะทำการปรับปรุงงบการเงินย้อนหลังสำหรับการนำมาตราฐานการบัญชีฉบับนี้มาใช้ปฏิบัติ และเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและกรมพัฒนาธุรกิจการค้าที่กำหนดให้กิจการต้องนำเสนองบการเงินในสกุลเงินบาท กลุ่มบริษัทจึงนำเสนองบการเงินที่แปลงค่าจากสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาสกุลเงินบาท การปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 ตามที่กล่าวข้างต้น มีผลกระทบต่องบการเงินโดยการปรับปรุงใหม่ตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 4.1.4 และ 4.1.5

4.1.2 มาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 เรื่อง การรับรู้และการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน

กลุ่มบริษัทจัดสินทรัพย์ทางการเงินเป็น 4 ประเภท ได้แก่ (1) สินทรัพย์ทางการเงินที่วัดค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุน (2) เงินลงทุนที่ถือจนครบกำหนด (3) เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้ และ (4) สินทรัพย์ทางการเงินเผื่อขาย การจัดประเภทขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ในการได้มาซึ่งสินทรัพย์ทางการเงินนั้นๆ หนี้สินทางการเงินจัดประเภทเป็น (1) หนี้สินทางการเงินที่วัดค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุน และ (2) หนี้สินทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ทางการเงินและหนี้สินทางการเงินทั้งหมดจะรับรู้เริ่มแรกด้วยมูลค่ายุติธรรม โดยในกรณีของสินทรัพย์ทางการเงินหรือหนี้สินทางการเงินที่ไม่ได้แสดงด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนจะสุทธิด้วยต้นทุนในการทำการซื้อขายซึ่งเกี่ยวข้องโดยตรงกับการได้มาหรือการออกสินทรัพย์ทางการเงินหรือหนี้สินทางการเงิน ทั้งนี้การบัญชีหลังจากการได้มาขึ้นอยู่กับการจัดประเภทของสินทรัพย์ทางการเงินหรือหนี้สินทางการเงินนั้น

การรับรู้และวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน

- อนุพันธ์ทางการเงิน
กลุ่มบริษัทรับรู้อนุพันธ์ทางการเงินในงบแสดงฐานะการเงินด้วยมูลค่ายุติธรรม และรับรู้การเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมเป็นกำไรหรือขาดทุน
- วิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง
สินทรัพย์ทางการเงินประเภทเงินให้สินเชื่อและลูกหนี้ และเงินลงทุนที่ถือจนครบกำหนด รวมถึงหนี้สินทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่ายนั้น เริ่มต้นรับรู้รายการด้วยมูลค่ายุติธรรมสุทธิด้วยต้นทุนการทำรายการ และรับรู้มูลค่าภายหลังด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่ายตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง โดยรับรู้ส่วนต่างเป็นกำไรหรือขาดทุน

การด้อยค่าของสินทรัพย์ทางการเงิน

กลุ่มบริษัทประเมินข้อบ่งชี้การด้อยค่าของสินทรัพย์ทางการเงินหรือกลุ่มของสินทรัพย์ทางการเงินว่ามี การด้อยค่าหรือไม่ ณ สิ้นงวดในงบแสดงฐานะการเงิน ในกรณีมีข้อบ่งชี้การด้อยค่าเกิดขึ้น ขาดทุนจากการด้อยค่าคำนวณจากผลแตกต่างระหว่างมูลค่าตามบัญชีของสินทรัพย์และมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดในอนาคตคิดลดด้วยอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงเดิมตามสัญญา โดยขาดทุนจากการด้อยค่ารับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุน

การปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 ตามที่กล่าวข้างต้น มีผลกระทบต่อการเงินโดยการปรับปรุงใหม่ตาม
หมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 4.1.4 และ 4.1.5

4.1.3 มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 6 เรื่องการสำรวจและประเมินค่าแหล่งทรัพยากรแร่

มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 6 กำหนดให้สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า รับรู้เมื่อเริ่มแรกโดยใช้ราคาทุน และวัดมูลค่า
ภายหลังโดยใช้วิธีการวัดมูลค่าตามวิธีการที่ระบุในมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 16 เรื่อง ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ หรือในมาตรฐานการบัญชี
ฉบับที่ 38 เรื่อง สินทรัพย์ไม่มีตัวตน ได้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับการจัดประเภทของสินทรัพย์ในการสำรวจและการประเมินค่านั้น อย่างไรก็ตาม
มาตรฐานฉบับนี้อ่อนุญาตให้กิจการกำหนดนโยบายการบัญชีสำหรับรายจ่ายในการสำรวจและประเมินค่าตามหลักการบัญชีที่กิจการใช้อยู่ใน
ปัจจุบันได้ ส่วนรายจ่ายที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาแหล่งทรัพยากรแร่ให้รับรู้เป็นสินทรัพย์ตามแม่บทการบัญชีและมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 38
อีกทั้งยังกำหนดให้กิจการต้องเปิดเผยนโยบายการบัญชีเกี่ยวกับการรับรู้รายจ่ายและสินทรัพย์ในการสำรวจและประเมินค่า รวมทั้งจำนวน
สินทรัพย์ หนี้สิน รายได้และค่าใช้จ่ายและกระแสเงินสดจากการดำเนินงานและการลงทุนที่เกิดจากการสำรวจและการประเมินค่า
แหล่งทรัพยากรแร่ ซึ่งการปฏิบัติตามมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 6 มีผลกระทบต่อการจัดประเภทรายการในงบการเงินใหม่
ตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 4.1.4

4.1.4 ผลกระทบต่อการเงินจากการปฏิบัติตามนโยบายการบัญชีใหม่ที่วิธีปรับปรุงใหม่ และจัดประเภทรายการใหม่

งบแสดงฐานะทางการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553 หลังจากนำนโยบายการบัญชีใหม่มาถือปฏิบัติ

งบการเงินรวม

หน่วย : ล้านบาท

	ก่อนปรับปรุง	ปรับปรุงรายการย้อนหลัง		จัดประเภทใหม่	หลังปรับปรุง
		(1)	(2)	(3)	
สินทรัพย์					
สินทรัพย์หมุนเวียน					
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	59,514.76	169.07	-	-	59,683.83
ลูกหนี้บริษัทใหญ่	9,883.37	10.88	-	-	9,894.25
ลูกหนี้การค้า	1,844.84	4.69	-	-	1,849.53
สินค้าคงเหลือ	594.38	(37.91)	-	-	556.47
พัสดุดังเหลือ-สุทธิ	7,953.65	(738.59)	-	-	7,215.06
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น					
ลูกหนี้จากการร่วมทุน	910.19	4.84	-	-	915.03
ลูกหนี้อื่น	1,530.94	238.02	-	-	1,768.96
ดอกเบี้ยค้างรับ	5.38	(0.01)	-	-	5.37
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นๆ	2,838.66	(58.40)	-	-	2,780.26
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	85,076.17	(407.41)	-	-	84,668.76
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน					
เงินลงทุนในบริษัทย่อย	-	-	-	-	-
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	877.48	(135.73)	-	-	741.75
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	590.79	3.04	-	-	593.83
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์-สุทธิ	226,332.47	(19,191.09)	-	(2,274.85)	204,866.53
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน-สุทธิ	3,939.02	(470.02)	-	2,274.85	5,743.85
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	13,824.29	398.17	(57.46)	-	14,165.00
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น					
ค่าใช้จ่ายล่วงหน้า	152.01	(48.19)	-	-	103.82
เงินมัดจำสำหรับการซื้อหุ้นส่วน	10,311.74	-	-	-	10,311.74
ค่าตอบแทนตามสัญญาการตัดบัญชี	919.35	(101.45)	-	-	817.90
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	220.95	-	220.95
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ	196.23	(0.04)	-	-	196.19
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	257,143.38	(19,545.31)	163.49	-	237,761.56
รวมสินทรัพย์	342,219.55	(19,952.72)	163.49	-	322,430.32

งบการเงินรวม (ต่อ)

หน่วย : ล้านบาท

	ก่อนปรับปรุง	ปรับปรุงรายการย้อนหลัง		จัดประเภทใหม่	หลังปรับปรุง
		(1)	(2)	(3)	
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น					
หนี้สินหมุนเวียน					
เจ้าหนี้การค้า	1,958.45	74.36	-	-	2,032.81
เงินกู้ยืมระยะสั้น	7,944.73	0.18	-	-	7,944.91
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน	1,013.64	(6.06)	-	-	1,007.58
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	18,274.35	(88.28)	-	-	18,186.07
ดอกเบี้ยค้างจ่าย	552.14	(0.01)	-	-	552.13
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	22,447.95	(185.46)	-	-	22,262.49
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	29.43	-	29.43
ประมาณการหนี้สินระยะสั้น	3,933.20	-	-	-	3,933.20
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	2,072.13	(7.75)	-	-	2,064.38
รวมหนี้สินหมุนเวียน	58,196.59	(213.02)	29.43	-	58,013.00
หนี้สินไม่หมุนเวียน					
หุ้นกู้	69,893.28	1.13	38.81	-	69,933.22
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	15,780.12	(9,778.97)	-	-	6,001.15
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น					
รายได้รอการรับรู้	1,939.68	(500.80)	-	-	1,438.88
หนี้สินผลประโยชน์พนักงาน	1,560.12	0.04	-	-	1,560.16
ประมาณการหนี้สินค่ารี้อถอนอุปกรณ์การผลิต	21,967.64	(83.69)	-	-	21,883.95
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นๆ	588.12	(47.52)	-	-	540.60
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	111,728.96	(10,409.81)	38.81	-	101,357.96
รวมหนี้สิน	169,925.55	(10,622.83)	68.24	-	159,370.96
ส่วนของผู้ถือหุ้น					
ทุนเรือนหุ้น					
ทุนจดทะเบียน					
หุ้นสามัญ 3,322,000,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท	3,322.00	-	-	-	3,322.00
ทุนที่ออกและชำระแล้ว					
หุ้นสามัญ 3,317,447,600 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท	3,317.45	-	-	-	3,317.45
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	14,182.93	-	-	-	14,182.93
ผลต่างจากการแปลงค่างบการเงิน	(2,952.77)	(20,223.64)	-	-	(23,176.41)
กำไรสะสม					
จัดสรรแล้ว					
สำรองตามกฎหมาย	332.20	-	-	-	332.20
สำรองเพื่อขยายงาน	16,900.00	-	-	-	16,900.00
ยังไม่ได้จัดสรร	140,514.19	10,893.75	95.25	-	151,503.19
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	172,294.00	(9,329.89)	95.25	-	163,059.36
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	342,219.55	(19,952.72)	163.49	-	322,430.32

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หน่วย : ล้านบาท

	ก่อนปรับปรุง	ปรับปรุงรายการย้อนหลัง		จัดประเภทใหม่	หลังปรับปรุง
		(1)	(2)	(3)	
สินทรัพย์					
สินทรัพย์หมุนเวียน					
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	43,369.13	143.03	-	-	43,512.16
ลูกหนี้บริษัทใหญ่	6,278.99	0.14	-	-	6,279.13
ลูกหนี้การค้า	78.45	-	-	-	78.45
สินค้าคงเหลือ	130.99	(14.17)	-	-	116.82
พัสดุดังเหลือ-สุทธิ	3,190.40	(273.67)	-	-	2,916.73
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น					
ลูกหนี้จากการร่วมทุน	11.36	-	-	-	11.36
ลูกหนี้อื่น	820.50	(45.44)	-	-	775.06
ดอกเบี้ยค้างรับ	217.22	(0.44)	-	-	216.78
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นๆ	1,053.44	(77.22)	-	-	976.22
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	55,150.48	(267.77)	-	-	54,882.71
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน					
เงินลงทุนในบริษัทย่อย	23,873.14	(5,294.33)	-	-	18,578.81
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	930.00	(158.81)	-	-	771.19
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	60,831.96	107.01	-	-	60,938.97
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์-สุทธิ	93,323.99	(11,282.78)	-	(9.44)	82,031.77
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน-สุทธิ	301.27	(44.21)	-	9.44	266.50
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	573.12	1.72	(57.45)	-	517.39
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น					
ค่าใช้จ่ายล่วงหน้า	0.65	(0.16)	-	-	0.49
ค่าตอบแทนตามสัญญาการตัดบัญชี	919.35	(101.45)	-	-	817.90
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	220.95	-	220.95
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ	127.04	(0.06)	-	-	126.98
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	180,880.52	(16,773.07)	163.50	-	164,270.95
รวมสินทรัพย์	236,031.00	(17,040.84)	163.50	-	219,153.66

งบการเงินเฉพาะบริษัท (ต่อ)

หน่วย : ล้านบาท

	ก่อนปรับปรุง	ปรับปรุงรายการย้อนหลัง		จัดประเภทใหม่	หลังปรับปรุง
		(1)	(2)	(3)	
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น					
หนี้สินหมุนเวียน					
เจ้าหนี้การค้า	203.76	(0.46)	-	-	203.30
เงินกู้ยืมระยะสั้น	7,944.73	0.19	-	-	7,944.92
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน	624.32	(2.99)	-	-	621.33
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	9,857.65	(37.55)	-	-	9,820.10
ดอกเบี้ยค้างจ่าย	166.82	-	-	-	166.82
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	17,709.40	0.41	-	-	17,709.81
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	29.43	-	29.43
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	1,276.93	(0.27)	-	-	1,276.66
รวมหนี้สินหมุนเวียน	37,783.61	(40.67)	29.43	-	37,772.37
หนี้สินไม่หมุนเวียน					
หุ้นกู้	48,965.26	1.12	38.82	-	49,005.20
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	10,161.31	(8,584.02)	-	-	1,577.29
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น					
หนี้สินผลประโยชน์พนักงาน	1,435.47	0.04	-	-	1,435.51
ประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิต	10,781.68	(51.61)	-	-	10,730.07
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นๆ	280.56	(47.52)	-	-	233.04
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	71,624.28	(8,681.99)	38.82	-	62,981.11
รวมหนี้สิน	109,407.89	(8,722.66)	68.25	-	100,753.48
ส่วนของผู้ถือหุ้น					
ทุนเรือนหุ้น					
ทุนจดทะเบียน					
หุ้นสามัญ 3,322,000,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท	3,322.00	-	-	-	3,322.00
ทุนที่ออกและชำระแล้ว					
หุ้นสามัญ 3,317,447,600 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท	3,317.45	-	-	-	3,317.45
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	14,182.93	-	-	-	14,182.93
ผลต่างจากการแปลงค่าทางการเงิน	-	(17,856.71)	-	-	(17,856.71)
กำไรสะสม					
จัดสรรแล้ว					
สำรองตามกฎหมาย	332.20	-	-	-	332.20
สำรองเพื่อขยายงาน	16,900.00	-	-	-	16,900.00
ยังไม่ได้จัดสรร	91,890.53	9,538.53	95.25	-	101,524.31
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	126,623.11	(8,318.18)	95.25	-	118,400.18
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	236,031.00	(17,040.84)	163.50	-	219,153.66

4.1.5 งบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553 หลังจากนำนโยบายการบัญชีใหม่มาถือปฏิบัติ

งบการเงินรวม

หน่วย : ล้านบาท

	ก่อนปรับปรุง	ปรับปรุงรายการย้อนหลัง		หลังปรับปรุง
		(1)	(2)	
รายได้				
รายได้จากการขาย	138,473.94	(1,325.50)	-	137,148.44
รายได้จากการบริการต่อขนส่งก๊าซ	3,504.18	3.11	-	3,507.29
รายได้อื่น				
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	2,763.08	(2,763.08)	-	-
ดอกเบี้ยรับ	373.50	0.29	-	373.79
รายได้อื่นๆ	2,457.60	19.31	-	2,476.91
รวมรายได้	147,572.30	(4,065.87)	-	143,506.43
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	14,588.34	(54.63)	-	14,533.71
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	2,751.69	(30.54)	-	2,721.15
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	5,971.63	78.27	-	6,049.90
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	16,773.33	(138.56)	-	16,634.77
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	36,825.40	(4,521.60)	-	32,303.80
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	-	2,731.76	-	2,731.76
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งมอโนทรา	456.65	0.30	-	456.95
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	108.04	108.04
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	185.52	(0.06)	-	185.46
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	1,484.83	(12.72)	-	1,472.11
รวมค่าใช้จ่าย	79,037.39	(1,947.78)	108.04	77,197.65
กำไรจากการดำเนินงาน	68,534.91	(2,118.09)	(108.04)	66,308.78
ต้นทุนทางการเงิน	(2,540.54)	(727.94)	(26.98)	(3,295.46)
ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	(44.83)	(1.00)	-	(45.83)
กำไรก่อนภาษีเงินได้	65,949.54	(2,847.03)	(135.02)	62,967.49
ภาษีเงินได้	(24,210.57)	5,042.07	(25.20)	(19,193.70)
กำไรสุทธิ	41,738.97	2,195.04	(160.22)	43,773.79
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	12.59			13.21
กำไรต่อหุ้นปรับลด	12.59			13.20

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หน่วย : ล้านบาท

	ก่อนปรับปรุง	ปรับปรุงรายการย้อนหลัง		หลังปรับปรุง
		(1)	(2)	
รายได้				
รายได้จากการขาย	84,802.87	(1,261.90)	-	83,540.97
รายได้อื่น				
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	-	878.31	-	878.31
ดอกเบี้ยรับ	2,181.45	3.57	-	2,185.02
รายได้อื่นๆ	764.04	25.07	-	789.11
เงินปันผลรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	4,080.02	-	-	4,080.02
รวมรายได้	91,828.38	(354.95)	-	91,473.43
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	7,548.15	11.37	-	7,559.52
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	105.06	(0.58)	-	104.48
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	3,576.65	66.72	-	3,643.37
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	10,600.36	(145.66)	-	10,454.70
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	20,907.21	(2,592.58)	-	18,314.63
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	1,470.02	(1,470.02)	-	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	109.53	109.53
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	185.52	(0.06)	-	185.46
รวมค่าใช้จ่าย	44,392.97	(4,130.81)	109.53	40,371.69
กำไรจากการดำเนินงาน	47,435.41	3,775.86	(109.53)	51,101.74
ต้นทุนทางการเงิน	(1,969.52)	(442.07)	(26.97)	(2,438.56)
กำไรก่อนภาษีเงินได้	45,465.89	3,333.79	(136.50)	48,663.18
ภาษีเงินได้	(15,978.89)	3,444.22	(25.20)	(12,559.87)
กำไรสุทธิ	29,487.00	6,778.01	(161.70)	36,103.31
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	8.90			10.89
กำไรต่อหุ้นปรับลด	8.89			10.89

- (1) มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 21 เรื่อง ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (รายละเอียดตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 4.1.1)
- (2) มาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 เรื่อง การรับรู้และการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน (รายละเอียดตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 4.1.2)
- (3) มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 6 เรื่อง การสำรวจและการประเมินค่าแหล่งทรัพยากรแร่ (รายละเอียดตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 4.1.3)

4.2 ผลกระทบจากการปฏิบัติตามนโยบายการบัญชีใหม่ที่ใช้วิธีการเปลี่ยนกันก็เป็นต้นไป

4.2.1 มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 23 (ปรับปรุง 2552) เรื่อง ต้นทุนการกู้ยืม

มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 23 (ปรับปรุง 2552) กำหนดให้กิจการต้องรวมต้นทุนการกู้ยืมที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการได้มา การก่อสร้าง หรือ การผลิตสินทรัพย์ที่เข้าเงื่อนไขเป็นส่วนหนึ่งของราคาทุนของสินทรัพย์นั้น และยกเลิกวิธีการเลือกในการรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายทันที

4.2.2 มาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 เรื่อง การรับรู้และการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน

การบัญชีป้องกันความเสี่ยง

ภายใต้มาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศฉบับที่ 39 ในกรณีกิจการเลือกปฏิบัติตามการบัญชีป้องกันความเสี่ยงโดยเป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุในมาตรฐาน ผลของการบันทึกการป้องกันความเสี่ยงจะถูกหักกลบกกันสำหรับการป้องกันความเสี่ยงที่มีประสิทธิผล กรณีกิจการเข้าทำสัญญาเพื่อป้องกันความเสี่ยงในมูลค่ายุติธรรม การเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของรายการป้องกันความเสี่ยงจะรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุน เช่นเดียวกับการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของรายการที่ถูกป้องกันความเสี่ยงเฉพาะส่วนของความเสี่ยงที่เกี่ยวข้อง กรณีที่กิจการเข้าทำสัญญาเพื่อป้องกันความเสี่ยงในกระแสเงินสด ผลกำไรหรือขาดทุนส่วนที่มีประสิทธิผลของตราสารป้องกันความเสี่ยงจะรับรู้ในกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นโดยแสดงเป็นรายการแยกต่างหาก และจะทยอยรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุนเมื่อรายการที่ถูกป้องกันความเสี่ยงมีผลกระทบต่อกำไรขาดทุน ผลกำไรหรือขาดทุนส่วนที่ไม่มีประสิทธิผลของตราสารป้องกันความเสี่ยงจะรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุนทันทีที่เกิดรายการ

4.2.3 มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 2 เรื่อง การจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์

มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 2 ได้ให้ข้อกำหนดเกี่ยวกับการบันทึกบัญชีสำหรับรายการที่กิจการได้รับสินค้าหรือบริการโดยเป็นสิ่งที่ตอบแทนสำหรับ

- ตราสารทุนของกิจการ (การจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์ที่ชำระด้วยตราสารทุน) ให้รับรู้เป็นส่วนของผู้ถือหุ้น
 - เงินสดหรือสินทรัพย์อื่น ซึ่งมูลค่าอ้างอิงกับราคาค่าหุ้นของกิจการ (การจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์ที่ชำระด้วยเงินสด) ให้รับรู้เป็นหนี้สิน
- โดยการวัดมูลค่าของรายการดังกล่าวข้างต้นนั้นจะวัดด้วยมูลค่ายุติธรรมของสินค้าหรือบริการที่ได้มาซึ่งในกรณีการจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์ที่ชำระด้วยตราสารทุนไม่ต้องวัดมูลค่าใหม่หลังจากวันที่ให้สิทธิ แต่ในกรณีการจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์ที่ชำระด้วยเงินสดจะต้องวัดมูลค่าทุกวันที่ในงบแสดงฐานะการเงินและวันที่กิจการจ่ายชำระ ผลต่างของมูลค่ายุติธรรมให้รับรู้ในงบกำไรขาดทุนสำหรับงวด มาตรฐานฉบับนี้ให้ถือปฏิบัติสำหรับรายการจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์ที่ชำระด้วยตราสารทุนซึ่งได้รับการอนุมัติในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2554

4.2.4 มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 3 (ปรับปรุง 2552) เรื่อง การรวมธุรกิจ

มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 3 (ปรับปรุง 2552) ยังคงกำหนดให้ผู้ซื้อต้องบันทึกบัญชีสำหรับการรวมธุรกิจโดยปฏิบัติตามวิธีซื้อทั้งนี้ยกเว้นในกรณีที่เป็นการรวมธุรกิจที่อยู่ภายใต้การควบคุมเดียวกัน โดยมีการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญ เช่น (ก) สิ่งตอบแทนที่โอนให้ในการรวมธุรกิจ (รวมทั้งสิ่งตอบแทนที่คาดว่าจะต้องจ่าย) ต้องรับรู้ด้วยมูลค่ายุติธรรม ณ วันที่ซื้อ หลังจากนั้น การเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของสิ่งตอบแทนที่คาดว่าจะต้องจ่ายที่จัดประเภทเป็นหนี้สินจะต้องรับรู้ในกำไรหรือขาดทุน และ (ข) ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการรวมธุรกิจต้องรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายในงวดที่ต้นทุนดังกล่าวเกิดขึ้น เป็นต้น มาตรฐานฉบับปรับปรุงนี้ให้ถือปฏิบัติสำหรับการรวมธุรกิจซึ่งวันที่ซื้อเกิดขึ้นตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 เป็นต้นไป

4.3 พลงรทบจากการปฏิบัติตามนโยบายการบัญชีใหม่ต่อการเปิดเผยข้อมูลในงบการเงิน

4.3.1 มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 1 (ปรับปรุง 2552) เรื่อง การนำเสนองบการเงิน

มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 1 (ปรับปรุง 2552) กำหนดให้กิจการต้องแสดงรายการรายได้และค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่รับรู้ในงวดในงบการเงินเดียว (งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ) หรือในงบการเงินสองงบ (งบเฉพาะกำไรขาดทุนและงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ) รวมทั้งกำหนดให้กิจการต้องนำเสนองบแสดงฐานะการเงิน ณ วันต้นงวดของงวดที่นำมาเปรียบเทียบล่าสุดในงบการเงิน เมื่อกิจการมีการปรับปรุงงบการเงินย้อนหลังหรือมีการจัดประเภทรายการในงบการเงินใหม่

อย่างไรก็ตาม สำหรับงบการเงินซึ่งมีรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2554 และเป็นรอบระยะเวลาบัญชีแรกที่กิจการนำมาตรฐานการบัญชีฉบับปรับปรุงใหม่นี้มาใช้ ตามมาตรฐานการบัญชีดังกล่าว กิจการสามารถเลือกที่จะแสดงงบแสดงฐานะการเงินเพียงสองงบโดยไม่แสดงงบแสดงฐานะการเงิน ณ วันต้นงวดของงวดที่นำมาเปรียบเทียบ

4.3.2 มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 24 (ปรับปรุง 2552) เรื่อง การเปิดเผยข้อมูลเกี่ยวกับบุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกัน

มาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 24 (ปรับปรุง 2552) ได้มีการเพิ่มเติมคำจำกัดความของบุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกัน โดยให้รวมถึงบุคคลหรือกิจการอื่นที่มีอำนาจการควบคุมร่วมในกิจการ การร่วมคำที่กิจการเป็นผู้ร่วมคำ และโครงการผลประโยชน์ตอบแทนหลังจากออกจากงานสำหรับผลประโยชน์ของพนักงานของกิจการหรือของกิจการใดๆ ที่เป็นกิจการที่เกี่ยวข้องกันกับกิจการ

4.3.3 มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 7 เรื่อง การเปิดเผยข้อมูลสำหรับเครื่องมือทางการเงิน

มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 7 กำหนดให้กิจการเปิดเผยข้อมูลเชิงปริมาณและคุณภาพที่เกี่ยวกับความเสี่ยงจากเครื่องมือทางการเงิน รวมถึงกำหนดให้กิจการต้องเปิดเผยข้อมูลเกี่ยวกับความเสี่ยงด้านเครดิต ความเสี่ยงสภาพคล่องและความเสี่ยงในตลาดและวิธีการบริหารความเสี่ยงเหล่านั้นเป็นอย่างดี

5. นโยบายการบัญชีที่สำคัญ

5.1 การจัดทำงบการเงินรวม

งบการเงินรวมประกอบด้วย บริษัท บริษัทย่อย บริษัทร่วม กิจการร่วมค้า รายการบัญชีระหว่างบริษัทและบริษัทย่อยที่เป็นสาระสำคัญได้ตัดออกในการจัดทำงบการเงินรวม

บริษัทย่อย

บริษัทย่อยหมายถึงกิจการที่กลุ่มบริษัทมีอำนาจในการควบคุมนโยบายการเงินและการดำเนินงาน และโดยทั่วไปแล้วกลุ่มบริษัทจะถือหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงมากกว่ากึ่งหนึ่ง ในการประเมินว่ากลุ่มบริษัทมีการควบคุมบริษัทอื่นหรือไม่ ได้พิจารณาถึงการมีอยู่และผลกระทบจากสิทธิในการออกเสียงที่เป็นไปได้ที่กลุ่มบริษัทสามารถใช้สิทธิหรือแปลงสภาพตราสารนั้นในปัจจุบันรวมถึงสิทธิในการออกเสียงที่เป็นไปได้ ซึ่งกิจการอื่นถืออยู่ด้วย กลุ่มบริษัทรวมงบการเงินของบริษัทย่อยไว้ในงบการเงินรวมตั้งแต่วันที่กลุ่มบริษัทควบคุมบริษัทย่อยจนกระทั่งอำนาจควบคุมหมดไป

กลุ่มบริษัทบันทึกการซื้อบริษัทย่อยด้วยวิธีการซื้อและแสดงต้นทุนด้วยมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ที่จ่ายไปหรือด้วยมูลค่ายุติธรรมของตราสารทุนที่ออกให้ หรือด้วยภาระหนี้สินซึ่งกลุ่มบริษัทต้องรับผิดชอบตั้งแต่วันที่ได้บริษัทย่อยมา รวมถึงต้นทุนอื่นที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการได้มาซึ่งบริษัทย่อย สินทรัพย์และหนี้สินที่ระบุได้ ซึ่งได้จากการซื้อบริษัทย่อยจะถูกวัดมูลค่าเริ่มแรกในวันที่ได้บริษัทย่อยนั้นด้วยมูลค่ายุติธรรม

ต้นทุนการได้บริษัทย่อยที่สูงกว่ามูลค่ายุติธรรมของส่วนแบ่งในสินทรัพย์สุทธิของบริษัทย่อยที่กลุ่มบริษัทจะได้รับจะบันทึกเป็นค่าความนิยม ในกรณีที่ต้นทุนการได้บริษัทย่อยต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของส่วนแบ่งในสินทรัพย์สุทธิของบริษัทย่อยจะรับรู้ในงบกำไรขาดทุนทันที

เงินลงทุนในบริษัทย่อยแสดงในงบการเงินเฉพาะบริษัทด้วยวิธีราคาทุน

รายชื่อของบริษัทย่อยแสดงไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 15

บริษัทร่วม

บริษัทร่วมเป็นกิจการที่กลุ่มบริษัทมีอิทธิพลอย่างเป็นสาระสำคัญโดยมีอำนาจเข้าไปมีส่วนร่วมในการตัดสินใจเกี่ยวกับนโยบายการเงินและการดำเนินงาน แต่ไม่ถึงระดับที่จะควบคุมนโยบายดังกล่าว เงินลงทุนในบริษัทร่วมรับรู้เริ่มแรกด้วยราคาทุน และใช้วิธีส่วนได้เสียในการแสดงในงบการเงินรวม นับจากวันที่มีอิทธิพลอย่างเป็นสาระสำคัญจนถึงวันที่การมีอิทธิพลอย่างเป็นสาระสำคัญสิ้นสุดลง

ส่วนแบ่งกำไรหรือขาดทุนของกลุ่มบริษัทในบริษัทร่วมที่เกิดขึ้นภายหลังการได้มาจะรวมไว้ในงบกำไรขาดทุนและความเคลื่อนไหวในบัญชีส่วนเกินจากการตีมูลค่ายุติธรรมภายหลังการได้มา จะรวมไว้เป็นส่วนหนึ่งของบัญชีส่วนเกินทุน กลุ่มบริษัทจะไม่รับรู้ผลขาดทุนที่เกินกว่าเงินลงทุนในบริษัทร่วม เว้นแต่กรณีที่กลุ่มบริษัทได้ค้าประกันหรือยินยอมที่จะชำระภาระผูกพันของบริษัทร่วม

บริษัทร่วมจะเปลี่ยนแปลงนโยบายการบัญชีเท่าที่จำเป็นเพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายการบัญชีของกลุ่มบริษัท

เงินลงทุนในบริษัทร่วมแสดงในงบการเงินเฉพาะบริษัทด้วยวิธีราคาทุน

รายชื่อของบริษัทร่วมแสดงไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 15

กิจการร่วมค้า

กิจการที่ควบคุมร่วมกันแสดงในงบการเงินรวมโดยวิธีรวมตามสัดส่วน ซึ่งเป็นการรวมส่วนแบ่งรายได้ ค่าใช้จ่าย สินทรัพย์ หนี้สินและกระแสเงินสดของกิจการร่วมค้ารายการต่อรายการในงบการเงิน

สินทรัพย์ที่ควบคุมร่วมกันแสดงในงบการเงินรวมโดยวิธีรวมตามสัดส่วน ซึ่งเป็นการรวมส่วนแบ่งค่าใช้จ่าย สินทรัพย์ หนี้สินและกระแสเงินสดของการร่วมค้าตามสัญญา Joint Operating Agreement รายการต่อรายการในงบการเงิน

ส่วนได้เสียในกิจการร่วมค้าแสดงในงบการเงินเฉพาะบริษัทด้วยวิธีราคาทุน

รายชื่อของกิจการที่ควบคุมร่วมกันและสินทรัพย์ที่ควบคุมร่วมกันได้แสดงไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 15 และข้อ 1 ตามลำดับ

กิจการที่เกี่ยวข้องกัน

กิจการที่เกี่ยวข้องกันเป็นกิจการที่บริษัทมีอำนาจควบคุมหรือถูกควบคุมไม่ว่าจะเป็นโดยทางตรงหรือทางอ้อม หรืออยู่ภายใต้การควบคุมเดียวกันกับบริษัท รวมถึงบริษัทที่ทำหน้าที่ถือหุ้นบริษัทย่อย กิจการที่เป็นบริษัทย่อยในเครือเดียวกันและบริษัทร่วม

ในการพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกิจการที่เกี่ยวข้องกันกับบริษัทแต่ละรายการ บริษัทคำนึงถึงเนื้อหาของความสัมพันธ์มากกว่ารูปแบบทางกฎหมาย

5.2 การแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ

รายการต่างๆ ในงบการเงินของแต่ละกิจการในกลุ่มบริษัทวัดมูลค่าโดยใช้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ซึ่งถูกกำหนดเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท

รายการบัญชีในสกุลเงินตราต่างประเทศอื่นที่เกิดขึ้นระหว่างปี แปลงค่าเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานตามอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่เกิดรายการสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นตัวเงินในสกุลเงินตราต่างประเทศ ซึ่งคงเหลือ ณ วันที่ในงบแสดงฐานะการเงินแปลงค่าเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ในงบแสดงฐานะการเงิน รายการกำไรและขาดทุนที่เกิดจากการรับหรือจ่ายชำระที่เป็นเงินตราต่างประเทศ และที่เกิดจากการแปลงค่าสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นตัวเงินดังกล่าว ได้บันทึกไว้ในงบกำไรขาดทุนในงวดที่เกิดขึ้น

อย่างไรก็ตามเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและกรมพัฒนาธุรกิจการค้ากลุ่มบริษัทจึงนำเสนองบการเงินรวมที่แปลงค่าจากสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเป็นสกุลเงินบาท โดยแปลงค่าสินทรัพย์และหนี้สินด้วยอัตราตัวเฉลี่ยระหว่างอัตราที่ธนาคารพาณิชย์

รับซื้อและขายซึ่งธนาคารแห่งประเทศไทยคำนวณไว้ ณ วันสิ้นงวด และแปลงค่างบกำไรขาดทุน โดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนตัวเฉลี่ยระหว่างงวด ผลต่างจากการแปลงค่ารายการดังกล่าวรับรู้ในกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น

5.3 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดประกอบด้วยเงินสดในมือ เงินฝากธนาคาร หรือเงินลงทุนระยะสั้นอื่นที่มีสภาพคล่องในการเปลี่ยนมือ ซึ่งมีอายุไม่เกินสามเดือนนับจากวันที่มีการออกตราสาร

5.4 ลูกหนี้การค้า

ลูกหนี้การค้าแสดงในมูลค่าสุทธิที่คาดว่าจะได้รับ ค่าเผื่อนี้จะสงสัยจะสูญประมาณจากการสอบทานสถานะของลูกหนี้ที่คงค้างอยู่ ณ วันที่ในงบแสดงฐานะการเงิน ค่าเผื่อนี้จะสงสัยจะสูญหมายถึงผลต่างระหว่างราคาตามบัญชีของลูกหนี้การค้าเปรียบเทียบกับมูลค่าที่คาดว่าจะได้รับจากลูกหนี้การค้า

หนี้สงสัยจะสูญบันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบกำไรขาดทุนในปีที่เกิด

นโยบายการขายลดลูกหนี้

การขายลดลูกหนี้เป็นไปตามเงื่อนไขทางธุรกิจปกติ เมื่อมีการขายลดลูกหนี้ซึ่งบริษัทได้มีการโอนผลประโยชน์เชิงเศรษฐกิจและผลตอบแทนส่วนใหญ่ ซึ่งเกี่ยวข้องกับลูกหนี้นั้นให้แก่อีกการอื่นแล้ว บริษัทจะตัดบัญชีลูกหนี้ดังกล่าวเมื่อบริษัทได้รับผลตอบแทนจากการขายลดลูกหนี้

5.5 สินค้าคงเหลือ

สินค้าคงเหลือแสดงด้วยราคาทุนหรือมูลค่าสุทธิที่คาดว่าจะได้รับแล้วแต่ราคาใดจะต่ำกว่า ราคาทุนของสินค้าคำนวณโดยวิธีถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก มูลค่าสุทธิที่คาดว่าจะได้รับประมาณจากราคาที่คาดว่าจะขายได้ตามปกติของธุรกิจหักด้วยค่าใช้จ่ายที่จำเป็นเพื่อให้สินค้านั้นพร้อมขายและค่าใช้จ่ายในการขาย

5.6 พัสดคงเหลือ

พัสดคงเหลือแสดงด้วยราคาทุนถัวเฉลี่ยหักด้วยสำรองค่าเผื่อการเสื่อมมูลค่าและล้าสมัยสำหรับพัสดที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เสื่อมสภาพหรือไม่ได้ใช้งาน

5.7 ต้นทุนการกู้ยืม

ต้นทุนการกู้ยืมที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการได้มา การก่อสร้าง หรือการผลิตสินทรัพย์ที่เข้าเงื่อนไข จะรวมเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนของสินทรัพย์นั้น จนกระทั่งการดำเนินการส่วนใหญ่ที่จำเป็นในการเตรียมสินทรัพย์นั้นให้อยู่ในสภาพพร้อมที่จะใช้ได้ตามประสงค์เสร็จสิ้นลง

ในกรณีที่เงินกู้ยืมเกิดขึ้นโดยเฉพาะเพื่อก่อสร้างหรือผลิตสินทรัพย์ จำนวนต้นทุนการกู้ยืมที่รวมเป็นราคาทุนของสินทรัพย์จะเป็นต้นทุนการกู้ยืมที่เกิดขึ้นจริงในระหว่างปี ของเงินกู้ยืมหักด้วยรายได้ที่เกิดจากการนำเงินกู้ดังกล่าวไปลงทุนเป็นการชั่วคราว

สำหรับเงินกู้ยืมทั่วไป บริษัทรับรู้ต้นทุนการกู้ยืมที่รวมเป็นราคาทุนของสินทรัพย์ โดยใช้วิธีการการตั้งขึ้นเป็นทุนซึ่งคำนวณจาก อัตราดอกเบี้ยถัวเฉลี่ยของยอดเงินกู้ในระหว่างปี

5.8 ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์

ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ แสดงตามราคาทุนหักด้วยค่าเสื่อมราคาสะสมและค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์

• สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

บริษัทบันทึกบัญชีสินทรัพย์ที่ใช้เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีผลสำเร็จของงาน (The Successful Efforts Method) ซึ่งมีนโยบายบัญชีดังนี้

ต้นทุนสินทรัพย์

ต้นทุนของสินทรัพย์ประกอบด้วยต้นทุนทั้งหมดเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียมหรือต้นทุนในการได้มาในสัดส่วนของสินทรัพย์รวมถึงต้นทุนค่าซื้อถอนอุปกรณ์การผลิต

ต้นทุนเพื่อการขุดเจาะปิโตรเลียมของหลุมสำรวจจะถูกบันทึกเป็นสินทรัพย์และจะเปลี่ยนเป็นทรัพย์สินของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว เมื่อมีการสำรวจพบปริมาณสำรองที่เพียงพอในเชิงพาณิชย์ แต่จะถูกตัดจำหน่ายเป็นค่าใช้จ่ายทั้งจำนวนในงบกำไรขาดทุนในงวดที่มีการพิสูจน์ว่าไม่พบปริมาณสำรองหรือพบแต่ไม่เพียงพอในเชิงพาณิชย์

รายจ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ ตลอดจนค่าสงวนพื้นที่ในช่วงการสำรวจบันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงวดที่เกิดในงบกำไรขาดทุน

รายจ่ายเพื่อการพัฒนา ทั้งในส่วนของสินทรัพย์ที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมถึงต้นทุนของหลุมพัฒนาที่ไม่ประสบความสำเร็จจะถูกบันทึกไว้เป็นสินทรัพย์

ค่าเสื่อมราคา และค่าสูญสิ้น

ค่าเสื่อมราคาของต้นทุนการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียมคำนวณโดยวิธีสัดส่วนของผลผลิต (Unit of Production) ตลอดอายุของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) ค่าเสื่อมราคาของต้นทุนหลุมสำรวจ การพัฒนา เครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆ รวมถึงต้นทุนค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต ยกเว้นโครงการที่ยังไม่สำเร็จคำนวณโดยวิธีสัดส่วนของผลผลิต ตลอดอายุของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) หรือ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์และพัฒนาสำเร็จ (Proved Developed Reserves) กลุ่มบริษัทปรับการเปลี่ยนแปลงประมาณการปริมาณสำรองโดยวิธีเปลี่ยนทันทีเป็นต้นไป

ค่าเสื่อมราคาเฉพาะอุปกรณ์การผลิต (processing facilities) ของธุรกิจ Oil sand คำนวณโดยวิธีเส้นตรงตามอายุการใช้งานของสินทรัพย์ซึ่งมีอายุ 36 ปี ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและปริมาณสำรองที่พิสูจน์และพัฒนาสำเร็จคำนวณโดยวิธีของของบริษัท และข้อมูลที่ได้รับจากกิจการร่วมค้า

• ท่อขนส่งก๊าซและอื่นๆ

ต้นทุนของสินทรัพย์ประกอบด้วย ราคาซื้อรวมถึงต้นทุนทางตรงอื่นๆ ที่เกี่ยวกับการจัดหาสินทรัพย์เพื่อให้สินทรัพย์อยู่ในสภาพพร้อมใช้งาน

ค่าเสื่อมราคาคำนวณโดยวิธีเส้นตรงตามอายุการใช้งานของสินทรัพย์ซึ่งอยู่ระหว่าง 1 ถึง 40 ปี

ในกรณีที่ราคาตามบัญชีสูงกว่ามูลค่าที่คาดว่าจะได้รับคืน ราคาตามบัญชีจะถูกปรับลดให้เท่ากับมูลค่าที่คาดว่าจะได้รับคืน

รายการกำไรขาดทุนจากการจำหน่ายที่ดิน อาคารและอุปกรณ์คำนวณโดยเปรียบเทียบจากสิ่งตอบแทนที่ได้รับกับราคาตามบัญชี และรับรู้ในงบกำไรขาดทุนในงวดที่เกิดขึ้น

ต้นทุนของการปรับปรุงสินทรัพย์ให้ดีขึ้นที่มีสาระสำคัญจะรวมไว้เป็นส่วนหนึ่งของราคาตามบัญชีของสินทรัพย์ หากกลุ่มบริษัทคาดว่าจะได้รับประโยชน์กลับคืนมามากกว่าการใช้ประโยชน์โดยไม่มีการปรับปรุง

ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษาจะรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายในรอบระยะเวลาบัญชีที่เกิดขึ้น

5.9 รายจ่ายส่วนที่สำรองแทนรัฐบาล (Carried Cost) ภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

ภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตที่มีรัฐบาลเป็นผู้ร่วมทุนบางสัญญา กลุ่มผู้ร่วมทุนอื่นที่ไม่ใช่รัฐบาลมีข้อผูกพันที่จะต้องจ่ายต้นทุนในช่วงระยะเวลาสำรวจทั้งหมด ซึ่งรวมถึงต้นทุนในส่วนของรัฐบาลจนกว่าจะได้รับอนุมัติพื้นที่พัฒนาปิโตรเลียม (First Development Area) ต้นทุนในช่วงระยะเวลาสำรวจที่กลุ่มผู้ร่วมทุนจ่ายแทนรัฐบาลดังกล่าว (Carried Cost) เป็นไปตามสัดส่วนที่ตกลงกัน ทั้งนี้ เมื่อโครงการได้ทำการผลิตแล้ว กลุ่มผู้ร่วมทุนจะได้รับคืน Carried Cost ในรูปของการแบ่งปันผลผลิตปิโตรเลียม ตามวิธีการที่ได้ตกลงกัน โดยปราศจากดอกเบี้ย

กลุ่มบริษัทได้บันทึกรายการ Carried Cost ตามประเภทกิจกรรมปิโตรเลียม ภายใต้วิธีผลสำเร็จของงาน ซึ่งส่วนใหญ่บันทึกเป็นรายการภายใต้สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในงบแสดงฐานะการเงิน รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมในงบกำไรขาดทุน (รายละเอียดตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 17)

5.10 ค่าความนิยม

ค่าความนิยมคือต้นทุนของเงินลงทุนที่สูงกว่ามูลค่ายุติธรรมของเงินลงทุนที่กลุ่มบริษัทมีส่วนแบ่งในสินทรัพย์สุทธิของบริษัทย่อยหรือบริษัทร่วม ณ วันที่ได้มาซึ่งบริษัทนั้น ค่าความนิยมที่เกิดจากการได้มาซึ่งบริษัทย่อยแสดงเป็นสินทรัพย์ไม่มีตัวตนในงบแสดงฐานะการเงินรวม ค่าความนิยมที่เกิดจากการได้มาซึ่งบริษัทร่วมจะรวมไว้ในบัญชีเงินลงทุนในบริษัทร่วม และจะถูกทดสอบการด้อยค่าโดยรวมเป็นส่วนหนึ่งของเงินลงทุนในบริษัทร่วม ค่าความนิยมที่รับรู้จะต้องถูกทดสอบการด้อยค่าทุกปี และแสดงด้วยราคาทุนหักค่าเผื่อการด้อยค่าสะสม ค่าเผื่อการด้อยค่าของค่าความนิยมที่รับรู้แล้วจะไม่มีการกลับรายการ ทั้งนี้มูลค่าคงเหลือตามบัญชีของค่าความนิยมจะถูกรวมคำนวณในกำไรหรือขาดทุนเมื่อมีการขายกิจการ

ในการทดสอบการด้อยค่าของค่าความนิยม ค่าความนิยมจะถูกปันส่วนไปยังหน่วยสินทรัพย์ที่ก่อให้เกิดเงินสด (Cash Generating Unit) โดยที่หน่วยนั้นอาจจะเป็นหน่วยเดียวหรือหลายหน่วยรวมกันซึ่งคาดว่าจะได้รับประโยชน์จากค่าความนิยมที่เกิดจากการรวมธุรกิจ

5.11 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

• ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ (Probable Reserves)

ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ คือ มูลค่าของปริมาณสำรองซึ่งกลุ่มบริษัททำการประเมินมูลค่าเมื่อมีการซื้อธุรกิจ ปริมาณสำรองดังกล่าวจะถูกจัดประเภทรวมกับสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเมื่อปริมาณสำรองดังกล่าวได้เปลี่ยนประเภทเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว และทำการตัดจำหน่ายซึ่งคำนวณโดยวิธีสัดส่วนของผลผลิต

• สินทรัพย์ไม่มีตัวตนอื่น

สินทรัพย์ไม่มีตัวตนอื่นประกอบด้วยค่าใช้จ่ายเพื่อสิทธิการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ซึ่งตัดจำหน่ายตามวิธีเส้นตรงตามระยะเวลาที่เหลือของสัญญา แต่ไม่เกิน 10 ปี กลุ่มบริษัทได้มีการพิจารณาตั้งค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนเมื่อมีเหตุการณ์หรือสถานการณ์บ่งชี้ว่าราคาตามบัญชีอาจต่ำกว่ามูลค่าที่คาดว่าจะได้รับคืน

- **สินทรัพย์ในการสำรวจและประเมินค่าแหล่งทรัพยากร**

บริษัทบันทึกสินทรัพย์ในการสำรวจและประเมินค่าแหล่งทรัพยากรเป็นสินทรัพย์ไม่มีตัวตนโดยใช้ราคาทุน เมื่อมีการสำรวจพบปริมาณสำรองที่เพียงพอในเชิงพาณิชย์ สินทรัพย์ภายใต้โครงการนั้นจะถูกโอนไปเป็นทรัพย์สินของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว และมีวิธีวัดมูลค่าภายหลังตามวิธีการที่ระบุไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 5.8 เรื่องที่ดิน อาคารและอุปกรณ์

สำหรับโครงการที่พิสูจน์ว่าไม่พบปริมาณสำรองหรือพบแต่ไม่เพียงพอในเชิงพาณิชย์ สินทรัพย์ภายใต้โครงการนั้นจะถูกตัดจำหน่ายเป็นค่าใช้จ่ายทั้งจำนวนในงบกำไรขาดทุนในงวด

5.12 การด้อยค่าของสินทรัพย์

สินทรัพย์ที่มีอายุการให้ประโยชน์ไม่จำกัด เช่น ค่าความนิยม ซึ่งไม่มีการตัดจำหน่ายจะถูกทดสอบการด้อยค่าเป็นประจำทุกปี สินทรัพย์อื่นที่มีการตัดจำหน่ายจะมีการทบทวนการด้อยค่า เมื่อมีเหตุการณ์หรือสถานการณ์บ่งชี้ว่าราคาตามบัญชีอาจต่ำกว่ามูลค่าที่คาดว่าจะได้รับคืน รายการขาดทุนจากการด้อยค่าจะรับรู้เมื่อราคาตามบัญชีของสินทรัพย์สูงกว่ามูลค่าสุทธิที่คาดว่าจะได้รับคืน ซึ่งหมายถึงจำนวนที่สูงกว่าระหว่างมูลค่ายุติธรรมหักต้นทุนในการขายเทียบกับมูลค่าจากการใช้สินทรัพย์ ซึ่งส่วนปรับลดจะถูกบันทึกในงบกำไรขาดทุน ทั้งนี้สินทรัพย์จะถูกจัดเป็นหน่วยที่เล็กที่สุดที่สามารถแยกออกมาได้ เพื่อวัตถุประสงค์ของการประเมินการด้อยค่า

การประมาณการกระแสเงินสดในอนาคตที่ใช้ในการประเมินการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตปิโตรเลียมได้คำนึงถึงการประเมินความเสี่ยงบนความสามารถของแหล่งผลิตและแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รวมถึงการคาดการณ์เกี่ยวกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว และที่ยังไม่ได้พิสูจน์

ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์ยกเว้นส่วนที่เกี่ยวข้องกับค่าความนิยมจะถูกกลับรายการเมื่อมีเหตุการณ์หรือสถานการณ์ซึ่งบ่งชี้ว่าการเปลี่ยนแปลงในค่าเผื่อการด้อยค่าที่เกิดขึ้น ในกรณีดังกล่าว ราคาตามบัญชีของสินทรัพย์ที่เพิ่มขึ้นจากการกลับบัญชีผลขาดทุนจากการด้อยค่าต้องไม่สูงกว่าราคาตามบัญชีที่ควรเป็น (สุทธิจากค่าตัดจำหน่ายหรือค่าเสื่อมราคา) หากกลุ่มบริษัทไม่เคยรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์นั้นในงวดก่อน

5.13 ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี

ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีบันทึกเต็มจำนวนตามวิธีนี้สิน เมื่อเกิดผลแตกต่างชั่วคราวระหว่างฐานภาษีของสินทรัพย์และหนี้สินและราคาตามบัญชีที่แสดงอยู่ในงบการเงิน ผลแตกต่างชั่วคราวโดยหลักประกอบด้วยส่วนที่เกิดจากค่าเสื่อมราคาของอาคารและอุปกรณ์ การตัดจำหน่ายต้นทุนค่าวัตถุดิบอุปกรณ์การผลิต และผลแตกต่างระหว่างมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ที่ได้มาและฐานภาษี

อัตราภาษีที่ประกาศใช้ ณ วันที่ในงบแสดงฐานะการเงินเป็นอัตราที่ใช้ในการคำนวณภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี

สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีจะรับรู้เมื่อมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่กลุ่มบริษัทจะมีกำไรทางภาษีเพียงพอต่อการนำจำนวนผลแตกต่างชั่วคราวนั้นมาใช้ประโยชน์

กลุ่มบริษัทได้บันทึกภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีระหว่างผลแตกต่างชั่วคราวที่ต้องเสียภาษีจากเงินลงทุนในบริษัทย่อย บริษัทร่วมและส่วนได้เสียในกิจการร่วมค้า เว้นแต่สามารถควบคุมจังหวะเวลาในการกลับรายการผลแตกต่างชั่วคราวได้และมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่ที่ผลแตกต่างชั่วคราวจะไม่ได้กลับรายการภายในระยะเวลาที่คาดการณ์ได้ในอนาคต

สินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีจะหักกลบกันได้ก็ต่อเมื่อสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้ดังกล่าวเกี่ยวข้องกับหน่วยงานจัดเก็บภาษีเดียวกัน

5.14 ค่าตอบแทนตามสัญญาซื้อขายตัดบัญชี

ค่าตอบแทนตามสัญญาซื้อขายตัดบัญชีเป็นภาระผูกพันที่บริษัทต้องจ่ายเงินให้กับผู้ซื้อ (ปตท.) ตามเงื่อนไขหนึ่งในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sales Agreement) ของโครงการอาทิตย์ ในการดำเนินการขายก๊าซธรรมชาติ ซึ่งค่าตอบแทนดังกล่าวจัดประเภทเป็นสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนภายใต้หัวข้อค่าตอบแทนตามสัญญาซื้อขายตัดบัญชี และตัดจำหน่ายโดยวิธีเส้นตรงตามอายุสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

5.15 เงินกู้ยืม

กลุ่มบริษัทบันทึกเงินกู้ยืมตามมูลค่ายุติธรรมของสิ่งตอบแทนที่ได้รับหักด้วยต้นทุนการจัดทำรายการที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้มาซึ่งเงินกู้ยืม

เงินกู้ยืมจัดประเภทเป็นหนี้สินหมุนเวียนเมื่อกลุ่มบริษัทไม่มีสิทธิอันปราศจากเงื่อนไขให้เลื่อนชำระหนี้ออกไปอีกเป็นเวลาไม่น้อยกว่า 12 เดือนนับจากวันที่ในงบแสดงฐานะการเงิน

5.19 การจัดการความเสี่ยงในส่วนของคุณ

วัตถุประสงค์ของกลุ่มบริษัทในการบริหารทุนของบริษัท คือ เพื่อดำรงไว้ซึ่งความสามารถในการดำเนินงานอย่างต่อเนื่องของกลุ่มบริษัท เพื่อสร้างผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้นและเป็นประโยชน์ต่อผู้ที่มีส่วนได้เสียอื่น และเพื่อดำรงไว้ซึ่งโครงสร้างของทุนที่เหมาะสมเพื่อลดต้นทุนทางการเงินของทุน

5.20 สำรองเพื่อการขยายงาน

กลุ่มบริษัทจะพิจารณาจัดสรรสำรองเพื่อการขยายงานเพื่อวัตถุประสงค์ในการลงทุนโครงการใหม่ในระยะเริ่มสำรวจ (Exploration Phase) ซึ่งเป็นระยะที่มีความเสี่ยงสูงหรือเพื่อการแสวงหาปริมาณสำรองปิโตรเลียมมาทดแทน โดยจัดสรรจากกำไรสุทธิทางภาษีหลังหักภาษีเงินได้ของกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอัตราไม่เกินร้อยละ 35

5.21 การรับรู้รายได้

รายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมรับรู้เมื่อส่งมอบสินค้าให้กับลูกค้า

รายได้จากสัญญาบริการสร้างท่อขนส่งก๊าซรับรู้ตามอัตราส่วนของงานก่อสร้างที่ทำเสร็จ

รายได้ดอกเบี้ยรับรู้ตามส่วนของเวลา โดยคำนึงถึงอัตราผลตอบแทนที่แท้จริงของสินทรัพย์

รายได้นอกเหนือจากที่กล่าวตามข้างต้นรับรู้ตามเกณฑ์สิทธิ

5.22 รายได้รอการรับรู้ภายใต้สัญญา (Take-or-Pay)

ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกลุ่มบริษัทมีภาระต้องส่งมอบก๊าซธรรมชาติตามปริมาณขั้นต่ำให้แก่ลูกค้าตามสัญญาการซื้อขายในแต่ละปีสัญญา หากในปีสัญญาใดที่ลูกค้าไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติตามปริมาณขั้นต่ำได้ตามสัญญาที่กำหนดสำหรับปีสัญญานั้น ลูกค้าต้องชำระค่าก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ไม่ได้รับ (Take-or-Pay) โดยมีสิทธิที่จะรับก๊าซธรรมชาติสำหรับปริมาณที่ได้ชำระแล้วในปีต่อไป (Make-up) โดยไม่ต้องชำระค่าก๊าซธรรมชาติอีก กลุ่มบริษัทบันทึกรายการดังกล่าวเป็นรายได้รอการรับรู้ โดยประมาณจากปริมาณที่ได้ส่งมอบในระหว่างปีสัญญาและจะรับรู้เป็นรายได้ในปีที่มีการส่งมอบก๊าซธรรมชาติแก่ลูกค้า (รายละเอียดตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 28)

กลุ่มบริษัทได้จ่ายเงินค่าภาคหลวงล่วงหน้าจากเงินที่ได้รับล่วงหน้าภายใต้สัญญา Take-or-Pay แก่รัฐบาลพม่า และจะตัดจำหน่ายเป็นค่าใช้จ่ายในปีที่มีการส่งมอบก๊าซธรรมชาติแก่ลูกค้า (รายละเอียดตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 21)

5.23 ภาษีเงินได้

ค่าใช้จ่ายภาษีหรือรายได้ภาษีของกลุ่มบริษัท ประกอบด้วย

- ภาษีเงินได้ซึ่งคำนวณตามข้อกำหนดในพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2532 และประมวลรัษฎากร
- ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศสหภาพพม่า
- ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศสาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม
- ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศออสเตรเลีย
- ภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ในทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศออสเตรเลีย
- ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศรัฐสุลต่านโอมาน
- ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศแคนาดา
- ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศเนเธอร์แลนด์
- ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีซึ่งคำนวณตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 20

5.24 กำไรต่อหุ้น

กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐานคำนวณโดยการหารกำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญด้วยจำนวนหุ้นสามัญถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ถือโดยบุคคลภายนอกในระหว่างปี

กำไรต่อหุ้นปรับลดคำนวณโดยการหารกำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญด้วยจำนวนหุ้นสามัญถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ถือโดยบุคคลภายนอกในระหว่างปีปรับปรุงด้วยจำนวนหุ้นสามัญเทียบเท่าปรับลด โดยมีข้อสมมุติฐานว่าหุ้นสามัญเทียบเท่าปรับลดได้แปลงเป็นหุ้นสามัญทั้งหมด

5.25 ข้อมูลจำแนกตามส่วนงาน

ข้อมูลจำแนกตามส่วนงานแสดงโดยแบ่งตามส่วนงานธุรกิจเป็นข้อมูลหลัก และแสดงโดยแบ่งตามภูมิศาสตร์เป็นข้อมูลรอง

ส่วนงานธุรกิจกำหนดโดยลักษณะของกิจกรรมที่แตกต่างกันซึ่งมีความเสี่ยงและผลตอบแทนที่แตกต่างจากความเสี่ยงและผลตอบแทนของส่วนงานธุรกิจอื่น ส่วนงานภูมิศาสตร์กำหนดตามการดำเนินงานในสภาพแวดล้อมทางเศรษฐกิจที่เฉพาะเจาะจงซึ่งมีความเสี่ยงและผลตอบแทนที่แตกต่างไปจากความเสี่ยงและผลตอบแทนของการดำเนินงานในสภาพแวดล้อมทางเศรษฐกิจอื่น

5.26 เครื่องมือทางการเงิน

สินทรัพย์ทางการเงินและหนี้สินทางการเงิน

กลุ่มบริษัทจัดสินทรัพย์ทางการเงินเป็น 4 ประเภท ได้แก่ (1) สินทรัพย์ทางการเงินที่วัดค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน (2) เงินลงทุนที่ถือจนครบกำหนด (3) เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้ และ (4) สินทรัพย์ทางการเงินเผื่อขาย การจัดประเภทขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ในการได้มาซึ่งสินทรัพย์ทางการเงินนั้นๆ หนี้สินทางการเงินจัดประเภทเป็น (1) หนี้สินทางการเงินที่วัดค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน และ (2) หนี้สินทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ทางการเงินและหนี้สินทางการเงินทั้งหมดจะรับรู้เริ่มแรกด้วยมูลค่ายุติธรรม โดยในกรณีของสินทรัพย์ทางการเงินหรือหนี้สินทางการเงินที่ไม่ได้แสดงด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุนจะสุทธิด้วยต้นทุนในการทำรายการซึ่งเกี่ยวข้องโดยตรงกับการได้มาหรือการออกสินทรัพย์ทางการเงินหรือหนี้สินทางการเงิน ทั้งนี้การบัญชีหลังจากการได้มาขึ้นอยู่กับการจัดประเภทของสินทรัพย์ทางการเงินหรือหนี้สินทางการเงินนั้น สินทรัพย์ทางการเงินประเภทเงินให้สินเชื่อและลูกหนี้และเงินลงทุนที่ถือจนครบกำหนดรวมถึงหนี้สินทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่ายนั้น เริ่มต้นรับรู้รายการด้วยมูลค่ายุติธรรมสุทธิ ด้วยต้นทุนการทำรายการ และรับรู้มูลค่าภายหลังด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่ายตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง โดยรับรู้ส่วนต่างเป็นกำไรหรือขาดทุน

การด้อยค่าของสินทรัพย์ทางการเงิน

กลุ่มบริษัทประเมินข้อบ่งชี้การด้อยค่าของสินทรัพย์ทางการเงินหรือกลุ่มของสินทรัพย์ทางการเงินว่ามีการด้อยค่าหรือไม่ ณ วันสิ้นงวดในงบแสดงฐานะการเงิน ในกรณีมีข้อบ่งชี้การด้อยค่าเกิดขึ้น ขาดทุนจากการด้อยค่าคำนวณจากผลแตกต่างระหว่างมูลค่าตามบัญชีของสินทรัพย์และมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดในอนาคตคิดลดด้วยอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงเดิมตามสัญญา โดยขาดทุนจากการด้อยค่ารับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุน

อนุพันธ์ทางการเงินและการป้องกันความเสี่ยง

กลุ่มบริษัทรับรู้ต้นทุนทางการเงินในงบแสดงฐานะการเงินด้วยมูลค่ายุติธรรม และรับรู้การเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมเป็นกำไรหรือขาดทุน ในกรณีกิจการเลือกปฏิบัติตามการบัญชีป้องกันความเสี่ยงโดยเป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุในมาตรฐาน ผลของการบันทึกการป้องกันความเสี่ยงจะถูกหักกลบกกันสำหรับการป้องกันความเสี่ยงที่มีประสิทธิภาพ กรณีกิจการเข้าทำสัญญาเพื่อป้องกันความเสี่ยงในมูลค่ายุติธรรม การเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของรายการป้องกันความเสี่ยงจะรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุน เช่นเดียวกับการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของรายการที่ถูกป้องกันความเสี่ยงเฉพาะส่วนของความเสี่ยงที่เกี่ยวข้อง

กรณีที่กิจการเข้าทำสัญญาเพื่อป้องกันความเสี่ยงในกระแสเงินสด ผลกำไรหรือขาดทุนส่วนที่มีประสิทธิภาพของตราสารป้องกันความเสี่ยงจะรับรู้ในกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นโดยแสดงเป็นรายการแยกต่างหาก และจะทยอยรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุนเมื่อรายการที่ถูกป้องกันความเสี่ยงมีผลกระทบต่อกำไรขาดทุน ผลกำไรหรือขาดทุนส่วนที่ไม่มีประสิทธิภาพของตราสารป้องกันความเสี่ยงรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุนทันทีที่เกิดรายการ

6. การประมาณการและข้อสมมติฐานที่สำคัญ

ในการจัดทำงบการเงินให้เป็นไปตามมาตรฐานการบัญชี ผู้บริหารต้องใช้ประมาณการและข้อสมมติฐาน ซึ่งมีผลกระทบต่อการรายงานสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ทั้งนี้ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับข้อสมมติฐานที่สำคัญและที่มาของความไม่แน่นอนในการประมาณการซึ่งอาจมีผลต่อมูลค่าทางบัญชีของสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้และค่าใช้จ่ายที่รายงานในงบการเงินมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

การประมาณปริมาณสำรองปิโตรเลียม

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมเป็นข้อมูลพื้นฐานที่สำคัญสำหรับการประเมินการลงทุนในโครงการต่างๆ ของกลุ่มบริษัท รวมถึงการทดสอบการด้อยค่า การเปลี่ยนแปลงในปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved reserves) จะมีผลกระทบต่อมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิและค่าเสื่อมราคา ที่คำนวณตามวิธีสัดส่วนของผลผลิต (Unit of Production)

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved reserves) คือ ปริมาณของปิโตรเลียมที่สามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ ณ วันที่กำหนดใดๆ โดยมีความแน่นอนสูง ภายใต้เงื่อนไขสถานะเศรษฐกิจ และวิธีการผลิตในปัจจุบัน รวมถึงกฎระเบียบของรัฐ โดยปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินทุกปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของกลุ่มบริษัท

ต้นทุนการสำรวจปิโตรเลียม (Exploration Costs)

ต้นทุนเพื่อการขุดเจาะปิโตรเลียมของหลุมสำรวจที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และมีอายุมากกว่า 12 เดือนจะถูกตัดจำหน่ายเป็นค่าใช้จ่ายในงบกำไรขาดทุนวันแต่ (1) พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หรือ (2) พบปริมาณสำรองที่เพียงพอในเชิงพาณิชย์และมีแผนงานสำรวจและประเมินในอนาคต ซึ่งในการตัดสินใจว่าจะตัดจำหน่ายต้นทุนเพื่อการขุดเจาะปิโตรเลียมที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และมีอายุมากกว่า 12 เดือนหรือไม่นั้น บริษัทจำเป็นต้องใช้ข้อสมมติฐานในการประเมินเงื่อนไขภายใต้สถานการณ์ปัจจุบัน ซึ่งหากมีการเปลี่ยนแปลงข้อสมมติฐาน ในรอบระยะเวลาบัญชีภายหลัง ต้นทุนเพื่อการขุดเจาะปิโตรเลียมที่บันทึกเป็นสินทรัพย์ดังกล่าวจะถูกตัดจำหน่ายเป็นค่าใช้จ่ายในรอบระยะเวลาบัญชีนั้น

การด้อยค่าของสินทรัพย์

การประเมินมูลค่าจากการใช้งานของสินทรัพย์สำหรับการพิจารณาการด้อยค่า คำนวณจากการประมาณการกระแสเงินสดในอนาคตที่คิดลดซึ่งการคาดการณ์กระแสเงินสดในอนาคตได้มาจากการประมาณการของฝ่ายบริหารในเรื่องเกี่ยวกับราคาขายในอนาคต อุปสงค์และอุปทานในตลาด อัตราค่าไถ่ขึ้นต้น และปริมาณการผลิตที่คาดว่าจะผลิตได้ในอนาคต กลุ่มบริษัทกำหนดให้ปริมาณการผลิตที่คาดว่าจะผลิตได้ในอนาคตเป็นปัจจัยสำหรับทดสอบการด้อยค่าเนื่องจากกลุ่มบริษัทเชื่อว่าเป็นข้อบ่งชี้ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการประเมินกระแสเงินสดในอนาคตที่คาดว่าจะได้รับสำหรับการวัดมูลค่าจากการใช้งานซึ่งปริมาณการผลิตที่คาดว่าจะผลิตได้ในอนาคตประกอบด้วยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณที่คาดว่าจะปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในอนาคต อัตราคิดลดในการทดสอบการด้อยค่าสะท้อนถึงการประเมินสถานการณ์ตลาดปัจจุบันของมูลค่าของเงินตามเวลาและความเสี่ยงซึ่งเป็นลักษณะเฉพาะของสินทรัพย์ที่กำลังพิจารณา ซึ่งประมาณการกระแสเงินสดในอนาคตยังไม่ได้ปรับความเสี่ยงดังกล่าว

ค่าความนิยมและสินทรัพย์ไม่มีตัวตน

ในการบันทึกและวัดมูลค่าของค่าความนิยมและสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ณ วันที่ได้มา ตลอดจนการทดสอบการด้อยค่าในภายหลัง ฝ่ายบริหารต้องอาศัยการประมาณการกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับในอนาคตจากสินทรัพย์ หรือ หน่วยของสินทรัพย์ที่ก่อให้เกิดเงินสด (Cash Generating Unit) รวมทั้งการเลือกอัตราคิดลดที่เหมาะสมในการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดนั้น

ภาษีเงินได้

กลุ่มบริษัทมีหน้าที่ต้องเสียภาษีเงินได้ในหลายประเทศ ในการประมาณหนี้สินภาษีเงินได้ต้องใช้ดุลยพินิจอย่างเป็นสาระสำคัญ เนื่องจากมีรายการค้าและการคำนวณจำนวนมากที่เกิดขึ้นจากการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัท กลุ่มบริษัทรับรู้หนี้สินภาษีเงินได้ที่คาดว่าจะเกิด โดยใช้เกณฑ์การประมาณภาษีส่วนเพิ่มที่จะถึงกำหนดชำระผลแตกต่างระหว่างภาษีเงินได้ที่ชำระจริงกับประมาณการจะกระทบต่อภาษีเงินได้ และภาษีเงินได้รอดักบัญชีในงวดที่มีการประมาณการ

กลุ่มบริษัทจะรับรู้สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอดักบัญชีในบัญชีเมื่อมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนว่ากลุ่มบริษัทจะมีกำไรทางภาษีในอนาคตเพียงพอที่จะใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ภาษีเงินได้นั้น ในการนี้ฝ่ายบริหารจำเป็นต้องประมาณการว่าควรรับรู้จำนวนสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอดักบัญชีเป็นจำนวนเท่าใด โดยพิจารณาจากสมมติฐานเกี่ยวกับกำไรทางภาษีที่คาดว่าจะเกิดในอนาคตในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งสมมติฐานเกี่ยวกับกำไรทางภาษีในอนาคตที่ถูกกำหนดขึ้นมีความไม่แน่นอน อาจมีการเปลี่ยนแปลงซึ่งจะกระทบต่อการรับรู้สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอดักบัญชี

สัญญาเช่า

ในการพิจารณาประเภทของสัญญาเช่าว่าเป็นสัญญาเช่าดำเนินงานหรือสัญญาเช่าทางการเงิน ฝ่ายบริหารได้ใช้ดุลยพินิจในการประเมินเงื่อนไขและรายละเอียดของสัญญาเพื่อพิจารณาว่ากลุ่มบริษัทได้โอนหรือรับโอนความเสี่ยงและผลประโยชน์ในสินทรัพย์ที่เช่าดังกล่าวแล้วหรือไม่

แผนการเงินผลประโยชน์สำหรับพนักงานเมื่อเกษียณอายุ (Employee Retirement Plans)

ภาระหนี้สินที่เกิดจากแผนการเงินผลประโยชน์สำหรับพนักงานเมื่อเกษียณอายุคำนวณโดยการประมาณจำนวนเงินผลประโยชน์ในอนาคตที่พนักงานจะได้รับจากการทำงานให้กับบริษัทและบริษัทย่อยในงวดปัจจุบันและงวดอนาคต การประมาณการหนี้สินดังกล่าวคำนวณโดยผู้เชี่ยวชาญอิสระด้านคณิตศาสตร์ประกันภัย โดยใช้วิธีคิดลดแต่ละหน่วยที่ประมาณการไว้ (Projected Unit Credit Method) และกำหนดสมมติฐานที่เกี่ยวข้องซึ่งประกอบด้วยสมมติฐานทางการเงินและทางประชากรศาสตร์ รายละเอียดตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 26

เมื่อผลประโยชน์พนักงานมีการเปลี่ยนแปลง ส่วนของผลประโยชน์ที่เพิ่มขึ้นซึ่งเกี่ยวข้องกับการทำงานให้กับบริษัทในอดีตของพนักงานจะถูกบันทึกในงบกำไรขาดทุนตามวิธีเส้นตรงตามอายุงานคงเหลือโดยเฉลี่ยจนกระทั่งผลประโยชน์ได้มีการจ่ายจริง ในกรณีที่ผลประโยชน์พนักงานมีการจ่ายจริงค่าใช้จ่ายจะถูกบันทึกในงบกำไรขาดทุนทันที

ประมาณการหนี้สิน (Provisions)

กลุ่มบริษัทรับรู้ประมาณการหนี้สิน ในงบแสดงฐานะการเงินเมื่อกลุ่มบริษัทมีภาระผูกพันในปัจจุบันซึ่งเกิดจากเหตุการณ์ในอดีต โดยมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่จะทำให้กลุ่มบริษัทต้องสูญเสียทรัพยากรที่มีประโยชน์เชิงเศรษฐกิจเพื่อจ่ายชำระภาระผูกพันนั้นและสามารถประมาณมูลค่าได้อย่างน่าเชื่อถือ กลุ่มบริษัทบันทึกประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต (Decommissioning costs) เมื่อมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่จะเกิดภาระผูกพันอันเป็นผลเนื่องมาจากเหตุการณ์ในอดีตและสามารถประมาณการจำนวนเงินที่ต้องจ่ายได้อย่างสมเหตุสมผล กลุ่มบริษัทรับรู้ประมาณการหนี้สินดังกล่าวด้วยจำนวนประมาณการของต้นทุนค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตที่สร้างเสร็จพร้อมใช้งาน ซึ่งต้นทุนดังกล่าวได้รวมเป็นส่วนหนึ่งของสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และตัดจำหน่ายโดยวิธีสัดส่วนของผลผลิตของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตได้รับการสอบทานและประเมินขึ้นโดยวิศวกรของกลุ่มบริษัทและดุลยพินิจของฝ่ายบริหาร

การประมาณการหนี้สินขึ้นอยู่กับสถานการณ์ในปัจจุบัน ได้แก่ ข้อบังคับต่างๆ เทคโนโลยี และระดับราคา ดังนั้นผลที่เกิดขึ้นจริงอาจแตกต่างไปจากที่ประมาณการและตั้งข้อสมมติฐานไว้

7. การซื้อธุรกิจ

เมื่อวันที่ 22 พฤศจิกายน 2553 กลุ่มบริษัทได้ลงนามใน Partnership Unit Sale Agreement กับบริษัท Statoil Canada Ltd. และ Statoil Canada Holdings Corp. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ Statoil ASA (Statoil) เพื่อเข้าซื้อหุ้นส่วนในสัดส่วนร้อยละ 40 ของ Statoil Canada Partnership (SCP) ทั้งนี้สัญญา Partnership Unit Sale Agreement จะให้ผลสมบูรณ์ในวันที่ 21 มกราคม 2554 โดยกลุ่มบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 40 ซึ่งมีผลย้อนหลังถึงวันที่ 1 มกราคม 2554

ในระหว่างปี 2554 กลุ่มบริษัทได้รับข้อมูลเพิ่มเติมจากทาง Statoil Canada Limited ว่า ผลประโยชน์ทางภาษีจากการซื้อธุรกิจนั้นเพิ่มขึ้นสุทธิ 7.13 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ซึ่งมีผลทำให้หนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการซื้อธุรกิจลดลงเป็นจำนวน 1.78 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ 53.76 ล้านบาท อีกทั้งกลุ่มบริษัท และ Statoil Canada Limited ได้ตกลงร่วมกันเรื่องการปรับลดราคาซื้อขายธุรกิจ (Final Post Closing Adjustment) มีผลทำให้ราคาซื้อขายปรับลดลงอีกเป็นจำนวน 0.6 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกาหรือ 18.21 ล้านบาท ดังนั้น รายการดังกล่าวข้างต้นจึงมีผลทำให้ค่าความนิยมจากการซื้อธุรกิจลดลงสุทธิ 2.39 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ 71.91 ล้านบาท

รายละเอียดของสินทรัพย์สุทธิที่ได้มาและค่าความนิยมที่แสดงเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา และสกุลเงินบาท* มีดังต่อไปนี้

สิ่งตอบแทนที่ใช้ในการซื้อ (เงินสดจ่าย)
มูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิที่ได้รับ
ค่าความนิยม (หมายเหตุ ข้อ 18)

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
2,276.84	68,649.63
1,940.03	58,494.31
336.81	10,155.32

สินทรัพย์และหนี้สินที่เกิดจากการซื้อธุรกิจมีดังนี้

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด
ลูกหนี้การค้า
ลูกหนี้จากการร่วมทุน
สินค้างเคสิทธิ์
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์สุทธิ
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิ
เจ้าหนี้การค้า
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน
ภาษีเงินได้รอการตัดจำหน่าย
ประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิต
สินทรัพย์สุทธิ
ค่าความนิยม
รวมสิ่งตอบแทนในการซื้อ
หัก เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด
เงินมัดจำสำหรับการซื้อหุ้นส่วน
เงินสดที่ใช้ไปในการซื้อธุรกิจในช่วง

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
มูลค่ายุติธรรม	มูลค่ายุติธรรม
45.28	1,365.19
0.94	28.33
1.09	32.83
4.63	139.76
0.50	15.02
1,398.21	42,157.81
1,140.57	34,389.67
(21.84)	(658.30)
(15.42)	(464.97)
(607.33)	(18,311.95)
(6.60)	(199.08)
1,940.03	58,494.31
336.81	10,155.32
2,276.84	68,649.63
45.28	1,365.19
342.00	10,311.74
1,889.56	56,972.70

* สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเทียบเท่าเป็นสกุลเงินบาทที่อัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ย ณ วันที่ 30 ธันวาคม 2553 ตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทย ที่ 30.1513 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

8. เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
เงินสดและเงินฝากธนาคาร	885.19	1,905.50	28,052.58	57,453.19
รายการเทียบเท่าเงินสด				
- เงินฝากประจำ	53.02	73.98	1,680.43	2,230.64
- ตัวเงินค้ำ	412.32	-	13,066.89	-
รวม	1,350.53	1,979.48	42,799.90	59,683.83

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
เงินสดและเงินฝากธนาคาร	338.48	1,371.15	10,726.88	41,342.04
รายการเทียบเท่าเงินสด				
- เงินฝากประจำ	50.65	71.98	1,605.32	2,170.12
- ตัวเงินค้ำ	355.80	-	11,275.68	-
รวม	744.93	1,443.13	23,607.88	43,512.16

เงินฝากธนาคารประเภทเผื่อเรียกสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีอัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 0.11 - 4.25 ต่อปี (ในระหว่างปี 2553 อัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 0.04 - 4.50 ต่อปี)

เงินฝากธนาคารประเภทประจำสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีอัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 0.56 - 6.00 ต่อปี (ในระหว่างปี 2553 อัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 0.33 - 5.00 ต่อปี)

ตัวเงินค้ำสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีอัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 1.77 - 3.42 ต่อปี (ในระหว่างปี 2553 อัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 1.11 - 1.75 ต่อปี)

9. ลูกหนี้บริษัทใหญ่

ลูกหนี้บริษัทใหญ่ ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ค่าขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม	448.69	281.57	14,219.63	8,489.82
การให้บริการสร้างท่อขนส่งก๊าซ	35.04	36.83	1,110.41	1,110.43
ค่าขายอุปกรณ์รับส่งก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิต	0.47	9.75	14.85	294.00
รวม	484.20	328.15	15,344.89	9,894.25

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ค่าขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม	257.43	161.67	8,158.43	4,874.70
การให้บริการสร้างท่อขนส่งก๊าซ	35.04	36.83	1,110.41	1,110.43
ค่าขายอุปกรณ์รับส่งก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิต	0.47	9.75	14.85	294.00
รวม	292.94	208.25	9,283.69	6,279.13

ลูกหนี้บริษัทใหญ่ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 สามารถวิเคราะห์ตามอายุหนี้ที่ค้างชำระได้ดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ยังไม่ครบกำหนดชำระ	441.78	273.87	14,000.48	8,257.45
ครบกำหนดชำระ				
- ไม่เกิน 3 เดือน	-	9.75	-	294.00
- เกิน 3 - 6 เดือน	0.16	-	5.11	-
- เกิน 6 เดือน	42.26	44.53	1,339.30	1,342.80
รวม	484.20	328.15	15,344.89	9,894.25

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ยังไม่ครบกำหนดชำระ	254.35	157.91	8,060.78	4,761.30
ครบกำหนดชำระ				
- ไม่เกิน 3 เดือน	-	9.75	-	294.00
- เกิน 3 - 6 เดือน	-	-	-	-
- เกิน 6 เดือน	38.59	40.59	1,222.91	1,223.83
รวม	292.94	208.25	9,283.69	6,279.13

10. ลูกหนี้การค้า

ลูกหนี้การค้า ประกอบด้วย

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
Statoil Canada Ltd.	47.93	-	1,518.90	-
Myanmar Oil and Gas Enterprise	29.00	26.17	919.15	788.99
Vitol Asia PTE Limited	38.37	-	1,216.14	-
Exxap (Exxonmobile Asia Pacific Pte)	10.59	-	335.46	-
Chevron Product Company	9.42	10.31	298.42	311.00
Binh Son Refining & Petrochemical Co.,Ltd.	9.00	-	285.18	-
Star Petroleum Refining Co., Limited	2.03	8.20	64.37	247.39
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	1.61	1.17	51.04	35.39
Ministry of Oil and Gas (Oman)	1.34	1.37	42.48	41.23
Chevron U.S.A. INC	0.79	-	25.05	-
Shell International Eastern Trading Company	-	7.42	-	223.58
Mercuria Energy Trading SA	-	6.62	-	199.51
อื่นๆ	0.07	0.08	2.40	2.44
รวม	150.15	61.34	4,758.59	1,849.53

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
Star Petroleum Refining Co., Limited	2.03	2.29	64.37	68.99
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	0.40	0.29	12.76	8.85
อื่นๆ	0.02	0.02	0.60	0.61
รวม	2.45	2.60	77.73	78.45

ลูกหนี้การค้า ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 สามารถวิเคราะห์ตามอายุหนี้ที่ค้างชำระได้ดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ยังไม่ครบกำหนดชำระ	150.15	61.19	4,758.59	1,844.88
ครบกำหนดชำระ				
- ไม่เกิน 3 เดือน	-	-	-	-
- เกิน 3 - 6 เดือน	-	-	-	-
- เกิน 6 เดือน	-	0.15	-	4.65
รวม	150.15	61.34	4,758.59	1,849.53

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ยังไม่ครบกำหนดชำระ	2.45	2.60	77.73	78.45
ครบกำหนดชำระ				
- ไม่เกิน 3 เดือน	-	-	-	-
- เกิน 3 - 6 เดือน	-	-	-	-
- เกิน 6 เดือน	-	-	-	-
รวม	2.45	2.60	77.73	78.45

11. ลูกหนี้อื่น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 ลูกหนี้อื่นจำนวน 201.90 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ 6,398.35 ล้านบาท ในจำนวนนี้มีลูกหนี้ที่เกิดจากการที่บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ลงนามในสัญญาร่วมทุน (Joint Operating Agreement) ในโครงการพม่าซอติกับ Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE) เพื่อให้ MOGE เข้าถือสัดส่วนร้อยละ 20 ในโครงการดังกล่าว ซึ่ง MOGE จะต้องจ่ายชำระค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง ตามสัดส่วนที่เข้าร่วมทุน ประมาณ 126.33 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ 4,003.70 ล้านบาท รายละเอียดแสดงไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อที่ 40

12. พัสตุดคงเหลือ-สุทธิ

พัสตุดคงเหลือ-สุทธิ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
พัสตุดคงเหลือในราคาทุน	272.57	241.19	8,638.18	7,272.25
สำรองค่าเผื่อการเสื่อมมูลค่าและล้าสมัย	(1.44)	(1.89)	(45.74)	(57.19)
พัสตุดคงเหลือ-สุทธิ	271.13	239.30	8,592.44	7,215.06

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
พัสดุดังเหลือในราคาทุน	106.72	97.55	3,382.19	2,941.27
สำรองค่าเผื่อการเสื่อมมูลค่าและล้าสมัย	(0.43)	(0.81)	(13.64)	(24.54)
พัสดุดังเหลือสุทธิ	106.29	96.74	3,368.55	2,916.73

13. สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นๆ

สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นๆ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 ส่วนใหญ่จำนวนประมาณ 103 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ ประมาณ 3,256 ล้านบาท เป็นเงินจ่ายล่วงหน้าของกลุ่มบริษัทตามสัญญาก่อสร้าง

14. รายการระหว่างบุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันที่มีสาระสำคัญ

รายการระหว่างบุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันที่มีสาระสำคัญ สรุปได้ดังนี้

14.1 รายได้และค่าใช้จ่ายที่เป็นรายการกับบุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกัน

รายการบัญชีที่สำคัญกับบุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 สรุปได้ดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
บริษัทใหญ่ - บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.)				
รายได้จากการขาย (ตามราคาที่ยังจากราคาตลาดโลก)	4,596.90	3,814.03	140,106.39	120,817.09
ค่าตอบแทนตามสัญญาตัดจ่าย	1.75	1.76	53.31	55.99
บริษัทย่อย บริษัทร่วมและกิจการที่ควบคุมร่วมกัน				
ดอกเบี้ยรับ	0.82	0.61	25.09	19.15
ค่าเช่าและค่าบริการจ่าย	14.57	10.79	443.81	339.00
คณะกรรมการและผู้บริหารระดับสูง				
ค่าตอบแทนคณะกรรมการ	1.71	1.80	53.10	54.90
ค่าตอบแทนผู้บริหารระดับสูง*	2.86	4.11	87.07	130.56

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
บริษัทใหญ่ - บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.)				
รายได้จากการขาย (ตามราคาที่ยังจากราคาตลาดโลก)	3,002.86	2,614.67	91,530.67	82,832.49
ค่าตอบแทนตามสัญญาตัดจ่าย	1.75	1.76	53.31	55.99
บริษัทย่อย บริษัทร่วมและกิจการที่ควบคุมร่วมกัน				
ดอกเบี้ยรับ	107.74	61.78	3,286.08	1,959.81
รายได้ค่าบริการและการจัดการ	0.32	0.32	9.92	10.22
ค่าเช่าและค่าบริการจ่าย	14.57	10.79	443.81	339.00
คณะกรรมการและผู้บริหารระดับสูง				
ค่าตอบแทนคณะกรรมการ	1.71	1.80	53.10	54.90
ค่าตอบแทนผู้บริหารระดับสูง*	2.86	4.11	87.07	130.56

* ไม่รวมค่าตอบแทนของผู้บริหารระดับสูงที่ไปปฏิบัติงานสมทบในบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

14.2 เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน

เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน ประกอบด้วย

ผู้กู้	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
บริษัทรวม				
EnCo	18.30	19.24	580.00	580.01
ShoreAir	0.19	0.46	5.82	13.82
รวม	18.49	19.70	585.82	593.83

ผู้กู้	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
บริษัทย่อย				
PTTEPI	992.32	1,124.24	31,447.76	33,897.37
PTTEPO	2,088.77	875.10	66,195.81	26,385.39
พีทีทีอียู เซอร์วิส	2.06	2.53	65.22	76.20
บริษัทรวม				
EnCo	18.30	19.24	580.00	580.01
รวม	3,101.45	2,021.11	98,288.79	60,938.97

การเปลี่ยนแปลงเกี่ยวกับเงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
	งบการเงินรวม	งบการเงินรวม
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	19.70	593.83
เพิ่มขึ้น	-	-
รับคืนเงินกู้	(0.27)	(8.37)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน	(0.94)	0.36
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	18.49	585.82

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
	งบการเงินเฉพาะบริษัท	งบการเงินเฉพาะบริษัท
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	2,021.11	60,938.97
เพิ่มขึ้น	3,725.01	113,582.19
รับคืนเงินกู้	(2,574.67)	(78,506.19)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน	(70.00)	2,273.82
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	3,101.45	98,288.79

บริษัทให้กู้ยืมเงินแก่บริษัทย่อยสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 ในอัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 3.46 - 3.86 ต่อปี (ปี 2553 : อัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 3.46 - 3.73 ต่อปี) โดยผู้กู้แจ้งกำหนดชำระคืนเป็นคราวๆ และบริษัทให้กู้ยืมเงินแก่บริษัทรวมสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 ในอัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 3.90 - 4.60 ต่อปี (ปี 2553 : อัตราดอกเบี้ยระหว่างร้อยละ 3.15 - 3.60 ต่อปี)

15. เงินลงทุนในบริษัทย่อย บริษัทร่วม บริษัทร่วม และกิจการที่ควบคุมร่วมกัน

15.1 รายละเอียดบริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการที่ควบคุมร่วมกัน

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

บริษัทย่อย	ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	ทุนชำระแล้ว		ถือหุ้นโดย	สัดส่วนเงินลงทุน		เงินลงทุน				เงินปันผลสำหรับปีสิ้นสุดวันที่	
				31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553		31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	วิธีการลงทุน		วิธีส่วนได้เสีย			
									31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
บริษัท ปตท.สผ. อินโดจีนแท่นผลิต จำกัด (ปตท.สผ.อ.) PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO)	ไทย	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม ธุรกิจปิโตรเลียม	516.38 0.007	516.38 0.007	ปตท.สผ. ปตท.สผ. ปตท.สผ.อ.	100% 75% 25%	100% 75% 25%	516.38 0.005 0.002	516.38 0.005 0.002	1,496.57 855.68 285.23	1,199.22 717.45 240.60	- - -	- - -
				0.05 0.05										

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	ทุนชำระแล้ว		ถือหุ้นโดย	สัดส่วนเงินลงทุน		เงินลงทุน				เงินปันผลสำหรับปีสิ้นสุดที่	
								วิธีราคาทุน		วิธีส่วนได้เสีย			
31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	
บริษัทย่อย													
PTTEP Australia Pty Limited (PTTEP AU) *	ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.45	0.45	PTTEPH	100%	100%	0.45	0.45	(58.06)	(48.39)	-	-
PTTEP Bangladesh Limited (PTTEP BD)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(10.87)	(10.48)	-	-
PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA) ^{4, 10}	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	0.03	0.04	-	-
PTTEP New Zealand Limited (PTTEP NZ)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(13.27)	(17.70)	-	-
PTTEP Semai II Limited (PTTEP SM)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(69.93)	(8.33)	-	-
PTTEP Australia Perth Pty Limited (PTTEP AP) *	ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.04	0.04	PTTEPH	100%	100%	0.04	0.04	30.18	56.54	-	-
Andaman Transportation Limited (ATL)	เคย์แมน	ท่อขนส่งก๊าซ	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(7.49)	0.04	-	-
PTTEP International Holding Company Limited (PTTEP IH)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(200.96)	(1.42)	-	-
PTTEP Southwest Vietnam Pipeline Company Limited (PTTEP SVPC)	เคย์แมน	ท่อขนส่งก๊าซ	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(0.04)	0.04	-	-
PTTEP FLNG Holding Company Limited (PTTEP FH)	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.001	0.001	PTTEP IH	100%	100%	0.001	0.001	(6.79)	(0.03)	-	-
JV Shore Base Limited (JV Shore Base) ^{5, 9, 10}	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP IH	100%	100%	0.05	0.05	0.04	0.04	-	-
PTTEP Netherland Holding Limited (PTTEP NL)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP IH	100%	100%	0.05	0.05	(192.10)	(1.35)	-	-
JV Marine Limited (JV Marine) ⁶	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP IH	100%	100%	0.05	0.05	(0.12)	0.04	-	-
PTTEP South Mandar Limited (PTTEP SMD)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(1.76)	(1.12)	-	-
PTTEP South Sageri Limited (PTTEP SS)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(1.74)	(0.63)	-	-
PTTEP Sadang Limited (PTTEP SD)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(2.82)	(0.43)	-	-
PTTEP Malunda Limited (PTTEP ML)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(10.34)	(1.07)	-	-
PTTEP Netherlands Coöperatie U.A. (PTTEP NC) ¹⁰	เนเธอร์แลนด์	ธุรกิจปิโตรเลียม	1,000.05	0.05	PTTEP IH	0.00005%	1%	0.0005	0.0005	(1.85)	(0.005)	-	-
PTTEP Canada Limited (PTTEP CA) ¹⁰	แคนาดา	ธุรกิจปิโตรเลียม	1,000.05	0.05	PTTEP NL	99.99995%	99%	1,000.05	0.0495	816.42	(0.47)	-	-
PTTEP Canada International Finance Limited (PTTEP CIF) ¹⁰	แคนาดา	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	-	PTTEP NC	100%	100%	1,000.05	0.05	817.17	(0.48)	-	-
PTTEP MEA Limited (PTTEP MEA) ¹⁰	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.05	-	PTTEP	100%	-	0.05	-	(3.57)	-	-	-
บริษัทร่วม													
บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo)	ไทย	การพาณิชย์	49.58	49.58	ปตท.สน.	50%	50%	24.79	24.79	21.78	20.79	-	-
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (PTT CT)	ไทย	ให้บริการ	3.94	3.94	ปตท.สน.	20%	20%	0.79	0.79	2.18	1.03	-	-
บริษัทร่วมของกลุ่มบริษัท PTTEP AP ⁷	ออสเตรเลีย	ให้บริการ	0.97	0.97	PTTEP AAO	50%	50%	0.48	0.48	2.97	2.78	-	-

หน่วย : ล้านบาทหรือหุ้น

ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	ทุนชำระแล้ว		ถือหุ้นโดย	สัดส่วนเงินลงทุน		เงินลงทุน			เงินปันผลสำหรับปีสิ้นสุดวันที่		
			31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553		31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	วิธีการลงทุน		31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554		
								31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553				
กิจการที่ควบคุมร่วมกัน													
Carigali - PTTEPI Operating Company Sdn Bhd. (CPOC)	มาเลเซีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.10	0.10	ปตท.สผ.อ.	50%	50%	0.05	0.05	0.06	-	-	
	โมอิตาตา	ท่อก๊าซ	0.03	0.03	PTTEPO	25.5%	25.5%	0.008	0.008	61.34	97.74	83.39	
Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC)	เคย์แมน	ท่อก๊าซ	0.10	0.10	PTTEPO	19.3178%	19.3178%	8.01	8.01	44.14	67.05	53.98	
Orange Energy Limited (Orange)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	4.00	4.00	PTTEPO	53.9496%	53.9496%	329.77	329.77	195.39	200.58	64.74	
B832 Partners Limited (B832 Partners)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	4.40	4.40	PTTEPO	25.0009%	25.0009%	109.95	109.95	52.68	61.12	31.50	
PTT FLNG Limited (PTT FLNG)	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.0006	0.0007	PTTEP FH	50%	50%	0.0006	0.0007	(6.77)	(0.02)	-	
Erawan 2 FSO Bahamas Limited (Erawan 2)	บาฮามาส	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.0001	-	JV Marine	13.11%	-	11.67	-	11.74	-	-	
KKD Oil Sands Partnership (KOSP) ⁹	แคนาดา	ธุรกิจปิโตรเลียม	3,966.47	-	PTTEP CA	40%	-	2,067.58	-	2,099.95	-	-	
Leismer Aerodrome Limited (LAL)	แคนาดา	ให้บริการ	21.17	-	PTTEP CA	40%	-	7.40	-	7.52	-	-	
Groupement Bir Seba (GBRS)	อัลจีเรีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	-	-	PTTEP AG	35%	-	-	-	-	-	-	

ลักษณะความสัมพันธ์ : บริษัทถือหุ้นในบริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการที่ควบคุมร่วมกัน โดยทางตรงหรือทางอ้อม และผู้บริหารของบริษัทย่อยมาจากบริษัททั้งหมด

- 1 เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2553 บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับกระทรวงพาณิชย์และอยู่ระหว่างการชำระบัญชี
- 2 เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2554 PTTEP Merangin Company Limited (PTTEPM) ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับรัฐบาลหมู่เกาะเคย์แมน
- 3 เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2553 บริษัท ปตท.สผ. โครงการไทย จำกัด ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับกระทรวงพาณิชย์และชำระบัญชีเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554
- 4 เปลี่ยนชื่อจาก PTTEP Myanmar Limited (PTTEP MYA) เป็น PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA)
- 5 เปลี่ยนชื่อจาก PTTEP Brazil Holding Limited (PTTEP BR) เป็น JV Shore Base Limited (JV Shore Base)
- 6 เมื่อวันที่ 17 มกราคม 2554 บริษัท JV Marine Limited ได้ลงนามสัญญาเข้าร่วมลงทุนในบริษัท Erawan 2 FSO Bahamas Ltd. ในสัดส่วนร้อยละ 13.11
- 7 บริษัทร่วมของกลุ่มบริษัท PTTEP AP ได้แก่ ShoreAir Pty Ltd และ Troughton Island Pty Ltd
- 8 เปลี่ยนชื่อจาก Statoil Canada Partnership (SCP) เป็น KKD Oil Sands Partnership (KOSP)
- 9 ณ วันที่ 13 ธันวาคม 2554 บริษัท JV Shore Base Limited ได้ลงนามสัญญาเข้าร่วมลงทุนในบริษัท NST Supply Base Company Limited ในสัดส่วนร้อยละ 19.5875 ต่อมาวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2555 บริษัท NST Supply Base Company Limited ได้มีการจดทะเบียนเพิ่มทุน ทำให้สัดส่วนการร่วมทุนลดลงเหลือ 15.67%
- 10 ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 PTTEP SA, JV Shore Base, PTTEP NC, PTTEP CA, PTTEP CIF และ PTTEP MEA ยังถือหุ้นนี้ค้างค้างอยู่

หน่วย : ล้านบาท

ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	ทุนชำระแล้ว		ถือหุ้นโดย	เงินลงทุน				เงินปันผลสำหรับปีสิ้นสุดวันที่	
						วิธีราคาทุน		วิธีส่วนได้เสีย			
						31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553		
บริษัทย่อย											
บริษัท ปตท.สน. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สน.อ.)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	20,000.00	20,000.00	ปตท.สน.	100%	100%	15,569.64	47,427.95	36,158.14	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	0.17	0.17	ปตท.สน.	75%	75%	0.15	27,117.56	21,632.15	-
					ปตท.สน.อ.	25%	25%	0.05	9,039.37	7,254.26	-
PTTEP Southwest Vietnam Company Limited (PTTEP SV)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	2.03	2.03	PTTEPO	100%	100%	1.51	(337.42)	(276.13)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	2.03	2.03	PTTEPO	100%	100%	1.51	(546.56)	(459.71)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	2.12	2.12	PTTEPO	100%	100%	1.51	(5,267.92)	(6,688.74)	-
PTTEP Hoang-Long Company Limited (PTTEP HL)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	2.16	2.16	PTTEPO	100%	100%	1.51	(1,201.39)	(1,252.10)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	2.16	2.16	PTTEPO	100%	100%	1.51	(2,696.37)	(2,635.14)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	2.10	2.10	PTTEPO	100%	100%	1.51	(3,292.15)	(2,738.57)	-
PTTEP Algeria Company Limited (PTTEP AG)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100.00	100.00	ปตท.สน.อ.	100%	100%	80.47	76.56	(93.94)	(75.68)
		ธุรกิจปิโตรเลียม	1.00	1.00	ปตท.สน.	25%	25%	0.20	0.20	0.16	0.92
		ให้บริการ			ปตท.สน.อ.	75%	75%	1.40	1.33	96.94	50.65
บริษัท ปตท.สน. สยาม จำกัด (ปตท.สน.ส.)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100.00	100.00	ปตท.สน.	51%	51%	3,162.50	3,008.82	5,164.91	5,560.06
					PTTEPO	49%	49%	3,016.06	2,869.51	4,147.63	4,566.92
					PTTEP OM	100%	100%	1.51	(2,376.25)	(2,154.88)	-
PTTEP Iran Company Limited (PTTEP IR)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.91	1.91	PTTEP OM	100%	100%	1.51	(451.97)	-	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	2.05	2.05	PTTEPO	100%	100%	1.51	(510.08)	(394.82)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	1.90	1.90	PTTEP OM	100%	100%	1.51	(12,492.36)	(2,329.74)	-
PTTEP Bahrain Company Limited (PTTEP BH)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.88	1.88	PTTEPO	100%	100%	1.51	(3,094.52)	(629.30)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	1.88	1.88	PTTEPH	100%	100%	1.51	(340.73)	(271.67)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	1.88	1.88	PTTEP ID	100%	100%	1.51	(21.93)	-	-
PTTEP Bengara I Company Limited (PTTEPB)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.00	1.00	ปตท.สน.ท.	100%	100%	-	(0.05)	0.05	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	0.25	0.25	ปตท.สน.ส.	100%	100%	0.23	(0.05)	0.05	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	1.69	1.69	PTTEPH	100%	100%	1.51	(1,366.88)	(1,043.36)	-
PTTEP Egypt Company Limited (PTTEP EG)	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.69	1.69	PTTEP EG	100%	100%	1.51	(332.06)	(211.31)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	1.69	1.69	PTTEP EG	100%	100%	1.51	(1,031.49)	(829.34)	-
		ธุรกิจปิโตรเลียม	1.69	1.69	PTTEP EG	100%	100%	1.51	(1,031.49)	(829.34)	-

หน่วย : ล้านบาท

ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	ทุนชำระแล้ว		ถือหุ้นโดย	สัดส่วนเงินลงทุน		เงินลงทุน		เงินปันผลสำหรับปีสิ้นสุดวันที่			
			31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553		31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553				
บริษัทย่อย													
PTTEP Australia Pty Limited (PTTEP AU) *	ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.53	1.53	PTTEPH	100%	100%	1.43	1.36	(1,839.85)	(1,459.02)	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.67	1.67	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(344.54)	(315.88)	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.59	1.59	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	1.09	1.18	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.70	1.70	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(420.57)	(533.73)	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.74	1.74	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(2,216.26)	(251.16)	-	-
	ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.20	1.20	PTTEPH	100%	100%	1.11	1.06	956.51	1,704.62	-	-
	เคย์แมน	ท่าขนส่งก๊าซ	1.74	1.74	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(237.36)	1.16	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.77	1.77	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(6,388.72)	(42.68)	-	-
	เคย์แมน	ท่าขนส่งก๊าซ	1.64	1.64	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(1.19)	1.17	-	-
	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.04	0.04	PTTEP IH	100%	100%	0.04	0.04	(215.31)	(1.02)	-	-
JV Shore Base Limited (JV Shore Base) ^{8, 9, 10}	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.61	1.61	PTTEP IH	100%	100%	1.58	1.51	1.15	1.32	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.61	1.61	PTTEP IH	100%	100%	1.58	1.51	(6,087.95)	(40.79)	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.61	1.61	PTTEP IH	100%	100%	1.58	1.51	(3.94)	1.32	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(55.84)	(33.84)	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(55.11)	(18.99)	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(89.41)	(12.89)	-	-
	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(327.68)	(32.16)	-	-
	เนเธอร์แลนด์	ธุรกิจปิโตรเลียม	31,692.79	1.50	PTTEP IH	0.00005%	1%	0.02	0.02	(58.77)	(0.14)	-	-
	แคนาดา	ธุรกิจปิโตรเลียม	31,692.75	1.47	PTTEP NL	99.99995%	99%	31,692.77	1.49	25,873.29	(14.20)	-	-
	แคนาดา	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.55	-	PTTEP NC	100%	100%	31,692.75	1.47	25,896.98	(14.38)	-	-
PTTEP MEA Limited (PTTEP MEA) ¹⁰	เคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	1.56	-	ปตท.สน.	100%	-	1.58	-	(113.25)	-	-	-
	บริษัทร่วม												
	ไทย	การพาณิชย์	1,800.00	1,800.00	ปตท.สน.	50%	50%	785.61	747.43	690.10	626.70	-	-
	ไทย	ให้บริการ	150.00	150.00	ปตท.สน.	20%	20%	24.97	23.76	69.12	31.20	-	-
	ออสเตรเลีย	ให้บริการ	33.77	33.77	PTTEP AAO	50%	50%	15.21	14.62	94.02	83.86	-	-

หน่วย : ล้านบาท

ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	ทุนชำระแล้ว		ถือหุ้นโดย	สัดส่วนเงินลงทุน		เงินลงทุน				เงินปันผลสำหรับปีสิ้นสุดวันที่	
			31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553		31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	วิธีราคาทุน		วิธีส่วนได้เสีย		31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
								31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553		
กิจการที่ควบคุมร่วมกัน													
Carigali - PTTEPI Operating Company Sdn Bhd. (CPOC)	มาเลเซีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	3.88	3.68	ปตท.สผ.อ.	50%	50%	1.53	1.46	1.75	1.71	-	-
	เบอรูนี/เวียดนาม	ทอมน้ำมันก๊าซ	0.76	0.76	PTTEPO	25.5%	25.5%	0.24	0.23	1,943.85	1,752.41	3,039.91	2,814.47
Taninthyai Pipeline Company LLC (TPC)	เคนแอม	ทอมน้ำมันก๊าซ	2.62	2.62	PTTEPO	19.3178%	19.3178%	253.73	241.40	1,398.73	1,344.28	2,085.91	1,821.75
Orange Energy Limited (Orange)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100.00	100.00	PTTEPO	53.9496%	53.9496%	10,450.76	9,942.94	6,192.22	6,047.89	2,227.83	1,993.81
B8/32 Partners Limited (B8/32 Partners)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	110.00	110.00	PTTEPO	25.0009%	25.0009%	3,484.47	3,315.16	1,689.64	1,842.88	966.54	992.44
PTT FLNG Limited (PTT FLNG)	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.02	0.02	PTTEP FH	50%	50%	0.02	0.02	(214.51)	(0.74)	-	-
Erawan 2 FSO Bahamas Limited (Erawan 2)	บาฮามาส	ธุรกิจปิโตรเลียม	0.003	-	JV Marine	13.11%	-	369.77	-	372.04	-	-	-
KKD Oil Sands Partnership (KOSP) ⁸	แคนาดา	ธุรกิจปิโตรเลียม	127,684.27	-	PTTEP CA	40%	-	65,524.02	-	66,550.01	-	-	-
Leismer Aerodrome Limited (LAL)	แคนาดา	ให้บริการ	681.63	-	PTTEP CA	40%	-	234.44	-	238.39	-	-	-
Groupement Bir Seba (GBRS)	อิตาลี/เยเมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	-	-	PTTEP AG	35%	-	-	-	-	-	-	-

ลักษณะความสัมพันธ์ : บริษัทถือหุ้นในบริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการที่ควบคุมร่วมกัน โดยทางตรงหรือทางอ้อม และผู้บริหารของบริษัทย่อยมาจากบริษัททั้งหมด

¹ เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2553 บริษัท ปตท.ส.ช. (ประเทศไทย) จำกัด ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับกระทรวงพาณิชย์และอยู่ระหว่างการชำระบัญชี

² เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2554 PTTEP Merangin Company Limited (PTTEPM) ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับรัฐบาลหมู่เกาะเคย์แมน

³ เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2553 บริษัท ปตท.ส.ช. โครงการไทย จำกัด ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับกระทรวงพาณิชย์และชำระบัญชีเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554

⁴ เปลี่ยนชื่อจาก PTTEP Myanmar Limited (PTTEP MYA) เป็น PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA)

⁵ เปลี่ยนชื่อจาก PTTEP Brazil Holding Limited (PTTEP BR) เป็น JV Shore Base Limited (JV Shore Base)

⁶ เมื่อวันที่ 17 มกราคม 2554 บริษัท JV Marine Limited ได้ลงนามสัญญาเข้าร่วมลงทุนในบริษัท Erawan 2 FSO Bahamas Ltd. ในสัดส่วนร้อยละ 13.11

⁷ บริษัทร่วมของกลุ่มบริษัท PTTEP AP ได้แก่ ShoreAir Pty Ltd และ Troughon Island Pty Ltd

⁸ เปลี่ยนชื่อจาก Satoil Canada Partnership (SCP) เป็น KKD Oil Sands Partnership (KOSP)

⁹ ณ วันที่ 13 ธันวาคม 2554 บริษัท JV Shore Base Limited ได้ลงนามสัญญาเข้าร่วมลงทุนในบริษัท NST Supply Base Company Limited ในสัดส่วนร้อยละ 19.875 ต่อมาวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2555 บริษัท NST Supply Base Company Limited ได้มีการจดทะเบียนเพิ่มทุน ทำให้

สัดส่วนการร่วมทุนลดลงเหลือ 15.67%

¹⁰ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 PTTEP SA, JV Shore Base, PTTEP NC, PTTEP CA, PTTEP CIF และ PTTEP MEA ยังมีลูกหนี้ค้างหุ้นคงค้างอยู่

* รายละเอียดเกี่ยวกับบริษัทย่อยของ PTTEP AU และกลุ่มบริษัท PTTEP AP มีดังต่อไปนี้

ชื่อบริษัท	จัดตั้งขึ้นในประเทศ	สัดส่วนเงินลงทุน
บริษัทย่อยของ PTTEP Australia Pty Limited (PTTEP AU)		
PTTEP Australia Offshore Pty Limited (PTTEP AO)	ออสเตรเลีย	100%
บริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท PTTEP Australia Perth Pty Limited (PTTEP AP)		
PTTEP Australia Browse Basin Pty Limited (PTTEP AB)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australia International Finance Pty Ltd (PTTEP AIF)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australasia Pty Limited (PTTEP AA)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australia Timor Sea Pty Limited (PTTEP AT)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australasia (Finance) Pty Ltd (PTTEP AAF)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australasia (Petroleum) Pty Ltd (PTTEP AAP)	ออสเตรเลีย	100%
Tullian Pty Ltd (PTTEP AAT)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australasia (Operations) Pty Ltd (PTTEP AAO)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (PTTEP AAA)	ออสเตรเลีย	100%
PTTEP Australasia (Staff) Pty Ltd (PTTEP AAS)	ออสเตรเลีย	100%

15.2 เงินลงทุนในบริษัทย่อย บริษัทร่วม และส่วนได้เสียในกิจการที่ควบคุมร่วมกัน

การเปลี่ยนแปลงของเงินลงทุนในบริษัทย่อยและบริษัทร่วมซึ่งบันทึกโดยวิธีส่วนได้เสียในงบการเงินรวมและวิธีราคาทุนสำหรับงบการเงินเฉพาะบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ราคาตามบัญชีต้นปี - สุทธิ	24.60	25.95	741.76	865.87
ส่วนแบ่งผลกำไร (ขาดทุน) สุทธิหลังภาษี	2.42	(1.35)	74.87	(45.83)
การลงทุนลดลง	(0.10)	-	(3.29)	-
ผลต่างจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	-	-	39.89	(78.28)
ราคาตามบัญชีปลายปี - สุทธิ	26.92	24.60	853.23	741.76

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ราคาตามบัญชีต้นปี - สุทธิ	641.77	641.77	19,350.00	21,414.87
การลงทุนเพิ่มขึ้น	0.05	-	1.58	-
ผลต่างจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	-	-	988.26	(2,064.87)
ราคาตามบัญชีปลายปี - สุทธิ	641.82	641.77	20,339.84	19,350.00

15.3 เงินลงทุนในบริษัทย่อย

เงินลงทุนในบริษัทย่อยบันทึกโดยวิธีราคาทุนสำหรับการเงินเฉพาะบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	516.38	516.38	16,364.82	15,569.64
PTTEP Offshore Investment Company Limited	0.005	0.005	0.16	0.15
บริษัท พีทีทีอีพี เซอร์วิส เซส จำกัด	0.01	0.01	0.20	0.20
บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	99.79	99.79	3,162.50	3,008.82
PTTEP MEA Limited	0.05	-	1.58	-
รวม	616.24	616.19	19,529.26	18,578.81

15.4 เงินลงทุนในบริษัทร่วม

เงินลงทุนในบริษัทร่วมบันทึกโดยวิธีส่วนได้เสียสำหรับการเงินรวม และวิธีราคาทุนสำหรับการเงินเฉพาะบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด	21.77	20.79	690.10	626.70
บริษัท พีทีที ไอซีที โซลูชั่นส์ จำกัด	2.18	1.03	69.11	31.20
บริษัทร่วมของกลุ่มบริษัท PTTEP AP	2.97	2.78	94.02	83.86
รวม	26.92	24.60	853.23	741.76

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด	24.79	24.79	785.61	747.43
บริษัท พีทีที ไอซีที โซลูชั่นส์ จำกัด	0.79	0.79	24.97	23.76
รวม	25.58	25.58	810.58	771.19

รายการส่วนแบ่งในสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้และกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีรายละเอียดดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	EnCo		ICT		บริษัทร่วมของ กลุ่มบริษัท PTTEP AP	
	2554	2553	2554	2553	2554	2553
สินทรัพย์	121.58	133.02	9.92	8.77	2.61	2.56
หนี้สิน	96.55	107.95	7.55	7.46	0.43	0.35
รายได้	19.48	13.00	13.29	7.44	2.34	0.97
กำไร (ขาดทุน)	1.47	(0.89)	1.08	(0.30)	0.29	(0.10)

หน่วย : ล้านบาท

	EnCo		ICT		บริษัทร่วมของ กลุ่มบริษัท PTTEP AP	
	2554	2553	2554	2553	2554	2553
สินทรัพย์	3,853.03	4,010.69	314.53	264.49	82.68	77.07
หนี้สิน	3,059.83	3,254.73	239.24	224.88	13.69	10.40
รายได้	593.85	412.35	405.25	236.11	71.44	30.68
กำไร (ขาดทุน)	44.92	(28.24)	33.08	(9.55)	8.93	(3.08)

15.5 เปรียบเทียบงบการเงินตามวิธีคิด

บริษัทได้เปรียบเทียบงบการเงินตามวิธีคิดของบริษัทมหาชนและบริษัทมหาชนที่มีส่วนร่วมกันเฉพาะส่วนของบริษัทมหาชนที่
คล้ายคลึงกันโดยใช้เกณฑ์การวัดตามวิธีคิดของบริษัทมหาชนที่มีส่วนร่วมกันที่รวมอยู่ในงบการเงินของบริษัท มีดังนี้

	CPOC			MGTC			TPC			Orange			B8/32 Partners		
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2553
งบแสดงฐานะการเงิน :															
สินทรัพย์หมุนเวียน	1.03	6.43	31.67	24.39	19.84	14.83	147.49	107.35	34.50	28.31					
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	-	-	75.93	80.39	42.94	45.35	154.60	180.29	51.20	56.82					
หนี้สินหมุนเวียน	(0.98)	(6.37)	(0.94)	(0.60)	(1.13)	(0.71)	(75.29)	(67.21)	(22.13)	(16.92)					
หนี้สินไม่หมุนเวียน	-	-	(45.32)	(46.05)	(16.56)	(14.21)	(63.48)	(64.27)	(20.17)	(20.25)					
สินทรัพย์สุทธิ	0.05	0.06	61.34	58.13	45.09	45.26	163.32	156.16	43.40	47.96					

หน่วย : ล้านบาท

	PTT FLNG			Erawan 2			KOSP			LAL			GBRS		
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2553
งบแสดงฐานะการเงิน :															
สินทรัพย์หมุนเวียน	3.20	0.0006	3.98	-	93.99	-	0.31	-	3.30	-	-	-	-	-	-
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	-	-	7.93	-	2,541.50	-	7.53	-	-	-	-	-	-	-	-
หนี้สินหมุนเวียน	(3.47)	(0.025)	(0.27)	-	(65.94)	-	(0.32)	-	(3.30)	-	-	-	-	-	-
หนี้สินไม่หมุนเวียน	(6.50)	-	-	-	(595.62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
สินทรัพย์สุทธิ	(6.77)	(0.024)	11.64	-	1,973.93	-	7.52	-	-	-	-	-	-	-	-

หน่วย : ล้านบาท

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	CPOC		MGTC		TPC		Orange		B8/32 Partners	
	สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
งบกำไรขาดทุน :										
รายได้	-	-	151.47	133.93	101.18	88.28	294.77	272.02	104.51	95.23
ค่าใช้จ่าย	-	-	(8.93)	(8.77)	(5.43)	(5.50)	(140.29)	(145.79)	(46.24)	(50.93)
กำไร (ขาดทุน) ก่อนภาษีเงินได้	-	-	142.54	125.16	95.75	82.78	154.48	126.23	58.27	44.30
ภาษีเงินได้	-	-	(41.58)	(36.03)	(28.86)	(24.25)	(77.18)	(54.87)	(32.42)	(20.62)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	-	-	100.96	89.13	66.89	58.53	77.30	71.36	25.85	23.68

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	PTT FLNG		Erawan 2		KOSP		LAL		GBRS	
	สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		สำหรับปีสิ้นสุดวันที่	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
งบกำไรขาดทุน :										
รายได้	0.15	-	0.001	-	149.99	-	1.76	-	-	-
ค่าใช้จ่าย	(6.90)	(0.03)	(0.025)	-	(198.30)	-	(1.50)	-	-	-
กำไร (ขาดทุน) ก่อนภาษีเงินได้	(6.75)	(0.03)	(0.024)	-	(48.31)	-	0.26	-	-	-
ภาษีเงินได้	-	-	-	-	11.88	-	-	-	-	-
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	(6.75)	(0.03)	(0.024)	-	(36.43)	-	0.26	-	-	-

หน่วย : ล้านบาท

	CPOC		MGTC		TPC		Orange		B8/32 Partners	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
งบแสดงฐานะการเงิน :										
สินทรัพย์หมุนเวียน	32.68	193.74	1,003.74	735.29	628.87	447.08	4,674.03	3,236.85	1,093.31	853.60
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	-	-	2,406.17	2,423.77	1,361.02	1,367.38	4,899.31	5,436.00	1,622.57	1,713.10
หนี้สินหมุนเวียน	(30.93)	(192.03)	(29.91)	(18.20)	(35.94)	(21.44)	(2,385.99)	(2,026.60)	(701.33)	(510.04)
หนี้สินไม่หมุนเวียน	-	-	(1,436.16)	(1,388.45)	(524.86)	(428.57)	(2,011.60)	(1,937.93)	(639.13)	(610.48)
สินทรัพย์สุทธิ	1.75	1.71	1,943.84	1,752.41	1,429.09	1,364.45	5,175.75	4,708.32	1,375.42	1,446.18

หน่วย : ล้านบาท

	PTT FLNG		Erawan 2		KOSP		LAL		GBRS	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
งบแสดงฐานะการเงิน :										
สินทรัพย์หมุนเวียน	101.35	0.02	126.13	-	2,978.55	-	9.72	-	104.68	-
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	-	-	251.37	-	80,543.29	-	238.84	-	-	-
หนี้สินหมุนเวียน	(109.92)	(0.76)	(8.49)	-	(2,089.81)	-	(10.17)	-	(104.68)	-
หนี้สินไม่หมุนเวียน	(205.99)	-	-	-	(18,875.76)	-	-	-	-	-
สินทรัพย์สุทธิ	(214.56)	(0.74)	369.01	-	62,556.27	-	238.39	-	-	-

หน่วย : ล้านบาท

	CPOC		MGTC		TPC สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		Orange		B8/32 Partners	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
งบกำไรขาดทุน :										
รายได้	-	-	4,614.44	4,242.61	3,083.46	2,794.25	8,975.63	8,618.37	3,183.64	3,026.09
ค่าใช้จ่าย	-	-	(272.53)	(277.85)	(165.75)	(174.70)	(4,277.58)	(4,627.03)	(1,409.77)	(1,617.82)
กำไร (ขาดทุน) ก่อนภาษีเงินได้	-	-	4,341.91	3,964.76	2,917.71	2,619.55	4,698.05	3,991.34	1,773.87	1,408.27
ภาษีเงินได้	-	-	(1,267.48)	(1,140.15)	(879.28)	(767.04)	(2,346.34)	(1,741.59)	(985.22)	(658.67)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	-	-	3,074.43	2,824.61	2,038.43	1,852.51	2,351.71	2,249.75	788.65	749.60

หน่วย : ล้านบาท

	PTT FLNG		Erawan 2		KOSP สำหรับปีสิ้นสุดวันที่		LAL		GBRS	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
งบกำไรขาดทุน :										
รายได้	4.70	-	0.04	-	4,584.50	-	53.54	-	-	-
ค่าใช้จ่าย	(210.89)	(0.76)	(0.78)	-	(6,026.32)	-	(45.72)	-	-	-
กำไร (ขาดทุน) ก่อนภาษีเงินได้	(206.19)	(0.76)	(0.74)	-	(1,441.82)	-	7.82	-	-	-
ภาษีเงินได้	-	-	-	-	358.94	-	-	-	-	-
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	(206.19)	(0.76)	(0.74)	-	(1,082.88)	-	7.82	-	-	-

16. ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	งบการเงินรวม				ท่อกชนส่งก้ำข	อื่่น ๆ	รวม
	สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม						
	ทรัพย์สินของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม	เครื่องมือและอุปกรณ์เสริม	ประมาณการค่าร้อดถอนอุปกรณ์การผลิต				
ราคาทุน							
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	9,173.68	108.55	640.13	203.08	90.08		10,215.52
เพิ่มขึ้น	1,550.85	13.28	110.42	1.48	37.78		1,713.81
ลดลง	(40.00)	(1.96)	-	-	(33.76)		(75.72)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	10,684.53	119.87	750.55	204.56	94.10		11,853.61
การซื้อธุรกิจ	1,383.85	13.82	0.54	-	-		1,398.21
เพิ่มขึ้น	1,937.94	20.87	37.26	149.27	20.37		2,165.71
โอนเปลี่ยนประเภท	271.42	-	11.14	-	-		282.56
ลดลง	(140.53)	(0.95)	(104.32)	-	(5.20)		(251.00)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(33.27)	(0.28)	(0.23)	-	-		(33.78)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	14,103.94	153.33	694.94	353.83	109.27		15,415.31
ค่าเสื่อมราคาสะสม							
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	(3,699.56)	(72.23)	(225.47)	(77.51)	(48.37)		(4,123.14)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(878.19)	(9.09)	(58.59)	(6.89)	(6.58)		(959.34)
ลดลง	2.57	3.30	-	-	30.41		36.28
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	(4,575.18)	(78.02)	(284.06)	(84.40)	(24.54)		(5,046.20)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(968.36)	(13.10)	(57.40)	(6.88)	(8.13)		(1,053.87)
ลดลง	2.29	0.37	-	-	4.65		7.31
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(0.50)	(0.91)	(0.12)	-	-		(1.53)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(5,541.75)	(91.66)	(341.58)	(91.28)	(28.02)		(6,094.29)
ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์							
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	(14.98)	-	-	-	-		(14.98)
เพิ่มขึ้น	(0.01)	-	-	-	-		(0.01)
ลดลง	2.20	-	-	-	-		2.20
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	(12.79)	-	-	-	-		(12.79)
เพิ่มขึ้น	(7.18)	(0.10)	-	-	-		(7.28)
ลดลง	(0.04)	-	-	-	-		(0.04)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(20.01)	(0.10)	-	-	-		(20.11)
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2553	6,096.56	41.85	466.49	120.16	69.56		6,794.62
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2554	8,542.18	61.57	353.36	262.55	81.25		9,300.91

ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553

959.34 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554

1,053.87 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม						
	สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			ท่อขนส่งก๊าซ	อื่น ๆ	รวม
	ทรัพย์สินของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม	เครื่องมือและอุปกรณ์เสริม	ประมาณการค่ารถถอนอุปกรณ์การผลิต			
ราคาทุน						
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	306,123.20	3,622.14	21,360.55	6,776.53	3,005.88	340,888.30
เพิ่มขึ้น	48,157.83	412.27	3,412.33	44.54	1,161.03	53,188.00
ลดลง	(1,206.11)	(61.72)	-	-	(1,036.65)	(2,304.48)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(30,922.48)	(358.51)	(2,142.65)	(653.41)	(292.95)	(34,370.00)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	322,152.44	3,614.18	22,630.23	6,167.66	2,837.31	357,401.82
การซื้อธุรกิจ	41,724.99	416.68	16.14	-	-	42,157.81
เพิ่มขึ้น	59,602.49	643.07	1,171.16	4,576.13	623.34	66,616.19
โอนเปลี่ยนประเภท	8,183.71	-	335.98	-	-	8,519.69
ลดลง	(4,393.39)	(29.58)	(3,306.00)	-	(157.04)	(7,886.01)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	19,700.45	214.97	1,175.89	469.55	159.23	21,720.09
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	446,970.69	4,859.32	22,023.40	11,213.34	3,462.84	488,529.59
ค่าเสื่อมราคาสะสม						
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	(123,449.72)	(2,410.21)	(7,523.75)	(2,586.54)	(1,613.99)	(137,584.21)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(27,877.80)	(290.31)	(1,887.25)	(218.44)	(207.83)	(30,481.63)
ลดลง	407.35	111.38	78.56	2.04	935.61	1,534.94
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	12,972.29	236.67	767.57	258.20	146.40	14,381.13
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	(137,947.88)	(2,352.47)	(8,564.87)	(2,544.74)	(739.81)	(152,149.77)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(29,516.39)	(399.27)	(1,748.58)	(209.74)	(247.87)	(32,121.85)
ลดลง	69.20	9.88	-	-	140.42	219.50
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(8,229.64)	(163.10)	(511.68)	(138.23)	(40.56)	(9,083.21)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(175,624.71)	(2,904.96)	(10,825.13)	(2,892.71)	(887.82)	(193,135.33)
ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์						
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	(499.85)	-	-	-	-	(499.85)
เพิ่มขึ้น	(0.46)	-	-	-	-	(0.46)
ลดลง	67.14	-	-	-	-	67.14
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	47.65	-	-	-	-	47.65
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	(385.52)	-	-	-	-	(385.52)
เพิ่มขึ้น	(218.50)	(6.51)	-	-	-	(225.01)
ลดลง	(6.55)	-	-	-	-	(6.55)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(23.46)	3.34	-	-	-	(20.12)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(634.03)	(3.17)	-	-	-	(637.20)
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2553	183,819.04	1,261.71	14,065.36	3,622.92	2,097.50	204,866.53
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2554	270,711.95	1,951.19	11,198.27	8,320.63	2,575.02	294,757.06
ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553	30,481.63 ล้านบาท					
ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554	32,121.85 ล้านบาท					

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินเฉพาะบริษัท

	สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			อื่นๆ	รวม
	ทรัพย์สินของโครงการที่พบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว และเครื่องมือและอุปกรณ์ ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม	เครื่องมือและ อุปกรณ์เสริม	ประมาณการ ค่ารื้อถอน อุปกรณ์การผลิต		
ราคาทุน					
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	4,115.88	49.92	311.03	68.07	4,544.90
เพิ่มขึ้น	855.61	5.04	30.85	33.52	925.02
ลดลง	(0.07)	(1.79)	-	(33.04)	(34.90)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	4,971.42	53.17	341.88	68.55	5,435.02
เพิ่มขึ้น	821.99	3.86	-	10.07	835.92
ลดลง	(15.41)	(0.06)	(69.51)	(5.21)	(90.19)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	5,778.00	56.97	272.37	73.41	6,180.75
ค่าเสื่อมราคาสะสม					
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	(1,986.26)	(36.48)	(112.46)	(43.45)	(2,178.65)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(543.46)	(2.28)	(19.89)	(5.35)	(570.98)
ลดลง	2.49	3.17	-	29.62	35.28
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	(2,527.23)	(35.59)	(132.35)	(19.18)	(2,714.35)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(540.99)	(4.95)	(34.75)	(6.67)	(587.36)
ลดลง	1.27	-	-	4.65	5.92
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(3,066.95)	(40.54)	(167.10)	(21.20)	(3,295.79)
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2553	2,444.19	17.58	209.53	49.37	2,720.67
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2554	2,711.05	16.43	105.27	52.21	2,884.96

ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553	570.98 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554	587.36 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินเฉพาะบริษัท

	สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			อื่นๆ	รวม
	ทรัพย์สินของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม	เครื่องมือและอุปกรณ์เสริม	ประมาณการค่ารถถอนอุปกรณ์การผลิต		
<u>ราคาทุน</u>					
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	137,342.02	1,665.79	10,378.88	2,271.47	151,658.16
เพิ่มขึ้น	26,596.32	154.71	930.20	1,026.04	28,707.27
ลดลง	(2.10)	(56.53)	-	(1,014.81)	(1,073.44)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(14,041.46)	(160.98)	(1,000.89)	(215.87)	(15,419.20)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	149,894.78	1,602.99	10,308.19	2,066.83	163,872.79
เพิ่มขึ้น	25,177.37	118.52	-	311.55	25,607.44
ลดลง	(467.80)	(1.84)	(2,203.00)	(157.04)	(2,829.68)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	8,507.33	85.77	526.44	105.26	9,224.80
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	183,111.68	1,805.44	8,631.63	2,326.60	195,875.35
<u>ค่าเสื่อมราคาสะสม</u>					
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	(66,279.23)	(1,217.31)	(3,752.61)	(1,449.76)	(72,698.91)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(17,259.67)	(71.95)	(636.51)	(169.02)	(18,137.15)
ลดลง	245.61	103.16	75.96	911.34	1,336.07
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	7,094.02	113.15	322.67	129.13	7,658.97
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	(76,199.27)	(1,072.95)	(3,990.49)	(578.31)	(81,841.02)
ค่าเสื่อมราคาสำหรับปี	(16,484.47)	(151.02)	(1,058.50)	(203.52)	(17,897.51)
ลดลง	37.29	-	-	140.42	177.71
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(4,548.94)	(60.87)	(246.41)	(30.60)	(4,886.82)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(97,195.39)	(1,284.84)	(5,295.40)	(672.01)	(104,447.64)
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2553	73,695.51	530.04	6,317.70	1,488.52	82,031.77
มูลค่าสุทธิตามบัญชี 31 ธันวาคม 2554	85,916.29	520.60	3,336.23	1,654.59	91,427.71

ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553 18,137.15 ล้านบาท

ค่าเสื่อมราคาที่อยู่ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 17,897.51 ล้านบาท

* ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่เกิดจากการแปลงค่าบการเงิน

17. รายจ่ายส่วนที่สำรองแทนรัฐบาล (Carried Costs) ภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 กลุ่มบริษัทมีรายจ่ายส่วนที่สำรองแทนรัฐบาล (Carried Costs) แสดงเป็นรายการภายใต้สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ ในงบแสดงฐานะการเงิน และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมในงบกำไรขาดทุน สำหรับโครงการต่างๆ ดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

โครงการ	ส่วนที่สำรองจ่ายแทนรัฐบาล		
	สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม (ยอดสะสมตั้งแต่ปี 2545 ถึง 31 ธันวาคม 2554)
เวียดนาม 52/97	-	1.01	-
เวียดนาม บี และ 48/95	-	1.06	-
เวียดนาม 16-1	25.67	-	35.49
เวียดนาม 9-2	33.18	-	19.93
อัลจีเรีย 433เอ และ 416บี	15.45	-	5.01
แอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ	10.85	-	11.31

หน่วย : ล้านบาท

โครงการ	ส่วนที่สำรองจ่ายแทนรัฐบาล		
	สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม (ยอดสะสมตั้งแต่ปี 2545 ถึง 31 ธันวาคม 2554)
เวียดนาม 52/97	-	31.97	-
เวียดนาม บี และ 48/95	-	33.46	-
เวียดนาม 16-1	813.54	-	1,268.59
เวียดนาม 9-2	1,051.72	-	791.82
อัลจีเรีย 433เอ และ 416บี	502.12	-	168.68
แอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ	343.71	-	345.75

18. ค่าความนิยม

งบการเงินรวม

ราคาทุน

ณ วันที่ 1 มกราคม 2553

ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

การซื้อธุรกิจ

ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
7.31	244.05
-	(23.53)
7.31	220.52
336.81	10,155.32
(14.42)	72.59
329.70	10,448.43
7.31	220.52
329.70	10,448.43

* ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่เกิดจากการแปลงค่างบการเงิน

19. สินทรัพย์ไม่มีตัวตน - สุทธิ

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ราคาทุน	งบการเงินรวม		
	สินทรัพย์ในการสำรวจ และประเมินค่า แหล่งทรัพยากร	สินทรัพย์ ไม่มีตัวตน อื่นๆ	รวม
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	129.21	28.08	157.29
เพิ่มขึ้น	49.25	1.33	50.58
ลดลง	(5.85)	-	(5.85)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	172.61	29.41	202.02
การซื้อธุรกิจ	1,140.57	-	1,140.57
เพิ่มขึ้น	191.10	24.60	215.70
ลดลง	(96.06)	(0.36)	(96.42)
โอนเปลี่ยนแปลง	(282.57)	-	(282.57)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(18.16)	-	(18.16)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	1,107.49	53.65	1,161.14
ค่าตัดจำหน่ายสะสม			
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	-	(17.17)	(17.17)
ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี	-	(1.66)	(1.66)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	-	(18.83)	(18.83)
ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี	-	(2.40)	(2.40)
ลดลง	-	0.13	0.13
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	-	(21.10)	(21.10)
ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์			
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	-	-	-
เพิ่มขึ้น	-	-	-
ลดลง	-	-	-
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	-	-	-
เพิ่มขึ้น	(9.87)	-	(9.87)
ลดลง	6.38	-	6.38
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(3.49)	-	(3.49)
มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	172.61	10.58	183.19
มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	1,104.00	32.55	1,136.55

* ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่เกิดจากการแปลงค่างบการเงิน

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		
	สินทรัพย์ในการสำรวจ และประเมินค่า แหล่งทรัพยากร	สินทรัพย์ ไม่มีตัวตน อื่นๆ	รวม
<u>ราคาทุน</u>			
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	4,311.67	937.01	5,248.68
เพิ่มขึ้น	1,484.87	41.15	1,526.02
ลดลง	(176.46)	-	(176.46)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(415.79)	(91.37)	(507.16)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	5,204.29	886.79	6,091.08
การซื้อธุรกิจ	34,389.67	-	34,389.67
เพิ่มขึ้น	5,864.59	766.59	6,631.18
ลดลง	(2,940.57)	(11.30)	(2,951.87)
โอนเปลี่ยนประเภท	(8,519.69)	-	(8,519.69)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	1,099.43	58.22	1,157.65
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	35,097.72	1,700.30	36,798.02
<u>ค่าตัดจำหน่ายสะสม</u>			
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	-	(572.97)	(572.97)
ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี	-	(13.81)	(13.81)
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	-	19.03	19.03
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	-	(567.75)	(567.75)
ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี	-	(72.16)	(72.16)
ลดลง	-	4.04	4.04
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	-	(32.84)	(32.84)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	-	(668.71)	(668.71)
<u>ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์</u>			
ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	-	-	-
เพิ่มขึ้น	-	-	-
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	-	-	-
เพิ่มขึ้น	(304.17)	-	(304.17)
ลดลง	194.68	-	194.68
ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *	(1.04)	-	(1.04)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	(110.53)	-	(110.53)
มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	5,204.29	319.04	5,523.33
มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	34,987.19	1,031.59	36,018.78

* ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่เกิดจากการแปลงค่าทางการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินเฉพาะบริษัท

ราคาทุน

ณ วันที่ 1 มกราคม 2553

เพิ่มขึ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

เพิ่มขึ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

ค่าตัดจำหน่ายสะสม

ณ วันที่ 1 มกราคม 2553

ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

สินทรัพย์ในการสำรวจ และประเมินค่า แหล่งทรัพยากร	สินทรัพย์ ไม่มีตัวตน อื่นๆ	รวม
-	23.74	23.74
0.31	0.93	1.24
0.31	24.67	24.98
10.50	24.37	34.87
10.81	49.04	59.85
-	(14.54)	(14.54)
-	(1.60)	(1.60)
-	(16.14)	(16.14)
-	(2.06)	(2.06)
-	(18.20)	(18.20)
0.31	8.53	8.84
10.81	30.84	41.65

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินเฉพาะบริษัท

ราคาทุน

ณ วันที่ 1 มกราคม 2553

เพิ่มขึ้น

ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

เพิ่มขึ้น

ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

ค่าตัดจำหน่ายสะสม

ณ วันที่ 1 มกราคม 2553

ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี

ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

ค่าตัดจำหน่ายสำหรับปี

ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน *

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553

มูลค่าสุทธิตามบัญชี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

สินทรัพย์ในการสำรวจ และประเมินค่า แหล่งทรัพยากร	สินทรัพย์ ไม่มีตัวตน อื่นๆ	รวม
-	782.08	782.08
9.43	38.24	47.67
-	(76.52)	(76.52)
9.43	743.80	753.23
327.10	756.44	1,083.54
6.06	53.84	59.90
342.59	1,554.08	1,896.67
-	(485.26)	(485.26)
-	(14.88)	(14.88)
-	13.41	13.41
-	(486.73)	(486.73)
-	(62.66)	(62.66)
-	(27.34)	(27.34)
-	(576.73)	(576.73)
9.43	257.07	266.50
342.59	977.35	1,319.94

* ผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่เกิดจากการแปลงค่างบการเงิน

20. ภาษีเงินได้และภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี

20.1 ภาษีเงินได้

รายละเอียดเกี่ยวกับภาษีเงินได้สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีดังต่อไปนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
ภาษีเงินได้ธุรกิจปิโตรเลียม				
ภาษีเงินได้ในปัจจุบัน	857.23	761.60	26,091.73	24,185.37
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	50.21	(24.67)	1,558.77	(785.88)
	907.44	736.93	27,650.50	23,399.49
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	117.20	(131.55)	3,601.27	(4,177.81)
รวม	1,024.64	605.38	31,251.77	19,221.68
ภาษีเงินได้ตามประมวลรัษฎากร				
ภาษีเงินได้ในปัจจุบัน	50.04	13.15	1,535.16	419.64
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(21.11)	(21.01)	(646.48)	(666.86)
	28.93	(7.86)	888.68	(247.22)
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	20.92	(17.71)	646.33	(566.56)
รวม	49.85	(25.57)	1,535.01	(813.78)
ภาษีเงินได้นิติบุคคลในต่างประเทศ				
ภาษีเงินได้ในปัจจุบัน	193.38	119.62	5,910.01	3,805.03
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(28.04)	(57.08)	(850.53)	(1,875.98)
รวม	165.34	62.54	5,059.48	1,929.05
ภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ในทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศออสเตรเลีย				
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(92.47)	(34.79)	(2,801.40)	(1,143.25)
รวม	(92.47)	(34.79)	(2,801.40)	(1,143.25)
รวมภาษีเงินได้ทั้งสิ้น	1,147.36	607.56	35,044.86	19,193.70

กลุ่มบริษัทรับรู้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีตามวิธีหนี้สิน เมื่อเกิดผลต่างชั่วคราวระหว่างฐานภาษีของสินทรัพย์และหนี้สินและราคาตามบัญชีที่แสดงอยู่ในงบการเงิน ดังนั้นกลุ่มบริษัทจึงรับรู้กำไรหรือขาดทุนจากภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีจากการเปลี่ยนแปลงค่าของเงินบาทซึ่งเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการคำนวณภาษีเงินได้ของบริษัทที่จัดตั้งขึ้นในประเทศไทยโดยที่บริษัทในประเทศไทยดังกล่าวกำหนดให้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานและแสดงไว้ภายใต้ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี

รายละเอียดเกี่ยวกับภาษีเงินได้สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีดังต่อไปนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
ภาษีเงินได้ธุรกิจปีโตรเลียม				
ภาษีเงินได้ในปัจจุบัน	563.15	554.28	17,149.15	17,593.10
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	36.17	(26.62)	1,123.43	(844.84)
	599.32	527.66	18,272.58	16,748.26
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	93.98	(112.42)	2,888.28	(3,568.08)
รวม	693.30	415.24	21,160.86	13,180.18
ภาษีเงินได้ตามประมวลรัษฎากร				
ภาษีเงินได้ในปัจจุบัน	46.90	0.47	1,439.43	14.95
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(20.61)	(19.99)	(631.73)	(634.58)
	26.29	(19.52)	807.70	(619.63)
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	0.04	(0.02)	1.27	(0.69)
รวม	26.33	(19.54)	808.97	(620.32)
รวมภาษีเงินได้ทั้งสิ้น	719.63	395.70	21,969.83	12,559.86

อัตราภาษีเงินได้ของกลุ่มบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

	อัตราร้อยละ
ภาษีเงินได้จากการประกอบธุรกิจปีโตรเลียมในประเทศไทย	
ตามพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปีโตรเลียม พ.ศ. 2514 และ 2532	50
ภาษีเงินได้ตามประมวลรัษฎากร	
ภาษีเงินได้ของบริษัท	20 - 30
ภาษีเงินได้ของบริษัทย่อยและกิจการที่ควบคุมร่วมกัน	15 - 30
ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศสหภาพพม่า	30
ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศสาธารณรัฐเวียดนาม	50
ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศออสเตรเลีย	30
ภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ในทรัพยากรปีโตรเลียมในประเทศออสเตรเลีย	40
ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศรัฐสุลต่านโอมาน	55
ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศแคนาดา	26.5 (ปี 2554) 25 (ปี 2555 เป็นต้นไป)
ภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศเนเธอร์แลนด์	25

ตามที่ได้มีการบังคับใช้พระราชกฤษฎีกาฉบับที่ 530 ว่าด้วยการลดอัตราและยกเว้นรัษฎากร ซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2555 เป็นต้นไป ประกอบกับคำชี้แจงเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลโดยสภาวิชาชีพบัญชี การวัดมูลค่าสินทรัพย์ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีภายใต้ประมวลรัษฎากรที่คาดว่าจะนำมาใช้ประโยชน์หรือที่จะต้องจ่ายในปี พ.ศ. 2555 ใช้อัตราภาษีร้อยละ 23 และตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 เป็นต้นไป ใช้อัตราภาษีร้อยละ 20 ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทได้ประเมินแล้วเห็นว่าการลดอัตราภาษีไม่มีผลกระทบอย่างเป็นสาระสำคัญต่องบการเงิน สำหรับงวดปัจจุบัน เนื่องจากมูลค่าสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีส่วนใหญ่ในงบการเงินเป็นรายการที่อยู่ภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปีโตรเลียม

20.2 ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี

ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี				
ภาษีเงินได้ธุรกิจปีโตรเลียม	19.68	20.70	623.63	623.94
ภาษีเงินได้ตามประมวลรัษฎากร	23.21	18.60	735.42	560.81
ภาษีเงินได้ในต่างประเทศ	117.42	120.01	3,721.20	3,618.52
ภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ในทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศออสเตรเลีย	336.43	264.17	10,662.11	7,965.01
	496.74	423.48	15,742.36	12,768.28
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	13.86	46.32	439.27	1,396.72
รวม	510.60	469.80	16,181.63	14,165.00
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี				
ภาษีเงินได้ธุรกิจปีโตรเลียม	(400.56)	(351.37)	(12,694.38)	(10,594.18)
ภาษีเงินได้ตามประมวลรัษฎากร	-	-	-	-
ภาษีเงินได้ในต่างประเทศ	(648.53)	(83.73)	(20,552.31)	(2,524.75)
	(1,049.09)	(435.10)	(33,246.69)	(13,118.93)
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	130.42	236.07	4,133.06	7,117.77
รวม	(918.67)	(199.03)	(29,113.63)	(6,001.16)
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี - สุทธิ	(408.07)	270.77	(12,932.00)	8,163.84

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี				
ภาษีเงินได้ตามประมวลรัษฎากร	21.13	16.96	669.71	511.53
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	0.15	0.20	4.83	5.86
รวม	21.28	17.16	674.54	517.39
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี				
ภาษีเงินได้ธุรกิจปีโตรเลียม	(308.01)	(271.84)	(9,761.24)	(8,196.46)
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	125.55	219.53	3,978.87	6,619.17
รวม	(182.46)	(52.31)	(5,782.37)	(1,577.29)
ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี - สุทธิ	(161.18)	(35.15)	(5,107.83)	(1,059.90)

ภาษีเงินได้จากการตัดบัญชีแสดงตามประเภท มีรายละเอียดดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
สินทรัพย์ภาษีเงินได้จากการตัดบัญชี				
ต้นทุนค่ารั้งถอนอุปกรณ์การผลิตและ				
ผลต่างจากการแปลงค่าหนี้สินค่ารั้งถอน				
อุปกรณ์การผลิตที่ยังไม่เกิดขึ้น	111.67	67.41	3,538.98	2,032.45
สำรองผลประโยชน์พนักงาน	1.86	1.79	59.05	53.89
ค่าเสื่อมราคา	(13.54)	(25.30)	(428.98)	(762.72)
ภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ในทรัพยากร				
ปิโตรเลียมในประเทศออสเตรเลีย	235.51	184.92	7,463.48	5,575.51
ขาดทุนสะสมยกไป	293.01	244.35	9,285.89	7,367.52
ผลต่างจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ				
ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(38.26)	4.15	(1,212.53)	125.26
การตีมูลค่าสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม				
ตามกฎหมายของประเทศออสเตรเลีย	(63.39)	(48.41)	(2,009.01)	(1,459.63)
อื่นๆ	(30.12)	(5.43)	(954.52)	(164.00)
	496.74	423.48	15,742.36	12,768.28
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	13.86	46.32	439.27	1,396.72
รวม	510.60	469.80	16,181.63	14,165.00

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
หนี้สินภาษีเงินได้จากการตัดบัญชี				
ต้นทุนค่ารั้งถอนอุปกรณ์การผลิตและ				
ผลต่างจากการแปลงค่าหนี้สินค่ารั้งถอน				
อุปกรณ์การผลิตที่ยังไม่เกิดขึ้น	133.17	96.58	4,220.44	2,912.14
สำรองผลประโยชน์พนักงาน	28.56	24.05	905.11	725.15
สำรองการด้อยค่าของสินทรัพย์	6.39	6.39	202.61	192.76
ค่าเสื่อมราคา	(1,259.30)	(561.51)	(39,908.86)	(16,930.50)
ขาดทุนสะสมยกไป	27.65	-	876.31	-
อื่นๆ	14.44	(0.61)	457.70	(18.48)
	(1,049.09)	(435.10)	(33,246.69)	(13,118.93)
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	130.42	236.07	4,133.06	7,117.77
รวม	(918.67)	(199.03)	(29,113.63)	(6,001.16)

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี				
ขาดทุนสะสมยกไป	-	18.83	-	567.76
อื่นๆ	21.13	(1.87)	669.71	(56.23)
	21.13	16.96	669.71	511.53
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	0.15	0.20	4.83	5.86
รวม	21.28	17.16	674.54	517.39

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี				
ต้นทุนค่ารั้งถอนอุปกรณ์การผลิตและ				
ผลต่างจากการแปลงค่าหนี้สินค่ารั้งถอน				
อุปกรณ์การผลิตที่ยังไม่เกิดขึ้น	98.55	73.17	3,123.16	2,206.19
สำรองผลประโยชน์พนักงาน	28.24	23.81	895.03	717.76
ค่าเสื่อมราคา	(434.80)	(368.82)	(13,779.43)	(11,120.41)
	(308.01)	(271.84)	(9,761.24)	(8,196.46)
ผลกระทบทางภาษีของผลต่างจากการแปลงค่าฐานภาษี	125.55	219.53	3,978.87	6,619.17
รวม	(182.46)	(52.31)	(5,782.37)	(1,577.29)

ในประเทศออสเตรเลีย นอกจากมีการจัดเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคลแล้ว ยังมีการจัดเก็บภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum Resource Rent Tax: PRRT) ด้วย โดยคำนวณตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดในอัตราร้อยละ 40 ซึ่งกลุ่มบริษัทได้บันทึกภาษีเงินได้ในงวดปัจจุบันและภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของ PRRT โดยให้นโยบายการบัญชีในการวัดค่าและเปิดเผยเช่นเดียวกับภาษีเงินได้นิติบุคคล

21. ค่าใช้จ่ายล่วงหน้า

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 ค่าใช้จ่ายล่วงหน้าส่วนใหญ่จำนวน 30.41 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ 963.76 ล้านบาทเป็นค่าใช้จ่ายล่วงหน้าของโครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซซอติกาเพื่ออำนวยความสะดวกพื้นฐานสำหรับงานสร้างระบบท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติบนบกให้กับบริษัท Moattama Gas Transportation Company (MGTC) โดยกลุ่มบริษัทจะทยอยรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายตามอายุสัมปทานของ MGTC

นอกจากนี้ ค่าใช้จ่ายล่วงหน้าจำนวน 2.34 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ 74.23 ล้านบาทเป็นเงินที่ ปตท.สผ.อ. ได้ชำระค่าภาคหลวงเป็นการล่วงหน้าให้กับประเทศสหภาพมาลาวีสำหรับโครงการยาดานา และโครงการเยตาอุน โดยจะทยอยรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายพร้อมกับการรับรู้รายได้ของรายได้รอการรับรู้ตามหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 28

22. อนุพันธ์ทางการเงิน

อนุพันธ์ทางการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ประกอบด้วย

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน				
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงินไม่หมุนเวียน				
สัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย	6.15	7.33	194.97	220.95
รวมสินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	6.15	7.33	194.97	220.95
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน				
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินหมุนเวียน				
สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย	(45.65)	-	(1,446.67)	-
อื่นๆ *	(0.77)	(0.98)	(24.40)	(29.43)
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินไม่หมุนเวียน				
สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย	(46.83)	-	(1,484.15)	-
รวมหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	(93.25)	(0.98)	(2,955.22)	(29.43)

* หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินอื่นๆ ประกอบด้วย สัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าและอนุพันธ์ประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันสำหรับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน				
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงินไม่หมุนเวียน				
สัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย	6.15	7.33	194.97	220.95
รวมสินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	6.15	7.33	194.97	220.95
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน				
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินหมุนเวียน				
สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย	(45.65)	-	(1,446.67)	-
อื่นๆ *	-	(0.98)	-	(29.43)
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินไม่หมุนเวียน				
สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย	(46.83)	-	(1,484.15)	-
รวมหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	(92.48)	(0.98)	(2,930.82)	(29.43)

* หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินอื่นๆ ประกอบด้วย สัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าและอนุพันธ์ประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันสำหรับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

มูลค่ายุติธรรมของอนุพันธ์ทางการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553 และ 2554 แบ่งตามวิธีการวัดมูลค่ายุติธรรมได้ดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา											
งบการเงินรวม					งบการเงินรวม						
31 ธ.ค. 2554					31 ธ.ค. 2554						
ระดับ 1		ระดับ 2		ระดับ 3	รวม	ระดับ 1		ระดับ 3		รวม	
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน											
สัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย					-	6.15	-	-	194.97	-	194.97
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน											
สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย					-	(92.48)	-	-	(2,930.82)	-	(2,930.82)
อื่นๆ*					-	(0.77)	-	-	(24.40)	-	(24.40)

	งบการเงินรวม				งบการเงินรวม				หน่วย : ล้านบาท
	31 ธ.ค. 2553				31 ธ.ค. 2553				
	ระดับ 1	ระดับ 2	ระดับ 3	รวม	ระดับ 1	ระดับ 2	ระดับ 3	รวม	
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน									
สัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย	-	7.33	-	7.33	-	220.95	-	220.95	
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน									
อื่นๆ *	-	(0.98)	-	(0.98)	-	(29.43)	-	(29.43)	

* หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินอื่นๆ ประกอบด้วย สัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าและอนุพันธ์ประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันสำหรับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

ระดับ 1: ใช้ราคา Quoted Prices ของแต่ละสินทรัพย์หรือหนี้สินโดยตรงจากตลาด (Active Markets)

ระดับ 2: ใช้ราคาอื่นแทน Quoted Prices ในระดับ 1 หรือข้อมูลประกอบจากแหล่งที่นำเพื่อใช้ในการคำนวณมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์หรือหนี้สินนั้นๆ

ระดับ 3: มีการคิดคำนวณมูลค่ายุติธรรมโดยใช้ Internal Valuation Model หรือวิธีการประเมินอื่นๆ ที่ข้อมูลประกอบการคำนวณไม่ได้มาจากแหล่งที่สามารถอ้างอิงได้เป็นการทั่วไป

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา				หน่วย : ล้านบาท			
	งบการเงินเฉพาะบริษัท				งบการเงินเฉพาะบริษัท			
	31 ธ.ค. 2554	ระดับ 2	ระดับ 3	รวม	31 ธ.ค. 2554	ระดับ 2	ระดับ 3	รวม
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน								
สัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย	-	6.15	-	6.15	-	194.97	-	194.97
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน								
สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย	-	(92.48)	-	(92.48)	-	(2,930.82)	-	(2,930.82)

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา				หน่วย : ล้านบาท			
	งบการเงินเฉพาะบริษัท				งบการเงินเฉพาะบริษัท			
	31 ธ.ค. 2553	ระดับ 2	ระดับ 3	รวม	31 ธ.ค. 2553	ระดับ 2	ระดับ 3	รวม
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน								
สัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย	-	7.33	-	7.33	-	220.95	-	220.95
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน								
อื่นๆ *	-	(0.98)	-	(0.98)	-	(29.43)	-	(29.43)

* หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินอื่นๆ ประกอบด้วย สัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าและอนุพันธ์ประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันสำหรับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

ระดับ 1: ใช้ราคา Quoted Prices ของแต่ละสินทรัพย์หรือหนี้สินโดยตรงจากตลาด (Active Markets)

ระดับ 2: ใช้ราคาอื่นแทน Quoted Prices ในระดับ 1 หรือข้อมูลประกอบจากแหล่งที่น่าเชื่อถือในการคำนวณมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์หรือหนี้สินนั้นๆ

ระดับ 3: มีการคิดคำนวณมูลค่ายุติธรรมโดยใช้ Internal Valuation Model หรือวิธีการประเมินอื่นๆ ที่ข้อมูลประกอบการคำนวณไม่ได้มาจากแหล่งที่สามารถอ้างอิงได้เป็นการทั่วไป

การป้องกันความเสี่ยงในกระแสเงินสด

บริษัทได้มีการป้องกันความเสี่ยงของกระแสเงินสดโดยการเข้าทำธุรกรรมสัญญาซื้อขายหรือสัญญาสิทธิที่จะซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า (Forward และ Option) สำหรับภาวะที่บริษัทมีหรือสามารถคาดการณ์ได้ล่วงหน้า รวมถึงการเข้าทำธุรกรรมสัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ยเพื่อกำหนดอัตราดอกเบี้ยจ่ายและเงินต้นที่ครบกำหนดชำระคืนในสกุลดอลลาร์สหรัฐอเมริกาล่วงหน้าเพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนไปของอัตราแลกเปลี่ยน โดยให้เงื่อนไขของสัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย อาทิเช่น กำหนดการจ่ายดอกเบี้ย กำหนดชำระคืนเงินต้น ตรงกับเงื่อนไขของหุ้นกู้หรือเงินกู้ยืมที่เป็นสกุลเงินบาทที่เป็นสินทรัพย์อ้างอิง

ทั้งนี้ ในปี 2554 บริษัทได้ปฏิบัติตามการบัญชีป้องกันความเสี่ยงสำหรับสัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ยส่วนใหญ่ซึ่งผลกำไรหรือขาดทุนของส่วนที่มีประสิทธิผลจะรับรู้ในกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นโดยแสดงเป็นรายการแยกต่างหาก และจะทยอยรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุนเมื่อรายการที่ถูกป้องกันความเสี่ยงมีผลกระทบต่อกำไรขาดทุน ผลกำไรหรือขาดทุนส่วนที่ไม่มีประสิทธิผลของตราสารป้องกันความเสี่ยงรับรู้เป็นกำไรหรือขาดทุนเมื่อเกิดรายการ บริษัทไม่มีการรับรู้ผลกำไรขาดทุนที่เคยบันทึกในกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นเข้าเป็นกำไรขาดทุนระหว่างปี 2554

23. สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
เงินทดรองจ่ายแทนรัฐบาลเวียดนามในโครงการ				
- เวียดนาม บี และ 48/95	1.06	1.06	33.46	31.84
- เวียดนาม 52/97	1.01	1.01	31.97	30.42
เงินมัดจำ	4.02	4.38	127.46	132.06
อื่นๆ	0.06	0.06	1.89	1.87
รวม	6.15	6.51	194.78	196.19

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
เงินมัดจำ	3.64	4.21	115.44	126.83
อื่นๆ	0.01	0.004	0.14	0.15
รวม	3.65	4.21	115.58	126.98

24. เงินกู้ยืมและหุ้นกู้

เงินกู้ยืมและหุ้นกู้มีรายละเอียดดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
<u>ส่วนของหนี้สินหมุนเวียน</u>				
เงินกู้ยืมระยะสั้น				
- ตัวแลกเงินระยะสั้น	-	263.50	-	7,944.91
- เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	315.55	-	10,000.00	-
รวมเงินกู้ยืมระยะสั้น	315.55	263.50	10,000.00	7,944.91
หุ้นกู้ที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	687.77	-	21,796.32	-
รวมส่วนของหนี้สินหมุนเวียน	1,003.32	263.50	31,796.32	7,944.91
<u>ส่วนของหนี้สินไม่หมุนเวียน</u>				
หุ้นกู้	2,251.99	2,319.41	71,368.16	69,933.22
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	617.86	-	19,580.74	-
รวมส่วนของหนี้สินไม่หมุนเวียน	2,869.85	2,319.41	90,948.90	69,933.22

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
<u>ส่วนของหนี้สินหมุนเวียน</u>				
เงินกู้ยืมระยะสั้น				
- ตัวแลกเงินระยะสั้น	-	263.50	-	7,944.91
- เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	315.55	-	10,000.00	-
รวมเงินกู้ยืมระยะสั้น	315.55	263.50	10,000.00	7,944.91
หุ้นกู้ที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	687.77	-	21,796.32	-
รวมส่วนของหนี้สินหมุนเวียน	1,003.32	263.50	31,796.32	7,944.91
<u>ส่วนของหนี้สินไม่หมุนเวียน</u>				
หุ้นกู้	858.84	1,625.31	27,217.78	49,005.20
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	50.00	-	1,584.56	-
รวมส่วนของหนี้สินไม่หมุนเวียน	908.84	1,625.31	28,802.34	49,005.20

ตัวแลกเงินระยะสั้น

บริษัทได้จัดทำ “โครงการกู้เงินระยะสั้นของ ปตท.สผ.” โดยออกและเสนอขายตัวแลกเงินระยะสั้น (Bills of exchange หรือ B/Es) แบบหมุนเวียนเป็นประจำทุกเดือนให้กับนักลงทุนทั่วไปและนักลงทุนสถาบันในวงเงินแบบสินเชื่อหมุนเวียน (Revolving Credit) จำนวน 50,000 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 บริษัทไม่มีตัวแลกเงินระยะสั้นคงเหลือ

เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน

เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินเป็นเงินกู้ยืมแบบไม่มีหลักประกัน วงเงินรวมทั้งสิ้น 20,000 ล้านบาท อายุเงินกู้ 1 ปี นับจากวันที่เบิกเงินกู้งวดแรก ทั้งนี้ ในระหว่างงวดบริษัทได้เบิกเงินกู้เป็นจำนวนเงิน 10,000 ล้านบาท คิดเป็นเงิน 315.55 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ในเดือนพฤษภาคม 2554 บริษัทได้แปลงหนี้เงินกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับสถาบันการเงิน ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 30.315 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา และดอกเบี้ยเฉลี่ยร้อยละ 1.46 ต่อปี

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน

- บริษัทได้ลงนามในสัญญาเงินกู้แบบไม่มีหลักประกันกับสถาบันการเงินแห่งหนึ่งอายุเงินกู้ 5 ปี วงเงิน 50 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ทั้งนี้ในระหว่างงวดบริษัทได้เบิกเงินกู้ดังกล่าวเต็มจำนวนแล้ว
- บริษัท PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ได้ลงนามในสัญญาเงินกู้แบบไม่มีหลักประกันกับสถาบันการเงิน 4 แห่ง วงเงินรวมทั้งสิ้น 575 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา อายุเงินกู้ 5 ปี โดยมี ปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันเงินกู้ทั้งจำนวน ทั้งนี้ในระหว่างงวด PTTEPO ได้เบิกเงินกู้ดังกล่าวเต็มจำนวนแล้ว

หุ้นกู้

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 31 ธันวาคม 2553 มูลค่าที่ตราไว้สำหรับหุ้นกู้ไม่มีหลักประกันโดยสิทธิ จดทะเบียน

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา				หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม				งบการเงินรวม	
	อัตราดอกเบี้ย (ร้อยละต่อปี)	อัตราดอกเบี้ย ที่แท้จริง (ร้อยละต่อปี)	กำหนดไถ่ถอน	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2553
กำหนดชำระคืนภายใน 1 ปี						
- หุ้นกู้ 18,300 ล้านบาท ¹	3.25	3.293	29 พฤษภาคม 2555	577.34	606.59	18,289.51
- หุ้นกู้ 3,500 ล้านบาท ²	3.91	3.91	15 มิถุนายน 2555	110.43	116.03	3,498.58
กำหนดชำระคืนเกิน 1 ปีแต่ไม่เกิน 3 ปี						
- หุ้นกู้ 5,000 ล้านบาท ³	ปีที่ 1-2 : 3.00 ปีที่ 3-4 : 4.00 หรือ 6-M THB FIX + 1.25 ⁴	3.517	29 พฤษภาคม 2556	158.82	167.01	5,035.63
- หุ้นกู้ 11,700 ล้านบาท ⁵	4.00	4.027	29 พฤษภาคม 2557	368.96	387.71	11,690.08
กำหนดชำระคืนเกิน 3 ปีแต่ไม่เกิน 5 ปี						
- หุ้นกู้ 500 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ⁶	4.152	4.366	19 กรกฎาคม 2558	496.50	495.61	14,943.14
- หุ้นกู้ 200 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ⁷	4.152	4.326	4 สิงหาคม 2558	198.66	198.49	5,984.88
กำหนดชำระคืนเกิน 5 ปี						
- หุ้นกู้ 2,500 ล้านบาท ⁷	3.30	3.30	27 มีนาคม 2561	78.88	82.92	2,500.06
- หุ้นกู้ 5,000 ล้านบาท ⁸	4.80	4.816	29 พฤษภาคม 2562	157.62	165.66	4,994.72
- หุ้นกู้ 3,000 ล้านบาท NC5 ⁹	5.13	5.13	15 มิถุนายน 2565	94.56	99.39	2,996.62
- หุ้นกู้ 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ⁶	5.692	5.731	5 เมษายน 2564	697.99	-	-
รวมมูลค่าตามบัญชี				2,939.76	2,319.41	69,933.22

อัตราดอกเบี้ย (ร้อยละต่อปี)	อัตราดอกเบี้ย ที่แท้จริง (ร้อยละต่อปี)	กำหนดไถ่ถอน	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
3.25	3.293	29 พฤษภาคม 2555	577.34	606.59	18,296.76	18,289.51
3.91	3.91	15 มิถุนายน 2555	110.43	116.03	3,499.56	3,498.58
ปีที่ 1-2 : 3.00 ปีที่ 3-4 : 4.00 หรือ 6-M THB FIX + 1.25 ⁴	3.517	29 พฤษภาคม 2556	158.82	167.01	5,033.15	5,035.63
4.00	4.027	29 พฤษภาคม 2557	368.96	387.71	11,692.65	11,690.08
3.30	3.30	27 มีนาคม 2561	78.88	82.92	2,500.00	2,500.06
4.80	4.816	29 พฤษภาคม 2562	157.62	165.66	4,995.13	4,994.72
5.13	5.13	15 มิถุนายน 2565	94.56	99.39	2,996.85	2,996.62
			1,546.61	1,625.31	49,014.10	49,005.20

1 ในเดือนมีนาคม 2554 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับสถาบันการเงิน ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) เป็นจำนวน 603.36 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 30.33 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา โดยมีอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยร้อยละ 1.452 ต่อปี

2 ในเดือนเมษายน 2554 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับสถาบันการเงิน ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) เป็นจำนวน 115.78 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 30.23 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา และดอกเบี้ยเฉลี่ยร้อยละ 1.73 ต่อปี

3 ในเดือนพฤษภาคม 2554 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับสถาบันการเงิน ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) เป็นจำนวน 165.89 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 30.14 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

4 ชำระคืนค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 3.25 ต่อปี และขึ้นสูงไม่เกินร้อยละ 6.00 ต่อปี

5 ในเดือนเมษายน 2554 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับสถาบันการเงิน ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) เป็นจำนวน 389.49 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 30.039 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา และดอกเบี้ยเฉลี่ยร้อยละ 2.6518 ต่อปี

6 บริษัทมีสิทธิในการไถ่ถอนหุ้นกู้บางส่วนหรือทั้งหมด (Optional Redemption) โดยราคาไถ่ถอนจะเท่ากับผลรวมของราคาตามมูลค่าของหุ้นกู้ ดอกเบี้ยคงค้างและดอกเบี้ยค้างชำระจนถึงวันไถ่ถอนก่อนกำหนด บวกกับ Applicable Premium โดย Applicable Premium จะเท่ากับอัตราสูงสุดของ

(1) ร้อยละ 1.00 ต่อปีของราคาตามมูลค่าของหุ้นกู้ หรือ

(2) มูลค่าปัจจุบัน (Present value) ที่มากกว่าราคาตามมูลค่าของหุ้นกู้ โดยมูลค่าปัจจุบันคือราคาตามมูลค่าของหุ้นกู้และดอกเบี้ยที่ควรได้รับหากหุ้นกู้ไถ่ถอนเมื่อครบกำหนด หักด้วยดอกเบี้ยคงค้างและดอกเบี้ยค้างชำระจนถึงวันไถ่ถอนก่อนกำหนด ที่คิดลดด้วย Treasury Rate ณ วันไถ่ถอนก่อนครบกำหนดบวกด้วยร้อยละ 0.35 ต่อปี

7 เมื่อวันที่ 27 กันยายน 2548 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับธนาคารแห่งหนึ่ง ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) เป็นจำนวน 60.82 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ที่อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 3.85 ต่อปี และเมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2550 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับธนาคารแห่งเดิมให้กลับไปเป็นหนี้สกุลเงินบาทที่จำนวน 2,500 ล้านบาท โดยอัตราดอกเบี้ยคงเป็นร้อยละ 3.30 ต่อปี ตลอดจนของหุ้นกู้ที่คงเหลือต่อมาในเดือนพฤษภาคม 2554 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาดังกล่าวกับธนาคารแห่งหนึ่ง ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) เป็นจำนวน 82.92 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ที่อัตราแลกเปลี่ยน 30.15 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา และดอกเบี้ยร้อยละ 3.3 ต่อปี

8 ในเดือนมิถุนายน 2554 บริษัทได้แปลงหนี้หุ้นกู้สกุลเงินบาทดังกล่าวกับธนาคารแห่งหนึ่ง ให้เป็นหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (Cross Currency Swap) เป็นจำนวน 161.81 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ที่อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 30.90 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา และดอกเบี้ยเฉลี่ยร้อยละ 4.93 ต่อปี

9 NC5 (Non Call 5 years) หมายถึง บริษัทมีสิทธิที่จะไถ่ถอนหุ้นกู้ก่อนครบกำหนดได้ในปีที่ 5 หรือ ปี 2555

25. ประมาณการหนี้สินระยะสั้น

ประมาณการหนี้สินระยะสั้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ประมาณการหนี้สินค่าซื้ออุปกรณ์การผลิต				
ที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี	72.97	124.49	2,312.67	3,753.37
ประมาณการหนี้สินจากอุบัติเหตุในแหล่งมอหนาร	2.80	5.96	88.62	179.83
รวม	75.77	130.45	2,401.29	3,933.20

26. การผูกพันผลประโยชน์พนักงาน

รายการกระทบยอดมูลค่าปัจจุบันของการผูกพันผลประโยชน์พนักงาน (Defined benefit plan) และมูลค่าหนี้สินที่รับรู้ในงบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 แสดงดังต่อไปนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
	งบการเงินรวม	งบการเงินรวม
มูลค่าปัจจุบันของการผูกพันตามโครงการผลประโยชน์ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	65.30	1,968.92
ต้นทุนบริการปัจจุบัน	6.16	188.62
ต้นทุนดอกเบี้ย	2.86	87.66
ผลประโยชน์ที่จ่าย	(1.70)	(52.16)
(กำไร) ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน	(3.35)	2.36
มูลค่าปัจจุบันของการผูกพันตามโครงการผลประโยชน์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	69.27	2,195.40
หนี้สินในช่วงการเปลี่ยนแปลงที่ยังไม่ได้รับรู้	(5.91)	(187.28)
กำไร (ขาดทุน) จากการประมาณตามหลักคณิตศาสตร์ประกันภัยที่ยังไม่รับรู้	(0.90)	(28.60)
หนี้สินสุทธิที่รับรู้ในงบแสดงฐานะการเงิน	62.46	1,979.52

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
	งบการเงินเฉพาะบริษัท	งบการเงินเฉพาะบริษัท
มูลค่าปัจจุบันของการผูกพันตามโครงการผลประโยชน์ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	57.89	1,745.46
ต้นทุนบริการปัจจุบัน	4.51	138.17
ต้นทุนดอกเบี้ย	2.55	78.09
ผลประโยชน์ที่จ่าย	(1.39)	(42.67)
(กำไร) ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน	(2.93)	2.30
มูลค่าปัจจุบันของการผูกพันตามโครงการผลประโยชน์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	60.63	1,921.35
หนี้สินในช่วงการเปลี่ยนแปลงที่ยังไม่ได้รับรู้	(5.64)	(178.68)
กำไร (ขาดทุน) จากการประมาณตามหลักคณิตศาสตร์ประกันภัยที่ยังไม่รับรู้	1.49	47.38
หนี้สินสุทธิที่รับรู้ในงบแสดงฐานะการเงิน	56.48	1,790.05

ค่าใช้จ่ายที่รับรู้ในงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีรายละเอียดดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
ต้นทุนบริการปัจจุบัน	6.16	5.95	188.62	187.72
ต้นทุนดอกเบี้ย	2.86	2.49	87.66	78.76
หนี้สินในช่วงการเปลี่ยนแปลงที่รับรู้ในปี	6.06	5.98	185.57	188.62
(กำไร) ขาดทุนจากการประมาณตามหลัก				
คณิตศาสตร์ประกันภัยที่รับรู้ในปี	0.18	(1.36)	5.62	(45.00)
ค่าใช้จ่ายที่รับรู้ในงบกำไรขาดทุน	15.26	13.06	467.47	410.10

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
ต้นทุนบริการปัจจุบัน	4.51	4.33	138.17	136.43
ต้นทุนดอกเบี้ย	2.55	2.26	78.09	71.32
หนี้สินในช่วงการเปลี่ยนแปลงที่รับรู้ในปี	5.78	5.71	176.98	179.97
(กำไร) ขาดทุนจากการประมาณตามหลัก				
คณิตศาสตร์ประกันภัยที่รับรู้ในปี	-	(1.33)	-	(43.84)
ค่าใช้จ่ายที่รับรู้ในงบกำไรขาดทุน	12.84	10.97	393.24	343.88

ข้อสมมติฐานหลักในการประเมิน

ข้อสมมติฐานด้านการเงินของกลุ่มบริษัท

	อัตราร้อยละต่อปี
อัตราคิดลด	4.6
อัตราเงินเพื่อ	2.0
อัตราผลตอบแทนดอกเบี้ยจากกองทุนสำรองเลี้ยงชีพ	4.1

ข้อสมมติฐานด้านประชากรศาสตร์ของกลุ่มบริษัท

- ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับการมรณะ: อัตราการมรณะอ้างอิงตามตารางมรณะปีพุทธศักราช 2540 (TMO97) ประกาศโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับและส่งเสริมการประกอบธุรกิจประกันภัย ซึ่งตารางมรณะ TMO97 ที่นำมาใช้ในการประเมินสมมติฐานนั้นประกอบไปด้วยข้อมูลที่เก็บรวบรวมจากการสำรวจของบริษัทประกันชีวิตต่างๆ ในประเทศไทย ซึ่งทำให้สามารถเชื่อมั่นได้ว่าตัวเลขดังกล่าวจะสะท้อนให้เห็นถึงอัตราการมรณะที่เกิดขึ้นจริงของประชากรในประเทศไทย
- ข้อสมมติฐานเกี่ยวกับอัตราการหมุนเวียนของพนักงาน

ช่วงอายุ	อัตราร้อยละต่อปี
อายุก่อน 30 ปี	2.5 - 16.0
อายุ 30 - 39 ปี	1.5 - 8.0
อายุตั้งแต่ 40 ปีขึ้นไป	0.0 - 4.0

อัตราการหมุนเวียนของพนักงานข้างต้นแสดงให้เห็นถึงอัตราการลาออกของพนักงานโดยสมัครใจ ซึ่งไม่รวมถึง การตาย การสูญเสียสมรรถภาพการทำงานจนเป็นเหตุให้ออกจากงานและการเกษียณก่อนกำหนด ดังนั้น การคำนวณผลประโยชน์ที่จ่ายให้แก่พนักงานจะอยู่บนพื้นฐานของสมมติฐานดังกล่าว

27. ประมาณการหนี้สินค่ารั้งก่อนอุปการณการผลิต

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ยอดคงเหลือของประมาณการหนี้สินค่ารั้งก่อนอุปการณการผลิตเป็นดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
ประมาณการหนี้สินค่ารั้งก่อนอุปการณการผลิต	776.97	850.29	24,623.20	25,637.32
หัก ส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี	(72.97)	(124.49)	(2,312.66)	(3,753.37)
ประมาณการหนี้สินส่วนที่ถึงกำหนดชำระเกินกว่า 1 ปี	704.00	725.80	22,310.54	21,883.95

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
ประมาณการหนี้สินค่ารั้งก่อนอุปการณการผลิต	302.37	355.87	9,582.56	10,730.07
หัก ส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี	-	-	-	-
ประมาณการหนี้สินส่วนที่ถึงกำหนดชำระเกินกว่า 1 ปี	302.37	355.87	9,582.56	10,730.07

การเปลี่ยนแปลงในระหว่างปี 2554 ของประมาณการหนี้สินค่ารั้งก่อนอุปการณการผลิต เป็นดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
	งบการเงินรวม	งบการเงินรวม
ยอดคงเหลือต้นปี	850.29	25,637.32
ผลแตกต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน	-	1,221.41
ประมาณการหนี้สินเพิ่มขึ้น	88.00	2,683.40
ประมาณการหนี้สินที่ใช้ในระหว่างปี	(89.50)	(2,728.94)
การกลับรายการประมาณการหนี้สินที่ไม่เกิดขึ้น	(71.82)	(2,189.99)
ยอดคงเหลือปลายปี	776.97	24,623.20

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	หน่วย : ล้านบาท
	งบการเงินเฉพาะบริษัท	งบการเงินเฉพาะบริษัท
ยอดคงเหลือต้นปี	355.87	10,730.07
ผลแตกต่างจากอัตราแลกเปลี่ยน	-	483.84
ประมาณการหนี้สินเพิ่มขึ้น	16.00	487.99
ประมาณการหนี้สินที่ใช้ในระหว่างปี	-	-
การกลับรายการประมาณการหนี้สินที่ไม่เกิดขึ้น	(69.50)	(2,119.34)
ยอดคงเหลือปลายปี	302.37	9,582.56

28. รายได้รอการรับรู้

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 รายได้รอการรับรู้ประกอบด้วย

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
รายได้รอการรับรู้สำหรับปี 2543	36.22	45.96	1,147.73	1,385.89
รายได้รอการรับรู้สำหรับปี 2544	0.05	1.76	1.62	52.99
รายได้รอการรับรู้สำหรับปี 2554	0.10	-	3.29	-
รวม	36.37	47.72	1,152.64	1,438.88

รายได้รอการรับรู้ส่วนใหญ่เกิดจากการที่ ปตท.สผ. ได้รับชำระเงินค่าก๊าซธรรมชาติล่วงหน้าจาก ปตท. และจากการที่ MGTC และ TPC ได้รับชำระเงินค่าบริการขนส่งก๊าซจาก MOGE สำหรับปริมาณก๊าซที่ ปตท. ยังไม่สามารถรับซื้อได้ในปี 2543-2544 ตามปริมาณที่ระบุในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของโครงการยาดานาและโครงการเยตากูน โดย ปตท.สผ. MGTC และ TPC จะรับรู้เป็นรายได้ ก็ต่อเมื่อ ปตท. รับก๊าซตามปริมาณดังกล่าวในปีต่อไป

29. สินทรัพย์ทางการเงินและหนี้สินทางการเงิน

สินทรัพย์ทางการเงินและหนี้สินทางการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 จัดประเภทได้ดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	งบการเงินรวม			งบการเงินรวม		
	31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้
สินทรัพย์ทางการเงิน						
เงินสดและรายการเทียบเท่า						
เงินสด	-	-	1,350.53	-	-	1,979.48
ลูกหนี้บริษัทใหญ่	-	-	484.20	-	-	328.15
ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น	-	-	352.05	-	-	120.01
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	-	-	73.34	-	-	35.45
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	-	18.49	-	-	19.70
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	6.15	-	-	7.33	-	-
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	-	-	6.15	-	-	6.51
รวมสินทรัพย์ทางการเงิน	6.15	-	2,284.76	7.33	-	2,489.30

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินรวม

หนี้สินทางการเงิน

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้จากการร่วมทุน
ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีและเงินกู้ยืมระยะสั้น
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายและดอกเบี้ยค้างจ่าย
หนี้สินหมุนเวียนอื่น
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน
หุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น
รวมหนี้สินทางการเงิน

31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย
-	-	108.66	-	-	100.84
-	-	1,003.32	-	-	263.50
-	-	1,024.89	-	-	621.47
-	-	42.47	-	-	31.31
7.54	85.71	-	0.98	-	-
-	-	2,869.85	-	-	2,319.41
-	-	32.23	-	-	9.91
7.54	85.71	5,081.42	0.98	-	3,346.44

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม

สินทรัพย์ทางการเงิน

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด
ลูกหนี้บริษัทใหญ่
ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น
รวมสินทรัพย์ทางการเงิน

31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้
-	-	42,799.90	-	-	59,683.83
-	-	15,344.89	-	-	9,894.25
-	-	11,156.95	-	-	3,618.48
-	-	2,324.24	-	-	1,068.77
-	-	585.82	-	-	593.83
194.97	-	-	220.95	-	-
-	-	194.77	-	-	196.18
194.97	-	72,406.57	220.95	-	75,055.34

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม

หนี้สินทางการเงิน

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้จากการร่วมทุน

ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี

และเงินกู้ยืมระยะสั้น

ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายและดอกเบี้ยค้างจ่าย

หนี้สินหมุนเวียนอื่น

หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน

หุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว

หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น

รวมหนี้สินทางการเงิน

31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย
-	-	3,443.60	-	-	3,040.39
-	-	31,796.32	-	-	7,944.91
-	-	32,480.23	-	-	18,738.20
-	-	1,345.94	-	-	944.05
238.90	2,716.32	-	29.43	-	-
-	-	90,948.90	-	-	69,933.22
-	-	1,021.47	-	-	298.67
238.90	2,716.32	161,036.46	29.43	-	100,899.44

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินเฉพาะบริษัท

สินทรัพย์ทางการเงิน

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

ลูกหนี้บริษัทใหญ่

ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น

สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น

เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน

สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น

รวมสินทรัพย์ทางการเงิน

31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้
-	-	744.93	-	-	1,443.13
-	-	292.94	-	-	208.25
-	-	25.72	-	-	28.31
-	-	2.06	-	-	15.52
-	-	3,101.45	-	-	2,021.11
6.15	-	-	7.33	-	-
-	-	3.65	-	-	4.21
6.15	-	4,170.75	7.33	-	3,720.53

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินเฉพาะบริษัท

หนี้สินทางการเงิน

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้จากการร่วมทุน
ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีและเงินกู้ยืมระยะสั้น
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายและดอกเบี้ยค้างจ่าย
หนี้สินหมุนเวียนอื่น
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน
หุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น
รวมหนี้สินทางการเงิน

31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วยวิธีราคาทุนตัดจำหน่าย
-	-	22.10	-	-	27.35
-	-	1,003.32	-	-	263.50
-	-	341.88	-	-	331.23
-	-	4.12	-	-	11.30
6.77	85.71	-	0.98	-	-
-	-	908.84	-	-	1,625.31
-	-	-	-	-	-
6.77	85.71	2,280.26	0.98	-	2,258.69

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินเฉพาะบริษัท

สินทรัพย์ทางการเงิน

เงินสดและรายการเทียบเท่า
เงินสด
ลูกหนี้บริษัทใหญ่
ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น
รวมสินทรัพย์ทางการเงิน

31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้	วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านงบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อการป้องกันความเสี่ยง	เงินให้สินเชื่อและลูกหนี้
-	-	23,607.88	-	-	43,512.16
-	-	9,283.69	-	-	6,279.13
-	-	815.02	-	-	853.51
-	-	65.02	-	-	467.14
-	-	98,288.79	-	-	60,938.97
194.97	-	-	220.95	-	-
-	-	115.58	-	-	126.99
194.97	-	132,175.98	220.95	-	112,177.90

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินเฉพาะบริษัท

	31 ธ.ค. 2554			31 ธ.ค. 2553		
	วัดมูลค่าด้วย มูลค่ายุติธรรมผ่าน งบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อ การป้องกัน ความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วย วิธีราคาทุน ตัดจำหน่าย	วัดมูลค่าด้วย มูลค่ายุติธรรมผ่าน งบกำไรขาดทุน	อนุพันธ์เพื่อ การป้องกัน ความเสี่ยง	วัดมูลค่าด้วย วิธีราคาทุน ตัดจำหน่าย
หนี้สินทางการเงิน						
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้จาก การร่วมทุน	-	-	700.35	-	-	824.63
ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึง กำหนดชำระภายในหนึ่งปี และเงินกู้ยืมระยะสั้น	-	-	31,796.32	-	-	7,944.91
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายและ ดอกเบี้ยค้างจ่าย	-	-	10,834.69	-	-	9,986.93
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	-	-	131.09	-	-	340.87
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	214.50	2,716.32	-	29.43	-	-
หุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว	-	-	28,802.34	-	-	49,005.20
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	-	-	-	-	-	-
รวมหนี้สินทางการเงิน	214.50	2,716.32	72,264.79	29.43	-	68,102.54

สินทรัพย์ทางการเงินส่วนใหญ่จัดอยู่ในประเภทระยะสั้นรวมทั้งเงินให้กู้ยืมมีอัตราดอกเบี้ยใกล้เคียงกับอัตราดอกเบี้ยในตลาด ฝ่ายบริหารของบริษัท
จึงเชื่อว่ามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ทางการเงินจะไม่แตกต่างอย่างมีนัยสำคัญกับมูลค่าตามบัญชี

กลุ่มบริษัทคำนวณมูลค่ายุติธรรมของหนี้สินระยะยาวโดยใช้วิธีส่วนลดกระแสเงินสดซึ่งใช้อัตราคิดลดที่มีเงื่อนไขการกู้ยืมใกล้เคียงกัน ดังรายละเอียด
ต่อไปนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

	ราคาตามบัญชี	มูลค่ายุติธรรม
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 2,500 ล้านบาท	78.88	82.44
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 6,500 ล้านบาท		
- ชุดที่ 1 วงเงิน 3,500 ล้านบาท	110.43	110.67
- ชุดที่ 2 วงเงิน 3,000 ล้านบาท	94.56	94.39
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 40,000 ล้านบาท		
- ชุดที่ 1 วงเงิน 18,300 ล้านบาท	577.34	577.09
- ชุดที่ 2 วงเงิน 5,000 ล้านบาท	158.82	158.96
- ชุดที่ 3 วงเงิน 11,700 ล้านบาท	368.96	373.39
- ชุดที่ 4 วงเงิน 5,000 ล้านบาท	157.62	164.98
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 500 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	496.50	512.96
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 200 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	198.66	207.22
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	697.99	741.62

หน่วย : ล้านบาท

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554		
	ราคาตามบัญชี	มูลค่ายุติธรรม
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 2,500 ล้านบาท	2,500.00	2,612.47
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 6,500 ล้านบาท		
- ชุดที่ 1 วงเงิน 3,500 ล้านบาท	3,499.56	3,507.39
- ชุดที่ 2 วงเงิน 3,000 ล้านบาท	2,996.85	2,991.46
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 40,000 ล้านบาท		
- ชุดที่ 1 วงเงิน 18,300 ล้านบาท	18,296.76	18,288.65
- ชุดที่ 2 วงเงิน 5,000 ล้านบาท	5,033.15	5,037.73
- ชุดที่ 3 วงเงิน 11,700 ล้านบาท	11,692.65	11,833.08
- ชุดที่ 4 วงเงิน 5,000 ล้านบาท	4,995.13	5,228.49
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 500 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	15,734.43	16,256.48
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 200 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	6,295.81	6,567.05
หุ้นกู้ไม่มีหลักประกันไม่ด้อยสิทธิ 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	22,120.14	23,502.67

30. กุณเรือนหุ้น

บริษัทมีทุนจดทะเบียนเป็นหุ้นสามัญ จำนวน 3,322 ล้านหุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท รวมเป็นเงิน 3,322 ล้านบาท และในระหว่างปี 2554 บริษัทได้จดทะเบียนเปลี่ยนแปลงทุนชำระแล้ว โดยเป็นหุ้นสามัญที่บริษัทออกและชำระเต็มมูลค่าแล้วรวมเป็นจำนวน 3,319.98 ล้านหุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท รวมเป็นเงิน 3,319.98 ล้านบาท รายละเอียดการเปลี่ยนแปลงจำนวนหุ้นสามัญที่ออกและชำระแล้ว มีดังต่อไปนี้

หน่วย : ล้านหุ้น

จำนวนหุ้นสามัญที่บริษัทออกและชำระเต็มมูลค่า	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2554	3,317.45
ทุนเรือนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว	2.53
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	3,319.98
จำนวนหุ้นสามัญที่บริษัทออกและชำระเต็มมูลค่า	
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 1 มกราคม 2553	3,312.56
ทุนเรือนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว	4.89
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	3,317.45

บริษัทสำรองหุ้นสามัญไว้สำหรับการใช้สิทธิในโครงการจัดสรรใบสำคัญแสดงสิทธิฯ ให้พนักงานมีส่วนร่วมเป็นเจ้าของบริษัท (Employee Stock Ownership Plan หรือ ESOP) เป็นระยะเวลาต่อเนื่องกันทุกปี เป็นเวลา 5 ปี รวมทั้งสิ้น จำนวน 62 ล้านหุ้น โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีผู้ใช้สิทธิซื้อหุ้นสามัญไปแล้วรวม 59.99 ล้านหุ้น จึงทำให้มียอดคงเหลือของหุ้น เพื่อรองรับการใช้สิทธิ จำนวน 2.01 ล้านหุ้น ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

วันที่ออกและเสนอขายใบสำคัญแสดงสิทธิฯ	ราคาใช้สิทธิ (บาทต่อหุ้น)	อัตราการใช้สิทธิ ใบสำคัญแสดงสิทธิฯ ต่อหุ้นสามัญ	จำนวนหุ้นที่ถูกใช้สิทธิ (ล้านหุ้น)	จำนวนหุ้นคงเหลือเพื่อรองรับการใช้สิทธิ (ล้านหุ้น)
1 สิงหาคม 2545 *	22.2	1:5	9.78	0.22
1 สิงหาคม 2546 *	23.4	1:5	9.72	0.28
1 สิงหาคม 2547 *	36.6	1:5	13.61	0.39
1 สิงหาคม 2548 *	55.6	1:5	13.53	0.47
1 สิงหาคม 2549 *	91.2	1:5	13.35	0.65
รวม			59.99	2.01

* ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 ใบสำคัญแสดงสิทธิฯ ที่ออกและเสนอขายวันที่ 1 สิงหาคม 2545 วันที่ 1 สิงหาคม 2546 วันที่ 1 สิงหาคม 2547 วันที่ 1 สิงหาคม 2548 และวันที่ 1 สิงหาคม 2549 ได้หมดอายุแล้ว โดยมียอดคงเหลือใบสำคัญแสดงสิทธิฯ ที่ไม่สามารถใช้สิทธิได้ จำนวน 0.04 ล้านหน่วย 0.06 ล้านหน่วย 0.08 ล้านหน่วย 0.09 ล้านหน่วย และ 0.13 ล้านหน่วย ตามลำดับ

31. ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม

ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
ค่าภาคหลวง	634.43	509.26	19,339.53	16,129.13
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	11.04	16.07	338.33	505.64
รวม	645.47	525.33	19,677.86	16,634.77

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
ค่าภาคหลวง	378.67	329.99	11,542.45	10,454.70
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	-	-	-	-
รวม	378.67	329.99	11,542.45	10,454.70

32. กำไร (ขาดทุน) จากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ

กำไร (ขาดทุน) จากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ประกอบด้วย

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
กำไร (ขาดทุน) จากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศที่เกิดขึ้นจริง	(18.45)	83.09	(599.63)	2,606.55
ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(46.44)	(168.94)	(1,337.96)	(5,338.31)
รวม	(64.89)	(85.85)	(1,937.59)	(2,731.76)

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
กำไร (ขาดทุน) จากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศที่เกิดขึ้นจริง	(1.42)	101.42	(56.77)	3,201.79
ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(43.68)	(74.59)	(1,342.16)	(2,323.48)
รวม	(45.10)	26.83	(1,398.93)	878.31

33. ค่าใช้จ่ายตามลักษณะ

ค่าใช้จ่ายตามลักษณะที่สำคัญของกลุ่มบริษัทซึ่งได้รวมค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนการร่วมทุนในแต่ละโครงการ สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีรายละเอียดดังนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
เงินเดือน ค่าแรงและผลประโยชน์พนักงาน	85.72	88.74	2,613.95	2,815.31
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	63.09	57.82	1,931.88	1,834.41
ค่าตัดจำหน่ายหุลุมสำรวจ	150.45	46.06	4,587.47	1,461.21
ค่าใช้จ่ายงานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	66.60	27.70	2,030.10	878.81

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
เงินเดือน ค่าแรงและผลประโยชน์พนักงาน	42.69	37.25	1,301.55	1,181.96
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	44.11	35.17	1,344.86	1,115.72
ค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ	14.97	0.02	456.60	0.50
ค่าใช้จ่ายงานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	9.77	0.53	298.01	16.67

34. กำไรสุทธิ

กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐานสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ (หน่วย : ล้าน)	1,468.25	1,380.48	44,748.06	43,773.79
จำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยที่ถือโดยบุคคลภายนอกระหว่างปี (ล้านหุ้น)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.44	0.42	13.48	13.21

	หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : บาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ (หน่วย : ล้าน)	1,049.00	1,137.89	32,076.95	36,103.31
จำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยที่ถือโดยบุคคลภายนอกระหว่างปี (ล้านหุ้น)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.32	0.34	9.66	10.89

กำไรต่อหุ้นปรับลดคำนวณจากจำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ยที่ถือโดยบุคคลภายนอกในระหว่างปีปรับปรุงด้วยจำนวนหุ้นสามัญเทียบเท่าปรับลดโดยมีสมมติฐานว่าหุ้นสามัญเทียบเท่าปรับลดได้แปลงเป็นหุ้นสามัญทั้งหมด บริษัทมีหุ้นสามัญเทียบเท่าปรับลดที่เกิดจากสิทธิเลือกซื้อหุ้นที่ให้แกพนักงานซึ่งบริษัทคำนวณจำนวนหุ้นเทียบเท่าปรับลดโดยพิจารณาจากมูลค่ายุติธรรมซึ่งขึ้นอยู่กับมูลค่าที่เป็นตัวเงินของราคาตามสิทธิซื้อหุ้นที่มาพร้อมกับสิทธิเลือกซื้อหุ้น (กำหนดจากราคาถัวเฉลี่ยของหุ้นสามัญของบริษัทในระหว่างปี) การคำนวณนี้ทำขึ้นเพื่อกำหนดจำนวนหุ้นสามัญที่ต้องบวกเพิ่มกับหุ้นสามัญที่ถือโดยบุคคลภายนอกในการคำนวณกำไรต่อหุ้นปรับลด โดยไม่มีการปรับปรุงกำไรสุทธิแต่อย่างใด

กำไรต่อหุ้นปรับลดสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : บาท

	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	2554	2553	2554	2553
กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ (หน่วย : ล้านบาท)	1,468.25	1,380.48	44,748.06	43,773.79
กำไรสุทธิที่ใช้ในการคำนวณ กำไรต่อหุ้นปรับลด (หน่วย : ล้านบาท)	1,468.25	1,380.48	44,748.06	43,773.79
จำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (ล้านหุ้น)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
การปรับปรุงสำหรับสิทธิเลือกซื้อหุ้น (ล้านหุ้น)	-	1.27	-	1.27
จำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ใช้คำนวณกำไรต่อหุ้นปรับลด (ล้านหุ้น)	3,319.08	3,316.18	3,319.08	3,316.18
กำไรต่อหุ้นปรับลด	0.44	0.42	13.48	13.20

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

หน่วย : บาท

	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	2554	2553	2554	2553
กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ (หน่วย : ล้านบาท)	1,049.00	1,137.89	32,076.95	36,103.31
กำไรสุทธิที่ใช้ในการคำนวณ กำไรต่อหุ้นปรับลด (หน่วย : ล้านบาท)	1,049.00	1,137.89	32,076.95	36,103.31
จำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (ล้านหุ้น)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
การปรับปรุงสำหรับสิทธิเลือกซื้อหุ้น (ล้านหุ้น)	-	1.27	-	1.27
จำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ใช้คำนวณกำไรต่อหุ้นปรับลด (ล้านหุ้น)	3,319.08	3,316.18	3,319.08	3,316.18
กำไรต่อหุ้นปรับลด	0.32	0.34	9.66	10.89

35. ข้อมูลจำแนกตามส่วนงาน

ข้อมูลหลัก - จำแนกตามส่วนงานธุรกิจ

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554

สำรวจและผลิตปิโตรเลียม						อื่น ๆ	การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
ประเทศไทย	เอเชียตะวันออก เฉียงใต้	ออสเตรเลีย	อเมริกาเหนือ	ตะวันออกกลาง และอื่น ๆ	พหุชนสังกัด เอเชียตะวันออก เฉียงใต้			
รายได้ - บริษัทอื่น	285.52	-	149.89	16.80	124.07	-	-	966.89
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	339.80	-	-	71.68	127.77	-	(127.77)	4,596.90
รายได้อื่น - บริษัทอื่น	26.65	48.03	0.48	-	0.81	23.99	(13.43)	101.97
รวมรายได้	651.97	48.03	150.37	88.48	252.65	23.99	(141.20)	5,665.76
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	189.03	19.26	134.23	17.84	8.34	1.75	(132.26)	625.39
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	20.05	13.32	14.32	14.10	6.11	8.24	(2.38)	150.73
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม								
- ดัดจำนวนแหล่งและโครงการ	75.06	36.33	11.05	6.38	-	-	-	150.45
- งานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	30.31	7.31	8.06	12.42	-	-	-	66.44
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าดัดจำนวน	76.00	56.86	30.85	39.55	7.21	1.88	-	1,108.94
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	88.01	-	3.51	-	-	-	-	645.47
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งบนบก	-	5.33	-	-	-	-	-	5.33
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	-	-	-	11.06	-	11.06
(กำไร) ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินต่างประเทศ	19.85	2.23	(0.03)	0.01	-	2.59	-	23.93
ส่วนแบ่ง (กำไร) ขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	-	(0.29)	-	-	-	(2.14)	-	(2.43)
รวมค่าใช้จ่าย	437.74	140.35	201.99	90.30	21.66	23.38	(134.64)	2,785.31
กำไร (ขาดทุน) ตามส่วนงาน	214.23	(92.32)	(51.62)	(1.82)	230.99	0.61	(6.56)	2,880.45
ค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ทั่วไป								(8.41)
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป								(106.68)
กำไรจากการดำเนินงาน								2,765.36
รายได้อื่นสุทธิ								3.09
ต้นทุนทางการเงิน - ดอกเบี้ยรับ								16.24
- ดอกเบี้ยจ่ายและต้นทุนทางการเงินอื่น								(123.56)
กำไรจากการแปลงค่าเงินต่างประเทศ								(40.95)
ค่าตอบแทนผู้บริหาร								(4.57)
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้								2,615.61
ภาษีเงินได้ - โครงการ	(1,058.24)	88.39	12.83	(15.02)	(70.44)	(4.36)		(1,162.29)
- กลุ่มบริษัท								14.93
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	1,528.70	98.78	(3.93)	(38.79)	160.55	(3.75)		1,468.25

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554

	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม				ห่อขนส่งก๊าซ		อื่นๆ	การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออก เฉียงใต้	ออสเตรเลีย	อเมริกาเหนือ	ตะวันออกกลาง และอื่นๆ	เอเชียตะวันออก เฉียงใต้			
สินทรัพย์									
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน	5,049.60	1,383.32	2,607.91	2,678.08	317.76	361.37	85.00		12,483.04
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	-	-	2.97	-	-	-	23.96		26.93
สินทรัพย์ที่ยังไม่ได้เป็นส่วน									1,621.46
สินทรัพย์รวม									14,131.43
หนี้สิน									
หนี้สินจำแนกตามส่วนงาน	2,453.54	264.26	443.46	634.93	132.08	160.99	17.97		4,107.23
หนี้สินที่ยังไม่ได้เป็นส่วน									3,712.53
หนี้สินรวม									7,819.76
รายการจ่ายฝ่ายทุน	1,119.13	384.25	513.83	2,989.11	64.65	149.65	36.40		5,257.02

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554

ประเทศไทย	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม				อื่น ๆ	การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
	เอเชียตะวันออก เฉียงใต้	ออสเตรเลีย	อเมริกาเหนือ	ตะวันออกกลาง และอื่น ๆ			
รายได้ - บริษัทอื่น	8,767.63	-	4,581.39	512.35	-	-	29,539.43
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	10,352.71	-	-	2,191.36	-	(3,892.95)	140,106.39
รายได้อื่นบริษัทอื่น	831.78	1,477.67	14.89	-	24.74	(386.79)	3,137.59
รวมรายได้	19,952.12	1,477.67	4,596.28	2,703.71	7,697.87	(4,279.74)	172,783.41
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	5,157.61	590.51	4,095.57	545.09	254.32	(4,007.92)	19,074.58
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	613.08	405.82	437.46	429.55	186.54	(72.52)	4,597.33
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม							
- ตัดจำหน่ายหลุมแห้งและโครงการ	2,283.55	1,121.39	342.12	194.71	-	-	4,598.35
- งานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	929.39	224.85	230.29	378.70	-	-	2,016.82
ค่าเสื่อมราคา ค่าอุปโภคและค่าตัดจำหน่าย	2,324.23	1,730.69	984.53	1,208.27	219.83	57.19	33,798.13
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	2,076.09	-	107.13	-	-	-	19,677.86
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งม่อนทารา	-	164.21	-	-	-	-	164.21
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	-	-	-	-	339.84
(กำไร) ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	627.33	68.32	(1.05)	0.39	0.02	80.12	752.51
ส่วนแบ่ง (กำไร) ขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	-	(9.02)	-	-	-	(65.85)	(74.87)
รวมค่าใช้จ่าย	13,361.33	4,296.77	6,146.05	2,756.71	660.71	(4,080.44)	84,944.76
กำไร (ขาดทุน) ตามส่วนงาน	78,839.56	(2,819.10)	(1,549.77)	(53.00)	7,037.16	(199.30)	87,838.65
ค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ทั่วไป							(256.40)
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป							(3,284.72)
กำไรจากการดำเนินงาน							84,297.53
รายได้อื่นสุทธิ							94.97
ต้นทุนทางการเงิน - ดอกเบี้ยรับ							496.54
- ดอกเบี้ยจ่ายและต้นทุนทางการเงินอื่น							(3,770.87)
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ							(1,185.08)
ค่าตอบแทนผู้บริหาร							(140.17)
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้	(32,279.44)	(3,637.20)	384.02	(458.75)	(2,146.76)	(133.27)	79,792.92
ภาษีเงินได้ - โครงการ		2,677.11					(35,494.29)
- กลุ่มบริษัท							449.43
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	46,560.12	3,053.59	(141.99)	(511.75)	4,890.40	(140.96)	44,748.06

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554

	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม					อื่น ๆ	การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออก เฉียงใต้	ออสเตรเลีย	อเมริกาเหนือ	ตะวันออกกลาง และอื่น ๆ	ห่อขนส่งก๊าซ เอเชียตะวันออก เฉียงใต้		
สินทรัพย์								
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน								
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	160,027.90	43,839.20	82,647.79	84,871.49	10,070.30	11,452.20	2,693.77	395,602.65
สินทรัพย์ที่ยังไม่ได้เป็นส่วน	-	-	94.02	-	-	-	759.21	853.23
สินทรัพย์รวม								51,386.16
หนี้สิน								447,842.04
หนี้สินจำแนกตามส่วนงาน								
หนี้สินที่ยังไม่ได้เป็นส่วน	77,755.43	8,374.83	14,053.68	20,121.78	4,185.88	5,102.09	569.57	130,163.26
หนี้สินรวม								117,654.61
รายการฝ่ายทุน								247,817.87
	34,317.34	11,801.05	15,822.02	90,276.72	2,017.13	4,587.90	1,128.30	159,950.46

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553

สำรวจและผลิตปิโตรเลียม						การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
ประเทศไทย	เอเชียตะวันออก เฉียใต้	ออสเตรเลีย	ตะวันออกกลาง และอื่น ๆ	เอเชียตะวันออก เฉียใต้	อื่น ๆ		
รายได้ - บริษัทอื่น	330.73	107.48	16.99	110.84	-	-	626.44
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	3,465.78	296.55	51.71	111.26	-	(111.27)	3,814.03
รายได้ - บริษัทอื่น	12.71	1.83	44.16	0.11	38.48	(32.81)	64.48
รวมรายได้	3,809.22	405.86	104.56	222.21	38.48	(144.08)	4,504.95
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	352.42	135.32	59.77	5.64	3.53	(114.22)	458.39
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	65.93	11.93	9.21	17.64	3.28	(5.09)	104.41
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม							
- คัดค้านายหมู่แห่งและโครงการ	2.51	33.86	-	9.86	-	-	46.23
- งานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	20.63	10.90	3.26	5.49	0.41	-	40.69
ค่าเสื่อมราคา ค่าอุปฐัมและค่าตัดจำหน่าย	833.60	52.37	82.16	33.81	7.19	1.21	1,010.34
ค่าขาดผลและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	476.71	48.62	-	-	-	-	525.33
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งม่อนทรา	-	-	14.41	-	-	-	14.41
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	-	-	47.74	-	-	-	47.74
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	-	-	3.47	-	3.47
(กำไร) ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	(32.09)	1.69	2.81	0.28	(3.66)	-	(30.97)
ส่วนแบ่ง (กำไร) ขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	-	-	0.10	-	1.25	-	1.35
รวมค่าใช้จ่าย	1,719.71	294.69	219.46	83.01	14.34	(119.31)	2,221.39
กำไร (ขาดทุน) ตามส่วนงาน	2,089.51	111.17	(114.90)	(14.31)	28.99	(24.77)	2,283.56
ค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ทั่วไป							(7.00)
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป							(88.06)
กำไรจากการดำเนินงาน							2,188.50
รายได้ - บริษัทอื่น							15.03
ต้นทุนทางการเงิน - ดอกเบี้ยรับ							11.80
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ							(104.55)
ค่าตอบแทนผู้บริหาร							(116.82)
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้							(5.92)
ภาษีเงินได้ - โครงการ	(699.73)	(53.88)	136.14	(52.13)	(60.27)	(1.10)	1,988.04
- กลุ่มบริษัท							(730.97)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	1,389.78	57.29	21.24	(66.44)	147.60	27.89	1,380.48

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553

สินทรัพย์	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม				หอยนางรม	อื่น ๆ	การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	ออสเตรเลีย	ตะวันออกกลาง และอื่น ๆ	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้			
สินทรัพย์								
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน	4,633.30	997.45	1,960.87	266.24	137.24	80.53		8,075.63
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	-	-	2.78	-	-	21.82		24.60
สินทรัพย์ที่ยังไม่ได้เป็นส่วน								2,593.52
สินทรัพย์รวม								10,693.75
หนี้สิน								
หนี้สินจำแนกตามส่วนงาน	2,334.95	159.91	349.68	116.04	45.91	19.94		3,026.43
หนี้สินที่ยังไม่ได้เป็นส่วน								2,259.27
หนี้สินรวม								5,285.70
รายการจ่ายฝ่ายทุน	1,210.95	231.55	288.99	13.85	1.48	37.57		1,764.39

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553

สำรวจและผลดีปีไตรมาส						การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
ประเทศไทย	เอเชียตะวันออก เฉียใต้	ออสเตรเลีย	ตะวันออกกลาง และอื่น ๆ	เอเชียตะวันออก เฉียใต้	อื่น ๆ		
รายได้ - บริษัทอื่น	10,475.58	3,399.59	1,916.43	539.75	-	-	19,838.64
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	109,766.89	9,397.61	-	1,652.59	-	(3,526.24)	120,817.09
รายได้ - บริษัทอื่น	393.83	56.15	1,361.57	-	1,252.22	(1,073.13)	1,993.93
รวมรายได้	120,636.30	12,853.35	3,278.00	2,192.34	1,252.22	(4,599.37)	142,649.66
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	11,170.31	4,282.95	1,905.89	504.51	112.87	(3,621.48)	14,533.71
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	1,962.31	381.90	292.82	554.24	101.92	(46.12)	3,294.94
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม							
- ค่าจ้างนายช่างและวิศวกร	75.81	1,048.35	(5.98)	308.26	-	-	1,426.44
- งานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	637.77	346.55	121.13	177.20	-	-	1,294.70
ค่าเสื่อมราคา ค่าอุปโภคและค่าจัดจำหน่าย	26,464.42	1,658.35	2,618.13	1,075.14	227.96	-	32,082.43
ค่าขาดผลและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	15,098.04	1,536.73	-	-	-	-	16,634.77
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งม่อนทรา	-	-	456.95	-	-	-	456.95
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	-	-	1,472.11	-	-	-	1,472.11
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	-	-	108.04	-	108.04
(กำไร) ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	(991.39)	53.60	90.42	8.47	(116.93)	-	(955.83)
ส่วนแบ่ง (กำไร) ขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	-	-	3.08	-	42.75	-	45.83
รวมค่าใช้จ่าย	54,417.27	9,308.43	6,954.55	2,627.82	299.13	(3,667.60)	70,394.09
กำไร (ขาดทุน) ตามส่วนงาน	66,219.03	3,544.92	(3,676.55)	(435.48)	953.09	(931.77)	72,255.57
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป							(221.37)
ค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ทั่วไป							(2,754.98)
กำไรจากการดำเนินงาน							69,279.22
รายได้ - บริษัทอื่น							482.98
ต้นทุนทางการเงิน - ดอกเบี้ยรับ							373.79
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ							(3,295.46)
ค่าตอบแทนผู้บริหาร							(3,687.58)
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้							(185.46)
ภาษีเงินได้ - โครงการ	(22,162.78)	(1,714.95)	4,474.06	(1,709.60)	(1,907.19)	(34.65)	62,967.49
- กลุ่มบริษัท							(23,055.11)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	44,056.25	1,829.97	797.51	(2,145.08)	4,675.14	918.44	43,773.79

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553

	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม				หอยนางรม		อื่นๆ	การปรับปรุง บัญชีระหว่างกัน	ธุรกิจของ กลุ่มบริษัท
	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	ตะวันออกกลาง และอื่นๆ	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	เอเซียตะวันออกเฉียงใต้			
สินทรัพย์									
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน	139,700.04	30,044.77	59,122.89	8,027.50	4,167.49	2,427.92		243,490.61	
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	-	-	83.86	-	-	657.89		741.75	
สินทรัพย์ที่ยังไม่ได้เป็นส่วน								78,197.95	
สินทรัพย์รวม								322,430.31	
หนี้สิน									
หนี้สินจำแนกตามส่วนงาน	70,401.68	4,805.44	10,543.42	3,498.88	1,400.40	601.20		91,251.02	
หนี้สินที่ยังไม่ได้เป็นส่วน								68,119.94	
หนี้สินรวม								159,370.96	
รายการจ่ายฝ่ายทุน	37,550.65	7,053.27	8,488.75	422.43	44.54	1,154.38		54,714.02	

กลุ่มบริษัทแบ่งออกเป็นส่วนงานต่างๆ ได้ดังนี้

- ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กลุ่มบริษัทประกอบธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในประเทศ และต่างประเทศ โดยเป็นผู้ดำเนินการและร่วมลงทุนกับบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำ โครงการในประเทศส่วนใหญ่ตั้งอยู่ในบริเวณอ่าวไทย โครงการในประเทศครอบคลุมภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ออสเตรเลีย อเมริกาเหนือ ตะวันออกกลางและอื่นๆ ซึ่ง ณ วันที่ในงบการเงิน โครงการที่กลุ่มบริษัทลงทุนดังกล่าวประกอบด้วยโครงการที่มีการผลิตเชิงพาณิชย์แล้ว 21 โครงการ โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนาและสำรวจจำนวน 21 โครงการ
- ส่วนงานทอชนสงก๊าซในต่างประเทศ กลุ่มบริษัทได้ร่วมทุนกับผู้ร่วมทุน เพื่อดำเนินธุรกิจทอชนสงก๊าซธรรมชาติ เพื่อส่งก๊าซธรรมชาติจากโครงการที่กลุ่มบริษัทร่วมลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ โครงการยาดานาและโครงการเยตากูน
- การดำเนินงานอื่นของกลุ่มบริษัท ส่วนใหญ่ประกอบด้วย ส่วนงานการลงทุนในธุรกิจต่อเนื่องที่มีความสำคัญเชิงกลยุทธ์ และส่วนงานอื่นๆ ซึ่งไม่มีส่วนงานใดเป็นส่วนงานที่ต้องรายงานแยกต่างหาก

ข้อมูลรอง - จำแนกตามส่วนงานภูมิศาสตร์

ส่วนงานธุรกิจทั้งสองส่วนงานของกลุ่มบริษัทได้มีการจัดการทั่วโลกในลักษณะเดียวกันโดยส่วนงานธุรกิจเหล่านี้ดำเนินงานในเขตภูมิศาสตร์หลักของโลกห้าเขตหลัก ดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554

	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	ออสเตรเลีย	อเมริกาเหนือ	ตะวันออกกลางและอื่นๆ	ธุรกิจของกลุ่มบริษัท
รายได้ - บริษัทอื่น	390.61	409.59	-	149.89	16.80	966.89
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	4,185.42	339.80	-	-	71.68	4,596.90
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน	5,134.60	1,744.69	2,607.91	2,678.08	317.76	12,483.04
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	23.96	-	2.97	-	-	26.93
รายจ่ายฝ่ายทุน	1,155.53	533.90	513.83	2,989.11	64.65	5,257.02
สินทรัพย์รวมของกลุ่มบริษัท	6,780.02	1,744.69	2,610.88	2,678.08	317.76	14,131.43

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2554

	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	ออสเตรเลีย	อเมริกาเหนือ	ตะวันออกกลางและอื่นๆ	ธุรกิจของกลุ่มบริษัท
รายได้ - บริษัทอื่น	11,897.88	12,547.81	-	4,581.39	512.35	29,539.43
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	127,562.32	10,352.71	-	-	2,191.36	140,106.39
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน	162,721.67	55,291.40	82,647.79	84,871.49	10,070.30	395,602.65
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	759.21	-	94.02	-	-	853.23
รายจ่ายฝ่ายทุน	35,445.64	16,388.95	15,822.02	90,276.72	2,017.13	159,950.46
สินทรัพย์รวมของกลุ่มบริษัท	214,867.04	55,291.40	82,741.81	84,871.49	10,070.30	447,842.04

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553

	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	ออสเตรเลีย	ตะวันออกกลางและอื่นๆ	ธุรกิจของกลุ่มบริษัท
รายได้ - บริษัทอื่น	330.73	218.32	60.40	16.99	626.44
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	3,465.78	296.54	-	51.71	3,814.03
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน	4,713.83	1,134.69	1,960.87	266.24	8,075.63
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	21.82	-	2.78	-	24.60
รายจ่ายฝ่ายทุน	1,248.52	233.03	268.99	13.85	1,764.39
สินทรัพย์รวมของกลุ่มบริษัท	7,329.17	1,134.69	1,963.65	266.24	10,693.75

หน่วย : ล้านบาท

งบการเงินรวม - สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2553

	ประเทศไทย	เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	ออสเตรเลีย	ตะวันออกกลางและอื่นๆ	ธุรกิจของกลุ่มบริษัท
รายได้ - บริษัทอื่น	10,475.58	6,906.88	1,916.43	539.75	19,838.64
- บริษัทที่เกี่ยวข้อง	109,766.89	9,397.61	-	1,652.59	120,817.09
สินทรัพย์จำแนกตามส่วนงาน	142,127.96	34,212.26	59,122.89	8,027.50	243,490.61
เงินลงทุนตามวิธีส่วนได้เสีย	657.89	-	83.86	-	741.75
รายจ่ายฝ่ายทุน	38,705.03	7,097.81	8,488.75	422.43	54,714.02
สินทรัพย์รวมของกลุ่มบริษัท	220,983.80	34,212.26	59,206.75	8,027.50	322,430.31

36. การบริหารความเสี่ยง

การดำเนินธุรกิจและกิจการของกลุ่มบริษัท เป็นเหตุให้กลุ่มบริษัทมีความเสี่ยงที่สำคัญด้านต่างๆ ดังต่อไปนี้

ความเสี่ยงด้านภาวะตลาด

ความเสี่ยงด้านภาวะตลาดสามารถเกิดขึ้นได้จากการเปลี่ยนแปลงของราคาสินค้าโภคภัณฑ์ อัตราดอกเบี้ยและอัตราแลกเปลี่ยนซึ่งอาจทำให้มีผลกระทบในทางด้านบวกหรือลบต่อรายได้ กระแสเงินสด สินทรัพย์ และหนี้สินของกลุ่มบริษัท

กลุ่มบริษัทได้ใช้ตราสารอนุพันธ์ทางการเงินประเภทต่างๆ เพื่อวัตถุประสงค์ในการบริหารความเสี่ยงที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของราคาสินค้าโภคภัณฑ์ อัตราดอกเบี้ย และอัตราแลกเปลี่ยน

• ความเสี่ยงจากราคาสินค้าโภคภัณฑ์

ในปี 2554 ราคาน้ำมันในตลาดโลกมีความผันผวน โดยราคาน้ำมันดิบเบรนท์อยู่ในช่วงราคาประมาณ 94 ถึง 128 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ทั้งนี้ ราคาสินค้าโภคภัณฑ์ปิโตรเลียมของกลุ่มบริษัทอ้างอิงอยู่กับราคาน้ำมันในตลาดโลกซึ่งมีความผันผวนที่เกิดจากหลายปัจจัยที่ไม่อาจควบคุมได้ อาทิ อุปสงค์และอุปทานของตลาด เสถียรภาพทางการเมืองและเศรษฐกิจของประเทศต่างๆ นโยบายการกำหนดสัดส่วนการผลิตน้ำมันของประเทศในกลุ่มโอเปค ปริมาณน้ำมันสำรองในแต่ละประเทศ ภาวะภูมิอากาศของโลกที่แปรเปลี่ยนในแต่ละฤดูกาล การเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันจากสาเหตุดังกล่าวย่อมมีผลกระทบต่อรายได้ของกลุ่มบริษัท และอาจส่งผลกระทบต่อการวางแผนใช้เงินลงทุนในโครงการต่างๆ

ด้วยปัจจัยดังกล่าว ทำให้การเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันในตลาดโลก มีผลกระทบโดยตรงต่อราคาน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวของกลุ่มบริษัท ในทันที ในขณะที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติผลิตภัณฑ์หลักของกลุ่มบริษัทมีโครงสร้างสูตรราคาซื้อขายที่มีกลไกของการป้องกันความผันผวนของราคาน้ำมัน (Natural Hedge) อยู่ เมื่อราคาน้ำมันอ้างอิงมีการเปลี่ยนแปลง ราคาก๊าซธรรมชาติก็จะปรับไปในทิศทางเดียวกัน ทั้งนี้ การซื้อขายก๊าซธรรมชาติจะมีการปรับราคาเป็นระยะ เช่น ทุก 6 เดือนหรือ 12 เดือน เป็นต้น ตามแต่ที่ได้กำหนดไว้ในสูตรราคาของแต่ละโครงการ ซึ่งจะทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีความมั่นคงทางราคามากกว่าราคาน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

กลุ่มบริษัทดำเนินการบริหารความเสี่ยงทางราคา โดยจัดให้มีการวิเคราะห์ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันที่ระดับราคาต่างๆ ต่อรายได้และกำไรของกลุ่มบริษัทเป็นประจำทุกปี เพื่อวางแผนการบริหารความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดยแผนดังกล่าวจะต้องผ่านการพิจารณาจากคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและคณะกรรมการของกลุ่มบริษัททราบ เพื่อเป็นแนวทางให้กลุ่มบริษัทดำเนินการต่อไป ทั้งนี้กลุ่มบริษัทได้ทำอนุพันธ์ประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันสำหรับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของกลุ่มบริษัทโดยใช้ราคาน้ำมันดิบเบรนท์เป็นราคาอ้างอิงสำหรับช่วงเวลาเดือนมกราคม-ธันวาคม 2554 จำนวน 6.2 ล้านบาร์เรล

ทั้งนี้ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 บริษัทมีการบันทึกราคามูลค่าตลาด (Mark to Market) รวมถึงผลกำไรหรือขาดทุนจากฐานะสัญญาซื้อขายล่วงหน้าของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน สำหรับช่วงเวลาเดือนมกราคม 2555 ประเภทสิทธิในการขาย (Put Option) จำนวน 0.15 ล้านบาร์เรล ซึ่งมูลค่าตลาดดังกล่าวมีความผันผวนขึ้นกับส่วนต่างของราคาน้ำมันกับราคาใช้สิทธิ (Strike price) และมูลค่าตามระยะเวลาคงเหลือของสัญญา (Time value)

• ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ย

กลุ่มบริษัทมีความเสี่ยงต่ออัตราดอกเบี้ย จากการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยที่มีผลกระทบกับกระแสเงินสดในอนาคตและมูลค่ายุติธรรมของเครื่องมือทางการเงินต่างๆ โดยหนี้สินส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทเป็นหนี้สินที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่ ซึ่งทำให้บริษัทมีกระแสเงินสดจ่ายคงที่ แต่มีความเสี่ยงที่จะต้องจ่ายดอกเบี้ยที่สูงกว่าอัตราดอกเบี้ยในตลาดในช่วงดอกเบี้ยขาลง อย่างไรก็ตาม บริษัทมีนโยบายบริหารความเสี่ยงดังกล่าว โดยการรักษาสัดส่วนของหนี้สินที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่และอัตราดอกเบี้ยลอยตัว ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมกับลักษณะการดำเนินธุรกิจของบริษัท ซึ่งบริษัทจะพิจารณาการกู้ยืมเงินทั้งที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่และลอยตัว รวมถึงการใช้เครื่องมือทางการเงินเพื่อบริหารความเสี่ยงด้านอัตราดอกเบี้ย เช่น สัญญาป้องกันความเสี่ยงด้านอัตราดอกเบี้ย (Interest Rate Swap) เพื่อแปลงอัตราดอกเบี้ยลอยตัวเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่และในทางกลับกัน โดยบริษัทจะคำนึงถึงต้นทุน สภาพะตลาดในแต่ละขณะ และความเสี่ยงที่ยอมรับได้

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 กลุ่มบริษัทที่มีสัดส่วนเงินกู้อัตราดอกเบี้ยลอยตัวหลังจากการทำสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยอยู่ร้อยละ 16 ของเงินกู้ทั้งหมด (ในปี 2553 อยู่ที่ร้อยละ 10) โดยมีอัตราดอกเบี้ยถ่วงน้ำหนักของเงินกู้อยู่ร้อยละ 3.12 ต่อปี (ในปี 2553 อยู่ที่ร้อยละ 3.69 ต่อปี) ผลกำไรของกลุ่มบริษัทที่มีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงจากอัตราดอกเบี้ยสำหรับเงินกู้ของกลุ่มบริษัทที่มีอัตราดอกเบี้ยลอยตัว ณ วันที่ 1 มกราคม 2555 ถ้าอัตราดอกเบี้ยลอยตัวสำหรับเงินกู้ดังกล่าวปรับขึ้นร้อยละ 1 ต่อปี กำไรของกลุ่มบริษัทก่อนภาษีสำหรับปี 2555 จะลดลงประมาณ 6 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ในปี 2554 จะลดลง 1 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา) ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวถูกคำนวณบนสมมติฐานที่จำนวนเงินกู้สัดส่วนเงินกู้และอัตราดอกเบี้ยทั้งหมดไม่มีการเปลี่ยนแปลงจนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2555 อย่างไรก็ตามผลกระทบของกำไรจากการวิเคราะห์ข้างต้นไม่ได้คำนึงถึงผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงอื่นๆ ของสภาพกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่อาจส่งผลต่อการปรับตัวขึ้นหรือลงของอัตราดอกเบี้ยได้

• ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน

ธุรกิจส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัททั้งในประเทศและต่างประเทศนั้นมิรายได้และรายจ่ายหลักเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ทั้งนี้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 ผู้บริหารของบริษัทได้กำหนดสกุลดอลลาร์สหรัฐอเมริกานเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional Currency) ของบริษัทโดยพิจารณาจากรายได้และต้นทุนที่ได้รับจากหรือใช้ในการดำเนินกิจการเป็นหลัก ดังนั้นความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนจึงเกิดขึ้นเมื่อธุรกรรมต่างๆ เป็นสกุลเงินที่ไม่ใช่สกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน โดยกำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนแสดงในหมายเหตุประกอบงบการเงินข้อ 32

กลุ่มบริษัทบริหารความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนของสินทรัพย์ทางการเงินและหนี้สินทางการเงินที่เป็นสกุลเงินตราต่างประเทศโดยการบริหารสินทรัพย์และหนี้สินด้วยการจัดโครงสร้างและลักษณะของรายการในสินทรัพย์ หนี้สิน และส่วนของผู้ถือหุ้นให้สอดคล้องกัน นอกจากนี้กลุ่มบริษัทได้พิจารณานำเครื่องมือทางการเงินมาใช้ในการบริหารความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนโดยพิจารณาถึงผลประโยชน์ที่บริษัทจะได้รับและความเสี่ยงที่เหมาะสมในแต่ละช่วงเวลา

ผลกำไรของกลุ่มบริษัทมีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศที่มีต่อสินทรัพย์และหนี้สินสุทธิที่เป็นตัวเงินที่อยู่ในรูปของสกุลเงินอื่นที่ไม่ใช่สกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน หากกำหนดความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 ที่ร้อยละ 10 (ค่าเฉลี่ยความผันผวนในอดีต) จะมีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของกำไรสุทธิ ดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

งบการเงินรวม

	ผลกระทบจาก สินทรัพย์และหนี้สิน ที่เป็นสกุลเงินบาท	ผลกระทบจาก สินทรัพย์และหนี้สิน ที่เป็นสกุลเงิน ดอลลาร์แคนาดา
สำหรับปีสิ้นสุด 31 ธันวาคม 2554		
กำไรก่อนภาษีเพิ่มขึ้น (ลดลง)		
(เมื่อค่าเงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นร้อยละ 10)	(10)	(147)
กำไรก่อนภาษีเพิ่มขึ้น (ลดลง)		
(เมื่อค่าเงินดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงร้อยละ 10)	10	147
สำหรับปีสิ้นสุด 31 ธันวาคม 2553		
กำไรก่อนภาษีเพิ่มขึ้น(ลดลง)		
(เมื่อค่าเงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นร้อยละ 10)	(147)	-
กำไรก่อนภาษีเพิ่มขึ้น (ลดลง)		
(เมื่อค่าเงินดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงร้อยละ 10)	147	-

ความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่อ

ในการดำเนินการให้สินเชื่อ กลุ่มบริษัทมีนโยบายให้ทำธุรกรรมกับคู่ค้าที่มีระดับความน่าเชื่อถืออยู่ในเกณฑ์ที่ดี โดยผลิตภัณฑ์ส่วนใหญ่จะขายให้กับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นบริษัทใหญ่ของ ปตท.สผ. นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่ออย่างถี่ถ้วนและตรวจสอบอย่างสม่ำเสมอ ธนาคารทั้งหมดที่ทางกลุ่มบริษัทมีเงินฝากอยู่นั้นมีอันดับความน่าเชื่อถืออยู่ในระดับ Investment Grade ทั้งสิ้น อย่างไรก็ตาม บริษัทได้มีการประเมินสถานะทางการเงินและความมั่นคงของธนาคารเหล่านี้อย่างสม่ำเสมอ โดยมีปัจจัยในการประเมินต่างๆ ไม่ว่าจะเป็น การจัดอันดับความน่าเชื่อถือ ขนาดของเงินทุนของธนาคาร และอัตราส่วนทางการเงินอื่นๆ ที่แสดงถึงความสามารถในการดำเนินงานและการควบคุมความเสี่ยงต่างๆ ของธนาคาร เช่น อัตราส่วนเงินกู้ต่อเงินฝาก อัตราส่วนหนี้สินที่ไม่ก่อให้เกิดรายได้ต่อเงินกู้ เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดวงเงินฝากสำหรับแต่ละธนาคารเพื่อเป็นการบริหารความเสี่ยงในการฝากเงินกับธนาคารต่างๆ อีกด้วย นอกจากนี้บริษัทได้มีการกระจายเงินฝากเพื่อหลีกเลี่ยงการมีธุรกรรมกับธนาคารใดธนาคารหนึ่งมากเกินไป (Concentration Risk) โดยคำนึงถึงผลตอบแทนและความเสี่ยงที่ยอมรับในแต่ละช่วงเวลา

บริษัทได้มีการประเมินสถานะทางการเงินและความมั่นคงของธนาคารที่จะมาเป็นคู่สัญญาในการเข้าทำอนุพันธ์ทางการเงิน โดยมีปัจจัยในการประเมินต่างๆ เช่นเดียวกับการประเมินสถานะทางการเงินและความมั่นคงของธนาคารที่บริษัทมีเงินฝากข้างต้น และมีกำหนดวงเงินในการเข้าทำอนุพันธ์ทางการเงินให้กับคู่สัญญาแต่ละราย โดยธนาคารที่เป็นคู่สัญญาในปัจจุบันทั้งหมดได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือในระดับ Investment Grade ทั้งสิ้น นอกจากนี้ บริษัทได้มีการปรับยอดคงค้างของอนุพันธ์ทางการเงินที่ทางบริษัทได้ทำกับแต่ละธนาคารตามระยะเวลาและประเภทของธุรกรรมนั้นๆ เพื่อสะท้อนยอดความเสี่ยงที่แท้จริง (Risk-adjusted Exposure) และได้พิจารณากระจายการเข้าทำธุรกรรมกับแต่ละคู่สัญญาเพื่อหลีกเลี่ยงการมีธุรกรรมกับธนาคารใดธนาคารหนึ่งมากเกินไป (Concentration Risks) โดยพิจารณาถึงประโยชน์และความเสี่ยงที่ยอมรับในแต่ละช่วงเวลา ผลกระทบสูงสุดที่จะมีต่อกลุ่มบริษัทจากความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่อ คือราคาขายดัตริกรรมของสินทรัพย์ทางการเงิน

ความเสี่ยงด้านสภาพคล่อง

ความเสี่ยงด้านสภาพคล่องเป็นความเสี่ยงจากการที่กลุ่มบริษัทไม่สามารถจัดหาเงินทุนมาใช้ในการดำเนินธุรกิจได้ ทั้งนี้ ข้อมูลหนี้สินและภาระดอกเบี้ยในอนาคต ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีรายละเอียดดังนี้

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	ภายใน 1 ปี	เกิน 1 ปี แต่ไม่เกิน 3 ปี	เกิน 3 ปี แต่ไม่เกิน 5 ปี	เกิน 5 ปี	รวม
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้จากการร่วมทุน	108.67	-	-	-	108.67
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	995.31	-	-	-	995.31
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	42.47	-	-	-	42.47
เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินอัตราดอกเบี้ยลอยตัว					
เงินต้น	315.55	-	625.00	-	940.55
ดอกเบี้ยจ่าย *	13.40	23.74	15.76	-	52.90
หุ้นกู้อัตราดอกเบี้ยคงที่					
เงินต้น	687.89	526.96	700.00	1,031.32	2,946.17
ดอกเบี้ยจ่าย *	117.71	195.19	140.95	230.38	684.23
สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงินและอัตราดอกเบี้ย	-	-	-	1.54	1.54

ตารางข้อมูลข้างต้นมีข้อสมมติฐานที่สำคัญ คือ ดอกเบี้ยจ่ายทั้งหมดคำนวณจากอัตราดอกเบี้ยตามสัญญาเงินกู้และไม่มีการเปลี่ยนแปลงจำนวนเงินต้นของหนี้สิน ยกเว้นการชำระหนี้เมื่อครบกำหนด โดยอัตราดอกเบี้ยลอยตัว อ้างอิงอัตราดอกเบี้ยตามสัญญาเงินกู้ ณ วันที่ 30 ธันวาคม 2554 ทั้งนี้ หนี้สินที่เป็นสกุลเงินบาทเทียบเท่าเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาที่อัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ย ณ วันที่ 30 ธันวาคม 2554 ตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทยที่ 31.6912 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

* ดอกเบี้ยจ่ายหมายถึงดอกเบี้ยจ่ายที่ถึงกำหนดชำระภายในปี

กลุ่มบริษัทบริหารความเสี่ยงด้านสภาพคล่องโดยมีการจัดทำประมาณการเงินสด และการปรับปรุงข้อมูลประมาณการเงินอย่างสม่ำเสมอ รวมถึงการจัดทำโครงการเงินกู้ระยะสั้น เพื่อเป็นช่องทางในการเข้าถึงตลาดทุนภายในประเทศ โดยการออกตราสารหนี้ระยะสั้น และการจัดท้าวเงินสินเชื่อกับธนาคารพาณิชย์ ซึ่งสามารถนำมาใช้ได้ภายใน 3 วันภายหลังการแจ้งความประสงค์ไปยังธนาคาร โดยใช้อัตราดอกเบี้ยที่ได้มีการตกลงไว้ล่วงหน้า จำนวนเงินต้นและจำนวนเงินที่ยังไม่ได้เบิกใช้คงค้างมีรายละเอียดดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	วงเงินรวม	วงเงินที่ยังไม่ได้เบิกใช้
วงเงินสินเชื่อแบบมีภาระผูกพัน	90	90
วงเงินสินเชื่อไม่มีภาระผูกพัน *	11,600	11,600
ตราสารหนี้ระยะสั้น	50,000	50,000

* วงเงินสินเชื่อแบบไม่มีภาระผูกพันจำนวน 60 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเทียบเท่าเป็นเงินบาทที่อัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ย ณ วันที่ 30 ธันวาคม 2554 ตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทยที่ 31.6912 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทได้จัดท้าวเงินสำหรับการขายลดลูกหนี้การค้ากับธนาคารพาณิชย์ซึ่งจัดท้าวขึ้นเพื่อเปลี่ยนลูกหนี้การค้าที่รอการชำระเงินให้เป็นเงินสดทันที เพื่อเพิ่มสภาพคล่องของเงินทุนหมุนเวียน

บริษัทได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือระหว่างประเทศ (International Credit Rating) ที่ระดับเทียบเคียงได้กับระดับความน่าเชื่อถือของประเทศไทย (Sovereign Rating) และได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือภายในประเทศ (National Credit Rating) ที่อันดับสูงสุด (AAA) ดังนั้นบริษัทสามารถจัดหาเงินกู้ระยะยาวที่มีอัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสมเทียบเคียงได้กับอัตราดอกเบี้ยในตลาด โดยบริษัทได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือ ณ สิ้นปี 2554 และ 2553 จากสถาบันจัดอันดับเครดิตที่มีชื่อเสียง ดังต่อไปนี้

	2554		2553	
	สกุลเงิน ต่างประเทศ	สกุลเงิน ในประเทศ	สกุลเงิน ต่างประเทศ	สกุลเงิน ในประเทศ
สถาบันจัดอันดับความน่าเชื่อถือ				
Moody's	Baa1	Baa1	A3	A3
Standard and Poor's	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
Japan Credit Rating	A-	A	A-	A
TRIS Rating (National Rating)	-	AAA	-	AAA

37. เงินปันผลจ่าย

เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2554 ที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นได้อนุมัติจ่ายเงินปันผลประจำปี 2553 ในอัตราหุ้นละ 5.03 บาท ทั้งนี้บริษัทได้จ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2553 ไปแล้วในอัตราหุ้นละ 2.55 บาท เมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2553 และจ่ายสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2553 อีก ในอัตราหุ้นละ 2.48 บาท เมื่อวันที่ 18 เมษายน 2554

บริษัทได้ประมาณเงินปันผลเสนอจ่ายให้ผู้ถือหุ้นประจำปี 2554 ในอัตราหุ้นละ 5.40 บาท ทั้งนี้บริษัทได้จ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2554 ไปแล้วในอัตราหุ้นละ 2.61 บาท เมื่อวันที่ 29 สิงหาคม 2554 คงเหลือจ่ายสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2554 อีกในอัตราหุ้นละ 2.79 บาท ซึ่งจะจ่ายเมื่อได้รับอนุมัติจากที่ประชุมใหญ่สามัญผู้ถือหุ้นประจำปีแล้ว

38. การผูกพันและหนี้สินที่อาจเกิดขึ้น

- การผูกพันตามสัญญาเช่าดำเนินงาน - กรณีที่กลุ่มบริษัทเป็นผู้เช่า

จำนวนเงินขั้นต่ำที่ต้องจ่ายในอนาคตตามสัญญาเช่าดำเนินงานที่ไม่สามารถยกเลิกได้ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 และ 2553 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินรวม		งบการเงินรวม	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ไม่เกิน 1 ปี	73.16	143.82	2,318.42	4,336.33
เกินกว่า 1 ปีแต่ไม่เกิน 5 ปี	129.57	174.04	4,106.54	5,247.32
เกินกว่า 5 ปี	74.75	93.45	2,368.87	2,817.73
รวม	277.48	411.31	8,793.83	12,401.38

	หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		หน่วย : ล้านบาท	
	งบการเงินเฉพาะบริษัท		งบการเงินเฉพาะบริษัท	
	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553	31 ธ.ค. 2554	31 ธ.ค. 2553
ไม่เกิน 1 ปี	47.28	119.67	1,498.26	3,608.21
เกินกว่า 1 ปีแต่ไม่เกิน 5 ปี	51.45	92.10	1,630.46	2,777.13
เกินกว่า 5 ปี	0.29	0.37	9.23	11.19
รวม	99.02	212.14	3,137.95	6,396.53

- การผูกพันตามสัญญาเงินกู้
 - บริษัทมีภาระผูกพันตามสัญญาให้กู้ยืมเงินประเภทด้อยสิทธิแก่บริษัท เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo) ในวงเงินรวมทั้งสิ้น 1,250 ล้านบาท อายุสัญญา 13 ปี 6 เดือน นับตั้งแต่วันที่ 2 เมษายน 2552 โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 บริษัทได้จ่ายเงินกู้ให้กับ EnCo แล้วรวมทั้งสิ้นจำนวน 18.30 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (580 ล้านบาท)

- ภาระผูกพันจากการค้าประกันเงินกู้ยืม และหุ้นกู้ของบริษัทย่อย
 - บริษัทมีภาระผูกพันจากการค้าประกันหุ้นกู้ ไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิ ให้กับบริษัท PTTEP Australia International Finance Pty Ltd (PTTEP AIF) เป็นจำนวนเงิน 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
 - บริษัทมีภาระผูกพันจากการค้าประกันเงินกู้ยืมให้กับบริษัท PTTEP Offshore Investment Company Limited เป็นวงเงินรวมทั้งสิ้น 575 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
 - บริษัทมีภาระผูกพันจากการค้าประกันหุ้นกู้ ไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิ ให้กับบริษัท PTTEP Canada International Finance Limited (PTTEP CIF) เป็นจำนวนเงิน 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
- ภาระผูกพันตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-ปี 17 ผู้ซื้อและผู้ขายได้ตกลงที่จะส่งมอบก๊าซธรรมชาติในวันและปริมาณที่กำหนด โดยหากผู้ขายไม่สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติในวันและปริมาณที่กำหนดได้ ผู้ซื้อจะมีสิทธิรับซื้อก๊าซธรรมชาติสำหรับปริมาณที่ขาดส่ง (Shortfall) ในราคาร้อยละ 75 ของราคาขาย ณ วันที่เกิดการขาดส่งขึ้น ทั้งนี้ ปตท. ในฐานะผู้ซื้อได้แจ้งจำนวนก๊าซธรรมชาติที่จะรับซื้อโดยเริ่มตั้งแต่ปลายเดือนธันวาคม 2552 แต่ในช่วงเวลานั้น ปตท.สผ.อ. และผู้ร่วมทุนในฐานะผู้ขายไม่สามารถนำส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามที่กำหนด อย่างไรก็ตาม โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-ปี 17 ได้เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2553 โดยปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีการขาดส่งตั้งแต่ปลายเดือนธันวาคม 2552 จนถึงวันเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติดังกล่าว อาจส่งผลให้ ปตท.สผ.อ. และผู้ร่วมทุนในฐานะผู้ขายมีภาระต้องจำหน่ายก๊าซธรรมชาติสำหรับปริมาณที่ขาดส่งในราคาร้อยละ 75 ของราคาขาย ณ วันที่เกิดการขาดส่ง โดยคิดเป็นส่วนของ ปตท.สผ.อ. จำนวนเงินประมาณ 3.56 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (112.68 ล้านบาท) ซึ่งขณะนี้ยังอยู่ระหว่างการเจรจาระหว่างผู้ซื้อ (ปตท.) และผู้ขาย

นอกจากนี้ ในวันที่ 30 กรกฎาคม 2554 โครงการจำเป็นต้องหยุดการผลิต จากปัญหาของอุปกรณ์การผลิต เป็นผลให้ขาดส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอาจส่งผลให้ ปตท.สผ.อ. และผู้ร่วมทุนในฐานะผู้ขายมีภาระต้องจำหน่ายก๊าซธรรมชาติสำหรับปริมาณที่ขาดส่งในราคาร้อยละ 75 ของราคาขาย ณ วันที่เกิดการขาดส่ง โดยคิดเป็นส่วนของ ปตท.สผ.อ. จำนวนเงินประมาณ 0.16 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (5.12 ล้านบาท)
- หนี้สินที่อาจเกิดขึ้น
 - เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2553 บริษัท พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย พีทีวาย จำกัด (PTTEP AA) ได้รับเอกสารเรียกร้องค่าชดเชยความเสียหายจากเหตุการณ์น้ำมันและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล ในแหล่งมอหนารวา โครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย จากรัฐบาลอินโดนีเซีย ต่อมาวันที่ 1 กันยายน 2553 PTTEP AA ได้ยื่นหนังสือปฏิเสธการเรียกร้องค่าชดเชยความเสียหายต่อรัฐบาลอินโดนีเซียเนื่องจากเอกสารการเรียกร้องค่าชดเชยความเสียหายซึ่งได้รับจากรัฐบาลอินโดนีเซีย ไม่มีหลักฐานชัดเจนทางวิทยาศาสตร์ที่พิสูจน์ให้เห็นถึงความเสียหายดังกล่าว
 - อย่างไรก็ตาม ในเดือนธันวาคม 2553 PTTEP AA ได้เห็นชอบร่วมกับรัฐบาลอินโดนีเซียที่จะส่งข้อมูลเพิ่มเติมให้แต่ละฝ่าย และจะร่วมมือกันดำเนินการสำรวจ (Joint Survey) เพื่อพิสูจน์ข้อมูลของทางรัฐบาลอินโดนีเซีย ซึ่งได้เรียกร้องค่าชดเชยความเสียหายในธุรกิจประมง ทั้งนี้ ปัจจุบันบริษัทยังอยู่ระหว่างการหารือและประชุมกับรัฐบาลอินโดนีเซีย ในขณะนี้ยังไม่มีข้อสรุปในเรื่องการชดเชยค่าเสียหายดังกล่าว
 - ในวันที่ 31 ธันวาคม 2554 บริษัทมีภาระหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นซึ่งเป็นหนังสือค้ำประกัน (Letter of guarantee) เป็นจำนวนเงิน 57.07 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (1,808.63 ล้านบาท) สำหรับการเงินเฉพาะบริษัท และ 75.22 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (2,383.92 ล้านบาท) สำหรับการเงินรวม

39. เหตุการณ์ในช่วงงวดบัญชี

- เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2554 บริษัทได้จัดตั้งบริษัทย่อย PTTEP Canada International Finance Limited มีทุนจดทะเบียน 50,000 ดอลลาร์แคนาดา ประกอบด้วยหุ้นสามัญ จำนวน 50,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 ดอลลาร์แคนาดา โดยมี PTTEP Netherlands Coöperatie U.A. เป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมด
- เมื่อวันที่ 3 มีนาคม 2554 หน่วยงานราชการของประเทศอินโดนีเซีย (BPMIGAS) ได้อนุมัติให้บริษัท PTTEP Bengara I Company Limited ยุติการร่วมทุนในโครงการอินโดนีเซีย เบงการา-1 สัดส่วนร้อยละ 40 ตามที่ได้ลงนามไว้ในสัญญา Withdrawal Agreement กับผู้ร่วมทุน เมื่อวันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2553
- ในวันที่ 11 มีนาคม 2554 บริษัทได้ลงนามในสัญญาเงินกู้กับธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) วงเงินรวมทั้งสิ้น 20,000 ล้านบาท อายุเงินกู้ 1 ปี การทำสัญญาเงินกู้ดังกล่าวอยู่ในวงเงินคงเหลือจำนวน 28,250 ล้านบาท ที่ได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการบริษัทฯ ในปี 2552 และ 2553 โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 บริษัทได้เบิกเงินกู้ไปแล้วจำนวน 10,000 ล้านบาท
- เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2554 บริษัท PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (PTTEP AAA) ได้ลงนามในสัญญาเข้าซื้อสิทธิเพิ่มอีกร้อยละ 20 ในแปลงสำรวจ AC/RL7 ประเทศออสเตรเลีย จากผู้ร่วมทุน ซึ่งต่อมารัฐบาลออสเตรเลียอนุมัติการเข้าซื้อสิทธิเมื่อวันที่ 20 มิถุนายน 2554 และบริษัทได้จ่ายชำระเงินค่าซื้อสิทธิแล้วในเดือนกรกฎาคม 2554 ทั้งนี้ เมื่อการเข้าซื้อสิทธิมีผลสมบูรณ์ PTTEP AAA จะมีสิทธิในแปลงสำรวจดังกล่าวเป็นร้อยละ 100
- เมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2554 บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ได้ยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจในโครงการพม่า เอ็ม 4 สหภาพพม่า ภายหลังจากได้ดำเนินการตามภาระผูกพันเสร็จสิ้น ซึ่งการยุติการลงทุนดังกล่าวมีผลสมบูรณ์ตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคม 2554
- เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2554 บริษัท พีทีทีอีพี ซิดิ อับ เอล รามาน จำกัด ได้ยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 30 ในโครงการซิดิ อับ เอล รามาน ออฟฟ شور สาธารณรัฐอาหรับอียิปต์ภายหลังจากได้ดำเนินการตามภาระผูกพันเสร็จสิ้นซึ่งจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากทางรัฐบาลสาธารณรัฐอาหรับอียิปต์

- เมื่อวันที่ 5 เมษายน 2554 บริษัท พีทีทีอีพี แคนาดา อินเตอร์เนชั่นแนล ไฟแนนซ์ จำกัด ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้ไม่มีหลักประกันและไม่มีค้ำประกัน ให้แก่นักลงทุนสถาบันต่างประเทศ จำนวน 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา อายุ 10 ปี ในอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 5.692 ต่อปี โดยมี ปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน ซึ่งหุ้นกู้ดังกล่าวได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือจาก Standard and Poor's และ Moody's ที่ระดับ BBB+ และ Baa1 ตามลำดับ
- เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2554 บริษัท PTTEP Australia Offshore Pty Ltd ได้ยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 22.21 ในโครงการออสเตรเลีย เอซี/พี 36 ประเทศออสเตรเลีย ภายหลังจากได้ดำเนินการตามภาวะผูกพันเสร็จสิ้น โดยได้รับการอนุมัติจากทางรัฐบาลออสเตรเลียเมื่อวันที่ 31 ตุลาคม 2554
- เมื่อวันที่ 11 กรกฎาคม 2554 รัฐบาลออสเตรเลียได้อนุมัติให้ บริษัท PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd. ได้รับสิทธิร้อยละ 100 ในแปลงสำรวจ AC/P54 เป็นระยะเวลา 6 ปีนับตั้งแต่วันที่ 7 กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป
- เมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2554 บริษัท ได้จัดตั้งบริษัทย่อย PTTEP MEA Limited มีทุนจดทะเบียน 50,000 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ประกอบด้วยหุ้นสามัญจำนวน 50,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา โดยมี ปตท.สผ. เป็นผู้ถือหุ้นทั้งหมด
- เมื่อวันที่ 5 สิงหาคม 2554 บริษัท พีทีทีอีพี นิวซีแลนด์ จำกัดและผู้ร่วมทุนอื่น ได้ลงนามในสัญญา Farmout Agreement กับบริษัท Shell GSB Limited เพื่อโอนสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 50 ในแปลงสัมปทานหมายเลข 50119 และ 50120 สหกับบริษัท Shell GSB Limited โดยได้รับการอนุมัติอย่างเป็นทางการจากหน่วยงานราชการของประเทศนิวซีแลนด์ (Crown Minerals) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2554 เป็นผลให้บริษัท พีทีทีอีพี นิวซีแลนด์ จำกัด มีสัดส่วนการร่วมทุนในโครงการ นิวซีแลนด์ เกรทเชอร์ เป็นร้อยละ 18 ซึ่งมีผลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 5 สิงหาคม 2554 โดยบริษัท Shell GSB Limited ได้จ่ายเงินจำนวนร้อยละ 75 ของค่าใช้จ่ายในการสำรวจทั้งหมดที่เกิดขึ้นในแปลงสัมปทานเลขที่ 50119 และ 50120 ตั้งแต่วันเริ่มโครงการจนถึงวันที่ 31 กรกฎาคม 2554 โดยคิดเป็นสัดส่วนของบริษัท พีทีทีอีพี นิวซีแลนด์ จำกัด มูลค่าทั้งสิ้น 9.26 ล้านดอลลาร์นิวซีแลนด์ (7.10 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)
- เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2554 บริษัท พีทีทีอีพี นิวซีแลนด์ จำกัด ได้ยุติการสำรวจและคืนพื้นที่สัมปทานหมายเลข 50121 ประเทศนิวซีแลนด์ โดยได้รับอนุมัติจากหน่วยงานราชการของประเทศนิวซีแลนด์ (Crown Minerals) แล้ว
- เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2554 บริษัท PTTEP Australasia Pty Ltd ได้ยุติการร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 20 ในแปลงสัมปทานดับเบิลยูเอ 378 ที โครงการ พีทีทีอีพี ออสเตรเลีย ประเทศออสเตรเลีย ซึ่งจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติอย่างเป็นทางการจากทางรัฐบาลออสเตรเลีย
- เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 รัฐบาลอินโดนีเซียได้อนุมัติให้กลุ่มบริษัทโอนสัดส่วนการร่วมทุนในโครงการให้กับบริษัท Total E&P Indonesia South Mandar ซึ่งมีผลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2554 โดยมีรายละเอียดดังนี้

แปลงสำรวจ	สัดส่วนการร่วมทุนเดิม (ร้อยละ)	สัดส่วนการร่วมทุนใหม่ (ร้อยละ)
South Mandar	67	34
Sadang	40	30
South Sageri	30	20

- เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2554 PTTEP Merangin Company Limited (PTTEPM) ได้จดทะเบียนเลิกบริษัทกับรัฐบาลหมู่เกาะเคย์แมน
- เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2554 บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ซึ่งเป็นผู้ดำเนินการแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L21/48, L28/48 และ L29/48 โดยได้ดำเนินการสำรวจปิโตรเลียมทุกแปลงตามข้อผูกพันช่วงที่ 2 ปีที่ 2 ของสัมปทานครบถ้วนแล้ว และได้ยื่นหนังสือขอยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจ L29/48 ที่เหลือทั้งหมดก่อนเข้าสู่ข้อผูกพันช่วงที่ 2 ปีที่ 3 ซึ่งจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติอย่างเป็นทางการจากกรมทรัพยากรธรรมชาติ

40. เหตุการณ์ภายหลังรอบระยะเวลารายงาน

- เมื่อวันที่ 5 มกราคม 2555 บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ได้มีการลงนามในสัญญาร่วมทุน (Joint Operating Agreement) ในโครงการพม่าชอติกา ร่วมกับ Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE) โดยมีสาระสำคัญหลักคือ MOGE จะเข้าถือสัดส่วนร้อยละ 20 ในโครงการพม่าชอติกา ซึ่งเป็นไปตามสัญญา Production Sharing Contract และข้อตกลงเพิ่มเติมระหว่าง ปตท.สผ.อ. และ MOGE ที่ระบุให้ MOGE มีสิทธิเข้าร่วมทุนในโครงการหลังการอนุมัติการพัฒนาโครงการ โดย MOGE จะชำระค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงตามสัดส่วนที่เข้าร่วมทุน โดย ปตท.สผ.อ. จะถือสัดส่วนร้อยละ 80 และยังคงเป็นผู้ดำเนินการในโครงการนี้ต่อไป ทั้งนี้ สัญญาดังกล่าวมีผลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 15 สิงหาคม 2554
- เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2554 บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) และผู้ร่วมทุนในโครงการอาทิตย์ประกอบด้วย บริษัท Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd. (Chevron) และบริษัท Mitsui Oil Exploration CO., LTD. (MOECO) ได้มีการลงนามในสัญญา North Arthit Participation Agreement เพื่อกลับเข้ามาร่วมทุน ทำให้ ปตท. สผ. Chevron และ MOECO มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 ร้อยละ 16 และ ร้อยละ 4 ตามลำดับ ซึ่งสัญญาฉบับนี้จะมีผลบังคับใช้ในเดือนมกราคม 2555 เพื่อนำก๊าซธรรมชาติไปผลิตยังแท่นผลิตอาทิตย์ดังกล่าว
- เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2555 บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ได้ยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจในโครงการพม่า เอ็ม 7 สหภาพพม่า ภายหลังจากได้ดำเนินการตามภาวะผูกพันเสร็จสิ้น
- คณะกรรมการบริษัทอนุมัติให้ออกงบการเงินในวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2555

ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554

ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีรายละเอียดดังตารางในหน้าถัดไป ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินทุกรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ตัวเลขที่ได้มาตรฐาน ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วในรายงานนี้จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วที่รายงานนี้ ไม่รวมปริมาณปิโตรเลียมที่ได้สำรวจพบในโครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 นอกชายฝั่งประเทศเวียดนาม เนื่องจากยังไม่ได้มีการลงนามในการจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sales Agreement)

ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท 275 ล้านบาร์เรล¹ และเป็นก๊าซธรรมชาติ 4,529 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือรวมทั้งหมดเป็น 969 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทคิดเป็นประมาณร้อยละ 28 และก๊าซธรรมชาติคิดเป็นประมาณร้อยละ 72 ในขณะที่ปริมาณสำรองที่พิสูจน์และพัฒนาแล้ว (Proved Developed Reserves) คิดเป็นประมาณร้อยละ 47 ของปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว รวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย

ปริมาณการผลิตรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ในปี 2554 คิดเป็น 110.0 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (เป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท 30 ล้านบาร์เรล¹ และก๊าซธรรมชาติ 501 พันล้านลูกบาศก์ฟุต) หรือประมาณ 301,367 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากปีที่แล้วประมาณ 2,656 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 0.87 ซึ่งการลดลงของปริมาณการผลิต เป็นผลมาจากเหตุการณ์น้ำท่วมที่เกิดขึ้นในภาคเหนือและภาคกลางของประเทศไทยในช่วงไตรมาสที่ 4 ซึ่งทำให้ ปตท.สผ. ต้องลดอัตราการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งบนบกของประเทศ และต้องลดปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากความต้องการของประเทศที่น้อยลง อย่างไรก็ตาม ปริมาณการผลิตที่ลดลงได้ถูกชดเชยจากการเริ่มการผลิตใหม่ในโครงการแคนาดา ออย แซนด์ เคเคดี และโครงการเวียดนาม 16-1

¹ รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและปริมาณการผลิตของก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG) และบิทูเมน (Bitumen)

	ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท ที่พิสูจน์แล้ว ^{(1) (2)}			ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ที่พิสูจน์แล้ว ⁽¹⁾			ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติและปิโตรเมนที่พิสูจน์แล้ว ^{(1) (2)}		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
							(ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ ⁽²⁾	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
Company's share of reserves of consolidated companies									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2552	126	92	218	3,254	2,395	5,649	662	437	1,099
1) Revision of previous estimates	1	4	5	61	13	74	12	7	19
2) Improved recovery	16	-	16	19	-	19	18	-	18
3) Extensions and discoveries	2	-	2	55	46	101	11	7	18
4) Purchases/Sales of Petroleum in place	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Production	(24)	(3)	(27)	(397)	(121)	(518)	(91)	(20)	(111)
Total consolidation companies									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	121	93	214	2,992	2,333	5,325	612	431	1,043
Company's share of reserves of consolidated companies									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2553	121	93	214	2,992	2,333	5,325	612	431	1,043
1) Revision of previous estimates	24	(1)	23	(224)	(31)	(255)	(20)	(7)	(27)
2) Improved recovery	6	-	6	27	-	27	11	-	11
3) Extensions and discoveries	5	36	41	128	-	128	26	36	62
4) Purchases/Sales of Petroleum in place	-	21	21	-	(195)	(195)	-	(10)	(10)
5) Production	(25)	(5)	(30)	(381)	(120)	(501)	(88)	(22)	(110)
Total consolidation companies									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554	131	144	275	2,542	1,987	4,529	541	428	969

(1) ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

(2) รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและการผลิตของก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG) และ บิทูเมน (Bitumen)

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึง สินทรัพย์ของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์เสริมที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ และหลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมถึงเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นทั้งสิ้นจากโครงการต่างๆ ที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว สำหรับเครื่องมือและอุปกรณ์เสริมที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม ประกอบด้วยคลังเก็บวัสดุสำนักงานภาคพื้นสนาม ยานพาหนะ และอุปกรณ์อื่นๆ

สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม หมายถึง มูลค่าคงเหลือ ณ วันสิ้นงวดบัญชีของสินทรัพย์เพื่อรอการคิดค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายต่อไปในอนาคต

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

ประมาณการค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิต

เครื่องมือและอุปกรณ์เสริมที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม

สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และ ค่าเผื่อการด้อยค่า

สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

2554	2553
14,458	10,889
1,107	173
695	750
153	120
16,413	11,932
(6,089)	(5,034)
10,324	6,898

(ค) รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายจ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างปีเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิสัมปทานของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายจ่ายเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจที่ยังไม่ได้รับการพัฒนา

รายจ่ายเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายจ่ายในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่างๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายจ่ายเพื่อท่อนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2554			2553		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	1	1	1	-	1
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	704	704	-	-	-
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ ⁽¹⁾	144	309	453	62	158	220
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	989	2,773	3,762	1,111	312	1,423
รวม	1,133	3,787	4,920	1,174	470	1,644

(1) รายจ่ายเพื่อการสำรวจรวมถึงการโอนรายจ่ายขุดเจาะหลุมสำรวจไปเป็นรายจ่ายขุดเจาะหลุมพัฒนาเพื่อเตรียมการผลิตต่อไปในอนาคต

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2554 และ 2553 โดยแสดงไว้ในตารางในหน้าถัดไปดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต สำหรับค่าใช้จ่ายในการสำรวจ หมายถึง ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น หมายถึง รายได้จากการบริการท่อนส่งก๊าซธรรมชาติ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2554			2553		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
รายได้ :						
รายได้ - บริษัทที่เกี่ยวข้อง	4,185	412	4,597	3,466	348	3,814
รายได้ - อื่น	391	452	843	331	185	516
รายได้จากการขายรวม	4,576	864	5,440	3,797	533	4,330
ค่าใช้จ่าย :						
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	407	216	623	352	103	455
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	30	187	217	23	63	86
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป	77	66	143	66	35	101
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	574	72	646	477	49	526
ค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	897	210	1,107	834	176	1,010
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งมอนทารรา	-	5	5	-	14	14
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	4	(185)	(181)	(45)	(72)	(117)
ค่าใช้จ่ายรวม	1,989	571	2,560	1,707	368	2,075
ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้	2,587	293	2,880	2,090	165	2,255
ภาษีเงินได้	1,058	100	1,158	700	30	730
ผลการดำเนินงานสุทธิ	1,529	193	1,722	1,390	135	1,525

(จ) รายงานมูลค่าปัจจุบันตามมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

มาตรฐานการวัดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว คำนวณโดยใช้ราคาเฉลี่ย 12 เดือน* (คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของราคาเฉพาะที่มีกำหนดไว้ในสัญญาเท่านั้น) คุณด้วยประมาณการปริมาณการผลิตในอนาคตของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วที่เหลืออยู่ ณ สิ้นปี หักด้วยประมาณการค่าใช้จ่ายในอนาคตที่จะเกิดขึ้นในการพัฒนาและผลิตปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ซึ่งคิดจากต้นทุนค่าใช้จ่ายตามข้อมูล ณ สิ้นปี โดยไม่คำนึงถึงสภาวะแวดล้อมอื่นๆ ที่อาจจะเปลี่ยนไปในอนาคต

ภาษีเงินได้ในอนาคตคำนวณโดยใช้อัตราภาษีตามกฎหมายที่มีอยู่ ณ สิ้นปี และหักหรือปรับปรุงส่วนลดต่างๆ ตามที่เป็นจริง

กระแสเงินสดสุทธิปรับลดมูลค่าของกระแสเงินสดในแต่ละปีเป็นมูลค่าปัจจุบันด้วยอัตรา 10% ต่อปีเพื่อสะท้อนถึงมูลค่าตามเวลาของกระแสเงินสดนั้น มูลค่าปัจจุบันของประมาณการกระแสเงินสดตามที่แสดงไว้ข้างล่างนี้มีได้มุ่งหมายให้เป็นการแสดงประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดยุติธรรมของสินทรัพย์ปิโตรเลียม ประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดยุติธรรม ควรต้องคำนึงถึงปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ ซึ่งอาจเปลี่ยนเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้ในอนาคต ประมาณการราคาของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ในอนาคต อัตราดอกเบี้ย การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและผลิต และความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการผลิตในอนาคต ด้วยเหตุผลตามที่กล่าวแล้ว และยังมีข้อควรคำนึงอื่นๆ อีกมาก มูลค่าที่เหมาะสมจึงขึ้นอยู่กับพิจารณา และ/หรือการตัดสินใจของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก

* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจาก การเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2554	2553	2554	2553	2554	2553
รายรับ	23,196	21,050	21,038	14,847	44,234	35,897
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(2,649)	(2,438)	(4,816)	(2,218)	(7,465)	(4,656)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(6,233)	(4,973)	(3,070)	(3,112)	(9,303)	(8,085)
ภาษีเงินได้	(4,351)	(3,706)	(2,796)	(2,368)	(7,147)	(6,074)
กระแสเงินสดสุทธิ	9,963	9,933	10,356	7,149	20,319	17,082
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(2,793)	(2,915)	(4,727)	(3,786)	(7,520)	(6,701)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	7,170	7,018	5,629	3,363	12,799	10,381

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปีโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2554	2553
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปี	10,381	9,012
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปีโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(4,100)	(3,492)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	1,880	2,128
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	8,970	1,844
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(2,902)	(1,060)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่		
สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	1,474	804
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	(454)	423
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปีโตรเลียม	(565)	-
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	(811)	601
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	(1,074)	121
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี	12,799	10,381

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท* และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท* และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2554 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ/คอนเดนเสท*		ก๊าซธรรมชาติ	
	รวม	สุทธิ	รวม	สุทธิ
ประเทศไทย	684	288	1,006	377
ต่างประเทศ				
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	12	3	95	41
ตะวันออกกลางและอื่นๆ	21	9	8	8
รวม	717	300	1,109	426

* รวมหลุมบิซูเมน

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท* และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2554 มีดังต่อไปนี้

	รวม	สุทธิ
แหล่งสำรวจ		
ประเทศไทย	2	2.0
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1	0.5
ตะวันออกกลางและอื่นๆ	2	0.6
รวม	5	3.1
แหล่งพัฒนา		
ประเทศไทย	21	10.5
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	4	1.1
ออสเตรเลีย	1	0.9
ตะวันออกกลางและอื่นๆ	2	1.4
รวม	28	13.9

* รวมหลุมบิซูเมน

จำนวนหลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท* และก๊าซธรรมชาติ - สุทธิ ซึ่งขุดเจาะ ในปี 2554

	พร้อมผลิต สุทธิ	หลุมแห้ง สุทธิ
แหล่งสำรวจ		
ประเทศไทย	5.3	1.0
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	4.0	1.8
ออสเตรเลีย	0.8	2.1
ตะวันออกกลางและอื่นๆ	30.0	18.0
รวม	40.1	22.9
แหล่งพัฒนา		
ประเทศไทย	141.6	3.9
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1.4	-
ออสเตรเลีย	1.0	-
ตะวันออกกลางและอื่นๆ	5.0	-
รวม	149.0	3.9
* รวมหลุมบิทูเมน		

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติรวมหมายถึงจำนวนหลุมทั้งสิ้นที่กลุ่มบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุน ไม่รวมหลุมบริการ

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติสุทธิหมายถึงจำนวนหลุมตามสัดส่วนการร่วมทุนในหลุมน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรวม

ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2554 และ 2553 (ไม่ได้ตรวจสอบ) สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2554	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	1,440,651,768	1,373,546,481	1,420,253,743	1,205,269,909
รายได้จากการบริการท่อนส่งก๊าซ	31,033,243	34,413,783	32,591,372	26,032,563
รายได้อื่น				
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	49,780,106	-	3,467,412	62,778,540
ดอกเบี้ยรับ	6,168,391	4,301,144	2,780,461	2,988,758
รายได้อื่น ๆ	53,905,990	9,838,249	28,208,434	13,108,003
รวมรายได้	1,581,539,498	1,422,099,657	1,487,301,422	1,310,177,773
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	177,925,911	178,654,705	148,754,325	120,061,022
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	27,071,538	51,237,763	76,035,541	62,545,119
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	89,070,143	49,105,660	58,828,262	60,404,469
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	167,633,500	163,396,751	171,627,884	142,810,043
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	267,591,706	272,365,810	279,413,569	297,975,028
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	-	180,912,028	-	-
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งมอโนทรา	4,297,651	1,033,629	-	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	3,623,747	2,019,730	2,353,816	3,059,338
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	2,156,086	852,820	676,927	884,796
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	-	-	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	35,167,465	32,830,745	31,604,288	23,954,550
รวมค่าใช้จ่าย	774,537,747	932,409,641	769,294,612	711,694,365
ส่วนแบ่งขาดทุน (กำไร) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	1,224,201	(853)	553,534	653,034
กำไรก่อนภาษีเงินได้	808,225,952	489,689,163	718,560,344	599,136,442
ภาษีเงินได้	(319,093,659)	(240,100,824)	(348,521,606)	(239,648,726)
กำไรสุทธิ	489,132,293	249,588,339	370,038,738	359,487,716
กำไรต่อหุ้น (บาท)				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.15	0.08	0.11	0.11
กำไรต่อหุ้นปรับลด	0.15	0.08	0.11	0.11

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2553	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	1,155,652,954	1,086,992,392	1,107,749,435	979,239,865
รายได้จากการบริการต่อขนส่งก๊าซ	29,779,705	28,859,314	30,363,404	21,833,685
รายได้อื่น				
กำไรจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	10,236,657	-	12,097,006	-
ดอกเบี้ยรับ	3,143,486	2,835,531	2,558,793	3,257,389
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	2,347,005	-
รายได้อื่นๆ	9,523,034	51,113,966	15,232,525	3,635,610
รวมรายได้	1,208,335,836	1,169,801,203	1,170,348,168	1,007,966,549
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	96,918,633	131,882,479	141,246,933	88,341,620
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	19,280,288	39,519,877	12,899,427	15,224,870
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	71,556,330	44,846,953	36,041,742	40,019,968
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	144,083,990	133,958,144	124,812,718	122,474,002
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	231,985,633	279,570,354	265,713,435	240,072,240
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากการแปลงค่าเงินตราต่างประเทศ	-	87,170,847	-	21,016,941
ค่าความเสียหายจากอุบัติเหตุในแหล่งมอโนทรา	5,903,700	8,506,400	-	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	1,116,867	1,920,888	-	2,777,783
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	2,558,591	1,051,341	1,049,548	1,255,889
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	-	47,739,610	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	31,958,610	27,920,498	22,318,145	22,348,322
รวมค่าใช้จ่าย	605,362,642	804,087,391	604,081,948	553,531,635
ส่วนแบ่งขาดทุน (กำไร) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม	690,255	(195,503)	(159,688)	(1,682,598)
กำไรก่อนภาษีเงินได้	603,663,449	365,518,309	566,106,532	452,752,316
ภาษีเงินได้	(221,844,421)	(29,721,072)	(214,626,840)	(141,370,365)
กำไรสุทธิ	381,819,028	335,797,237	351,479,692	311,381,951
กำไรต่อหุ้น (บาท)				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.12	0.10	0.11	0.09
กำไรต่อหุ้นปรับลด	0.12	0.10	0.11	0.09

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคายาผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2554	2553	2552	2551	2550
ปริมาณการขายปิโตรเลียม - สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	265,047	264,575	233,756	219,314	179,767
ราคายาผลิตภัณฑ์เฉลี่ย					
ราคายาน้ำมันดิบ และคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล)	102.23	73.77	58.03	91.38	67.37
ราคายาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อล้านบีทียู)	6.00	5.52	5.17	5.17	4.57
ราคายาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	55.49	44.83	39.53	49.69	39.78
Lifting Cost (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.35	3.75	3.16	2.46	2.33

Financial Statements 2011

งบการเงินประจำปี 2554

(ภาษาอังกฤษ)



The financial statements of PTT Exploration and Production Public Company Limited and subsidiaries being consolidated have been prepared in accordance with Thai generally accepted accounting principles under the Accounting Act B.E. 2543, being those Thai Accounting Standards issued under the Accounting Profession Act B.E. 2547 including interpretations and accounting treatment guidance announced by the Federation of Accounting Professions, as well as the financial reporting requirements of the Securities and Exchange Commission under the Securities and Exchange Act. B.E. 2535.

The Company's Board of Directors are responsible for the integrity and objectivity of the financial statements of PTT Exploration and Production Public Company Limited and subsidiaries in providing reasonable assurance that the financial statements present fairly financial position, results of operation and cash flows, the books and records of the Company accurately reflect all transactions to safeguard the Company's assets and the control systems are in place to prevent fraud and irregularity. The financial statements have been prepared by adoption of the appropriate accounting policy which is applied on the consistency basis and in accordance with generally accepted accounting principles. In addition, significant information has been adequately disclosed in the notes to financial statements, in which the independent auditor expresses an opinion on the financial statements of PTT Exploration and Production Public Company Limited and subsidiaries in the auditor's report.

(Signed) Norkun Sitthiphong

(Mr. Norkun Sitthiphong)

Chairman of the Board

(Signed) Anon Sirisaengtaksin

(Mr. Anon Sirisaengtaksin)

President and Chief Executive Officer

February 17, 2012

TO: THE SHAREHOLDERS OF PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED

The Office of the Auditor General of Thailand has audited the accompanying consolidated and the Company statements of financial position as at December 31, 2011 and 2010 (restated), the related consolidated and the Company statements of income, comprehensive income, changes in shareholders' equity and cash flows for the years then ended of PTT Exploration and Production Public Company Limited and its subsidiaries and of PTT Exploration and Production Public Company Limited, respectively presented in the US Dollar and Thai Baht. The Company's management is responsible for the correctness and completeness of information in these financial statements. The responsibility of the Office of the Auditor General of Thailand is to express an opinion on these financial statements based on the audits. The Office of the Auditor General of Thailand did not audit the financial statements of certain subsidiaries and did not audit the expenditure statements of certain joint venture projects between the Company and its subsidiaries, and other parties. Assets, liabilities and expenses of these subsidiaries and joint venture projects included in the consolidated financial statements for 2011 constitute 71.57%, 23.05% and 72.35% and for the year 2010 constitute 65.92%, 17.62% and 37.85% respectively, and included in the Company financial statements for the year 2011 constitute 34.75%, 5.16% and 30.32% and for the year 2010 constitute 35.32%, 4.96% and 31.71% respectively. The financial statements of these subsidiaries and expenditure statements of joint venture projects were audited by other auditors whose reports thereon have been furnished to The Office of the Auditor General of Thailand, and our opinion expressed herein, insofar as it relates to the amounts included in the consolidated and the Company's financial statements, is based solely on the report of the other auditors.

The Office of the Auditor General of Thailand conducted the audits in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require the Office of the Auditor General of Thailand to plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. The Office of the Auditor General of Thailand believes that the audits together with other auditors' reports as above-mentioned provide a reasonable basis for the opinion.

In the opinion of the Office of the Auditor General of Thailand, based on the audits and other auditors' reports, the consolidated and the Company financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the consolidated and the Company financial position as at December 31, 2011 and 2010 (restated), and the consolidated and the Company's results of operations and cash flows for the years then ended of PTT Exploration and Production Public Company Limited and its subsidiaries and of PTT Exploration and Production Public Company Limited presented in US Dollar and Thai Baht in accordance with generally accepted accounting principles.

Without qualifying the opinion, the Auditor General of Thailand draws attention to notes 4.1.1, 4.1.2, 4.1.4 and 4.1.5 to these financial statements. As described in the above referred notes, commencing January 1, 2011, PTT Exploration and Production Public Company Limited and its subsidiaries have early adopted Thai Accounting Standard No. 21 "The effects of Changes in Foreign Exchange Rates" (effective for the fiscal year beginning on or after January 1, 2013) and determined US Dollar as its functional currency and presented the financial statements in US Dollar and Thai Baht. The Company also has adopted the International Accounting Standard No. 39 "Financial Instruments: Recognition and Measurement". The impact to the financial statements from the adoption of these two standards was described in the above referred notes to the financial statements.

(Signed) Pongchomnad Jariyajinda

Pongchomnad Jariyajinda

Inspector General

(Signed) Doungporn Muennuch

Doungporn Muennuch

Director of Audit Office

Office of the Auditor General

February 17, 2012

STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

116

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES

AS AT DECEMBER 31, 2011 AND 2010

CONSOLIDATED

		Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	Notes	2011	2010	2011	2010
			(Restated)		(Restated)
Assets					
Current Assets					
Cash and cash equivalents	8	1,350,529,553	1,979,477,802	42,799,902,166	59,683,829,065
Trade account receivable - parent company	9	484,200,308	328,153,381	15,344,888,772	9,894,251,033
Trade accounts receivable	10	150,154,941	61,341,512	4,758,590,271	1,849,526,332
Other accounts receivable	11	201,896,882	58,669,329	6,398,354,465	1,768,956,531
Inventories		17,360,176	18,455,833	550,164,826	556,467,372
Materials and supplies, net	12	271,130,269	239,295,180	8,592,443,590	7,215,060,758
Other current assets					
Working capital from co-venturers		43,557,383	30,347,907	1,380,385,765	915,028,856
Accrued interests receivable		1,376,819	178,293	43,633,057	5,375,766
Other current assets	13	217,592,694	92,210,460	6,895,773,598	2,780,265,219
Total Current Assets		2,737,799,025	2,808,129,697	86,764,136,510	84,668,760,932
Non-current Assets					
Investments in associates	15.4	26,923,262	24,601,099	853,230,480	741,755,119
Investments in subsidiaries		-	-	-	-
Long-term loans to related parties	14.2	18,485,368	19,695,048	585,823,494	593,831,291
Property, plant and equipment, net	16, 17	9,300,911,875	6,794,616,716	294,757,058,393	204,866,526,980
Goodwill	18	329,695,073	7,313,807	10,448,432,503	220,520,797
Intangible assets, net	19	1,136,554,494	183,187,074	36,018,775,784	5,523,328,434
Deferred income tax assets	20.2	510,603,298	469,797,217	16,181,631,225	14,164,996,823
Other non-current assets					
Prepaid expenses	21	32,787,786	3,443,399	1,039,084,290	103,822,953
Deposit for the purchase of partnership units		-	342,000,000	-	10,311,744,600
Deferred remuneration under agreement		25,373,664	27,126,425	804,121,869	817,896,980
Derivative financial instruments	22	6,152,097	7,327,950	194,967,328	220,947,207
Other non-current assets	23	6,146,157	6,506,721	194,779,094	196,186,114
Total Non-current Assets		11,393,633,074	7,885,615,456	361,077,904,460	237,761,557,298
Total Assets		14,131,432,099	10,693,745,153	447,842,040,970	322,430,318,230

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

(Signed) Anon Sirisaengtaksin

(Anon Sirisaengtaksin)

President and Chief Executive Officer

(Signed) Yongyos Krongphanich

(Yongyos Krongphanich)

Senior Vice President, Accounting Div.

STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
AS AT DECEMBER 31, 2011 AND 2010

117

CONSOLIDATED

Notes	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Liabilities and Shareholders' Equity				
Current Liabilities				
Short-term loans	24	315,545,000	263,501,565	9,999,999,704
Trade accounts payable		72,995,698	67,420,231	2,313,321,265
Current portion of long-term debts	24	687,772,029	-	21,796,320,923
Working capital to co-venturers		35,665,289	33,417,628	1,130,275,802
Accrued expenses		995,314,234	603,160,544	31,542,702,448
Accrued interests payable		29,583,190	18,311,896	937,526,785
Income tax payable		802,476,294	738,359,183	25,431,436,741
Derivative financial instruments	22	46,419,035	976,135	1,471,074,934
Short-term provision	25	75,771,581	130,448,693	2,401,292,309
Other current liabilities		78,254,792	68,467,243	2,479,988,280
Total Current Liabilities		3,139,797,142	1,924,063,118	99,503,939,191
Non-current Liabilities				
Bonds	24	2,251,986,616	2,319,409,748	71,368,158,255
Long-term loans	24	617,860,511	-	19,580,741,015
Deferred income tax liabilities	20.2	918,665,924	199,034,730	29,113,625,520
Provision for employee benefits	26	62,462,916	51,744,188	1,979,524,765
Provision for decommissioning costs	27	703,997,864	725,804,399	22,310,537,096
Other non-current liabilities				
Derivative financial instruments	22	46,831,567	-	1,484,148,559
Deferred income	28	36,371,103	47,721,873	1,152,643,891
Other non-current liabilities		41,795,496	17,929,674	1,324,549,447
Total Non-current Liabilities		4,679,971,997	3,361,644,612	148,313,928,548
Total Liabilities		7,819,769,139	5,285,707,730	247,817,867,739
Shareholders' Equity				
Share capital	30			
Authorized share capital				
3,322,000,000 ordinary shares of Baht 1 each			3,322,000,000	3,322,000,000
Issued and paid-up share capital				
3,319,985,400 ordinary shares of Baht 1 each		129,475,062	-	3,319,985,400
3,317,447,600 ordinary shares of Baht 1 each		-	129,391,187	-
Share premium		469,655,446	462,089,883	14,411,841,900
Retained earnings				
Appropriated				
Legal reserve		12,963,632	12,963,632	332,200,000
Reserve for expansion		431,231,212	431,231,212	16,900,000,000
Unappropriated		5,254,384,351	4,345,041,133	179,146,315,584
Other components of Shareholders' Equity		13,953,257	27,320,376	(14,086,169,653)
Total Shareholders' Equity		6,311,662,960	5,408,037,423	200,024,173,231
Total Liabilities and Shareholders' Equity		14,131,432,099	10,693,745,153	447,842,040,970

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

118

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES

AS AT DECEMBER 31, 2011 AND 2010

THE COMPANY

			Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	Notes	2011	2010	2011	2010	
			(Restated)		(Restated)	
Assets						
Current Assets						
Cash and cash equivalents	8	744,934,786	1,443,127,146	23,607,877,304	43,512,159,526	
Trade account receivable - parent company	9	292,942,319	208,253,921	9,283,693,613	6,279,126,455	
Trade accounts receivable	10	2,452,697	2,601,846	77,728,928	78,449,040	
Other accounts receivable		23,264,914	25,705,821	737,293,049	775,063,898	
Inventories		2,433,076	3,874,651	77,107,092	116,825,752	
Materials and supplies, net	12	106,292,983	96,736,503	3,368,552,169	2,916,731,327	
Other current assets						
Working capital from co-venturers		1,514,304	376,729	47,990,097	11,358,868	
Accrued interests receivable		4,897,957	7,189,858	155,222,129	216,783,582	
Other current assets		26,195,222	32,377,293	830,158,034	976,217,485	
Total Current Assets		1,204,928,258	1,820,243,768	38,185,622,415	54,882,715,933	
Non-current Assets						
Investments in associates	15.4	25,577,427	25,577,427	810,579,368	771,192,688	
Investments in subsidiaries	15.3	616,235,970	616,185,970	19,529,257,373	18,578,808,038	
Long-term loans to related parties	14.2	3,101,453,770	2,021,105,859	98,288,791,696	60,938,969,087	
Property, plant and equipment, net	16, 17	2,884,955,883	2,720,671,158	91,427,713,871	82,031,772,269	
Intangible assets, net	19	41,649,920	8,838,709	1,319,935,944	266,498,575	
Deferred income tax assets	20.2	21,284,916	17,159,748	674,544,530	517,388,706	
Other non-current assets						
Prepaid expenses		-	16,301	-	491,489	
Deferred remuneration under agreement		25,373,664	27,126,425	804,121,869	817,896,980	
Derivative financial instruments	22	6,152,097	7,327,950	194,967,329	220,947,207	
Other non-current assets	23	3,647,167	4,211,525	115,583,107	126,982,945	
Total Non-current Assets		6,726,330,814	5,448,221,072	213,165,495,087	164,270,947,984	
Total Assets		7,931,259,072	7,268,464,840	251,351,117,502	219,153,663,917	

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
AS AT DECEMBER 31, 2011 AND 2010

119

THE COMPANY

Notes	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Liabilities and Shareholders' Equity				
Current Liabilities				
Short-term loans	24	315,545,000	263,501,565	9,999,999,704
Trade accounts payable		22,099,114	6,742,777	700,347,455
Current portion of long-term debts	24	687,772,029	-	21,796,320,924
Working capital to co-venturers		-	20,607,111	-
Accrued expenses		334,734,862	325,694,243	10,608,149,473
Accrued interests payable		7,148,298	5,532,918	226,538,145
Income tax payable		565,391,437	587,364,563	17,917,933,101
Derivative financial instruments	22	45,649,071	976,135	1,446,673,833
Other current liabilities		31,351,736	42,341,659	993,574,122
Total Current Liabilities		2,009,691,547	1,252,760,971	63,689,536,757
Non-current Liabilities				
Bonds	24	858,843,414	1,625,309,719	27,217,778,392
Long-term loans	24	50,000,000	-	1,584,560,000
Deferred income tax liabilities	20.2	182,459,934	52,312,659	5,782,374,273
Provision for employee benefits	26	56,484,282	47,610,242	1,790,054,690
Provision for decommissioning costs	27	302,372,883	355,874,150	9,582,559,522
Other non-current liabilities				
Derivative financial instruments	22	46,831,567	-	1,484,148,559
Deferred income		104,082	-	3,298,502
Other non-current liabilities		9,386,505	7,728,992	297,469,577
Total Non-current Liabilities		1,506,482,667	2,088,835,762	47,742,243,515
Total Liabilities		3,516,174,214	3,341,596,733	111,431,780,272
Shareholders' Equity				
Share capital	30			
Authorized share capital				
3,322,000,000 ordinary shares of Baht 1 each			3,322,000,000	3,322,000,000
Issued and paid-up share capital				
3,319,985,400 ordinary shares of Baht 1 each		129,475,062	-	3,319,985,400
3,317,447,600 ordinary shares of Baht 1 each		-	129,391,187	-
Share premium		469,655,446	462,089,883	14,411,841,900
Retained earnings				
Appropriated				
Legal reserve		12,963,632	12,963,632	332,200,000
Reserve for expansion		431,231,212	431,231,212	16,900,000,000
Unappropriated		3,381,288,319	2,891,192,193	116,496,332,798
Other components of Shareholders' Equity		(9,528,813)	-	(11,541,022,868)
Total Shareholders' Equity		4,415,084,858	3,926,868,107	139,919,337,230
Total Liabilities and Shareholders' Equity		7,931,259,072	7,268,464,840	251,351,117,502

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF INCOME

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

120

CONSOLIDATED

Notes	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Revenues				
Sales	5,439,721,901	4,329,634,646	165,865,642,518	137,148,439,092
Revenue from pipeline transportation	124,070,961	110,836,108	3,780,177,952	3,507,293,877
Other revenues				
Interest income	16,238,754	11,795,199	496,537,004	373,791,180
Other revenues	105,060,676	79,505,135	3,232,558,114	2,476,912,902
Total Revenues	5,685,092,292	4,531,771,088	173,374,915,588	143,506,437,051
Expenses				
Operating expenses	625,395,963	458,389,665	19,074,575,397	14,533,708,490
Exploration expenses	216,889,961	86,924,462	6,615,168,228	2,721,147,164
Administrative expenses	257,408,534	192,464,993	7,882,051,543	6,049,901,433
Petroleum royalties and remuneration	31 645,468,178	525,328,854	19,677,859,793	16,634,772,865
Depreciation, depletion and amortization	1,117,346,113	1,017,341,662	34,054,530,568	32,303,802,025
Other expenses				
Loss on foreign exchange	32 64,885,970	85,854,125	1,937,589,879	2,731,758,747
Loss from Montara incident	5,331,280	14,410,100	164,214,454	456,949,810
Loss from derivative financial instruments	11,056,631	3,468,533	339,837,932	108,044,281
Management's remuneration	14.1 4,570,629	5,915,369	140,168,865	185,462,241
Other expenses	-	47,739,610	-	1,472,108,166
Finance costs	123,557,048	104,545,575	3,770,867,055	3,295,457,931
Total Expenses	3,071,910,307	2,542,382,948	93,656,863,714	80,493,113,153
Share of gain (loss) from associates	2,429,916	(1,347,534)	74,867,112	(45,833,801)
Income before income taxes	2,615,611,901	1,988,040,606	79,792,918,986	62,967,490,097
Income taxes	20.1 (1,147,364,815)	(607,562,698)	(35,044,862,450)	(19,193,698,768)
Income for the year	1,468,247,086	1,380,477,908	44,748,056,536	43,773,791,329
Earnings per share	34			
Basic earnings per share	0.44	0.42	13.48	13.21
Diluted earnings per share	0.44	0.42	13.48	13.20

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

121

CONSOLIDATED

	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Income for the year	1,468,247,086	1,380,477,908	44,748,056,536	43,773,791,329
Other comprehensive income (expense)				
Exchange differences on translating financial statement	(3,838,306)	86,053	9,381,621,009	(15,263,818,036)
Loss on cash flow hedges	(11,920,073)	-	(365,525,566)	-
Income taxes relating to loss on cash flow hedges	2,391,260	-	74,139,682	-
Other comprehensive income (expense) for the year - net of tax	(13,367,119)	86,053	9,090,235,125	(15,263,818,036)
Total comprehensive income for the year	1,454,879,967	1,380,563,961	53,838,291,661	28,509,973,293

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF INCOME

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

122

THE COMPANY

Notes	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Revenues				
Sales	3,029,294,497	2,636,976,503	92,336,351,757	83,540,970,433
Other revenues				
Gain on foreign exchange	32	26,833,991	-	878,305,739
Interest income	114,033,155	68,870,006	3,478,300,540	2,185,014,602
Other revenues	11,820,711	24,971,760	357,458,531	789,111,723
Dividends received from related parties	144,855,029	127,341,710	4,590,027,000	4,080,024,000
Total Revenues	3,300,003,392	2,884,993,970	100,762,137,828	91,473,426,497
Expenses				
Operating expenses	272,328,783	238,795,823	8,293,193,231	7,559,518,292
Exploration expenses	26,945,405	3,318,911	820,100,613	104,481,148
Administrative expenses	130,846,923	116,258,109	4,013,008,444	3,643,371,909
Petroleum royalties and remuneration	31	329,989,236	11,542,452,457	10,454,699,302
Depreciation, depletion and amortization	590,120,004	576,665,357	17,980,868,289	18,314,633,170
Other expenses				
Loss on foreign exchange	32	-	1,398,927,964	-
Loss from derivative financial instruments	7,612,668	3,468,533	235,417,967	109,524,193
Management's remuneration	14.1	5,915,369	140,168,865	185,462,241
Finance costs	75,179,189	76,987,034	2,291,217,666	2,438,563,185
Total Expenses	1,531,373,481	1,351,398,372	46,715,355,496	42,810,253,440
Income before income taxes	1,768,629,911	1,533,595,598	54,046,782,332	48,663,173,057
Income taxes	20.1	(395,704,980)	(21,969,832,238)	(12,559,864,563)
Income for the year	1,048,999,994	1,137,890,618	32,076,950,094	36,103,308,494
Earnings per share	34			
Basic earnings per share	0.32	0.34	9.66	10.89
Diluted earnings per share	0.32	0.34	9.66	10.89

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

123

THE COMPANY

	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Income for the year	1,048,999,994	1,137,890,618	32,076,950,094	36,103,308,494
Other comprehensive income (expense)				
Exchange differences on translating financial statement	-	-	6,607,071,864	(10,925,391,209)
Loss on cash flow hedges	(11,920,073)	-	(365,525,566)	-
Income taxes relating to loss on cash flow hedges	2,391,260	-	74,139,682	-
Other comprehensive income (expense) for the year - net of tax	(9,528,813)	-	6,315,685,980	(10,925,391,209)
Total comprehensive income for the year	1,039,471,181	1,137,890,618	38,392,636,074	25,177,917,285

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CHANGES IN SHAREHOLDERS' EQUITY

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES

FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

CONSOLIDATED

Unit : US Dollar
(Restated)

Note	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity		Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated	Currency translation differences	Cash flow hedge	
Balance - as at January 1, 2010	129,238,169	449,598,000	12,963,632	431,231,212	3,342,461,643	27,234,323	-	4,392,726,979
Share capital issued and paid-up	153,018	12,491,883	-	-	-	-	-	12,644,901
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	1,380,477,908	86,053	-	1,380,563,961
Dividends paid	-	-	-	-	(377,898,418)	-	-	(377,898,418)
Balance - as at December 31, 2010	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	4,345,041,133	27,320,376	-	5,408,037,423

Unit : US Dollar

Note	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity		Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated	Currency translation differences	Cash flow hedge	
Balance - as at January 1, 2011	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	4,345,041,133	27,320,376	-	5,408,037,423
Share capital issued and paid-up	83,875	7,565,563	-	-	-	-	-	7,649,438
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	1,468,247,086	(3,838,306)	(9,528,813)	1,454,879,967
Dividends paid	-	-	-	-	(558,903,868)	-	-	(558,903,868)
Balance - as at December 31, 2011	129,475,062	469,655,446	12,963,632	431,231,212	5,254,384,351	23,482,070	(9,528,813)	6,311,662,960

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CHANGES IN SHAREHOLDERS' EQUITY (CONTINUED)

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

CONSOLIDATED

Unit : Baht
(Restated)

Note	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity		Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated	Currency translation differences	Cash flow hedge	
Balance - as at January 1, 2010	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	111,209,003,475	(2,537,667,138)	-	143,000,765,877
Effect from changes in accounting policy	-	-	-	-	8,954,181,740	(5,374,919,604)	-	3,579,262,136
Balance - as at January 1, 2010	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	120,163,185,215	(7,912,586,742)	-	146,580,028,013
Share capital issued and paid-up	4,886,900	398,263,500	-	-	-	-	-	403,150,400
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	43,773,791,329	(15,263,818,036)	-	28,509,973,293
Dividends paid	-	-	-	-	(12,433,792,965)	-	-	(12,433,792,965)
37								
Balance - as at December 31, 2010	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	151,503,183,579	(23,176,404,778)	-	163,059,358,741

Unit : Baht

Note	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity		Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated	Currency translation differences	Cash flow hedge	
Balance - as at January 1, 2011	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	140,514,185,065	(2,952,766,002)	-	172,293,999,003
Effect from changes in accounting policy	-	-	-	-	10,988,998,514	(20,223,638,776)	-	(9,234,640,262)
Balance - as at January 1, 2011	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	151,503,183,579	(23,176,404,778)	-	163,059,358,741
Share capital issued and paid-up	2,537,800	228,909,560	-	-	-	-	-	231,447,360
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	44,748,056,536	9,381,621,009	(291,385,884)	53,838,291,661
Dividends paid	-	-	-	-	(17,104,924,531)	-	-	(17,104,924,531)
37								
Balance - as at December 31, 2011	3,319,985,400	14,411,841,900	332,200,000	16,900,000,000	179,146,315,584	(13,794,783,769)	(291,385,884)	200,024,173,231

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CHANGES IN SHAREHOLDERS' EQUITY

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES

FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

THE COMPANY

Unit : US Dollar
(Restated)

	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity	Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated		
Balance - as at January 1, 2010	129,238,169	449,598,000	12,963,632	431,231,212	2,131,199,993	-	3,154,231,006
Share capital issued and paid-up	153,018	12,491,883	-	-	-	-	12,644,901
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	1,137,890,618	-	1,137,890,618
Dividends paid	-	-	-	-	(377,898,418)	-	(377,898,418)
Balance - as at December 31, 2010	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	2,891,192,193	-	3,926,868,107

Note

37

Unit : US Dollar

	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity	Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated		
Balance - as at January 1, 2011	129,391,187	462,089,883	12,963,632	431,231,212	2,891,192,193	-	3,926,868,107
Share capital issued and paid-up	83,875	7,565,563	-	-	-	-	7,649,438
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	1,048,999,994	(9,528,813)	1,039,471,181
Dividends paid	-	-	-	-	(558,903,868)	-	(558,903,868)
Balance - as at December 31, 2011	129,475,062	469,655,446	12,963,632	431,231,212	3,381,288,319	(9,528,813)	4,415,084,858

Note

37

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CHANGES IN SHAREHOLDERS' EQUITY (CONTINUED)

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

THE COMPANY

Note	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity			Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated	Currency translation differences	Cash flow hedge		
Balance - as at January 1, 2010	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	74,837,319,358	-	-	109,166,748,898	
Effect from changes in accounting policy	-	-	-	-	3,017,472,348	(6,931,317,639)	-	(3,913,845,291)	
Balance - as at January 1, 2010	3,312,560,700	13,784,668,840	332,200,000	16,900,000,000	77,854,791,706	(6,931,317,639)	-	105,252,903,607	
Share capital issued and paid-up	4,886,900	398,263,500	-	-	-	-	-	403,150,400	
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	36,103,308,494	(10,925,391,209)	-	25,177,917,285	
Dividends paid	-	-	-	-	(12,433,792,965)	-	-	(12,433,792,965)	
37									
Balance - as at December 31, 2010	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	101,524,307,235	(17,856,708,848)	-	118,400,178,327	

Unit : Baht
(Restated)

Unit : Baht
(Restated)

Note	Share capital issued and paid-up	Share premium	Retained earnings			Other components of Shareholders' Equity			Total
			Legal reserve	Reserve for expansion	Unappropriated	Currency translation differences	Cash flow hedge		
Balance - as at January 1, 2011	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	91,890,527,663	-	-	126,623,107,603	
Effect from changes in accounting policy	-	-	-	-	9,633,779,572	(17,856,708,848)	-	(8,222,929,276)	
Balance - as at January 1, 2011	3,317,447,600	14,182,932,340	332,200,000	16,900,000,000	101,524,307,235	(17,856,708,848)	-	118,400,178,327	
Share capital issued and paid-up	2,537,800	228,909,560	-	-	-	-	-	231,447,360	
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	32,076,950,094	6,607,071,864	(291,385,884)	38,392,636,074	
Dividends paid	-	-	-	-	(17,104,924,531)	-	-	(17,104,924,531)	
37									
Balance - as at December 31, 2011	3,319,985,400	14,411,841,900	332,200,000	16,900,000,000	116,496,332,798	(11,249,636,984)	(291,385,884)	139,919,337,230	

Unit : Baht

Unit : Baht

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CASH FLOWS

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

128

CONSOLIDATED

	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Cash flows from operating activities				
Income before income taxes	2,615,611,901	1,988,040,606	79,792,918,986	62,967,490,097
Adjustment to reconcile income before income tax to net cash provided by (used in) operating activities				
Share of (gain) loss from associates	(2,429,916)	1,347,534	(74,867,112)	45,833,801
Depreciation, depletion and amortization	1,117,346,113	1,017,341,662	34,054,530,568	32,303,802,025
Amortization of prepaid expenses	5,714,422	4,563,760	174,182,480	144,713,585
Amortization of exploration expenses	150,449,667	46,056,183	4,598,349,506	1,426,444,825
(Gain) loss on disposal of assets	1,726,415	(11,266,289)	52,580,385	(314,407,424)
Income recognized from deferred income	(11,454,853)	(15,443,306)	(345,976,432)	(496,765,531)
Loss from derivative financial instruments	11,056,631	3,468,533	339,837,932	108,044,281
Provision for employee benefits	15,264,383	13,068,372	467,466,258	410,098,386
(Gain) loss on foreign exchange	(62,284,366)	188,332,643	(1,899,156,233)	5,975,154,431
Interest income less than interest expenses	103,956,959	90,590,139	3,171,715,619	2,853,798,957
	3,944,957,356	3,326,099,837	120,331,581,957	105,424,207,433
Changes in operating assets and liabilities				
(Increase) decrease in trade accounts receivable	(90,666,675)	39,272,308	(2,764,581,054)	1,245,976,807
(Increase) decrease in trade account receivable - parent company	(168,228,759)	2,402,715	(5,129,580,851)	76,229,978
Decrease in inventories	1,880,645	8,869,355	57,344,063	281,394,478
Increase in materials and supplies, net	(34,814,024)	(2,341,027)	(1,061,538,776)	(74,272,827)
Increase in working capital from co-venturers	(13,202,928)	(18,101,681)	(402,579,720)	(574,304,792)
(Increase) decrease in other accounts receivable	(150,852,566)	65,466,604	(4,599,751,187)	2,077,032,758
Increase in other current assets	(130,047,571)	(1,089,743)	(3,965,371,521)	(34,573,840)
Increase in prepaid expenses	(6,221,485)	(229,268)	(189,703,654)	(7,273,894)
(Increase) decrease in other non-current assets	137,977	(3,198,828)	4,207,153	(101,487,937)
(Decrease) increase in trade accounts payable	(17,577,145)	38,165,035	(535,957,032)	1,210,846,791
Increase in working capital to co-venturers	1,367,467	13,932,268	41,696,394	442,023,494

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CASH FLOWS

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

129

CONSOLIDATED

	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Changes in operating assets and liabilities (continued)				
(Decrease) increase in accrued expenses	282,902,904	(39,967,604)	8,626,190,478	(1,268,036,183)
Decrease in other current liabilities	(6,538,314)	(9,276,320)	(199,364,309)	(294,306,094)
Increase in deferred income	104,083	-	3,173,668	-
(Decrease) increase in other non-current liabilities	(2,248,809)	7,007,821	(68,570,009)	222,334,334
Gain from translation adjustment	239,115,311	116,903	7,291,032,328	3,708,935
Interest received from bank deposits	28,342,655	11,258,445	864,215,733	357,192,181
Taxation paid	(970,306,055)	(778,335,322)	(29,586,281,137)	(24,693,933,427)
	(1,036,853,289)	(666,048,339)	(31,615,419,433)	(21,131,449,238)
Net cash provided by operating activities	2,908,104,067	2,660,051,498	88,716,162,524	84,292,758,195
Cash flows from investing activities				
(Increase) decrease in loans to related parties	274,528	(2,530,125)	8,370,825	(80,272,264)
Purchase of partnership units, net	(1,889,560,277)	(342,000,000)	(57,615,905,098)	(10,850,497,200)
Interest received from loans	2,158,162	605,897	65,806,028	19,223,052
Increase in property, plant and equipment	(2,206,095,695)	(1,944,319,932)	(67,267,608,103)	(61,686,660,749)
Increase in intangible assets	(114,199,026)	(43,562,787)	(3,482,122,441)	(1,382,099,118)
	(4,207,422,308)	(2,331,806,947)	(128,291,458,789)	(73,980,306,279)
Net cash used in investing activities				
Cash flows from financing activities				
Increase in short-term loans	63,707,160	205,268,978	1,942,539,611	6,512,486,757
Proceeds from long-term loans	616,303,343	-	18,792,136,644	-
Redemption of bonds	-	(285,392,511)	-	(9,054,534,040)
Proceeds from bonds	698,019,385	693,682,630	21,283,797,682	22,008,191,329
Interest paid	(123,106,212)	(63,191,342)	(3,753,717,684)	(2,004,846,431)
Proceeds from common stock	7,649,438	12,644,901	233,244,369	401,179,716
Dividends paid	(560,133,157)	(379,985,931)	(17,079,412,183)	(12,055,661,638)
	702,439,957	183,026,725	21,418,588,439	5,806,815,693
Net cash provided by financing activities				
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(596,878,284)	511,271,276	(18,156,707,826)	16,119,267,609
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	1,979,477,802	1,462,399,393	59,683,829,065	48,798,512,869
	1,382,599,518	1,973,670,669	41,527,121,239	64,917,780,478
Adjustment for the effect of exchange rate changes on cash and cash equivalents	(32,069,965)	5,807,133	1,272,780,927	(5,233,951,413)
	1,350,529,553	1,979,477,802	42,799,902,166	59,683,829,065
Cash and cash equivalents at the end of the year				
Supplementary cash flow information				
Unpaid for outstanding payable from purchases of property, plant and equipment	117,737,792	16,106,140	3,590,025,432	510,993,067

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CASH FLOWS

130

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

THE COMPANY

	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Cash flows from operating activities				
Income before income taxes	1,768,629,911	1,533,595,598	54,046,782,332	48,663,173,057
Adjustment to reconcile income before income tax to net cash provided by (used in) operating activities				
Depreciation, depletion and amortization	590,120,004	576,665,357	17,980,868,289	18,314,633,170
Amortization of prepaid expenses	2,072,781	3,030,794	63,167,171	96,050,567
Amortization of exploration expenses	14,974,532	15,828	454,854,867	523,586
(Gain) loss on disposal of assets	463,640	(16,602,339)	14,007,503	(496,608,686)
Loss from derivative financial instruments	7,612,668	3,468,533	235,417,967	109,524,193
Dividends received from related parties	(144,855,029)	(127,341,710)	(4,590,027,000)	(4,080,024,000)
Provision for employee benefits	12,840,667	10,958,726	393,243,066	343,875,491
Loss on foreign exchange	38,062,503	85,441,517	1,160,590,423	2,710,768,833
Interest income (higher) less than interest expenses	(39,626,758)	6,380,365	(1,210,406,005)	198,648,260
	2,250,294,919	2,075,612,669	68,548,498,613	65,860,564,471
Changes in operating assets and liabilities				
(Increase) decrease in trade accounts receivable	121,376	(1,172,410)	3,700,961	(37,196,583)
(Increase) decrease in trade account receivable - parent company	(95,190,155)	25,625,203	(2,902,509,649)	813,000,565
Decrease in inventories	747,902	1,256,432	22,804,803	39,862,315
Increase in materials and supplies, net	(10,083,964)	(2,678,982)	(307,477,205)	(84,994,990)
(Increase) decrease in working capital from co-venturers	(1,152,384)	259,026	(35,138,147)	8,218,014
(Increase) decrease in other accounts receivable	(1,272,464)	7,710,291	(38,799,591)	244,621,318
(Increase) decrease in other current assets	7,279,797	(1,937,746)	221,973,386	(61,478,092)
(Increase) decrease in prepaid expenses	16,301	(16,301)	497,045	(517,175)
(Increase) decrease in other non-current assets	342,785	(3,172,457)	10,452,097	(100,651,274)
(Decrease) increase in trade accounts payable	15,102,923	(1,631,177)	460,513,797	(51,751,708)
(Decrease) increase in working capital to co-venturers	(20,607,111)	16,252,493	(628,345,846)	515,636,344

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

STATEMENTS OF CASH FLOWS

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010

131

THE COMPANY

	Unit : US Dollar		Unit : Baht	
	2011	2010	2011	2010
		(Restated)		(Restated)
Changes in operating assets and liabilities (continued)				
(Decrease) increase in accrued expenses	(7,136,299)	45,797,418	(217,597,888)	1,452,996,373
(Decrease) increase in other current liabilities	(7,271,978)	12,071,179	(221,734,972)	382,977,468
Increase in deferred income	104,082	-	3,173,637	-
Increase in other non-current liabilities	270,085	26,322	8,235,351	835,108
Interest received from bank deposits	20,552,540	7,129,807	626,681,884	226,204,535
Taxation paid	(588,417,789)	(462,213,243)	(17,941,858,696)	(14,664,454,675)
	(686,594,353)	(356,694,145)	(20,935,429,033)	(11,316,692,457)
Net cash provided by operating activities	1,563,700,566	1,718,918,524	47,613,069,580	54,543,872,014
Cash flows from investing activities				
Increase in loans to related parties	(1,141,441,392)	(165,640,812)	(34,804,488,492)	(5,255,219,786)
Increase in investment in related party	(50,000)	-	(1,524,585)	-
Dividends received from related parties	144,855,029	127,341,710	4,590,027,000	4,040,119,496
Interest received from loans	111,314,972	58,758,047	3,394,182,732	1,864,193,054
Increase in property, plant and equipment	(814,148,727)	(865,454,222)	(24,824,778,739)	(27,457,919,924)
Increase in intangible assets	(34,866,650)	(1,420,439)	(1,063,143,401)	(45,065,700)
Net cash used in investing activities	(1,734,336,768)	(846,415,716)	(52,709,725,485)	(26,853,892,860)
Cash flows from financing activities				
Increase in short-term loans	63,707,160	233,464,430	1,942,539,611	7,407,032,585
Proceeds from long-term loans	50,000,000	-	1,524,585,000	-
Redemption of bonds	-	(285,393,282)	-	(9,054,558,501)
Interest paid	(69,756,369)	(63,046,204)	(2,126,990,277)	(2,000,241,696)
Proceeds from common stock	7,649,438	12,644,901	233,244,369	401,179,716
Dividends paid	(560,133,157)	(379,985,931)	(17,079,412,183)	(12,055,661,638)
Net cash used in financing activities	(508,532,928)	(482,316,086)	(15,506,033,480)	(15,302,249,534)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(679,169,130)	390,186,722	(20,602,689,385)	12,387,729,620
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	1,443,127,146	1,052,162,956	43,512,159,526	35,109,415,237
	763,958,016	1,442,349,678	22,909,470,141	47,497,144,857
Adjustment for the effect of exchange rate changes on cash and cash equivalents	(19,023,230)	777,468	698,407,163	(3,984,985,331)
Cash and cash equivalents at the end of the year	744,934,786	1,443,127,146	23,607,877,304	43,512,159,526
Supplementary cash flow information				
Unpaid for outstanding payable from purchases of property, plant and equipment	21,932,743	12,556,112	668,766,620	398,362,739

Notes to financial statements are an integral part of these financial statements.

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

132

PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED AND SUBSIDIARIES
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2011 AND 2010 (RESTATED)

1. General Information

PTT Exploration and Production Public Company Limited (the Company) is registered as a company in Thailand and listed on the Stock Exchange of Thailand. The address of its registered office is 555/1 Energy Complex Building A, Floors 6 and 19-36, Vibhavadi-Rangsit Road, Chatuchak, Bangkok 10900.

The principal business operations of the Company, subsidiaries, and associates (the Group) are exploration and production of petroleum in Thailand and overseas, foreign gas pipeline transportation, and investment in projects strategically connected to the energy business.

As at December 31, 2011, the Group has operations related to the exploration and production of petroleum in 13 countries and has investments in exploration and production projects with a percentage of interest as follows:

Project	Country	Operator	Company's percentage of interest	
			2011	2010
PTT Exploration and Production Public Company Limited				
Bongkot	Thailand	PTT Exploration and Production Plc.	44.4445	44.4445
Arthit	Thailand	PTT Exploration and Production Plc.	80	80
Arthit North	Thailand	PTT Exploration and Production Plc.	100	100
Contract 4 ¹	Thailand	Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	45	45
Sinphuhorm (E5 North)	Thailand	Hess (Thailand) Ltd.	20	20
S1	Thailand	PTTEP Siam Limited	25	25
Contract 3 ²	Thailand	Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	5	5
E5	Thailand	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	20	20
Algeria Hassi Bir Rekaiz	Algeria	PTT Exploration and Production Plc.	24.5	24.5
PTTEP International Limited (PTTEPI)				
Yadana	Myanmar	Total E&P Myanmar	25.50	25.50
Yetagun	Myanmar	Petronas Carigali Myanmar (Hong Kong) Ltd.	19.31784	19.31784
PTTEP 1	Thailand	PTTEP International Limited	100	100
G4/43	Thailand	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	21.375	21.375
G9/43	Thailand - Cambodia	PTTEP International Limited	100	100
L22/43	Thailand	PTTEP International Limited	100	100
L53/43 & L54/43	Thailand	PTTEP International Limited	100	100
G4/48	Thailand	Chevron Pattani, Ltd.	5	5
Arthit (G9/48)	Thailand	PTTEP International Limited	80	80
Bongkot (G12/48)	Thailand	PTTEP International Limited	44.4445	44.4445
L21, 28 & 29/48	Thailand	PTTEP International Limited	70	70
A4, 5 & 6/48	Thailand	PTTEP International Limited	100	100
Contract 3 (G 6/50) ²	Thailand	Chevron Petroleum (Thailand), Ltd.	5	5
Contract 4 (G 7/50) ¹	Thailand	Chevron Petroleum (Thailand), Ltd.	45	45
Arthit (G8/50)	Thailand	PTTEP International Limited	80	80
Cambodia B	Cambodia	PTTEP International Limited	33.333334	33.333334
Myanmar Zawtika ³	Myanmar	PTTEP International Limited	80	100
Myanmar M3, M7 & M11 ³	Myanmar	PTTEP International Limited	100	100
MTJDA -B17	Thailand - Malaysia	Carigali-PTTEPI Operating Company Sendirian Berhad	50	50
PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO)				
B8/32 & 9A ⁴	Thailand	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	25.0010	25.0010

Project	Country	Operator	Company's percentage of interest			
			2011	2010		
PTTEP Southwest Vietnam Company Limited (PTTEP SV)						
Vietnam 52/97	Vietnam	Chevron Vietnam (Block 52), Ltd.			7	7
PTTEP Kim Long Vietnam Company Limited (PTTEP KV)						
Vietnam B & 48/95	Vietnam	Chevron Vietnam (Block B), Ltd.			8.50	8.50
PTTEP Hoang-Long Company Limited (PTTEP HL)						
Vietnam 16-1	Vietnam	Hoang Long Joint Operating Company			28.50	28.50
PTTEP Hoan-Vu Company Limited (PTTEP HV)						
Vietnam 9-2	Vietnam	Hoan-Vu Joint Operating Company			25	25
PTTEP Oman Company Limited (PTTEP OM)						
Oman 44	Oman	PTTEP Oman Company Limited			100	100
PTTEP Algeria Company Limited (PTTEP AG)						
Algeria 433a & 416b	Algeria	- Groupement Bir Seba (for development phase) - PetroVietnam Exploration & Production Corporation (for exploration phase)			35	35
PTTEP Siam Limited (PTTEPS)						
Sinphuhorm (EU-1)	Thailand	Hess (Thailand) Ltd.			20	20
B6/27	Thailand	PTTEP Siam Limited			60	60
S1	Thailand	PTTEP Siam Limited			75	75
PTTEP Australia Offshore Pty Limited (PTTEP AO)						
Australia AC/P 36	Australia	Murphy Australia Oil Pty Ltd.			-	22.21
Australia WA 423	Australia	Murphy Australia Oil Pty Ltd.			30	30
PTTEP Bahrain Company Limited (PTTEP BH)						
Bahrain 2	Bahrain	PTTEP Bahrain Company Limited.			100	100
PTTEP Rommana Company Limited (PTTEPR)						
Rommana	Egypt	Sipetrol International S.A.	30	30		
PTTEP Semai II Limited (PTTEP SM)						
Indonesia Semai II	Indonesia	Murphy Semai Oil Co., Ltd	28.33	28.33		
PTTEP Sidi Abd El Rahman Company Limited (PTTEP SAER)						
Sidi Abd El Rahman Offshore ⁵	Egypt	Edison International SPA	30	30		
PTTEP New Zealand Limited (PTTEP NZ)						
New Zealand Great South	New Zealand	OMV New Zealand Limited	18	36		

Project	Country	Operator	Company's percentage of interest	
			2011	2010
PTTEP South Mandar Limited (PTTEP SMD)				
Indonesia South Mandar	Indonesia	PTTEP South Mandar Limited	34	67
PTTEP Malunda Limited (PTTEP ML)				
Indonesia Malunda	Indonesia	PTTEP Malunda Ltd.	100	100
PTTEP Sadang Limited (PTTEP SD)				
Indonesia Sadang	Indonesia	Talisman Sadang B.V.	30	40
PTTEP South Sageri Limited (PTTEP SS)				
Indonesia South Sageri	Indonesia	Talisman South Sageri B.V.	20	30
PTTEP Canada Limited (PTTEP CA)				
Canada Oil Sands KKD	Canada	Statoil Canada Ltd.	40	-

PTTEP Australia Perth Pty Ltd (PTTEP AP)

PTTEP Australasia * Australia

* Details of operators and percentage of interest in PTTEP Australasia project are as follows:

Block	Operator	Company's percentage of interest	
		2011	2010
AC/L7, AC/L8, AC/P33, AC/P34 and AC/P40	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	100
AC/L1, AC/L2 and AC/L3	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	89.6875	89.6875
AC/RL7	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	80
AC/P24	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	90	60
AC/RL4 (Tenacious)	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	100
AC/RL6 (Audacious), AC/P4, AC/RL4 (exclusive of Tenacious), AC/RL5, AC/RL6 (exclusive of Audacious) and AC/P17	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	50	50
AC/P32	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	35	35
WA-378-P ⁶ , WA-396-P and WA-397-P	Woodside Energy Limited	20	20
AC/P54	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	100	-

¹ Changed name from Pailin to Contract 4.

² Changed name from Unocal III to Contract 3.

³ According to the project rearrangement, the Myanmar Zawtika project comprises concession block M9 and the northeast part of block M11, and the Myanmar blocks M3, M7 and M11 excluding the northeast part of block M11.

⁴ PTTEPO has shareholding in Orange Energy Limited and B 8/32 Partners Limited, which holds the project's concessions.

⁵ In March 2011, PTTEP Sidi Abd El Rahman Company Limited has withdrawn its entire 30% participation interest from Sidi Abd El Rahman Offshore Project in the Arab Republic of Egypt after fulfillment of the exploration work commitment. The withdrawal will be fully effective upon receiving an official approval from the government of the Arab Republic of Egypt.

⁶ On September 29, 2011, PTTEP Australasia Pty Ltd terminated its 20% investment in concession block WA-378-P which will become effective upon receiving official approval from the Australian government.

2. Basis of Financial Statements Preparation

The consolidated and the Company financial statements have been prepared in accordance with Thai generally accepted accounting principles under the Accounting Act, B.E. 2543, being those Thai Accounting Standards issued under the Accounting Profession Act B.E. 2547 including the interpretation and accounting guidance announced by the Federation of Accounting Professions, as well as the financial reporting requirements of the Securities and Exchange Commission under the Securities and Exchange Act. B.E. 2535.

On September 28, 2011, the Department of Business Development announced the Notification about minimum requirement in relation to the format of the financial statements B.E. 2554, under the Accounting Act, B.E. 2543, section 11 and clause 3. The notification will come into effect for the accounting periods beginning on or after January 1, 2011. The consolidated and company financial statements have complied with the above notification and there are no material impacts to the financial statements presented herewith.

Commencing January 1, 2011, the Company's management has determined US Dollar as the functional currency and presents its financial statements in US Dollar in accordance with Thai Accounting Standard No. 21 "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates". In addition, the Stock Exchange of Thailand and the Department of Business Development require the entity to present its financial statements in Thai Baht. The Group, therefore, presents its financial statements in Thai Baht by translating from US Dollar.

The Group has adopted the International Accounting Standards (IAS) No. 12 "Income Taxes". The content of the standard does not differ significantly from that of Thai Accounting Standards No. 12 as published in the Government Gazette. The accounting standard comes into effect for periods beginning on or after January 1, 2013.

Where the Group has entered into joint interest operations with other parties to participate in exploration, development and production of petroleum businesses, the Group records its share of expenses, assets and liabilities incurred in accordance with the Statements of Expenditures prepared by the operators of the Concession or the Production Sharing Contract. The Statements of Expenditures have been audited by another independent auditor on an annual basis and by the joint venture committee on a regular basis.

The consolidated and the Company financial statements have been prepared under the historical cost basis except as disclosed in the accounting policies.

The preparation of financial statements in conformity with Thai generally accepted accounting principles requires management to make estimates and assumptions that affect the amounts of assets, liabilities, revenues and expenses reported in the financial statements. Estimates and assumptions are based on management's experience and other information available which is reasonable in a particular circumstance. Although these estimates and assumptions are based on management's best knowledge of current events and actions, actual results may differ from these estimates and assumptions.

An English-language version of the consolidated and the Company financial statements has been translated from the statutory financial statements which are prepared in the Thai language. In the event of a conflict or difference in the interpretation between the two languages, the Thai-language version of the statutory financial statements shall prevail.

3. New Financial Reporting Interpretations

New Financial Reporting Interpretations were published in the Government Gazette during the accounting period are as follows:

- Effective for periods beginning on or after January 1, 2011

Thai Standard Interpretations Committee No. 31	Revenue - Barter Transactions Involving Advertising Services
--	--
- Effective for periods beginning on or after January 1, 2013

Thai Standard Interpretations Committee No. 10	Government Assistance - No Specific Relation to Operating Activities
Thai Standard Interpretations Committee No. 21	Income Taxes - Recovery of Revalued Non-Depreciable Assets
Thai Standard Interpretations Committee No. 25	Income Taxes - Changes in the Tax Status of an Entity or its Shareholders

The Group's management has analyzed that there is no significant impact of those new financial reporting interpretations to the financial statements.

4. Impact of Newly Adopted Accounting Policies Being Applied on January 1, 2011

Commencing January 1, 2011, the Group applies the amendments to accounting standards, new accounting standards, new financial reporting standards and new financial reporting interpretations which are effective for the periods beginning on or after January 1, 2011 and the Group has applied Thai Accounting Standard No. 21 "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates" before the standard comes into effect. In addition, the Group also applies the International Accounting Standard (IAS) No. 32 "Financial Instruments: Presentation", IAS No. 39 "Financial Instruments: Recognition and Measurement" and International Financial Reporting Standard (IFRS) No.7 "Financial Instruments: Disclosures".

The significant difference between Thai Accounting Standard (TAS) No. 105 “Accounting for Investment in Debt and Equity Securities” and IAS No. 39 relates to the categorization of certain investments in debt and equity securities. IAS No. 39 requires the financial assets, including investments in debt and equity securities to be categorized. However this has no impact on the measurement of the Group’s investment in debt and equity securities presented in the financial statements. In addition, there is no conflict between the disclosures of financial instruments as required by IFRS 7 and TAS 107.

The Group’s management has concluded that there is no significant impact of the amendments to accounting standards, new accounting standards, new financial reporting standards and new financial reporting interpretations to the financial statements except as follows:

4.1 Impact of newly adopted accounting policies being applied retrospectively and reclassification of items in the financial statements

4.1.1 Thai Accounting Standard No. 21 “The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates”

The Company determines its functional currency which is the currency of the primary economic environment in which the entity operates. Foreign currency transactions are required to be translated into the functional currency using the exchange rates prevailing on the date of the transactions. Foreign exchange gains and losses resulting from the settlement of such transactions and from the translation at year-end exchange rate of monetary items denominated in foreign currencies are recognized in the statement of income in the period in which they are incurred.

However, the entity can translate the financial statements into the presentation currency, which may be different from the functional currency. The results and financial position of entities whose functional currency differs from the presentation currency are translated into the presentation currency as follows:

- a) assets and liabilities are translated at the closing rate at the date of that statement of financial position;
- b) income and expenses are translated at the exchange rate prevailing on the date of the transactions. However, the standard allows the use of an estimated rate that is close to the rate prevailing on the date of the transactions, for example the average exchange rate for the period. However, if exchange rates fluctuate significantly, the use of the average rate for a period is inappropriate;
- c) all resulting exchange differences are recognized in other comprehensive income.

The Company’s management has determined that the US Dollar is the functional currency, as it is the currency that has the primary influence over sales and operating costs. The Group will apply this standard retrospectively. However, the Group is required to present its financial statements in Thai Baht (the presentation currency) in order to comply with the regulations of the Stock Exchange of Thailand and the Department of Business Development.

The retrospective financial statements as the result of the adoption of the Thai Accounting Standard No. 21 are presented in Notes 4.1.4 and 4.1.5 to the financial statements.

4.1.2 International Accounting Standard No. 39 “Financial Instruments: Recognition and Measurement”

The Group categorized financial assets into 4 groups: (1) financial assets at fair value through profit or loss, (2) held-to-maturity investments, (3) loans and receivables and (4) available-for-sale financial assets. The categorization depends on the purpose for which the financial assets were acquired. Financial liabilities are either categorized as (1) financial liabilities at fair value through profit or loss (2) financial liabilities carried at amortized cost.

All financial assets and liabilities are initially recognized at fair value. Costs of financial assets or liabilities which are not categorized as financial assets or liabilities at fair value through profit or loss are net of the transaction costs that are directly attributable to the acquisition or issue of the financial assets or financial liabilities. Subsequent accounting depends on their respective categories.

Recognition and Measurement of Financial Instruments

- **Derivative Financial Instruments**

The Group recognizes derivative financial instruments at fair value on the statement of financial position. Changes to fair value are recognized through the statement of income.

- **Effective Interest Method**

Financial assets in the form of loans and receivables and held-to-maturity investments and financial liabilities measured at amortized costs are initially recognized at fair value net of transaction costs and to be subsequently carried at amortized cost using the effective interest method and recognized through the statement of income.

Impairment of Financial Assets

The Group assesses, at each statement of financial position date, whether there is any objective evidence that a financial asset or group of assets may be impaired. If such impairment evidence exists, the impairment loss is measured as the difference between the asset’s carrying amount and the present value of estimated future cash flows discounted at the financial asset’s original effective interest rate. The impairment loss is recognized in profit or loss.

The retrospective financial statements as the result of the adoption of the International Accounting Standard No. 39 are presented in Notes 4.1.4 and 4.1.5 to the financial statements.

4.1.3 Thai Financial Reporting Standard No. 6 “Mineral Exploration for and Evaluation of Resources”

Thai Financial Reporting Standard No. 6 states that exploration and evaluation assets (“E&E Assets”) shall be initially recognized using the cost model and subsequently carried using the method defined in the Thai Accounting Standard No. 16 “Property, Plant and Equipment” or Thai Accounting Standard No. 38 “Intangible Assets”, depending on the classification of the E&E assets. However, this standard permits an entity to determine an accounting policy for exploration and evaluation expenditures based on the entity’s current national GAAP accounting policies, while expenditures incurred in the development of oil and gas properties will be accounted for in accordance with the Accounting Framework and the Thai Accounting Standard No. 38. This standard also specifically requires an entity to disclose the accounting policies for exploration and evaluation expenditure, including the recognition of E&E assets and the amounts of assets, liabilities, revenues and expense and operating and investing cash flows arising from the exploration and evaluation of mineral resources. The reclassification of financial statements as the result of the adoption of the Thai Financial Reporting Standard No. 6 is presented in Note 4.1.4 to the financial statements.

4.1.4 Impact of newly adopted accounting policies being applied retrospectively and reclassification of statements of financial position as of December 31, 2010 after the new accounting policy was applied

Consolidated

Unit : Million Baht

Unit : million Baht

	Before Restatement	Restatement		Reclassification	After Restatement
		(1)	(2)	(3)	
<u>Assets</u>					
Current Assets					
Cash and cash equivalents	59,514.76	169.07	-	-	59,683.83
Trade account receivable - parent company	9,883.37	10.88	-	-	9,894.25
Trade accounts receivable	1,844.84	4.69	-	-	1,849.53
Inventories	594.38	(37.91)	-	-	556.47
Materials and supplies, net	7,953.65	(738.59)	-	-	7,215.06
Other current assets					
Working capital from co-venturers	910.19	4.84	-	-	915.03
Other accounts receivable	1,530.94	238.02	-	-	1,768.96
Accrued interests receivable	5.38	(0.01)	-	-	5.37
Other current assets	2,838.66	(58.40)	-	-	2,780.26
Total Current Assets	85,076.17	(407.41)	-	-	84,668.76
Non-current Assets					
Investments in subsidiaries	-	-	-	-	-
Investments in associates	877.48	(135.73)	-	-	741.75
Long-term loans to related parties	590.79	3.04	-	-	593.83
Property, plant and equipment, net	226,332.47	(19,191.09)	-	(2,274.85)	204,866.53
Intangible assets, net	3,939.02	(470.02)	-	2,274.85	5,743.85
Deferred income tax assets	13,824.29	398.17	(57.46)	-	14,165.00
Other non-current assets					
Prepaid expenses	152.01	(48.19)	-	-	103.82
Deposit for the purchase of partnership units	10,311.74	-	-	-	10,311.74
Deferred remuneration under agreement	919.35	(101.45)	-	-	817.90
Derivative financial instruments	-	-	220.95	-	220.95
Other non-current assets	196.23	(0.04)	-	-	196.19
Total Non-current Assets	257,143.38	(19,545.31)	163.49	-	237,761.56
Total Assets	342,219.55	(19,952.72)	163.49	-	322,430.32

Consolidated (Continued)

Unit : Million Baht

	Before	Restatement		Reclassification	After
	Restatement	(1)	(2)	(3)	Restatement
<u>Liabilities and Shareholders' Equity</u>					
Current Liabilities					
Trade accounts payable	1,958.45	74.36	-	-	2,032.81
Short-term loans	7,944.73	0.18	-	-	7,944.91
Working capital to co-venturers	1,013.64	(6.06)	-	-	1,007.58
Accrued expenses	18,274.35	(88.28)	-	-	18,186.07
Accrued interests payable	552.14	(0.01)	-	-	552.13
Income tax payable	22,447.95	(185.46)	-	-	22,262.49
Financial derivative liabilities	-	-	29.43	-	29.43
Short-term provision	3,933.20	-	-	-	3,933.20
Other current liabilities	2,072.13	(7.75)	-	-	2,064.38
Total Current Liabilities	58,196.59	(213.02)	29.43	-	58,013.00
Non-current Liabilities					
Bonds	69,893.28	1.13	38.81	-	69,933.22
Deferred income tax liabilities	15,780.12	(9,778.97)	-	-	6,001.15
Other non-current liabilities					
Deferred income	1,939.68	(500.80)	-	-	1,438.88
Provision for employee benefits	1,560.12	0.04	-	-	1,560.16
Provision for decommissioning costs	21,967.64	(83.69)	-	-	21,883.95
Other non-current liabilities	588.12	(47.52)	-	-	540.60
Total Non-current Liabilities	111,728.96	(10,409.81)	38.81	-	101,357.96
Total Liabilities	169,925.55	(10,622.83)	68.24	-	159,370.96
Shareholders' Equity					
Share capital					
Authorized share capital					
3,322,000,000 ordinary shares of Baht 1 each	3,322.00	-	-	-	3,322.00
Issued and paid-up share capital					
3,317,447,600 ordinary shares of Baht 1 each	3,317.45	-	-	-	3,317.45
Share premium	14,182.93	-	-	-	14,182.93
Currency translation differences	(2,952.77)	(20,223.64)	-	-	(23,176.41)
Retained earnings					
Appropriated					
Legal reserve	332.20	-	-	-	332.20
Reserve for expansion	16,900.00	-	-	-	16,900.00
Unappropriated	140,514.19	10,893.75	95.25	-	151,503.19
Total Shareholders' Equity	172,294.00	(9,329.89)	95.25	-	163,059.36
Total Liabilities and Shareholders' Equity	342,219.55	(19,952.72)	163.49	-	322,430.32

The Company

Unit : Million Baht

	Before	Restatement		Reclassification	After
	Restatement	(1)	(2)	(3)	Restatement
Assets					
Current Assets					
Cash and cash equivalents	43,369.13	143.03	-	-	43,512.16
Trade account receivable - parent company	6,278.99	0.14	-	-	6,279.13
Trade accounts receivable	78.45	-	-	-	78.45
Inventories	130.99	(14.17)	-	-	116.82
Materials and supplies, net	3,190.40	(273.67)	-	-	2,916.73
Other current assets					
Working capital from co-venturers	11.36	-	-	-	11.36
Other accounts receivable	820.50	(45.44)	-	-	775.06
Accrued interests receivable	217.22	(0.44)	-	-	216.78
Other current assets	1,053.44	(77.22)	-	-	976.22
Total Current Assets	55,150.48	(267.77)	-	-	54,882.71
Non-current Assets					
Investments in subsidiaries	23,873.14	(5,294.33)	-	-	18,578.81
Investments in associates	930.00	(158.81)	-	-	771.19
Long-term loans to related parties	60,831.96	107.01	-	-	60,938.97
Property, plant and equipment, net	93,323.99	(11,282.78)	-	(9.44)	82,031.77
Intangible assets, net	301.27	(44.21)	-	9.44	266.50
Deferred income tax assets	573.12	1.72	(57.45)	-	517.39
Other non-current assets					
Prepaid expenses	0.65	(0.16)	-	-	0.49
Deferred remuneration under agreement	919.35	(101.45)	-	-	817.90
Derivative financial instruments	-	-	220.95	-	220.95
Other non-current assets	127.04	(0.06)	-	-	126.98
Total Non-current Assets	180,880.52	(16,773.07)	163.50	-	164,270.95
Total Assets	236,031.00	(17,040.84)	163.50	-	219,153.66

The Company (Continued)

Unit : Million Baht

	Before	Restatement		Reclassification	After
	Restatement	(1)	(2)	(3)	Restatement
<u>Liabilities and Shareholders' Equity</u>					
Current Liabilities					
Trade accounts payable	203.76	(0.46)	-	-	203.30
Short-term loans	7,944.73	0.19	-	-	7,944.92
Working capital to co-venturers	624.32	(2.99)	-	-	621.33
Accrued expenses	9,857.65	(37.55)	-	-	9,820.10
Accrued interests payable	166.82	-	-	-	166.82
Income tax payable	17,709.40	0.41	-	-	17,709.81
Financial derivative liabilities	-	-	29.43	-	29.43
Other current liabilities	1,276.93	(0.27)	-	-	1,276.66
Total Current Liabilities	37,783.61	(40.67)	29.43	-	37,772.37
Non-current Liabilities					
Bonds	48,965.26	1.12	38.82	-	49,005.20
Deferred income tax liabilities	10,161.31	(8,584.02)	-	-	1,577.29
Other non-current liabilities					
Provision for employee benefits	1,435.47	0.04	-	-	1,435.51
Provision for decommissioning costs	10,781.68	(51.61)	-	-	10,730.07
Other non-current liabilities	280.56	(47.52)	-	-	233.04
Total Non-current Liabilities	71,624.28	(8,681.99)	38.82	-	62,981.11
Total Liabilities	109,407.89	(8,722.66)	68.25	-	100,753.48
Shareholders' Equity					
Share capital					
Authorized share capital					
3,322,000,000 ordinary shares of Baht 1 each	3,322.00	-	-	-	3,322.00
Issued and paid-up share capital					
3,317,447,600 ordinary shares of Baht 1 each	3,317.45	-	-	-	3,317.45
Share premium	14,182.93	-	-	-	14,182.93
Currency translation differences	-	(17,856.71)	-	-	(17,856.71)
Retained earnings					
Appropriated					
Legal reserve	332.20	-	-	-	332.20
Reserve for expansion	16,900.00	-	-	-	16,900.00
Unappropriated	91,890.53	9,538.53	95.25	-	101,524.31
Total Shareholders' Equity	126,623.11	(8,318.18)	95.25	-	118,400.18
Total Liabilities and Shareholders' Equity	236,031.00	(17,040.84)	163.50	-	219,153.66

4.1.5 Statement of income for the year ended December 31, 2010 after the new accounting policy was applied

Consolidated

Unit : Million Baht

	Before Restatement	Restatement		After Restatement
		(1)	(2)	
Revenues				
Sales	138,473.94	(1,325.50)	-	137,148.44
Revenue from pipeline transportation	3,504.18	3.11	-	3,507.29
Other revenues				
Gain on foreign exchange	2,763.08	(2,763.08)	-	-
Interest income	373.50	0.29	-	373.79
Other revenues	2,457.60	19.31	-	2,476.91
Total Revenues	147,572.30	(4,065.87)	-	143,506.43
Expenses				
Operating expenses	14,588.34	(54.63)	-	14,533.71
Exploration expenses	2,751.69	(30.54)	-	2,721.15
Administrative expenses	5,971.63	78.27	-	6,049.90
Petroleum royalties and remuneration	16,773.33	(138.56)	-	16,634.77
Depreciation, depletion and amortization	36,825.40	(4,521.60)	-	32,303.80
Other expenses				
Loss on foreign exchange	-	2,731.76	-	2,731.76
Loss from Montara incident	456.65	0.30	-	456.95
Loss on financial derivatives	-	-	108.04	108.04
Management's remuneration	185.52	(0.06)	-	185.46
Other expenses	1,484.83	(12.72)	-	1,472.11
Total Expenses	79,037.39	(1,947.78)	108.04	77,197.65
Operating Income	68,534.91	(2,118.09)	(108.04)	66,308.78
Finance costs	(2,540.54)	(727.94)	(26.98)	(3,295.46)
Share of loss from associates	(44.83)	(1.00)	-	(45.83)
Income before income taxes	65,949.54	(2,847.03)	(135.02)	62,967.49
Income taxes	(24,210.57)	5,042.07	(25.20)	(19,193.70)
Net income	41,738.97	2,195.04	(160.22)	43,773.79
Earnings per share				
Basic earnings per share	12.59			13.21
Diluted earnings per share	12.59			13.20

The Company

Unit : Million Baht

	Before Restatement	Restatement		After Restatement
		(1)	(2)	
Revenues				
Sales	84,802.87	(1,261.90)	-	83,540.97
Other revenues				
Gain on foreign exchange	-	878.31	-	878.31
Interest income	2,181.45	3.57	-	2,185.02
Other revenues	764.04	25.07	-	789.11
Dividends received from related parties	4,080.02	-	-	4,080.02
Total Revenues	91,828.38	(354.95)	-	91,473.43
Expenses				
Operating expenses	7,548.15	11.37	-	7,559.52
Exploration expenses	105.06	(0.58)	-	104.48
Administrative expenses	3,576.65	66.72	-	3,643.37
Petroleum royalties and remuneration	10,600.36	(145.66)	-	10,454.70
Depreciation, depletion and amortization	20,907.21	(2,592.58)	-	18,314.63
Other expenses				
Loss on foreign exchange	1,470.02	(1,470.02)	-	-
Loss on financial derivatives	-	-	109.53	109.53
Management's remuneration	185.52	(0.06)	-	185.46
Total Expenses	44,392.97	(4,130.81)	109.53	40,371.69
Operating Income	47,435.41	3,775.86	(109.53)	51,101.74
Finance costs	(1,969.52)	(442.07)	(26.97)	(2,438.56)
Income before income taxes	45,465.89	3,333.79	(136.50)	48,663.18
Income taxes	(15,978.89)	3,444.22	(25.20)	(12,559.87)
Net income	29,487.00	6,778.01	(161.70)	36,103.31
Earnings per share				
Basic earnings per share	8.90			10.89
Diluted earnings per share	8.89			10.89

(1) Thai Accounting Standard No. 21 "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates" (Details in Note 4.1.1)

(2) International Accounting Standard No. 39 "Financial Instruments: Recognition and Measurement" (Details in Note 4.1.2)

(3) Thai Financial Reporting Standard No. 6 "Exploration for and Evaluation of Mineral Resources" (Details in Note 4.1.3)

4.2 Impact of newly adopted accounting policies being applied prospectively

4.2.1 Thai Accounting Standard No. 23 (Revised 2009) "Borrowing Costs"

Thai Accounting Standard No. 23 (Revised 2009) requires an entity to capitalize the borrowing costs directly attributable to the acquisition, construction or production of a qualifying asset as part of the cost of that asset. The option of immediately expensing those borrowing costs will be removed.

4.2.2 International Accounting Standard No. 39 “Financial Instruments: Recognition and Measurement”

Hedge Accounting

Under International Accounting Standard No. 39, if hedge accounting is applied and it is appropriate based upon the specific criteria of the International Accounting Standard No. 39, the impact of recording the derivative instrument is offset to the extent that the hedging relationship is effective. If a hedge is designated as a fair value hedge, changes in the derivative’s fair value are recorded as gain or loss in the statement of income and the hedged item is marked to market for changes in fair value associated with the hedged risk.

If designated as a cash flow hedge, the portion of the gain or loss on the hedging instrument that is determined to be an effective hedge shall be recognized in other comprehensive income and the ineffective portion of the gain or loss on the hedging instrument shall be recognized in profit or loss.

4.2.3 Thai Financial Reporting Standard No. 2 “Share-based Payment”

Thai Financial Reporting Standard No.2 provides details of the accounting treatment for transactions in which an entity receives goods or services as consideration for either:

- Equity instruments of the entity (equity-settled) which are recognized as equity; or
- Cash or other assets, where the amount is based on the price or value of the entity’s shares (cash-settled), which are recognized as a liability.

The measurement of the transaction is based on the fair value of the goods or service received. The equity-settled transactions are not re-measured once the grant date fair value has been determined. The cash-settled transactions are required to be re-measured at each statement of financial position date and at the date of settlement, with the change in fair value recognized in the statement of income.

This standard shall be applied for the equity-settled transactions taking place on or after January 1, 2011.

4.2.4 Thai Financial Reporting Standard No. 3 (Revised 2009) “Business Combinations”

Thai Financial Reporting Standard No. 3 (Revised 2009) continues to apply the acquisition method to business combinations, unless it is a combination involving entities or businesses under common control. Examples of significant changes in the revised standard are (a) all payments to a business acquisition, including contingent considerations, shall be recognized at fair value on the acquisition date and changes in the fair value of contingent consideration classified as a liability are recognized in the statement of income, and (b) all acquisition-related costs shall be recognized as expense in the period in which the costs are incurred. The revised standard shall be applied to business combinations from January 1, 2011.

4.3 Impact of newly adopted accounting policies on the financial statement disclosures

4.3.1 Thai Accounting Standard No. 1 (Revised 2009) “Presentation of Financial Statements”

Thai Accounting Standard No. 1(Revised 2009) states that an entity shall present all income and expense items recognized in a period in a single statement (the statement of comprehensive income) or in two statements (the separate statement of income and the statement of comprehensive income). In addition, this revised standard requires an entity to present a statement of financial position as at the beginning of the earliest comparative period in a complete set of financial statements when the entity makes a retrospective restatement or reclassifies items in the financial statements.

However, for the financial statements relating to the period beginning on or after January 1, 2011 that is the first period in which the revised standard is applied, the entity can choose to present a statement of financial position comprising only two statements without the statement of financial position as at the beginning comparative period.

4.3.2 Thai Accounting Standard No. 24 (Revised 2009) “Related Party Disclosures”

Thai Accounting Standard No. 24 (Revised) expands the definition of a related party to include parties with joint control over the entity, joint ventures in which the entity is a venture and post-employment benefit plans for the benefit of employees of an entity or of a related entity.

4.3.3 International Financial Reporting Standard No. 7 “Financial Instruments: Disclosures”

International Financial Reporting Standard No. 7 requires extensive qualitative and quantitative disclosure about exposure to risks arising from financial instruments, including specified minimum disclosures about credit risk, liquidity risk and market risk and how the entity manages those risks.

5. Significant Accounting Policies

5.1 Preparation of Consolidated Financial Statements

The consolidated financial statements comprise the Company, subsidiaries, associates and joint ventures. The major inter-company transactions between the Company and subsidiaries are eliminated from the consolidated financial statements.

Subsidiaries

Subsidiaries are those entities over which the Group has the power to govern their financial and operating policies generally accompanying a shareholding of more than one half of the voting rights. The existence and effect of potential voting rights that are currently exercisable or convertible, including potential voting rights held by another entity, are considered when assessing whether the Group controls another entity. Subsidiaries are consolidated from the date on which control is transferred to the Group and are no longer consolidated from the date that control ceases.

The purchase method of accounting is used to account for the acquisition of subsidiaries by the Group. The cost of an acquisition is measured as the fair value of the assets given, equity instruments issued and liabilities incurred or assumed at the date of exchange, plus other costs directly attributable to the acquisition. Identifiable assets and liabilities acquired from a business combination are measured initially at their fair values at the acquisition date.

The excess of the cost of acquisition over the fair value of the Group's share of the subsidiary's identifiable net assets acquired is recorded as goodwill; on the other hand, if the cost of acquisition is less than the fair value of the Group's share of the subsidiary's identifiable net assets, the difference is recognized directly in the statement of income.

The investments in the subsidiaries are presented by using the cost method in the Company's financial statements.

A list of subsidiaries is set out in Note 15.

Associates

Associates are those entities over which the Group has significant influence over their financial and operating policies, but does not control. Investments in associates are initially recognized at cost and are accounted for using the equity method in the consolidated financial statements from the date on which the Group gains significant influence and are no longer consolidated from the date that significant influence ceases.

The Group's shares of the associates' post-acquisition profits or losses are recognized in the statement of income, and its shares of post-acquisition movements in surplus are recognized in reserves. The Group does not recognize further losses that exceed its investment in the associates, unless it has incurred obligations or made payments on behalf of the associates.

Accounting policies of associates have been changed where necessary to ensure consistency with the policies adopted by the Group.

The investments in the associates are presented by using the cost method in the Company's financial statements.

A list of associates is set out in Note 15.

Joint Ventures

The Group's interests in jointly controlled entities are accounted for by proportionate consolidation. Under this method, the Group includes its shares of the joint ventures' individual income, expenses, assets, liabilities and cash flows on a line-by-line basis with similar items in the Group's financial statements.

The Group's interests in jointly controlled assets are accounted for by proportionate consolidation. Under this method, the Group includes its shares of the assets, liabilities, expenses and cash flows based on Joint Operating Agreement on a line-by-line basis with similar items in the Group's financial statements.

Gains or losses from the joint ventures are presented by using the cost method in the Company's financial statements.

For details of jointly controlled entities and jointly controlled assets, please refer to Note 15 and Note 1, respectively.

Related Parties

Related parties are those entities that directly or indirectly control, or are controlled by the Company, or are under common control with the Company. They also include holding companies, subsidiaries, fellow subsidiaries and associates.

In considering each relationship between parties, attention is directed to the substance of the relationship, not merely the legal form.

5.2 Foreign Currency Translation

Transactions included in the financial statements of each entity in the Group are measured using US Dollar which is the Group's functional currency.

Foreign currency transactions are translated into functional currency at the exchange rates ruling on the transaction dates. Monetary assets and liabilities denominated in foreign currency remaining at the balance sheet date are translated into functional currency at the exchange rate ruling on the balance sheet date. Gains and losses arising from the settlement of foreign currency transactions and from the translation of monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are recognized in the statement of income in the period in which they are incurred.

To comply with the financial reporting requirements of the Securities and Exchange Commission and the Department of Business Development the Group's consolidated financial statements are presented by translating from US Dollar to Thai Baht. The monetary assets and liabilities are translated into Thai Baht using the average buying and selling rates determined by the Bank of Thailand at year-end, whereas the statement of income is translated using average exchange rates during the period. Differences from such translations have been presented under "Currency Translation Differences" in the Statement of Other Comprehensive Income.

5.3 Cash and Cash Equivalents

Cash and cash equivalents comprise cash on hand and at banks, and other short-term highly liquid investments with original maturities of three months or less from the date of acquisition.

5.4 Trade Accounts Receivable

Trade accounts receivable are carried at net realizable value. An allowance for doubtful accounts is provided, based on the Group's review of all outstanding receivable amounts at the balance sheet date. The amount of the allowance is the difference between the carrying amount of the receivable and the amount expected to be collected. Doubtful accounts are written off and recorded as expenses in the statement of income when they are identified.

Factoring Policy of Accounts Receivable

The factoring of accounts receivable is made on an arms-length basis. The Company will write-off such accounts receivable when the future economic benefits and other major relevant benefits are transferred to the third party and the Company receives the funds from such factoring.

5.5 Inventories

Inventories are stated at the lower of cost or net realizable value. Cost is determined using the weighted average method. Net realizable value is the estimated selling price in the ordinary course of business less the costs of completion and selling expenses.

5.6 Materials and Supplies

Materials and supplies are stated at the average cost less the allowance for obsolete and unserviceable items used in petroleum exploration and production activities.

5.7 Borrowing Costs

Borrowing costs directly attributable to finance the construction of property, plant and equipment during the required period of time or the preparation of the qualifying assets for their intended use are capitalized as part of the cost of the respective assets until such qualifying assets are ready for use.

When borrowings are incurred for specific construction or production of qualifying assets, the borrowing costs which are capitalized as part of the cost of the respective assets are borrowing costs incurred during the year less income earned from temporary investment of such borrowings.

For general borrowings, the company capitalized the borrowing costs as part of the respective assets using the weighted average interest rate of the borrowings during the year.

5.8 Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment are presented at cost, after deducting accumulated depreciation and the provision for the impairment of assets.

• Oil and Gas Properties

The Company follows the Successful Efforts Method in accounting for its assets used for oil and gas exploration and production activities as follows:

Cost of Properties

Costs of properties comprise total acquisition costs of petroleum rights or the portion of costs applicable to properties as well as the decommissioning costs.

Exploratory drilling costs are capitalized and will be classified as assets of the projects if their exploratory wells have identified proved reserves that have been found to be commercially producible. If, however, the exploratory wells have not identified proved reserves or have identified proved reserves but have not been found to be commercially producible, such drilling costs will be expensed in the statement of income.

Exploration costs, comprising geological and geophysical costs as well as area reservation fees during the exploration stage, are charged to expenses when incurred.

Development costs, whether relating to the successful or unsuccessful development of wells, are capitalized.

Depreciation, Depletion and Amortization

The capitalized acquisition costs of petroleum rights are depleted and amortized using the unit of production method based on estimated proved reserves. Depreciation, depletion and amortization of exploratory wells, development, equipment and operating costs of support equipment as well as the decommissioning costs, except unsuccessful projects, are calculated on the unit of production method based on estimated proved reserves or proved developed reserves. Changes in reserve estimates are recognized prospectively.

Depreciation and decommission costs of central processing facilities of oil sand business are calculated using the straight-line method with an estimated useful life of 36 years.

Proved reserves and proved developed reserves are calculated by the engineers of the Group and are based on the information received from the joint ventures.

• **Pipelines and Others**

Costs of properties comprise purchase prices and other direct costs necessary to bring the asset to working condition suitable for its intended use.

Depreciation of pipelines and others are determined using the straight-line method with an estimated useful life of 1 - 40 years.

Where the carrying amount of an asset is greater than its estimated recoverable amount, it is written down immediately to its recoverable amount.

Gains and losses on disposal of property, plant and equipment are determined by comparing proceeds with the carrying amount and are taken into account in the statement of income when incurred.

The cost of major renovations is included in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits in excess of the originally assessed standard of performance of the existing asset will flow to the Group.

Repair and maintenance costs are recognized as expenses when incurred.

5.9 Carried Costs under Petroleum Sharing Contract

Under Petroleum Sharing Contracts in which the government has a participation interest, some contracts require the contracting parties, excluding the government, to fund the costs of all exploration operations until the first development area is determined. During the exploration period, the contracting parties will carry an agreed upon proportion of the government's exploration costs (carried costs). When the project commences production, such carried costs will be fully recouped without interest by the contracting parties from the production of petroleum under the agreed procedures.

The Group classifies the transactions in respect of carried costs through various accounts based on petroleum activities using the Successful Efforts Method. They are mainly recorded in oil and gas properties in balance sheet and exploration expenses in the statement of income. (For details, please refer to Note 17.)

5.10 Goodwill

Goodwill represents the excess of the cost of an acquisition over the fair value of the Group's share of the net identifiable assets of the acquired subsidiaries or associates undertaking at the date of acquisition. Goodwill on acquisitions of subsidiaries is reported in the consolidated balance sheets as an intangible asset. Goodwill on acquisitions of associates is included in investments in associates and is tested for impairment as part of the overall balance of the investments in associates.

Goodwill is annually tested for impairment and carried at cost less accumulated impairment losses. Impairment losses on goodwill are not reversed. Gains and losses on the disposal of an entity include the carrying amount of goodwill relating to the entity sold.

Goodwill is allocated to cash-generating units for the purpose of impairment testing. The allocation is made to a single cash-generating unit or group of cash-generating units that are expected to benefit from the business combination in which the goodwill arose.

5.11 Intangible Assets

• **Probable Reserves**

Probable reserves represent reserves that were assessed by the Group at the time when there was a purchase of business. Probable reserves will be classified as oil and gas properties once they are proved reserves and amortized using the unit of production method.

- **Other Intangible Assets**

Other intangible assets comprise expenditures incurred for licenses acquired for computer software which are capitalized and amortized using the straight-line method over the remaining contract period, or a maximum of 10 years. The carrying amount is reviewed by the Group and the allowance for impairment will be provided whenever events or circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable.

- **Exploration and Evaluation Assets**

Exploration and evaluation expenditures are capitalized at cost as intangible assets if the projects have identified proved reserves that have been found to be commercially producible. Capitalized exploration and evaluation expenditures are transferred to assets of the project once the proved reserve has been found. Subsequent accounting is described in the accounting policy for property, plant and equipment in Note 5.8.

The capitalized exploration and evaluation expenditure is charged to Statement of Income in the period in which the projects have not identified proved reserves or have identified proved reserves, but have not been found to be commercially producible.

5.12 Impairment of Assets

Assets that have an indefinite useful life, for example goodwill, are not subject to amortization and are tested annually for impairment. Assets that are subject to amortization are reviewed for impairment whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable. An impairment loss is recognized for the amount by which the carrying amount of the assets exceeds its recoverable amount which is the higher of an asset's fair value less costs to sell and its value in use, and is recorded in the statement of income. For the purposes of assessing impairment, assets are grouped at the lowest levels for which there are separately identifiable cash flows.

Estimates of future cash flows used in the evaluation for impairment of assets related to petroleum production are made using risk assessment on field and reservoir performance and are inclusive of expectations about proved and unproved reserves.

Impairment, except when related to goodwill, is reversed as applicable to the extent that the events or circumstances that triggered the original impairment change. If that is the case, the carrying amount of the asset is increased to its recoverable amount. That increased amount cannot exceed the carrying amount that would have been determined, net of depreciation, if the Group did not recognize the impairment loss for assets in the prior year.

5.13 Deferred Income Taxes

Deferred income tax is provided in full, using the balance sheet liability method, on temporary differences arising between the tax bases of assets and liabilities and their carrying amounts in the financial statements. The principal temporary differences arise from depreciation of property, plant and equipment, the amortization of decommissioning costs and the difference between the fair value of the acquired net assets and their tax bases.

Tax rates currently enacted by the balance sheet date are used to determine deferred income tax.

Deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that future taxable profit will be available against which the temporary differences can be utilized.

Deferred income tax is provided on temporary differences arising from investments in subsidiaries, associates and joint ventures, except where the timing of the reversal of the temporary difference can be controlled and it is probable that the temporary difference will not reverse in the foreseeable future.

Deferred income tax assets and liabilities can be offset only when they both relate to the same legal tax authority.

5.14 Deferred Remuneration under Agreement

According to the conditions in the Gas Sales Agreement of Arthit project, the Company has an obligation to make a payment to the buyer (PTT) in its operation. The remuneration is classified as non-current asset, reported under the caption "Deferred Remuneration under Agreement", and is amortized over the contract life using the straight-line method.

5.15 Borrowings

The Group records its borrowings at the fair value of the proceeds received, net of transaction costs incurred.

Borrowings are classified as current liabilities unless the Group has an unconditional right to defer the settlement of the liability for at least 12 months after the balance sheet date.

5.16 Leases

• Leases - where a Group company is the lessee

Leases of property, plant and equipment which substantially transfer all the risks and rewards of ownership to the lessee are classified as finance leases. Finance leases are capitalized at the inception of the lease at the lower of the fair value of the leased property or the present value of the minimum lease payments. Each lease payment is allocated to the principal and to the finance charges so as to achieve a constant interest rate on the finance balance outstanding. The outstanding rental obligations, net of finance charges, are included in liabilities. The interest element of the finance cost is charged to the statement of income over the lease period so as to achieve a constant periodic rate of interest on the remaining balance of the liability for each period. The property, plant and equipment acquired under finance leases are depreciated over the shorter period of the useful life of the asset or the lease term.

Leases not transferring a significant portion of the risks and rewards of ownership to the lessee are classified as operating leases. Payments made under operating leases are charged to the statement of income on a straight-line basis over the lease period.

When an operating lease is terminated before the lease period has expired, any payment required to be made to the lessor by way of penalty is recognized as an expense in the period in which termination takes place.

• Leases - where a Group company is the lessor

Assets leased out under operating leases are included in property, plant and equipment in the balance sheets. They are depreciated over their expected useful lives on a basis consistent with other similar property, plant and equipment owned by the Group. Rental income is recognized on a straight-line basis over the lease term.

5.17 Employee Benefits

The Group's employees have become members in the following provident funds: "Employee of PTTEP Registered Provident Fund", "Employee of PTTEP Registered Provident Fund 2", "Sinsataporn Registered Provident Fund", "TISCO Ruamtun 1 Registered Provident Fund" and "TISCO Ruamtun 2 Registered Provident Fund".

The provident funds are funded by payments from employees and from the Group which are held in a separate trustee-administered fund. The Group contributes to the funds at a rate of 3% - 15% of the employees' salaries which are charged to the statement of income in the period to which the contributions relate.

This obligation in respect of employees' retirement benefits is presented in the balance sheets under the provision for employee benefits as discussed in Note 26. In addition, the transitional liabilities will be amortized as expenses in the statement of income on a straight-line basis over 5 years.

The Group's obligation in respect of the retirement benefit plans is calculated by estimating the amount of future benefits that employees will have earned in return for their services to the Company and subsidiaries in the current period and in future periods. Such benefits are discounted to the present value using the rate of government bond yields. The calculation is performed by an independent actuary using the Projected Unit Credit Method.

When the benefits under the plans change, the portion of the increased benefits relating to the past services of employees is recognized in the statement of income on a straight-line basis over the average remaining period until the benefits become vested.

Salaries, wages, bonuses and contributions to the social security and provident funds are recognized as expenses when incurred.

5.18 Provisions

Provisions, excluding the provisions for employee benefits, are recognized when the Group has a present legal or constructive obligation as a result of past events and it is probable that an outflow of resources will be required to settle the obligation and a reliable estimate of the amount can be made. Where the Group expects a provision to be reimbursed, for example under an insurance contract, the reimbursement is recognized as a separate asset when the reimbursement is virtually certain.

Provisions for Decommissioning Costs

The Group records a provision for decommissioning costs whenever it is probable that there is an obligation as a result of a past event and the amount of that obligation is reliable.

The Group recognizes provision for decommissioning costs, which is provided at the onset of completion of the project, for the estimate of the eventual costs that relate to the removal of the production facilities. These costs are included as part of the oil and gas properties and are amortized based on proved reserves on a unit of production basis. The estimates of decommissioning costs are determined based on reviews and estimates by the Group's own engineers and managerial judgment.

5.19 Capital Risk Management

The Group's objectives when managing capital are to safeguard the Group's ability to continue as a going concern in order to provide returns to shareholders and benefits to other stakeholders and to maintain an optimal capital structure to reduce the cost of capital.

5.20 Reserve for Expansion

The Group has a reserve for expanding its investments in new projects in the exploration phase, which is generally susceptible to high risk, and for finding additional petroleum reserves. The reserve for expansion is set aside at no more than 35% of the net taxable income from its exploration and production activities.

5.21 Income Recognition

Sales are recognized upon delivery of products and customer acceptance.

Service income from gas pipeline construction is recognized on the percentage of completion basis.

Interest income is recognized on a time proportion basis, taking into account the effective yield on the asset.

Revenues other than those mentioned above are recognized on an accrual basis.

5.22 Deferred Income under Agreements (Take-or-Pay)

Under Gas Sales Agreements, the Group has obligations to supply minimum quantities of gas to a customer in each contract year. If in any contract year, the customer has not taken the minimum quantities of gas according to the Gas Sales Agreements, customer shall pay for quantities of gas not taken (Take-or-Pay). Should the customer be unable to take the minimum contracted quantities in a given year, the volume of gas that the customer has paid for but has not taken in that year (Make-up) can be taken free of charge in subsequent years. Payments received in advance under these agreements are recognized as deferred income. This deferred income is recognized in the statement of income when the gas is subsequently taken. (For details, please refer to Note 28)

The Group made prepayments to the government of Myanmar for royalty related to cash received in advance under Take-or-Pay Agreement. The prepayment will be expensed when the gas is subsequently taken by the customers. (For details, please refer to Note 21)

5.23 Income Taxes

The Group's expenditures and revenues for tax purposes comprise:

- Current period tax which is calculated in accordance with the Petroleum Income Tax Act, B.E. 2514 and Amendment B.E. 2532 and the Revenue Code
- Income tax in the Union of Myanmar
- Income tax in the Socialist Republic of Vietnam
- Corporate income tax in Australia
- Petroleum Resource Rent Tax in Australia
- Corporate income tax in the Sultanate of Oman
- Corporate income tax in Canada
- Corporate income tax in Netherlands
- Deferred income taxes, which are calculated as disclosed in Note 20.

5.24 Earnings per Share

Basic earnings per share are calculated by dividing the net income attributable to shareholders by the weighted average number of ordinary shares in issue during the year.

Diluted earnings per share are calculated by dividing the net income attributable to shareholders by the weighted average number of ordinary shares in issue during the year, adjusted with dilutive potential ordinary shares. The Company assumes that all dilutive potential ordinary shares are converted into ordinary shares in the earning per share calculation.

5.25 Segment Reporting

The segment details are primarily presented by the business operations and secondly by the geographical areas.

Business segments refer to parts of an entity that carry out business activities that are subject to risks and returns different from those of other business segments. Geographical segments refer to parts of an entity that carry out business operations within a particular economic environment that are subject to risks and returns different from those of components operating in other economic environments.

5.26 Financial Instruments

The Group classifies its financial assets into 4 categories:

- (1) At fair value through statement of income
- (2) Held-to-maturity
- (3) Loans and receivables, and:
- (4) Available for sale

The classification depends on the purpose for which the financial assets were acquired.

Financial liabilities are classified as either (1) at fair value through statement of income, or (2) at amortized cost.

Financial assets and financial liabilities are recognized initially at fair value. In case of financial assets or financial liabilities are not initially recognized at fair value through statement of income, they are recognized using transaction price plus directly attributable transaction costs of such financial assets or financial liabilities.

The subsequent measurement of financial assets or financial liabilities depends on their classification.

Loan and receivables, and held-to-maturity investment, including financial liabilities measured at amortised cost are initially recognized at fair value, normally being the transaction cost and are subsequently measured at amortised cost using the effective interest method with gains or losses recognized in the statement of income.

Impairment of financial assets

The Group assesses at each balance sheet date whether a financial asset or group of financial assets is impaired. If there is objective evidence that an impairment loss has been incurred, the amount at loss is measured as the difference between future cash flows discounted at the financial assets original effective interest rate and is recognized in the statement of income.

Derivative financial instruments and hedging

The Group recognized derivative financial instruments at fair value with changes in the fair value recognize in the statement of income.

For instruments which the Group wishes to claim for hedge accounting, the hedging instrument effectiveness portion is offset against the hedged item's fair value. The change in fair value of a hedge derivative as well as the change in the fair value of the hedged item attributable to the risk being hedged are recognize in the statement of income.

For cash flow hedges, the effective portion of the gain or loss on the hedging instrument is recognized within other comprehensive income. Amounts taken to other comprehensive income are transferred to the statement of income when the hedged transaction affects profit or loss. The ineffective portion is immediately recognized in the statement of income when incurred.

6. Major Estimates and Assumptions

In order to prepare the financial statements in conformity with the accounting standards, management is required to use estimates and assumptions which impact assets, liabilities, revenues and expenses. The data relating to the major assumptions and uncertainties in the estimate which may have an impact on the carrying amount of assets, liabilities, revenues and expenses presented in the financial statements are as follows:

Estimate for Oil and Gas Reserves

Oil and gas reserves are key elements in the Group's investment decision-making process which is focused on generating value. They are also important elements in testing for impairment. Changes in proved oil and gas reserves will also affect the present value of the net cash flows and the unit-of-production depreciation.

Proved reserves are the estimated quantities of petroleum that geological and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions including government rules and regulations. The proved reserves have to be examined and assessed annually by the Group's geologists and reservoir engineers.

Exploration Costs

Capitalized exploration drilling costs more than 12 months old are expensed unless (1) proved reserves are booked or (2) they have found commercially producible quantities of reserves and they are subject to further exploration or appraisal activity. In making decisions about whether to continue capitalizing exploration drilling costs for a period longer than 12 months, it is necessary to make judgments about the satisfaction of each condition in the present event. If there is a change in one of these judgments in a subsequent period, the related capitalized exploration drilling costs would be expensed in that period.

Impairment of Assets

Value in use of assets under consideration for impairment is assessed by the estimate for the discounted future cash flows. Expected future cash flows are based on management's estimates in relation to the future selling price, demand and supply in the market, margin rate and estimated future production volume. Expected future production volumes, which include both proved reserves as well as volumes that are expected to constitute proved reserves in the future, are used for impairment testing because the Group believes this is the most appropriate indicator of expected future cash flows, used as a measure of value in use. The discounted rate for the impairment testing reflects the current market assessment of the time value of money and the risk specific to the assets for which the future cash flow estimates have not been adjusted.

Goodwill and Intangible Assets

For recognition and measurement of goodwill and intangible assets as of acquisition date including subsequent impairment testing, management uses estimated future cash flow from assets or cash-generating unit and appropriate discount rate for present value of future cash flow calculation.

Income Tax

The Group is subject to income taxes in numerous jurisdictions. Significant judgment is required in determining the worldwide provision for income taxes due to the fact that there are many transactions and calculations for which the ultimate tax determination is uncertain during the ordinary course of business. The Group recognizes liabilities for anticipated tax based on estimates of whether additional taxes will be due. Where the final tax outcome of these matters is different from the amounts that were initially recorded, such differences will affect the income tax and deferred tax provisions in the period in which such determination is made.

Deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that future taxable profits will be available against which the temporary differences can be utilized. Management is required to make an estimate of the number of the deferred income tax assets that should be recognized by considering the assumption about the probable future tax benefits in each period. There may be uncertainty associated with the assumption used for the future taxable income in terms of whether any change will affect the recognition of the deferred tax asset.

Lease

In considering whether a lease agreement is an operating lease or a finance lease, management has exercised judgment in assessing terms and conditions of the agreement to ensure whether the risks and rewards of assets are transferred to the Group or not.

Employee Retirement Plans

The Group's obligation regarding the retirement benefit plans is calculated by estimating the amount of future benefits that employees will have earned in return for their services to the Company and subsidiaries in the current and in future periods. The calculation is performed by an independent actuary using the Projected Unit Credit Method and the relevant assumptions which include financial and demographic assumptions as disclosed in Note 26.

When the benefits under the plans change, the portion of the increased benefits relating to the past services of employees is recognized in the statement of income on a straight-line basis over the average remaining period until the benefits become vested. The expense is recognized immediately in the statement of income when the benefits are paid.

Provisions

The provisions are recognized by the Group and presented in the balance sheets when there is an obligation as a result of a past event and there is the possibility that the company will have to pay its beneficial assets for such an obligation when the amount can be reliably calculated. The Group records a provision for decommissioning costs whenever it is probable that there would be an obligation of a reliable amount as a result of a past event. The Group recognizes provision for decommissioning costs, which is provided at the onset of completion of the project, for the estimate of the eventual costs that relate to the removal of the production facilities. These costs are included as part of the oil and gas properties and are amortized based on proved reserves on a unit of production basis. The estimates of decommissioning costs are determined based on reviews and estimates by the Group's engineers and managerial judgment.

The provisions are based on the current situation such as regulations, technologies and prices. The actual results could differ from these estimates as future confirming events occur.

7. Business Acquisition

On November 22, 2010, the Group entered into a Partnership Unit Sale Agreement with Statoil Canada Ltd. and Statoil Canada Holdings Corp., a subsidiary of Statoil ASA (Statoil), to acquire 40% participation interest in the Partnership of Statoil Canada Partnership (SCP). The Partnership Unit Sale Agreement became into effective on January 21, 2011. The 40% participation interest is retrospectively effective from January 1, 2011.

During the fiscal year 2011, the Group obtained additional information from Statoil Canada Limited on the additional tax benefits from such acquisition which resulted in an increase of tax benefit, net of US Dollar 7.13 million and consequently reduce the deferred tax liability from this acquisition of US Dollar 1.78 million or Baht 53.76 million. In addition, the Group and Statoil Canada Limited agreed on the Final Post Closing Adjustment which resulted in a decrease in the purchase price of US Dollar 0.6 million or Baht 18.21 million. As a result of these transactions, goodwill from acquisition, net is increased of US Dollar 2.39 million or Baht 71.91 million summaries of net assets acquired and goodwill are as follow:

Details of acquired net assets and goodwill are presented in US Dollar and Thai Baht* as follows:

	Unit: Million US Dollar	Unit: Million Baht
Total purchase consideration (Cash)	2,276.84	68,649.63
Fair value of net assets acquired	1,940.03	58,494.31
Goodwill (Note 18)	336.81	10,155.32

Assets and liabilities from the business acquisition are as follows:

	Unit: Million US Dollar Fair value	Unit: Million Baht Fair value
Cash and cash equivalents	45.28	1,365.19
Trade accounts receivable	0.94	28.33
Working capital from co-venturers	1.09	32.83
Inventories	4.63	139.76
Other current assets	0.50	15.02
Property, plant and equipment, net	1,398.21	42,157.81
Intangible assets, net	1,140.57	34,389.67
Trade accounts payable	(21.84)	(658.30)
Working capital to co-venturers	(15.42)	(464.97)
Deferred income tax liabilities	(607.33)	(18,311.95)
Provision for decommissioning costs	(6.60)	(199.08)
Net assets	1,940.03	58,494.31
Goodwill	336.81	10,155.32
Total purchase consideration	2,276.84	68,649.63
<u>Less:</u> Cash and cash equivalents	45.28	1,365.19
Deposit for the purchase of partnership units	342.00	10,311.74
Cash used in business acquisition	1,889.56	56,972.70

* US Dollar was equivalent to Thai Baht at the weighted average exchange rate announced by the Bank of Thailand of Baht 30.1513 per US Dollar at December 30, 2010.

8. Cash and Cash Equivalents

Cash and cash equivalents comprised:

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Cash on hand and at banks	885.19	1,905.50	28,052.58	57,453.19
Cash equivalents				
- Fixed deposits	53.02	73.98	1,680.43	2,230.64
- Treasury bills	412.32	-	13,066.89	-
Total	1,350.53	1,979.48	42,799.90	59,683.83

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Cash on hand and at banks	338.48	1,371.15	10,726.88	41,342.04
Cash equivalents				
- Fixed deposits	50.65	71.98	1,605.32	2,170.12
- Treasury bills	355.80	-	11,275.68	-
Total	744.93	1,443.13	23,607.88	43,512.16

The interest rate on saving deposits held at call with banks for the year ended 31 December 2011 is 0.11% - 4.25% per annum (2010: interest rate 0.04% - 4.50% per annum).

The interest rate on fixed deposits with banks for the year ended 31 December 2011 is 0.56% - 6.00% per annum (2010: interest rate 0.33% - 5.00% per annum).

The interest rate on treasury bills for the year ended 31 December 2011 is 1.77% - 3.42% per annum (2010: interest rate 1.11% - 1.75% per annum).

9. Trade Account Receivable - Parent Company

Trade account receivable - parent company comprised:

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Sales of petroleum products	448.69	281.57	14,219.63	8,489.82
Gas pipeline construction service	35.04	36.83	1,110.41	1,110.43
Sales of topside equipment on platform	0.47	9.75	14.85	294.00
Total	484.20	328.15	15,344.89	9,894.25

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Sales of petroleum products	257.43	161.67	8,158.43	4,874.70
Gas pipeline construction service	35.04	36.83	1,110.41	1,110.43
Sales of topside equipment on platform	0.47	9.75	14.85	294.00
Total	292.94	208.25	9,283.69	6,279.13

Outstanding trade accounts receivable - parent company as at 31 December 2011 and 2010 can be analysed by aged on the basis of due dates as follows:

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Not yet due	441.78	273.87	14,000.48	8,257.45
Past due				
- Up to 3 months	-	9.75	-	294.00
- 3 - 6 months	0.16	-	5.11	-
- 6 - 12 months	42.26	44.53	1,339.30	1,342.80
Total	484.20	328.15	15,344.89	9,894.25

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Not yet due	254.35	157.91	8,060.78	4,761.30
Past due				
- Up to 3 months	-	9.75	-	294.00
- 3 - 6 months	-	-	-	-
- 6 - 12 months	38.59	40.59	1,222.91	1,223.83
Total	292.94	208.25	9,283.69	6,279.13

10. Trade Accounts Receivable

Trade accounts receivable comprised:

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Statoil Canada Ltd.	47.93	-	1,518.90	-
Myanmar Oil and Gas Enterprise	29.00	26.17	919.15	788.99
Vitol Asia PTE Limited	38.37	-	1,216.14	-
Extap (Exxonmobile Asia Pacific Pte)	10.59	-	335.46	-
Chevron Product Company	9.42	10.31	298.42	311.00
Binh Son Refining & Petrochemical Co.,Ltd.	9.00	-	285.18	-
Star Petroleum Refining Co., Limited	2.03	8.20	64.37	247.39
Electricity Generating Authority of Thailand	1.61	1.17	51.04	35.39
Ministry of Oil and Gas (Oman)	1.34	1.37	42.48	41.23
Chevron U.S.A. INC.	0.79	-	25.05	-
Shell International Eastern Trading Company	-	7.42	-	223.58
Mercuria Energy Trading SA	-	6.62	-	199.51
Others	0.07	0.08	2.40	2.44
Total	150.15	61.34	4,758.59	1,849.53

Unit : Million US Dollar

Unit: Million Baht

	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Star Petroleum Refining Co., Limited	2.03	2.29	64.37	68.99
Electricity Generating Authority of Thailand	0.40	0.29	12.76	8.85
Others	0.02	0.02	0.60	0.61
Total	2.45	2.60	77.73	78.45

Outstanding trade accounts receivable as at 31 December 2011 and 2010 can be analysed by aged on the basis of due dates as follows:

Unit : Million US Dollar

Unit: Million Baht

	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Not yet due	150.15	61.19	4,758.59	1,844.88
Past due				
- Up to 3 months	-	-	-	-
- 3 - 6 months	-	-	-	-
- 6 - 12 months	-	0.15	-	4.65
Total	150.15	61.34	4,758.59	1,849.53

Unit : Million US Dollar

Unit: Million Baht

	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Not yet due	2.45	2.60	77.73	78.45
Past due				
- Up to 3 months	-	-	-	-
- 3 - 6 months	-	-	-	-
- 6 - 12 months	-	-	-	-
Total	2.45	2.60	77.73	78.45

11. Other Accounts Receivable

At December 31, 2011, other accounts receivable amounted to US Dollar 201.90 million or Baht 6,398.35 million. This amount is included other accounts receivable from PTTEP International (PTTEPI)'s entering in to a Joint Operating Agreement in the Myanmar Zawtika project with Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE). As a result of the agreement, MOGE hold 20% participation interest in the project and has liabilities to pay the actual expenditures of the participation interest amounted to US Dollar 126.33 million or Baht 4,003.70 million. For details of the Myanmar Zawtika project, please refer to Note 40 of the financial statements.

12. Materials and Supplies, Net

Materials and supplies, net as at December 31, 2011 and 2010 comprised:

Unit : Million US Dollar

Unit: Million Baht

	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Materials and supplies-at cost	272.57	241.19	8,638.18	7,272.25
Provision for obsolescence	(1.44)	(1.89)	(45.74)	(57.19)
Materials and supplies, net	271.13	239.30	8,592.44	7,215.06

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Materials and supplies-at cost	106.72	97.55	3,382.19	2,941.27
Provision for obsolescence	(0.43)	(0.81)	(13.64)	(24.54)
Materials and supplies, net	106.29	96.74	3,368.55	2,916.73

13. Other Current Assets

As at December 31, 2011, the majority of other current assets totalling to US Dollar 103 million or Baht 3,256 million was the Group's advance payment for the construction contracts.

14. Significant transactions with related parties

Significant transactions with related parties are summarized as follows:

14.1 Revenues and Expenses with Related Parties

Significant transactions with related parties for the years ended December 31, 2011 and 2010 are as follows:

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Parent company - PTT Public Company Limited (PTT)				
Sales revenue (world market reference price)	4,596.90	3,814.03	140,106.39	120,817.09
Amortization of deferred remuneration under agreement	1.75	1.76	53.31	55.99
Subsidiaries, associates and jointly controlled entities				
Interest income	0.82	0.61	25.09	19.15
Rental expenses	14.57	10.79	443.81	339.00
Management's Remuneration				
Director's remuneration	1.71	1.80	53.10	54.90
Senior management's remuneration *	2.86	4.11	87.07	130.56

	Unit : Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Parent company - PTT Public Company Limited (PTT)				
Sales revenue (world market reference price)	3,002.86	2,614.67	91,530.67	82,832.49
Amortization of deferred remuneration under agreement	1.75	1.76	53.31	55.99
Subsidiaries, associates and jointly controlled entities				
Interest income	107.74	61.78	3,286.08	1,959.81
Management and service fees	0.32	0.32	9.92	10.22
Rental expenses	14.57	10.79	443.81	339.00
Management's Remuneration				
Director's remuneration	1.71	1.80	53.10	54.90
Senior management's remuneration *	2.86	4.11	87.07	130.56

* Exclusive of the remuneration for senior management seconded to PTT Public Company Limited.

14.2 Long-term Loans to Related Parties

Long-term loans to related parties comprised:

Loans to	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Associates				
EnCo	18.30	19.24	580.00	580.01
ShoreAir	0.19	0.46	5.82	13.82
Total	18.49	19.70	585.82	593.83

Loans to	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Subsidiaries				
PTTEPI	992.32	1,124.24	31,447.76	33,897.37
PTTEPO	2,088.77	875.10	66,195.81	26,385.39
PTTEP Services	2.06	2.53	65.22	76.20
Associates				
EnCo	18.30	19.24	580.00	580.01
Total	3,101.45	2,021.11	98,288.79	60,938.97

Movements in the long-term loans to related parties for the years period ended December 31, 2011 are as follows:

	Unit: Million US Dollar	Unit: Million Baht
	Consolidated	Consolidated
Balance as at January 1, 2011	19.70	593.83
Addition	-	-
Repayment	(0.27)	(8.37)
Currency translation differences	(0.94)	0.36
Balance as at December 31, 2011	18.49	585.82

	Unit: Million US Dollar	Unit: Million Baht
	The Company	The Company
Balance as at January 1, 2011	2,021.11	60,938.97
Addition	3,725.01	113,582.19
Repayment	(2,574.67)	(78,506.19)
Currency translation differences	(70.00)	2,273.82
Balance as at December 31, 2011	3,101.45	98,288.79

The Company has loans to subsidiaries with an interest rate of 3.46% - 3.86% per annum (2010: interest rate 3.46% - 3.73% per annum). The subsidiaries shall occasionally repay the loans. In addition, the Company provided loans to an associate with an interest rate of 3.90% - 4.60% per annum (2010: interest rate 3.15% - 3.60% per annum).

15. Investments in Subsidiaries, Associates and Jointly Controlled Entities

15.1 Details of subsidiaries, associates, and jointly controlled entities

Unit: Million US Dollar

Company	Registered country	Type of business	Paid-in capital		Shareholding by	Percentage of interest		Investments				Dividends for the years ended	
			Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Cost Method		Equity Method		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
								Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		
Subsidiary Companies													
PTTEP International Limited (PTTEPI)	Thailand	Petroleum	516.38	516.38	PTTEP	100%	100%	516.38	516.38	1,496.57	1,199.22	-	-
PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO)	Cayman Islands	Petroleum	0.007	0.007	PTTEP	75%	75%	0.005	0.005	855.68	717.45	-	-
					PTTEPI	25%	25%	0.002	0.002	285.23	240.60	-	-
PTTEP Southwest Vietnam Company Limited (PTTEP SV)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(10.65)	(9.16)	-	-
PTTEP Kim Long Vietnam Company Limited (PTTEP KV)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(17.25)	(15.25)	-	-
PTTEP Hoang-Long Company Limited (PTTEP HL)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(166.23)	(221.84)	-	-
PTTEP Hoan-Vu Company Limited (PTTEP HV)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(37.91)	(41.53)	-	-
PTTEP Oman Company Limited (PTTEP OM)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(85.08)	(87.40)	-	-
PTTEP Algeria Company Limited (PTTEP AG)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(103.88)	(90.83)	-	-
PTTEP (Thailand) Limited (PTTEPT) ¹	Thailand	Petroleum	2.54	2.54	PTTEPI	100%	100%	2.54	2.54	(2.96)	(2.51)	-	-
PTTEP Services Limited (PTTEP Services)	Thailand	Services	0.03	0.03	PTTEP	25%	25%	0.01	0.01	0.005	0.031	-	-
					PTTEPI	75%	75%	0.04	0.04	3.06	1.68	-	-
PTTEP Siam Limited (PTTEPS)	Thailand	Petroleum	4.00	4.00	PTTEP	51%	51%	99.79	99.79	162.98	184.41	144.86	127.34
					PTTEPO	49%	49%	95.18	95.18	130.88	151.47	139.17	122.35
PTTEP Iran Company Limited (PTTEP IR)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP OM	100%	100%	0.05	0.05	(74.98)	(71.47)	-	-
PTTEP Merangin Company Limited (PTTEPM) ²	Cayman Islands	Petroleum	-	0.05	PTTEPO	100%	100%	-	0.05	-	(14.99)	-	-
PTTEP Bahrain Company Limited (PTTEP BH)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP OM	100%	100%	0.05	0.05	(16.10)	(13.09)	-	-
PTTEP Holding Company Limited (PTTEPH)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(394.19)	(77.27)	-	-
PTTEP Indonesia Company Limited (PTTEP ID)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(97.65)	(20.87)	-	-
PTTEP Bengara I Company Limited (PTTEPB)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(10.75)	(9.01)	-	-
PTTEP Thai Projects Company Limited (PTTEP TP) ³	Thailand	Petroleum	-	0.03	PTTEPT	100%	100%	-	0.03	-	(0.73)	-	-
PTTEP Andaman Limited (PTTEP A)	Thailand	Petroleum	0.007	0.007	PTTEPS	100%	100%	0.007	0.007	(0.002)	0.002	-	-
PTTEP Egypt Company Limited (PTTEP EG)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(43.12)	(34.60)	-	-
PTTEP Rommana Company Limited (PTTEPR)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP EG	100%	100%	0.05	0.05	(10.48)	(7.01)	-	-
PTTEP Sidi Abd El Rahman Company Limited (PTTEP SAER)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP EG	100%	100%	0.05	0.05	(32.55)	(27.51)	-	-

Unit: Million US Dollar

Company	Registered country	Type of business	Paid-in capital		Shareholding by	Percentage of interest		Investments				Dividends for the years ended		
			Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Cost Method		Equity Method		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	
								Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010			
Subsidiary Companies														
PTTEP Australia Pty Limited (PTTEP AU) *	Australia	Petroleum	0.45	0.45	PTTEPH	100%	100%	0.45	0.45	(58.06)	(48.39)	-	-	
PTTEP Bangladesh Limited (PTTEP BD)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(10.87)	(10.48)	-	-	
PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA) ^{4, 10}	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	0.03	0.04	-	-	
PTTEP New Zealand Limited (PTTEP NZ)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(13.27)	(17.70)	-	-	
PTTEP Semai II Limited (PTTEP SM)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(69.93)	(8.33)	-	-	
PTTEP Australia Perth Pty Limited (PTTEP AP) *	Australia	Petroleum	0.04	0.04	PTTEPH	100%	100%	0.04	0.04	30.18	56.54	-	-	
Andaman Transportation Limited (ATL)	Cayman Islands	Gas pipeline	0.05	0.05	PTTEPO	100%	100%	0.05	0.05	(7.49)	0.04	-	-	
		Transportation												
PTTEP International Holding Company Limited (PTTEP IH)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(200.96)	(1.42)	-	-	
PTTEP Southwest Vietnam Pipeline Company Limited	Cayman Islands	Gas pipeline	0.05	0.05	PTTEPH	100%	100%	0.05	0.05	(0.04)	0.04	-	-	
(PTTEP SVPC)		Transportation												
PTTEP FLNG Holding Company Limited (PTTEP FH)	Hong Kong	Petroleum	0.001	0.001	PTTEP IH	100%	100%	0.001	0.001	(6.79)	(0.03)	-	-	
JV Shore Base Limited (JV Shore Base) ^{8, 9, 10}	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP IH	100%	100%	0.05	0.05	0.04	0.04	-	-	
PTTEP Netherland Holding Limited (PTTEP NL)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP IH	100%	100%	0.05	0.05	(192.10)	(1.35)	-	-	
JV Marine Limited (JV Marine) ⁶	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP IH	100%	100%	0.05	0.05	(0.12)	0.04	-	-	
PTTEP South Mandar Limited (PTTEP SMD)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(1.76)	(1.12)	-	-	
PTTEP South Sageri Limited (PTTEP SS)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(1.74)	(0.63)	-	-	
PTTEP Sadang Limited (PTTEP SD)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(2.82)	(0.43)	-	-	
PTTEP Malunda Limited (PTTEP ML)	Cayman Islands	Petroleum	0.05	0.05	PTTEP ID	100%	100%	0.05	0.05	(10.34)	(1.07)	-	-	
PTTEP Netherlands Coöperatie U.A. (PTTEP NC) ¹⁰	Netherlands	Petroleum	1,000.05	0.05	PTTEP IH	0.00005%	1%	0.0005	0.0005	(1.85)	(0.005)	-	-	
PTTEP Canada Limited (PTTEP CA) ¹⁰	Canada	Petroleum	1,000.05	0.05	PTTEP NL	99.99995%	99%	1,000.05	0.0495	816.42	(0.47)	-	-	
PTTEP Canada International Finance Limited (PTTEP CIF) ¹⁰	Canada	Petroleum	0.05	-	PTTEP NC	100%	100%	1,000.05	0.05	817.17	(0.48)	-	-	
PTTEP MEA Limited (PTTEP MEA) ¹⁰	Cayman Islands	Petroleum	0.05	-	PTTEP NC	100%	-	0.05	-	(3.57)	-	-	-	
Associated Companies														
Energy Complex Company Limited (EnCo)	Thailand	Commerce	49.58	49.58	PTTEP	50%	50%	24.79	24.79	21.78	20.79	-	-	
PTT ICT Solutions Company Limited (PTT ICT)	Thailand	Services	3.94	3.94	PTTEP	20%	20%	0.79	0.79	2.18	1.03	-	-	
PTTEP AP's Associates ⁷	Australia	Services	0.97	0.97	PTTEP AAO	50%	50%	0.48	0.48	2.97	2.78	-	-	

Unit: Million US Dollar

Company	Registered country	Type of business	Paid-in capital		Shareholding by	Percentage of interest		Investments				Dividends for the years ended	
			Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Cost Method		Equity Method		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
								Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		
Jointly Controlled Entities													
Carigali - PTTEPI Operating Company Sdn Bhd. (CPOC)	Malaysia	Petroleum	0.10	0.10	PTTEPI	50%	50%	0.05	0.06	0.06	-	-	-
	Bermuda	Gas pipeline	0.03	0.03	PTTEPO	25.5%	25.5%	0.008	0.008	61.34	97.74	83.39	83.39
Moattama Gas Transportation Company (MGTC)		Transportation											
	Cayman Islands	Gas pipeline	0.10	0.10	PTTEPO	19.3178%	19.3178%	8.01	8.01	44.14	67.05	53.98	53.98
Orange Energy Limited (Orange)	Thailand	Petroleum	4.00	4.00	PTTEPO	53.9496%	53.9496%	329.77	329.77	195.39	70.13	64.74	64.74
	Thailand	Petroleum	4.40	4.40	PTTEPO	25.0009%	25.0009%	109.95	109.95	52.68	30.42	31.50	31.50
PTT FLNG Limited (PTT FLNG)	Hong Kong	Petroleum	0.0006	0.0007	PTTEP FH	50%	50%	0.0006	0.0007	(6.77)	-	-	-
Erawan 2 FSO Bahamas Limited (Erawan 2)	Bahamas	Petroleum	0.0001	-	JV Marine	13.11%	-	11.67	-	11.74	-	-	-
KKD Oil Sands Partnership (KOSP) ⁸	Canada	Petroleum	3,966.47	-	PTTEP CA	40%	-	2,067.58	-	2,099.95	-	-	-
Leismer Aerodrome Limited (LAL)	Canada	Services	21.17	-	PTTEP CA	40%	-	7.40	-	7.52	-	-	-
Groupement Bir Seba (GBRS)	Algeria	Petroleum	-	-	PTTEP AG	35%	-	-	-	-	-	-	-

Relationship: The Company directly or indirectly holds the shares in subsidiaries, associates, and jointly controlled entities. Subsidiaries' management teams are from the Company.

¹ As at December 24, 2010, PTTEPT has registered for the dissolution with the Ministry of Commerce and is in the process of liquidation.

² As at December 29, 2011 PTTEP Merangin Company Limited (PTTERM) has registered for the dissolution with the Government of Cayman Island.

³ As at November 29, 2010, PTTEP TP has registered for the dissolution with the Ministry of Commerce and as at November 29, 2011, PTTEP TP has finished liquidation.

⁴ The name of PTTEP Myanmar Limited (PTTEP MYA) was changed to PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA).

⁵ The name of PTTEP Brazil Holding Limited (PTTEP BR) was changed to JV Shore Base Limited (JV Shore Base).

⁶ As at January 17, 2011, JV Marine Limited entered into an agreement to purchase 13.11% interest in Erawan 2 FSO Bahamas Ltd.

⁷ PTTEP AP's Associates are ShoreAir Pty Ltd and Troughton Island Pty Ltd.

⁸ The name of Statoil Canada Partnership (SCP) was changed to KKD Oil Sands Partnership (KOSP).

⁹ As at December 13, 2011 JV Shore Base Limited entered into an agreement with NST Supply Base Company Limited to purchase 19.5875% interests of NST Supply Based Company Limited. As at February 3, 2012, NST Supply Base Company Limited has increased its registered share capital which resulted in a decrease in the Group's interests to 15.67%

¹⁰ As at December 31, 2011 PTTEP SA, JV Shore Base, PTTEP NC, PTTEP CA, PTTEP CIF, and PTTEP MEA have share receivables.

Company	Registered country	Type of business	Paid-in capital		Shareholding by	Percentage of interest		Investments				Dividends for the years ended		
			Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010				Cost Method		Equity Method		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	
								Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010			
Subsidiary Companies														
PTTEP International Limited (PTTEPI)	Thailand	Petroleum	20,000.00	20,000.00	PTTEP	100%	100%	16,364.82	15,569.64	47,427.95	36,158.14	-	-	-
	Cayman Islands	Petroleum	0.17	0.17	PTTEP	75%	75%	0.16	0.15	27,117.56	21,632.15	-	-	-
PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO)					PTTEPI	25%	25%	0.05	0.05	9,039.37	7,254.26	-	-	-
	Cayman Islands	Petroleum	2.03	2.03	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(337.42)	(276.13)	-	-	-
PTTEP Southwest Vietnam Company Limited (PTTEP SV)	Cayman Islands	Petroleum	2.03	2.03	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(546.56)	(459.71)	-	-	-
PTTEP Kim Long Vietnam Company Limited (PTTEP KV)	Cayman Islands	Petroleum	2.12	2.12	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(5,267.92)	(6,688.74)	-	-	-
PTTEP Hoang-Long Company Limited (PTTEP HL)	Cayman Islands	Petroleum	2.16	2.16	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(1,201.39)	(1,252.10)	-	-	-
PTTEP Hoan-Vu Company Limited (PTTEP HV)	Cayman Islands	Petroleum	2.16	2.16	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(2,696.37)	(2,635.14)	-	-	-
PTTEP Oman Company Limited (PTTEP OM)	Cayman Islands	Petroleum	2.10	2.10	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(3,292.15)	(2,738.57)	-	-	-
PTTEP Algeria Company Limited (PTTEP AG)	Cayman Islands	Petroleum	100.00	100.00	PTTEPI	100%	100%	80.47	76.56	(93.94)	(75.68)	-	-	-
PTTEP (Thailand) Limited (PTTEPT) ¹	Thailand	Petroleum	1.00	1.00	PTTEP	25%	25%	0.20	0.20	0.16	0.92	-	-	-
PTTEP Services Limited (PTTEP Services)	Thailand	Services			PTTEPI	75%	75%	1.40	1.33	96.94	50.65	-	-	-
PTTEP Siam Limited (PTTEPS)	Thailand	Petroleum	100.00	100.00	PTTEP	51%	51%	3,162.50	3,008.82	5,164.91	5,560.06	4,590.03	4,080.02	4,080.02
					PTTEPO	49%	49%	3,016.06	2,869.51	4,147.63	4,566.92	4,409.97	3,919.98	3,919.98
PTTEP Iran Company Limited (PTTEP IR)	Cayman Islands	Petroleum	1.91	1.91	PTTEP OM	100%	100%	1.58	1.51	(2,376.25)	(2,154.88)	-	-	-
PTTEP Merangin Company Limited (PTTEPM) ²	Cayman Islands	Petroleum	2.05	2.05	PTTEPO	100%	100%	-	1.51	-	(451.97)	-	-	-
PTTEP Bahrain Company Limited (PTTEP BH)	Cayman Islands	Petroleum	1.90	1.90	PTTEP OM	100%	100%	1.58	1.51	(510.08)	(394.82)	-	-	-
PTTEP Holding Company Limited (PTTEPH)	Cayman Islands	Petroleum	1.88	1.88	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(12,492.36)	(2,329.74)	-	-	-
PTTEP Indonesia Company Limited (PTTEP ID)	Cayman Islands	Petroleum	1.88	1.88	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(3,094.52)	(629.30)	-	-	-
PTTEP Bengara I Company Limited (PTTEPB)	Cayman Islands	Petroleum	1.88	1.88	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(340.73)	(271.67)	-	-	-
PTTEP Thai Projects Limited (PTTEP TP) ³	Thailand	Petroleum	1.00	1.00	PTTEPT	100%	100%	-	0.88	-	(21.93)	-	-	-
PTTEP Andaman Limited (PTTEP A)	Thailand	Petroleum	0.25	0.25	PTTEPS	100%	100%	0.23	0.22	(0.05)	0.05	-	-	-
PTTEP Egypt Company Limited (PTTEP EG)	Cayman Islands	Petroleum	1.69	1.69	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(1,366.58)	(1,043.35)	-	-	-
PTTEP Rommana Company Limited (PTTEPR)	Cayman Islands	Petroleum	1.69	1.69	PTTEP EG	100%	100%	1.58	1.51	(332.06)	(211.31)	-	-	-
PTTEP Sidi Abd El Rahman Company Limited (PTTEP SAER)	Cayman Islands	Petroleum	1.69	1.69	PTTEP EG	100%	100%	1.58	1.51	(1,031.49)	(829.34)	-	-	-

Company	Registered country	Type of business	Paid-in capital		Shareholding by	Percentage of interest		Investments				Dividends for the years ended	
			Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Cost Method		Equity Method		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
								Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		
Subsidiary Companies													
PTTEP Australia Pty Limited (PTTEP AU) *	Australia	Petroleum	1.53	1.53	PTTEPH	100%	100%	1.43	1.36	(1,839.85)	(1,459.02)	-	-
PTTEP Bangladesh Limited (PTTEP BD)	Cayman Islands	Petroleum	1.67	1.67	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(344.54)	(315.88)	-	-
PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA) ^{4, 10}	Cayman Islands	Petroleum	1.59	1.59	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	1.09	1.18	-	-
PTTEP New Zealand Limited (PTTEP NZ)	Cayman Islands	Petroleum	1.70	1.70	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(420.57)	(533.73)	-	-
PTTEP Senai II Limited (PTTEP SM)	Cayman Islands	Petroleum	1.74	1.74	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(2,216.26)	(251.16)	-	-
PTTEP Australia Perth Pty Limited (PTTEP AP) *	Australia	Petroleum	1.20	1.20	PTTEPH	100%	100%	1.11	1.06	956.51	1,704.62	-	-
Andaman Transportation Limited (ATL)	Cayman Islands	Gas pipeline transportation	1.74	1.74	PTTEPO	100%	100%	1.58	1.51	(237.36)	1.16	-	-
PTTEP International Holding Company Limited (PTTEP IH)	Cayman Islands	Petroleum	1.77	1.77	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(6,368.72)	(42.68)	-	-
PTTEP Southwest Vietnam Pipeline Company Limited (PTTEP SVPC)	Cayman Islands	Gas pipeline transportation	1.64	1.64	PTTEPH	100%	100%	1.58	1.51	(1.19)	1.17	-	-
PTTEP FLNG Holding Company Limited (PTTEP FH)	Hong Kong	Petroleum	0.04	0.04	PTTEP IH	100%	100%	0.04	0.04	(215.31)	(1.02)	-	-
JV Shore Base Limited (JV Shore Base) ^{5, 9, 10}	Cayman Islands	Petroleum	1.61	1.61	PTTEP IH	100%	100%	1.58	1.51	1.15	1.32	-	-
PTTEP Netherlands Holding Limited (PTTEP NL)	Cayman Islands	Petroleum	1.61	1.61	PTTEP IH	100%	100%	1.58	1.51	(6,087.95)	(40.79)	-	-
JV Marine Limited (JV Marine) ⁶	Cayman Islands	Petroleum	1.61	1.61	PTTEP IH	100%	100%	1.58	1.51	(3.94)	1.32	-	-
PTTEP South Mandar Limited (PTTEP SMD)	Cayman Islands	Petroleum	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(55.84)	(33.84)	-	-
PTTEP South Sageri Limited (PTTEP SS)	Cayman Islands	Petroleum	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(55.11)	(18.99)	-	-
PTTEP Sadang Limited (PTTEP SD)	Cayman Islands	Petroleum	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(89.41)	(12.89)	-	-
PTTEP Malunda Limited (PTTEP ML)	Cayman Islands	Petroleum	1.61	1.61	PTTEP ID	100%	100%	1.58	1.51	(327.68)	(32.16)	-	-
PTTEP Netherlands Coöperatie U.A. (PTTEP NC) ¹⁰	Netherlands	Petroleum	31,692.79	1.50	PTTEP IH	0.00005%	1%	0.02	0.02	(58.77)	(0.14)	-	-
PTTEP Canada Limited (PTTEP CA) ¹⁰	Canada	Petroleum	31,692.75	1.47	PTTEP NL	99.99995%	99%	31,692.77	1.49	25,873.29	(14.20)	-	-
PTTEP Canada International Finance Limited (PTTEP CIF) ¹⁰	Canada	Petroleum	1.55	-	PTTEP NC	100%	100%	31,692.75	1.47	25,896.98	(14.38)	-	-
PTTEP MEA Limited (PTTEP MEA) ¹⁰	Cayman Islands	Petroleum	1.56	-	PTTEP	100%	100%	1.61	-	(113.25)	-	-	-
Associated Companies													
Energy Complex Company Limited (EnCo)	Thailand	Commerce	1,800.00	1,800.00	PTTEP	50%	50%	785.61	747.43	690.10	626.70	-	-
PTT ICT Solutions Company Limited (PTT ICT)	Thailand	Services	150.00	150.00	PTTEP	20%	20%	24.97	23.76	69.12	31.20	-	-
PTTEP AP's Associates ⁷	Australia	Services	33.77	33.77	PTTEP AAO	50%	50%	15.21	14.62	94.02	83.86	-	-

Unit: Million Baht

Company	Registered country	Type of business	Paid-in capital		Shareholding by	Percentage of interest		Investments				Dividends for the years ended	
			Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Cost Method		Equity Method		Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
								Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010		
Jointly Controlled Entities													
Carigali - PTTEPI Operating Company Sdn Bhd. (CPOC)	Malaysia	Petroleum	3.68	3.68	PTTEPI	50%	50%	1.53	1.46	1.75	1.71	-	-
	Bermuda	Gas pipeline	0.76	0.76	PTTEPO	25.5%	25.5%	0.24	0.23	1,943.85	1,752.41	3,039.91	2,814.47
Moattama Gas Transportation Company (MGTC)		Transportation											
Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC)	Cayman Islands	Gas pipeline	2.62	2.62	PTTEPO	19.3178%	19.3178%	253.73	241.40	1,398.73	1,344.28	2,085.91	1,821.75
		Transportation											
Orange Energy Limited (Orange)	Thailand	Petroleum	100.00	100.00	PTTEPO	53.9496%	53.9496%	10,450.76	9,942.94	6,192.22	6,047.89	2,227.83	1,993.81
B8/32 Partners Limited (B8/32 Partners)	Thailand	Petroleum	110.00	110.00	PTTEPO	25.0009%	25.0009%	3,484.47	3,315.16	1,669.64	1,842.88	966.54	992.44
PTT FLNG Limited (PTT FLNG)	Hong Kong	Petroleum	0.02	0.02	PTTEP FH	50%	50%	0.02	0.02	(214.51)	(0.74)	-	-
Erawan 2 FSO Bahamas Limited (Erawan 2)	Bahamas	Petroleum	0.003	-	JV Marine	13.11%	-	369.77	-	372.04	-	-	-
KKD Oil Sands Partnership (KOSP) ^a	Canada	Petroleum	127,684.27	-	PTTEP CA	40%	-	65,524.02	-	66,550.01	-	-	-
Leismer Aerodrome Limited (LAL)	Canada	Services	681.63	-	PTTEP CA	40%	-	234.44	-	238.39	-	-	-
Groupement Bir Seba (GBRS)	Algeria	Petroleum	-	-	PTTEP AG	35%	-	-	-	-	-	-	-

Relationship: The Company directly or indirectly holds the shares in subsidiaries, associates, and jointly controlled entities. Subsidiaries* management teams are from the Company.

¹ As at December 24, 2010, PTTEPT has registered for the dissolution with the Ministry of Commerce and is in the process of liquidation.

² As at December 29, 2011 PTTEP Merangin Company Limited (PTTEPM) has registered for the dissolution with the Government of Cayman Island.

³ As at November 29, 2010, PTTEP TP has registered for the dissolution with the Ministry of Commerce and as at November 29, 2011, PTTEP TP has finished liquidation.

⁴ The name of PTTEP Myanmar Limited (PTTEP MYA) was changed to PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA).

⁵ The name of PTTEP Brazil Holding Limited (PTTEP BR) was changed to JV Shore Base Limited (JV Shore Base).

⁶ As at January 17, 2011, JV Marine Limited entered into an agreement to purchase 13.11% interest in Erawan 2 FSO Bahamas Ltd.

⁷ PTTEP AP's Associates are ShoreAir Pty Ltd and Troughon Island Pty Ltd.

⁸ The name of Statoil Canada Partnership (SCP) was changed to KKD Oil Sands Partnership (KOSP).

⁹ As at December 13, 2011 JV Shore Base Limited entered into an agreement with NST Supply Base Company Limited to purchase 19.5875% interests of NST Supply Base Company Limited. As at February 3, 2012, NST Supply Base Company Limited has increased its registered share capital which resulted in a decrease in the Group's interests to 15.67%.

¹⁰ As at December 31, 2011 PTTEP SA, JV Shore Base, PTTEP NC, PTTEP CA, PTTEP CIF, and PTTEP MEA have share receivables.

* Details of PTTEP AU's and PTTEP AP group's subsidiaries are as follows:

Company	Registered country	Percentage of interest
PTTEP Australia Pty Limited (PTTEP AU)'s subsidiaries		
PTTEP Australia Offshore Pty Limited (PTTEP AO)	Australia	100%
PTTEP Australia Perth Pty Limited (PTTEP AP) group's subsidiaries		
PTTEP Australia Browse Basin Pty Limited (PTTEP AB)	Australia	100%
PTTEP Australia International Finance Pty Ltd (PTTEP AIF)	Australia	100%
PTTEP Australasia Pty Limited (PTTEP AA)	Australia	100%
PTTEP Australia Timor Sea Pty Limited (PTTEP AT)	Australia	100%
PTTEP Australasia (Finance) Pty Ltd (PTTEP AAF)	Australia	100%
PTTEP Australasia (Petroleum) Pty Ltd (PTTEP AAP)	Australia	100%
Tullian Pty Ltd (PTTEP AAT)	Australia	100%
PTTEP Australasia (Operations) Pty Ltd (PTTEP AAO)	Australia	100%
PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (PTTEP AAA)	Australia	100%
PTTEP Australasia (Staff) Pty Ltd (PTTEP AAS)	Australia	100%

15.2 Investments in Subsidiaries, Associates, and Jointly Controlled Entities

Changes of investments in subsidiaries and associates which are accounted for using the equity method for the consolidated financial statements and using the cost method for the Company's financial statements are as follows:

Unit: Million US Dollar

Unit: Million Baht

	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Net book value as at the beginning of the year	24.60	25.95	741.76	865.87
Share of net profit (loss) from investment after income taxes	2.42	(1.35)	74.87	(45.83)
Decrease in investment	(0.10)	-	(3.29)	-
Currency translation differences	-	-	39.89	(78.28)
Net book value as at the end of the year	26.92	24.60	853.23	741.76

Unit: Million US Dollar

Unit: Million Baht

	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Net book value as at the beginning of the year	641.77	641.77	19,350.00	21,414.87
Increase in investment	0.05	-	1.58	-
Currency translation differences	-	-	988.26	(2,064.87)
Net book value as at the end of the year	641.82	641.77	20,339.84	19,350.00

15.3 Investments in Subsidiaries

Investments in subsidiaries accounted for using the cost method for the Company's financial statements are as follows:

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
PTTEP International Limited	516.38	516.38	16,364.82	15,569.64
PTTEP Offshore Investment Company Limited	0.005	0.005	0.16	0.15
PTTEP Services Limited	0.01	0.01	0.20	0.20
PTTEP Siam Limited	99.79	99.79	3,162.50	3,008.82
PTTEP MEA Limited	0.05	-	1.58	-
Total	616.24	616.19	19,529.26	18,578.81

15.4 Investments in Associates

Investments in associates accounted for using the equity method for the consolidated financial statements and using the cost method for the Company's financial statements are as follows:

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Energy Complex Company Limited	21.77	20.79	690.10	626.70
PTT ICT Solutions Company Limited	2.18	1.03	69.11	31.20
PTTEP AP group's associates	2.97	2.78	94.02	83.86
Total	26.92	24.60	853.23	741.76

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Energy Complex Company Limited	24.79	24.79	785.61	747.43
PTT ICT Solutions Company Limited	0.79	0.79	24.97	23.76
Total	25.58	25.58	810.58	771.19

Share of assets, liabilities, income and gains (losses) from associates as at December 31, 2011 and 2010 are as follows:

	Unit: Million US Dollar		PTTEP AP group's associates			
			EnCo		ICT	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Assets	121.58	133.02	9.92	8.77	2.61	2.56
Liabilities	96.55	107.95	7.55	7.46	0.43	0.35
Income	19.48	13.00	13.29	7.44	2.34	0.97
Gains (losses)	1.47	(0.89)	1.08	(0.30)	0.29	(0.10)

	Unit: Million Baht		PTTEP AP group's associates			
			EnCo		ICT	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Assets	3,853.03	4,010.69	314.53	264.49	82.68	77.07
Liabilities	3,059.83	3,254.73	239.24	224.88	13.69	10.40
Income	593.85	412.35	405.25	236.11	71.44	30.68
Gains (losses)	44.92	(28.24)	33.08	(9.55)	8.93	(3.08)

15.5 Investments in Jointly Controlled Entities

Investments in jointly controlled entities are recorded in the Company's financial statements using the cost method. The Company presents its share of the assets, liabilities, revenues and expenses of jointly controlled entities, together with similar items, under similar headings in the proportionate consolidated financial statements. The transactions of jointly controlled entities included in the Company's financial statements are as follows:

	CPOC		MGTC		TPC		Orange		B8/32 Partners	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Unit: Million US Dollar										
Statements of financial position :										
Current assets	1.03	6.43	31.67	24.39	19.84	14.83	147.49	107.35	34.50	28.31
Non-current assets	-	-	75.93	80.39	42.94	45.35	154.60	180.29	51.20	56.82
Current liabilities	(0.98)	(6.37)	(0.94)	(0.60)	(1.13)	(0.71)	(75.29)	(67.21)	(22.13)	(16.92)
Non-current liabilities	-	-	(45.32)	(46.05)	(16.56)	(14.21)	(63.48)	(64.27)	(20.17)	(20.25)
Net assets	0.05	0.06	61.34	58.13	45.09	45.26	163.32	156.16	43.40	47.96

	PTT FLNG		Erawan 2		KOSP		LAL		GBRS	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Unit: Million US Dollar										
Statements of financial position :										
Current assets	3.20	0.0006	3.98	-	93.99	-	0.31	-	3.30	-
Non-current assets	-	-	7.93	-	2,541.50	-	7.53	-	-	-
Current liabilities	(3.47)	(0.025)	(0.27)	-	(65.94)	-	(0.32)	-	(3.30)	-
Non-current liabilities	(6.50)	-	-	-	(595.62)	-	-	-	-	-
Net assets	(6.77)	(0.024)	11.64	-	1,973.93	-	7.52	-	-	-

Unit: Million US Dollar

	CPOC		MGTC		TPC For the years ended		Orange		B8/32 Partners	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Statements of income :										
Revenues	-	-	151.47	133.93	101.18	88.28	294.77	272.02	104.51	95.23
Expenses	-	-	(8.93)	(8.77)	(5.43)	(5.50)	(140.29)	(145.79)	(46.24)	(50.93)
Income (loss) before income taxes	-	-	142.54	125.16	95.75	82.78	154.48	126.23	58.27	44.30
Income taxes	-	-	(41.58)	(36.03)	(28.86)	(24.25)	(77.18)	(54.87)	(32.42)	(20.62)
Net income (loss)	-	-	100.96	89.13	66.89	58.53	77.30	71.36	25.85	23.68

Unit: Million US Dollar

	PTT FLNG		Erawan 2		KOSP For the years ended		LAL		GBRS	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Statements of income :										
Revenues	0.15	-	0.001	-	149.99	-	1.76	-	-	-
Expenses	(6.90)	(0.03)	(0.025)	-	(198.30)	-	(1.50)	-	-	-
Income (loss) before income taxes	(6.75)	(0.03)	(0.024)	-	(48.31)	-	0.26	-	-	-
Income taxes	-	-	-	-	11.88	-	-	-	-	-
Net income (loss)	(6.75)	(0.03)	(0.024)	-	(36.43)	-	0.26	-	-	-

Unit: Million Baht

	CPOC		MGTC		TPC		Orange		B8/32 Partners	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Statements of financial position :										
Current assets	32.68	193.74	1,003.74	735.29	628.87	447.08	4,674.03	3,236.85	1,093.31	853.60
Non-current assets	-	-	2,406.17	2,423.77	1,361.02	1,367.38	4,899.31	5,436.00	1,622.57	1,713.10
Current liabilities	(30.93)	(192.03)	(29.91)	(18.20)	(35.94)	(21.44)	(2,385.99)	(2,026.60)	(701.33)	(510.04)
Non-current liabilities	-	-	(1,436.16)	(1,388.45)	(524.86)	(428.57)	(2,011.60)	(1,937.93)	(639.13)	(610.48)
Net assets	1.75	1.71	1,943.84	1,752.41	1,429.09	1,364.45	5,175.75	4,708.32	1,375.42	1,446.18

Unit: Million Baht

	PTT FLNG		Erawan 2		KOSP		LAL		GBRS	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Statements of financial position :										
Current assets	101.35	0.02	126.13	-	2,978.55	-	9.72	-	104.68	-
Non-current assets	-	-	251.37	-	80,543.29	-	238.84	-	-	-
Current liabilities	(109.92)	(0.76)	(8.49)	-	(2,089.81)	-	(10.17)	-	(104.68)	-
Non-current liabilities	(205.99)	-	-	-	(18,875.76)	-	-	-	-	-
Net assets	(214.56)	(0.74)	369.01	-	62,556.27	-	238.39	-	-	-

Unit: Million Baht

	CPOC		MGTC		TPC For the years ended		Orange		B8/32 Partners	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Statements of income :										
Revenues	-	-	4,614.44	4,242.61	3,083.46	2,794.25	8,975.63	8,618.37	3,183.64	3,026.09
Expenses	-	-	(272.53)	(277.85)	(165.75)	(174.70)	(4,277.58)	(4,627.03)	(1,409.77)	(1,617.82)
Income (loss) before income taxes	-	-	4,341.91	3,964.76	2,917.71	2,619.55	4,698.05	3,991.34	1,773.87	1,408.27
Income taxes	-	-	(1,267.48)	(1,140.15)	(879.28)	(767.04)	(2,346.34)	(1,741.59)	(985.22)	(658.67)
Net income (loss)	-	-	3,074.43	2,824.61	2,038.43	1,852.51	2,351.71	2,249.75	788.65	749.60

Unit: Million Baht

	PTT FLNG		Erawan 2		KOSP For the years ended		LAL		GBRS	
	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010	Dec. 31 2011	Dec. 31 2010
Statements of income :										
Revenues	4.70	-	0.04	-	4,584.50	-	53.54	-	-	-
Expenses	(210.89)	(0.76)	(0.78)	-	(6,026.32)	-	(45.72)	-	-	-
Income (loss) before income taxes	(206.19)	(0.76)	(0.74)	-	(1,441.82)	-	7.82	-	-	-
Income taxes	-	-	-	-	358.94	-	-	-	-	-
Net income (loss)	(206.19)	(0.76)	(0.74)	-	(1,082.88)	-	7.82	-	-	-

16. Property, Plant and Equipment, Net

Unit: Million US Dollar

	Consolidated					Total
	Oil and Gas Properties			Pipeline	Others	
	Proved Properties and Related Producing Properties	Support Equipment and Facilities	Decommissioning Costs			
<u>Historical cost</u>						
Balance as at January 1, 2010	9,173.68	108.55	640.13	203.08	90.08	10,215.52
Increase	1,550.85	13.28	110.42	1.48	37.78	1,713.81
Decrease	(40.00)	(1.96)	-	-	(33.76)	(75.72)
Balance as at December 31, 2010	10,684.53	119.87	750.55	204.56	94.10	11,853.61
Acquisition of partnership units	1,383.85	13.82	0.54	-	-	1,398.21
Increase	1,937.94	20.87	37.26	149.27	20.37	2,165.71
Transfer	271.42	-	11.14	-	-	282.56
Decrease	(140.53)	(0.95)	(104.32)	-	(5.20)	(251.00)
Currency translation differences*	(33.27)	(0.28)	(0.23)	-	-	(33.78)
Balance as at December 31, 2011	14,103.94	153.33	694.94	353.83	109.27	15,415.31
<u>Accumulated depreciation</u>						
Balance as at January 1, 2010	(3,699.56)	(72.23)	(225.47)	(77.51)	(48.37)	(4,123.14)
Depreciation for the year	(878.19)	(9.09)	(58.59)	(6.89)	(6.58)	(959.34)
Decrease	2.57	3.30	-	-	30.41	36.28
Balance as at December 31, 2010	(4,575.18)	(78.02)	(284.06)	(84.40)	(24.54)	(5,046.20)
Depreciation for the year	(968.36)	(13.10)	(57.40)	(6.88)	(8.13)	(1,053.87)
Decrease	2.29	0.37	-	-	4.65	7.31
Currency translation differences*	(0.50)	(0.91)	(0.12)	-	-	(1.53)
Balance as at December 31, 2011	(5,541.75)	(91.66)	(341.58)	(91.28)	(28.02)	(6,094.29)
<u>Provision for impairment losses</u>						
Balance as at January 1, 2010	(14.98)	-	-	-	-	(14.98)
Increase	(0.01)	-	-	-	-	(0.01)
Decrease	2.20	-	-	-	-	2.20
Balance as at December 31, 2010	(12.79)	-	-	-	-	(12.79)
Increase	(7.18)	(0.10)	-	-	-	(7.28)
Decrease	(0.04)	-	-	-	-	(0.04)
Balance as at December 31, 2011	(20.01)	(0.10)	-	-	-	(20.11)
Net book value as at December 31, 2010	6,096.56	41.85	466.49	120.16	69.56	6,794.62
Net book value as at December 31, 2011	8,542.18	61.57	353.36	262.55	81.25	9,300.91

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2010

US Dollar 959.34 million

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2011

US Dollar 1,053.87 million

Unit: Million Baht

	Consolidated					Total
	Oil and Gas Properties			Pipeline	Others	
	Proved Properties and Related Producing Properties	Support Equipment and Facilities	Decommissioning Costs			
<u>Historical cost</u>						
Balance as at January 1, 2010	306,123.20	3,622.14	21,360.55	6,776.53	3,005.88	340,888.30
Increase	48,157.83	412.27	3,412.33	44.54	1,161.03	53,188.00
Decrease	(1,206.11)	(61.72)	-	-	(1,036.65)	(2,304.48)
Currency translation differences*	(30,922.48)	(358.51)	(2,142.65)	(653.41)	(292.95)	(34,370.00)
Balance as at December 31, 2010	322,152.44	3,614.18	22,630.23	6,167.66	2,837.31	357,401.82
Acquisition of partnership units	41,724.99	416.68	16.14	-	-	42,157.81
Increase	59,602.49	643.07	1,171.16	4,576.13	623.34	66,616.19
Transfer	8,183.71	-	335.98	-	-	8,519.69
Decrease	(4,393.39)	(29.58)	(3,306.00)	-	(157.04)	(7,886.01)
Currency translation differences*	19,700.45	214.97	1,175.89	469.55	159.23	21,720.09
Balance as at December 31, 2011	446,970.69	4,859.32	22,023.40	11,213.34	3,462.84	488,529.59
<u>Accumulated depreciation</u>						
Balance as at January 1, 2010	(123,449.72)	(2,410.21)	(7,523.75)	(2,586.54)	(1,613.99)	(137,584.21)
Depreciation for the year	(27,877.80)	(290.31)	(1,887.25)	(218.44)	(207.83)	(30,481.63)
Decrease	407.35	111.38	78.56	2.04	935.61	1,534.94
Currency translation differences*	12,972.29	236.67	767.57	258.20	146.40	14,381.13
Balance as at December 31, 2010	(137,947.88)	(2,352.47)	(8,564.87)	(2,544.74)	(739.81)	(152,149.77)
Depreciation for the year	(29,516.39)	(399.27)	(1,748.58)	(209.74)	(247.87)	(32,121.85)
Decrease	69.20	9.88	-	-	140.42	219.50
Currency translation differences*	(8,229.64)	(163.10)	(511.68)	(138.23)	(40.56)	(9,083.21)
Balance as at December 31, 2011	(175,624.71)	(2,904.96)	(10,825.13)	(2,892.71)	(887.82)	(193,135.33)
<u>Provision for impairment losses</u>						
Balance as at January 1, 2010	(499.85)	-	-	-	-	(499.85)
Increase	(0.46)	-	-	-	-	(0.46)
Decrease	67.14	-	-	-	-	67.14
Currency translation differences*	47.65	-	-	-	-	47.65
Balance as at December 31, 2010	(385.52)	-	-	-	-	(385.52)
Increase	(218.50)	(6.51)	-	-	-	(225.01)
Decrease	(6.55)	-	-	-	-	(6.55)
Currency translation differences*	(23.46)	3.34	-	-	-	(20.12)
Balance as at December 31, 2011	(634.03)	(3.17)	-	-	-	(637.20)
Net book value as at December 31, 2010	183,819.04	1,261.71	14,065.36	3,622.92	2,097.50	204,866.53
Net book value as at December 30, 2011	270,711.95	1,951.19	11,198.27	8,320.63	2,575.02	294,757.06

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2010 Baht 30,481.63 million

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2011 Baht 32,121.85 million

Unit: Million US Dollar

	The Company				Total
	Oil and Gas Properties			Others	
	Proved Properties and Related Producing Properties	Support Equipment and Facilities	Decommissioning Costs		
<u>Historical cost</u>					
Balance as at January 1, 2010	4,115.88	49.92	311.03	68.07	4,544.90
Increase	855.61	5.04	30.85	33.52	925.02
Decrease	(0.07)	(1.79)	-	(33.04)	(34.90)
Balance as at December 31, 2010	4,971.42	53.17	341.88	68.55	5,435.02
Increase	821.99	3.86	-	10.07	835.92
Decrease	(15.41)	(0.06)	(69.51)	(5.21)	(90.19)
Balance as at December 31, 2011	5,778.00	56.97	272.37	73.41	6,180.75
<u>Accumulated depreciation</u>					
Balance as at January 1, 2010	(1,986.26)	(36.48)	(112.46)	(43.45)	(2,178.65)
Depreciation for the year	(543.46)	(2.28)	(19.89)	(5.35)	(570.98)
Decrease	2.49	3.17	-	29.62	35.28
Balance as at December 31, 2010	(2,527.23)	(35.59)	(132.35)	(19.18)	(2,714.35)
Depreciation for the year	(540.99)	(4.95)	(34.75)	(6.67)	(587.36)
Decrease	1.27	-	-	4.65	5.92
Balance as at December 31, 2011	(3,066.95)	(40.54)	(167.10)	(21.20)	(3,295.79)
Net book value as at December 31, 2010	2,444.19	17.58	209.53	49.37	2,720.67
Net book value as at December 31, 2011	2,711.05	16.43	105.27	52.21	2,884.96

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2010 US Dollar 570.98 million

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2011 US Dollar 587.36 million

Unit : Million Baht

	The Company				Total
	Oil and Gas Properties			Others	
	Proved Properties and Related Producing Properties	Support Equipment and Facilities	Decommissioning Costs		
<u>Historical cost</u>					
Balance as at January 1, 2010	137,342.02	1,665.79	10,378.88	2,271.47	151,658.16
Increase	26,596.32	154.71	930.20	1,026.04	28,707.27
Decrease	(2.10)	(56.53)	-	(1,014.81)	(1,073.44)
Currency translation differences*	(14,041.46)	(160.98)	(1,000.89)	(215.87)	(15,419.20)
Balance as at December 31, 2010	149,894.78	1,602.99	10,308.19	2,066.83	163,872.79
Increase	25,177.37	118.52	-	311.55	25,607.44
Decrease	(467.80)	(1.84)	(2,203.00)	(157.04)	(2,829.68)
Currency translation differences*	8,507.33	85.77	526.44	105.26	9,224.80
Balance as at December 31, 2011	183,111.68	1,805.44	8,631.63	2,326.60	195,875.35
<u>Accumulated depreciation</u>					
Balance as at January 1, 2010	(66,279.23)	(1,217.31)	(3,752.61)	(1,449.76)	(72,698.91)
Depreciation for the year	(17,259.67)	(71.95)	(636.51)	(169.02)	(18,137.15)
Decrease	245.61	103.16	75.96	911.34	1,336.07
Currency translation differences*	7,094.02	113.15	322.67	129.13	7,658.97
Balance as at December 31, 2010	(76,199.27)	(1,072.95)	(3,990.49)	(578.31)	(81,841.02)
Depreciation for the year	(16,484.47)	(151.02)	(1,058.50)	(203.52)	(17,897.51)
Decrease	37.29	-	-	140.42	177.71
Currency translation differences*	(4,548.94)	(60.87)	(246.41)	(30.60)	(4,886.82)
Balance as at December 31, 2011	(97,195.39)	(1,284.84)	(5,295.40)	(672.01)	(104,447.64)
Net book value as at December 31, 2010	73,695.51	530.04	6,317.70	1,488.52	82,031.77
Net book value as at December 31, 2011	85,916.29	520.60	3,336.23	1,654.59	91,427.71

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2010 Baht 18,137.15 million

Depreciation included in the statement of income for the year ended December 31, 2011 Baht 17,897.51 million

* Net foreign exchange rate differences in translating financial statements into presentation currency

17. Carried Costs under Petroleum Sharing Contract

As at December 31, 2011, the Group presented carried costs under oil and gas properties and other non-current assets in the statement of financial position and presented exploration expenses in the statement of income for the following projects:

Unit: Million US Dollar

Project	Carried Cost		
	Oil and Gas Properties	Other Non-Current Assets	Exploration Expenses (Cumulative since 2002 - December 31, 2011)
Vietnam 52/97	-	1.01	-
Vietnam B & 48/95	-	1.06	-
Vietnam 16-1	25.67	-	35.49
Vietnam 9-2	33.18	-	19.93
Algeria 433a & 416b	15.45	-	5.01
Algeria Hassi Ber Rekaiz	10.85	-	11.31

Unit: Million Baht

Project	Carried Cost		
	Oil and Gas Properties	Other Non-Current Assets	Exploration Expenses (Cumulative since 2002 - December 31, 2011)
Vietnam 52/97	-	31.97	-
Vietnam B & 48/95	-	33.46	-
Vietnam 16-1	813.54	-	1,268.59
Vietnam 9-2	1,051.72	-	791.82
Algeria 433a & 416b	502.12	-	168.68
Algeria Hassi Ber Rekaiz	343.71	-	345.75

18. Goodwill

Historical Cost

Balance as at January 1, 2010
Currency translation differences*
Balance as at December 31, 2010
Acquisition of partnership units
Currency translation differences*
Balance as at December 31, 2011
Net Book Value as at December 31, 2010
Net Book Value as at December 31, 2011

Consolidated

Unit : Million US Dollar	Unit : Million Baht
7.31	244.05
-	(23.53)
7.31	220.52
336.81	10,155.32
(14.42)	72.59
329.70	10,448.43
7.31	220.52
329.70	10,448.43

* Net foreign exchange rate differences in translating financial statements into presentation currency

19. Intangible Assets, Net

Unit: Million US Dollar

	Consolidated		
	Exploration and Evaluation Assets	Other Intangible Assets	Total
<u>Historical Cost</u>			
Balance as at January 1, 2010	129.21	28.08	157.29
Increase	49.25	1.33	50.58
Decrease	(5.85)	-	(5.85)
Balance as at December 31, 2010	172.61	29.41	202.02
Acquisition of partnership units	1,140.57	-	1,140.57
Increase	191.10	24.60	215.70
Decrease	(96.06)	(0.36)	(96.42)
Transfer	(282.57)	-	(282.57)
Currency translation differences*	(18.16)	-	(18.16)
Balance as at December 31, 2011	1,107.49	53.65	1,161.14
<u>Accumulated amortization</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	(17.17)	(17.17)
Amortization for the year	-	(1.66)	(1.66)
Balance as at December 31, 2010	-	(18.83)	(18.83)
Amortization for the year	-	(2.40)	(2.40)
Decrease	-	0.13	0.13
Balance as at December 31, 2011	-	(21.10)	(21.10)
<u>Provision for impairment losses</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	-	-
Increase	-	-	-
Decrease	-	-	-
Balance as at December 31, 2010	-	-	-
Increase	(9.87)	-	(9.87)
Decrease	6.38	-	6.38
Balance as at December 31, 2011	(3.49)	-	(3.49)
Net Book Value as at December 31, 2010	172.61	10.58	183.19
Net Book Value as at December 31, 2011	1,104.00	32.55	1,136.55

* Net foreign exchange rate differences in translating financial statements into functional currency

Unit: Million Baht

	Consolidated		
	Exploration and Evaluation Assets	Other Intangible Assets	Total
<u>Historical cost</u>			
Balance as at January 1, 2010	4,311.67	937.01	5,248.68
Increase	1,484.87	41.15	1,526.02
Decrease	(176.46)	-	(176.46)
Currency translation differences*	(415.79)	(91.37)	(507.16)
Balance as at December 31, 2010	5,204.29	886.79	6,091.08
Acquisition of partnership units	34,389.67	-	34,389.67
Increase	5,864.59	766.59	6,631.18
Decrease	(2,940.57)	(11.30)	(2,951.87)
Transfer	(8,519.69)	-	(8,519.69)
Currency translation differences*	1,099.43	58.22	1,157.65
Balance as at December 31, 2011	35,097.72	1,700.30	36,798.02
<u>Accumulated amortization</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	(572.97)	(572.97)
Amortization for the year	-	(13.81)	(13.81)
Currency translation differences*	-	19.03	19.03
Balance as at December 31, 2010	-	(567.75)	(567.75)
Amortization for the year	-	(72.16)	(72.16)
Decrease	-	4.04	4.04
Currency translation differences*	-	(32.84)	(32.84)
Balance as at December 31, 2011	-	(668.71)	(668.71)
<u>Provision for impairment losses</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	-	-
Increase	-	-	-
Balance as at December 31, 2010	-	-	-
Increase	(304.17)	-	(304.17)
Decrease	194.68	-	194.68
Currency translation differences*	(1.04)	-	(1.04)
Balance as at December 31, 2011	(110.53)	-	(110.53)
Net Book Value as at December 31, 2010	5,204.29	319.04	5,523.33
Net Book Value as at December 31, 2011	34,987.19	1,031.59	36,018.78

* Net foreign exchange rate differences in translating financial statements into presentation currency

Unit: Million US Dollar

	The Company		
	Exploration and Evaluation Assets	Other Intangible Assets	Total
<u>Historical cost</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	23.74	23.74
Increase	0.31	0.93	1.24
Balance as at December 31, 2010	0.31	24.67	24.98
Increase	10.50	24.37	34.87
Balance as at December 31, 2011	10.81	49.04	59.85
<u>Accumulated amortization</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	(14.54)	(14.54)
Amortization for the year	-	(1.60)	(1.60)
Balance as at December 31, 2010	-	(16.14)	(16.14)
Amortization for the year	-	(2.06)	(2.06)
Balance as at December 31, 2011	-	(18.20)	(18.20)
Net Book Value as at December 31, 2010	0.31	8.53	8.84
Net Book Value as at December 31, 2011	10.81	30.84	41.65

Unit: Million Baht

	The Company		
	Exploration and Evaluation Assets	Other Intangible Assets	Total
<u>Historical Cost</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	782.08	782.08
Increase	9.43	38.24	47.67
Currency translation differences*	-	(76.52)	(76.52)
Balance as at December 31, 2010	9.43	743.80	753.23
Increase	327.10	756.44	1,083.54
Currency translation differences*	6.06	53.84	59.90
Balance as at December 31, 2011	342.59	1,554.08	1,896.67
<u>Accumulated Amortization</u>			
Balance as at January 1, 2010	-	(485.26)	(485.26)
Amortization for the year	-	(14.88)	(14.88)
Currency translation differences*	-	13.41	13.41
Balance as at December 31, 2010	-	(486.73)	(486.73)
Amortization for the year	-	(62.66)	(62.66)
Currency translation differences*	-	(27.34)	(27.34)
Balance as at December 31, 2011	-	(576.73)	(576.73)
Net Book Value as at December 31, 2010	9.43	257.07	266.50
Net Book Value as at December 31, 2011	342.59	977.35	1,319.94

* Net foreign exchange rate differences in translating financial statements into presentation currency

20. Income Taxes and Deferred Income Taxes

20.1 Income Taxes

Income taxes for the years ended December 31, 2011 and 2010 are as follows:

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Petroleum income tax				
Current tax expenses	857.23	761.60	26,091.73	24,185.37
Deferred tax expenses	50.21	(24.67)	1,558.77	(785.88)
	907.44	736.93	27,650.50	23,399.49
Tax Effect of currency translation on tax base	117.20	(131.55)	3,601.27	(4,177.81)
Total	1,024.64	605.38	31,251.77	19,221.68
Income tax under Revenue Code				
Current tax expenses	50.04	13.15	1,535.16	419.64
Deferred tax expenses	(21.11)	(21.01)	(646.48)	(666.86)
	28.93	(7.86)	888.68	(247.22)
Tax Effect of currency translation on tax base	20.92	(17.71)	646.33	(566.56)
Total	49.85	(25.57)	1,535.01	(813.78)
Income tax in foreign countries				
Current tax expenses	193.38	119.62	5,910.01	3,805.03
Deferred tax expenses	(28.04)	(57.08)	(850.53)	(1,875.98)
Total	165.34	62.54	5,059.48	1,929.05
Petroleum Resource Rent Tax in Australia				
Deferred tax expenses	(92.47)	(34.79)	(2,801.40)	(1,143.25)
Total	(92.47)	(34.79)	(2,801.40)	(1,143.25)
Total income taxes	1,147.36	607.56	35,044.86	19,193.70

The Group recognized deferred income taxes using the liability method when there are temporary differences between the carrying amount of an asset or liability in the financial statement and its tax base. Therefore, the Group recognized gain or loss on deferred income taxes resulting from movements in the Thai Baht, which is the currency used for calculating income taxes of the companies incorporated in Thailand when those companies have US Dollar as the functional currency. Such gain or loss on deferred income taxes are presented as "Tax Effect of currency translation on tax base".

Income taxes for the years ended December 31, 2011 and 2010 are as follows:

Unit: Million US Dollar

Unit: Million Baht

	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Petroleum income tax				
Current tax expenses	563.15	554.28	17,149.15	17,593.10
Deferred tax expenses	36.17	(26.62)	1,123.43	(844.84)
	599.32	527.66	18,272.58	16,748.26
Tax Effect of currency translation on tax base	93.98	(112.42)	2,888.28	(3,568.08)
Total	693.30	415.24	21,160.86	13,180.18
Income tax under Revenue Code				
Current tax expenses	46.90	0.47	1,439.43	14.95
Deferred tax expenses	(20.61)	(19.99)	(631.73)	(634.58)
	26.29	(19.52)	807.70	(619.63)
Tax Effect of currency translation on tax base	0.04	(0.02)	1.27	(0.69)
Total	26.33	(19.54)	808.97	(620.32)
Total income taxes	719.63	395.70	21,969.83	12,559.86

Income tax rates for the Group are as follows:

	Tax Rate (%)
Petroleum income tax on petroleum businesses in Thailand pursuant to Petroleum Income Tax Act B.E. 2514 and 2532	50
Income tax under Revenue Code	
Income tax for the Company	20 - 30
Income tax for subsidiaries and jointly controlled entities	15 - 30
Corporate Income tax in the Union of Myanmar	30
Corporate Income tax in the Republic of Vietnam	50
Corporate income tax in Australia	30
Petroleum Resource Rent Tax in Australia	40
Corporate income tax in the Sultanate of Oman	55
Corporate income tax in Canada	26.5 (for 2011) 25 (commencing 2012)
Corporate income tax in Netherlands	25

Based on the issuance of the Royal Decree No. 530 to reduce and exempt the Corporate Income Tax which becomes effective for the accounting period beginning on or after January 1, 2012 followed by the announcement from the Federation of Accounting Professions (FAP) to clarify the tax rate used in deferred tax calculation for deferred tax assets and liabilities under the Royal Decree for the future tax benefit for the year 2012 of 23% and 2013 onward of 20%, the Group has assessed and concluded that there was no material impact to the current year financial statements because majority of deferred tax assets and deferred tax liabilities presented in the financial statements were calculated based on the Petroleum Income Tax Act.

20.2 Deferred Income Taxes

Deferred income taxes are as follows:

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Deferred income tax assets				
Petroleum income tax	19.68	20.70	623.63	623.94
Income tax under Revenue Code	23.21	18.60	735.42	560.81
Corporate income tax in foreign countries	117.42	120.01	3,721.20	3,618.52
Petroleum Resource Rent Tax in Australia	336.43	264.17	10,662.11	7,965.01
	496.74	423.48	15,742.36	12,768.28
Tax Effect of currency translation on tax base	13.86	46.32	439.27	1,396.72
Total	510.60	469.80	16,181.63	14,165.00
Deferred income tax liabilities				
Petroleum income tax	(400.56)	(351.37)	(12,694.38)	(10,594.18)
Income tax under Revenue Code	-	-	-	-
Corporate income tax in foreign countries	(648.53)	(83.73)	(20,552.31)	(2,524.75)
	(1,049.09)	(435.10)	(33,246.69)	(13,118.93)
Tax Effect of currency translation on tax base	130.42	236.07	4,133.06	7,117.77
Total	(918.67)	(199.03)	(29,113.63)	(6,001.16)
Deferred income tax, net	(408.07)	270.77	(12,932.00)	8,163.84

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Deferred income tax assets				
Income tax under Revenue Code	21.13	16.96	669.71	511.53
Tax Effect of currency translation on tax base	0.15	0.20	4.83	5.86
Total	21.28	17.16	674.54	517.39
Deferred income tax liabilities				
Petroleum income tax	(308.01)	(271.84)	(9,761.24)	(8,196.46)
Tax Effect of currency translation on tax base	125.55	219.53	3,978.87	6,619.17
Total	(182.46)	(52.31)	(5,782.37)	(1,577.29)
Deferred income tax, net	(161.18)	(35.15)	(5,107.83)	(1,059.90)

Deferred income taxes presented by categories are as follows:

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Deferred income tax assets				
Amortization of decommissioning costs and currency translation differences from decommissioning costs	111.67	67.41	3,538.98	2,032.45
Provision for employee benefits	1.86	1.79	59.05	53.89
Depreciation	(13.54)	(25.30)	(428.98)	(762.72)
Petroleum Resource Rent Tax in Australia	235.51	184.92	7,463.48	5,575.51
Loss carried forward	293.01	244.35	9,285.89	7,367.52
Unrealized foreign exchange	(38.26)	4.15	(1,212.53)	125.26
Revaluation in value of oil and gas properties according to Australian law	(63.39)	(48.41)	(2,009.01)	(1,459.63)
Others	(30.12)	(5.43)	(954.52)	(164.00)
	496.74	423.48	15,742.36	12,768.28
Tax Effect of currency translation on tax base	13.86	46.32	439.27	1,396.72
Total	510.60	469.80	16,181.63	14,165.00

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Deferred income tax liabilities				
Amortization of decommissioning costs and currency translation differences from decommissioning costs	133.17	96.58	4,220.44	2,912.14
Provision for employee benefits	28.56	24.05	905.11	725.15
Provision for impairment loss	6.39	6.39	202.61	192.76
Depreciation	(1,259.30)	(561.51)	(39,908.86)	(16,930.50)
Loss carried forward	27.65	-	876.31	-
Others	14.44	(0.61)	457.70	(18.48)
	(1,049.09)	(435.10)	(33,246.69)	(13,118.93)
Tax Effect of currency translation on tax base	130.42	236.07	4,133.06	7,117.77
Total	(918.67)	(199.03)	(29,113.63)	(6,001.16)

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Deferred income tax assets				
Loss carried forward	-	18.83	-	567.76
Others	21.13	(1.87)	669.71	(56.23)
	21.13	16.96	669.71	511.53
Tax Effect of currency translation on tax base	0.15	0.20	4.83	5.86
Total	21.28	17.16	674.54	517.39

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Deferred income tax liabilities				
Amortization of decommissioning costs and currency translation differences from decommissioning costs	98.55	73.17	3,123.16	2,206.19
Provision for employee benefits	28.24	23.81	895.03	717.76
Depreciation	(434.80)	(368.82)	(13,779.43)	(11,120.41)
	(308.01)	(271.84)	(9,761.24)	(8,196.46)
Currency translation on tax base	125.55	219.53	3,978.87	6,619.17
Total	(182.46)	(52.31)	(5,782.37)	(1,577.29)

In addition to the corporate income tax, there is Petroleum Resource Rent Tax imposed in Australia (PRRT) which is calculated at the rate of 40% using the specific method. The Group recorded the current tax and the deferred tax arising from PRRT in the current period by applying the same accounting policies with respect to valuation and disclosure as for the corporate income tax.

21. Prepaid Expenses

As at December 31, 2011, the major prepaid expenses totaling to US Dollar 30.41 million or Baht 963.76 million are the prepayments for investment in the Myanmar Zawtika pipeline project to facilitate the construction of a gas pipeline for Moattama Gas Transportation Company (MGTC). These prepayments will be amortized as expenses in according with the concession period of MGTC.

In addition, prepayments totalling to US Dollar 2.34 million or Baht 74.23 million in which PTTEPI had recorded as advance royalty fee to Myanmar's government for the Yadana and Yetagun projects will be amortized as expense together with the recognition of deferred income as disclosed in Note 28 to the financial statements.

22. Derivative Financial Instruments

Derivative financial instruments as at December 31, 2011 and 2010 are as follows:

Unit: Million US Dollar

Unit: Million Baht

	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Derivative financial assets				
<u>Derivative financial assets - Non current</u>				
Interest rate swap	6.15	7.33	194.97	220.95
Total derivative financial assets	6.15	7.33	194.97	220.95
Derivative financial liabilities				
<u>Derivative financial liabilities - Current</u>				
Cross currency and interest rate swap	(45.65)	-	(1,446.67)	-
Others *	(0.77)	(0.98)	(24.40)	(29.43)
<u>Derivative financial liabilities - Non current</u>				
Cross currency and interest rate swap	(46.83)	-	(1,484.15)	-
Total derivative financial liabilities	(93.25)	(0.98)	(2,955.22)	(29.43)

* Other derivative financial liabilities comprised forward foreign exchange contract and oil price hedge for a petroleum product.

Unit: Million US Dollar

Unit: Million Baht

	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Derivative financial assets				
<u>Derivative financial assets - Non current</u>				
Interest rate swap	6.15	7.33	194.97	220.95
Total derivative financial assets	6.15	7.33	194.97	220.95
Derivative financial liabilities				
<u>Derivative financial liabilities - Current</u>				
Cross currency and interest rate swap	(45.65)	-	(1,446.67)	-
Others *	-	(0.98)	-	(29.43)
<u>Derivative financial liabilities - Non current</u>				
Cross currency and interest rate swap	(46.83)	-	(1,484.15)	-
Total derivative financial liabilities	(92.48)	(0.98)	(2,930.82)	(29.43)

* Other derivative financial liabilities comprised forward foreign exchange contract and oil price hedge a petroleum product.

Fair value of derivative financial instruments as at December 31, 2011 and 2010 presented by fair value measurement are as follows:

	Consolidated				Consolidated			
	December 31, 2011				December 31, 2011			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Derivative financial assets								
Interest rate swap	-	6.15	-	6.15	-	194.97	-	194.97
Derivative financial liabilities								
Cross currency and interest rate swap	-	(92.48)	-	(92.48)	-	(2,930.82)	-	(2,930.82)
Others *	-	(0.77)	-	(0.77)	-	(24.40)	-	(24.40)

Unit : Million US Dollar

Unit : Million Baht

	Consolidated				Consolidated			
	December 31, 2010				December 31, 2010			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Derivative financial assets								
Interest rate swap	-	7.33	-	7.33	-	220.95	-	220.95
Derivative financial liabilities								
Others *	-	(0.98)	-	(0.98)	-	(29.43)	-	(29.43)

Unit : Million US Dollar

Unit : Million Baht

* Other derivative financial liabilities comprised forward foreign exchange contract and oil price hedge for a petroleum product.

Level 1 : Fair value based on prices quoted in an active market for identical assets and liabilities.

Level 2 : Fair value based on inputs other than quoted prices included with Level 1 that are observable for the assets and liabilities either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices).

Level 3 : Fair value based on internal valuation model or that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

Unit : Million Baht

Unit : Million US Dollar

	The Company				The Company			
	December 31, 2011				December 31, 2011			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Derivative financial assets								
Interest rate swap	-	6.15	-	6.15	-	194.97	-	194.97
Derivative financial liabilities								
Others *	-	(92.48)	-	(92.48)	-	(2,930.82)	-	(2,930.82)

Unit : Million Baht

Unit : Million US Dollar

	The Company				The Company			
	December 31, 2010				December 31, 2010			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Derivative financial assets								
Interest rate swap	-	7.33	-	7.33	-	220.95	-	220.95
Derivative financial liabilities								
Others *	-	(0.98)	-	(0.98)	-	(29.43)	-	(29.43)

* Other derivative financial liabilities comprised forward foreign exchange contract and oil price hedge for a petroleum product.

Level 1 : Fair value based on prices quoted in an active market for identical assets and liabilities.

Level 2 : Fair value based on inputs other than quoted prices included with Level 1 that are observable for the assets and liabilities either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices).

Level 3 : Fair value based on internal valuation model or that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

Cash flow hedges

The Group entered into the currency forward or option that were being used to hedge cash flow risk of highly probable forecast transactions, as well as cross currency and interest rate swaps to fix the US dollar interest rate and US dollar redemption value to reduce the impact of foreign exchange rates volatility, with matching critical terms, i.e. the interest payment interval, maturity date, notional amount, on the currency leg of the swap with the underlying Thai Baht bonds or debt issuance.

The Group follows the accounting for hedge on cross currency and interest rate swaps in which the effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges are recognized in other comprehensive income. The amounts that had been recognized in other comprehensive income shall be reclassified to statement of income in the same period when the swap and the underlying debt affect the statement of income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the statement of income. The Group did not have any hedged transactions which were reclassified from other comprehensive income to the statement of income during 2011.

23. Other Non-current Assets

Other non-current assets as at December 31, 2011 and 2010 comprised :

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Costs carried for PetroVietnam in projects:				
- Vietnam B & 48/95	1.06	1.06	33.46	31.84
- Vietnam 52/97	1.01	1.01	31.97	30.42
Deposits	4.02	4.38	127.46	132.06
Others	0.06	0.06	1.89	1.87
Total	6.15	6.51	194.78	196.19

	Unit: Million US Dollar		Unit: Million Baht	
	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Deposits	3.64	4.21	115.44	126.83
Others	0.01	0.004	0.14	0.15
Total	3.65	4.21	115.58	126.98

24. Loans and Bonds

Loans and bonds comprised:

		Unit: Million US Dollar	Unit: Million Baht
		Consolidated	Consolidated
		December 31, 2011	December 31, 2010
<u>Current Liabilities</u>			
Short-term loans			
- Bills of exchange	-	263.50	7,944.91
- Short-term loans from financial institutions	315.55	-	-
Total short-term loans	315.55	263.50	7,944.91
Current portion of bonds	687.77	-	-
Total current liabilities	1,003.32	263.50	7,944.91
<u>Non-current Liabilities</u>			
Bonds	2,251.99	2,319.41	69,933.22
Long-term loans from financial institutions	617.86	-	-
Total non-current liabilities	2,869.85	2,319.41	69,933.22

		Unit: Million US Dollar	Unit: Million Baht
		The Company	The Company
		December 31, 2011	December 31, 2010
<u>Current Liabilities</u>			
Short-term loans			
- Bills of exchange	-	263.50	7,944.91
- Short-term loans from financial institutions	315.55	-	-
Total short-term loans	315.55	263.50	7,944.91
Current portion of bonds	687.77	-	-
Total current liabilities	1,003.32	263.50	7,944.91
<u>Non-current Liabilities</u>			
Bonds	858.84	1,625.31	49,005.20
Long-term loans from financial institutions	50.00	-	-
Total non-current liabilities	908.84	1,625.31	49,005.20

Bills of Exchange

The Company launched the "PTTEP Short-term Financing Program" which involved the Company's inaugural issuance of Bills of Exchange (B/Es). The B/Es are to be issued monthly on a revolving basis to institutional and high net-worth investors, with a total revolving credit up to Baht 50,000 million. As at December 31, 2011, the Company has no outstanding Bills of Exchange.

Short-term loans from financial institutions

Short-term loans from financial institutions are one-year unsecured loans with a total credit up to Baht 20,000 million. The Company drawdown for a line of credit was Baht 10,000 million equivalent to US Dollar 315.55 million during the period.

In May 2011, the Company entered into a Cross Currency Swap transaction with a financial institution to swap Baht for US Dollar at the exchange rate of Baht 30.315 per US Dollar. Under this agreement, the average interest rate was charged at the rate of 1.46% per annum

Long-term loans from financial institutions

- The Company signed a five-year unsecured loan agreement with a financial institution with a total credit up to US Dollar 50 million. The Company fully utilized the drawdown during the year.
- PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) signed five-year unsecured loan agreements with four financial institutions with a total credit up to US Dollar 575 million. Those loans are fully guaranteed by PTTEP. PTTEPO fully utilized the drawdown of this loan during the year.

Bonds

The carrying value of unsecured and unsubordinated bonds as at December 31, 2011 and 2010 comprised:

	Interest rates (% per annum)	Effective interest rates (% per annum)	Maturity date	Consolidated		Consolidated	
				December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Unit: Million US Dollar							
Unit: Million Baht							
Maturity date within 1 year							
- Bonds Baht 18,300 million ¹	3.25	3.293	May 29, 2012	577.34	606.59	18,296.76	18,289.51
- Bonds Baht 3,500 million ²	3.91	3.91	June 15, 2012	110.43	116.03	3,499.56	3,498.58
Maturity date between 1 - 3 years							
- Bonds Baht 5,000 million ³	Year 1-2 : 3.00 Year 3-4 : 4.00 or 6-M THB FIX + 1.25 ⁴	3.517	May 29, 2013	158.82	167.01	5,033.15	5,035.63
- Bonds Baht 11,700 million ⁵	4.00	4.027	May 29, 2014	368.96	387.71	11,692.65	11,690.08
Maturity date between 3 - 5 years							
- Bonds USD 500 million ⁶	4.152	4.366	July 19, 2015	496.50	495.61	15,734.43	14,943.14
- Bonds USD 200 million	4.152	4.326	August 4, 2015	198.66	198.49	6,295.81	5,984.88
Maturity date over 5 years							
- Bonds Baht 2,500 million ⁷	3.30	3.30	March 27, 2018	78.88	82.92	2,500.00	2,500.06
- Bonds Baht 5,000 million ⁸	4.80	4.816	May 29, 2019	157.62	165.66	4,995.13	4,994.72
- Bonds Baht 3,000 million NC5 ⁹	5.13	5.13	June 15, 2022	94.56	99.39	2,996.85	2,996.62
- Bonds USD 700 million ⁶	5.692	5.731	April 5, 2021	697.99	-	22,120.14	-
Total Carrying Value				2,939.76	2,319.41	93,164.48	69,933.22

	Unit: Million US Dollar					The Company		The Company		Unit: Million Baht
	Interest rates (% per annum)	Effective interest rates (% per annum)	Maturity date	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010			
Maturity date within 1 year										
- Bonds Baht 18,300 million ¹	3.25	3.293	May 29, 2012	577.34	606.59	18,296.76	18,289.51			
- Bonds Baht 3,500 million ²	3.91	3.91	June 15, 2012	110.43	116.03	3,499.56	3,498.58			
Maturity date between 1 - 3 years										
- Bonds Baht 5,000 million ³	Year 1-2 : 3.00 Year 3-4 : 4.00 or 6-M THB FIX + 1.25 ⁴	3.517	May 29, 2013	158.82	167.01	5,033.15	5,035.63			
- Bonds Baht 11,700 million ⁵	4.00	4.027	May 29, 2014	368.96	387.71	11,692.65	11,690.08			
Maturity date over 5 years										
- Bonds Baht 2,500 million ⁷	3.30	3.30	March 27, 2018	78.88	82.92	2,500.00	2,500.06			
- Bonds Baht 5,000 million ⁸	4.80	4.816	May 29, 2019	157.62	165.66	4,995.13	4,994.72			
- Bonds Baht 3,000 million NC5 ⁹	5.13	5.13	June 15, 2022	94.56	99.39	2,996.85	2,996.62			
Total Carrying Value				1,546.61	1,625.31	49,014.10	49,005.20			

¹ In March 2011, the Company entered into a Cross Currency Swap transaction with a bank to swap Baht for US Dollar 603.36 million at the exchange rate of Baht 30.33 per US Dollar. Under this agreement, the average interest rate was charged at the rate of 1.452% per annum.

² In April 2011, the Company entered into a Cross Currency Swap transaction with a bank to swap Baht for US Dollar 115.78 million at the exchange rate of Baht 30.23 per US Dollar. Under this agreement, the average interest rate was charged at the rate of 1.73% per annum.

³ In May 2011, the Company entered into a Cross Currency Swap transaction with a bank to swap Baht for US Dollar 165.89 million at the exchange rate of Baht 30.14 per US Dollar.

⁴ Minimum and maximum repayments are 3.25% and 6.00% per annum, respectively.

⁵ In April 2011, the Company entered into a Cross Currency Swap transaction with a bank to swap Baht for US Dollar 389.49 million at the exchange rate of Baht 30.039 per US Dollar. Under this agreement, the average interest rate was charged at the rate of 2.6518% per annum.

⁶ The Company has Optional Redemption rights. The redemption price is the sum of the bond par value, accrued interest, interest payable up to the day before the maturity date and Applicable Premium whereby the Applicable Premium is the higher of the following:

(1) 1 % per annum of the bond par value or

(2) Present value that is higher than the bond par value. Present value is the bond par value and the interest receivable if the bond is redeemed on the maturity date minus accrued interest and interest payable to the date of early redemption discounted using Treasury Rate as at the early redemption date plus 0.35% per annum.

⁷ On September 27, 2005, the Company entered into a Cross Currency Swap transaction with a bank to swap Baht for US Dollar 60.82 million. Under this agreement, interest was charged at the rate of 3.85% per annum. On May 2, 2007, the Company swapped the US Dollar with the same bank for Baht 2,500 million. Under this agreement, the interest rate was reduced to 3.30% per annum until the expiration date. In May 2011, the Company swapped Baht 2,500 million for US Dollar 82.92 million at the exchange rate of 30.15 per US Dollar. Under this agreement, interest rate was charged at the rate of 3.30% per annum.

⁸ In June 2011, the Company entered into a Cross Currency Swap transaction with a bank to swap Baht for US Dollar 161.81 million at the exchange rate of Baht 30.90 per US Dollar. Under this agreement, the average interest rate was charged at the rate of 4.93% per annum.

⁹ NC5 (Non Call 5 years): the Company can redeem these bonds in the 5th year or in 2012.

25. Short-term Provision

Short-term provision as at December 31, 2011 and 2010 comprised:

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Provision for decommissioning cost that will be due within 1 year	72.97	124.49	2,312.67	3,753.37
Provision for Montara incident	2.80	5.96	88.62	179.83
Total	75.77	130.45	2,401.29	3,933.20

26. Provision for Employee Benefits

The reconciliation details for the present value of the defined benefit obligation plans and liabilities recognized in the statement of financial position as at December 31, 2011 are as follows:

	Unit: Million US Dollar	Unit: Million Baht
	Consolidated	Consolidated
Present value of the defined benefit obligation plans as at January 1, 2011	65.30	1,968.92
Current service cost	6.16	188.62
Interest cost	2.86	87.66
Benefits paid	(1.70)	(52.16)
Currency translation differences	(3.35)	2.36
Present value of the defined benefit obligation plans as at December 31, 2011	69.27	2,195.40
Unrecognized transitional liabilities	(5.91)	(187.28)
Unrealized actuarial gain (loss)	(0.90)	(28.60)
Net liabilities recorded in the statement of financial position	62.46	1,979.52

	Unit: Million US Dollar	Unit: Million Baht
	The Company	The Company
Present value of the defined benefit obligation plans as at January 1, 2011	57.89	1,745.46
Current service cost	4.51	138.17
Interest cost	2.55	78.09
Benefits paid	(1.39)	(42.67)
Currency translation differences	(2.93)	2.30
Present value of the defined benefit obligation plans as at December 31, 2011	60.63	1,921.35
Unrecognized transitional liabilities	(5.64)	(178.68)
Unrealized actuarial gain (loss)	1.49	47.38
Net liabilities recorded in the statement of financial position	56.48	1,790.05

Expenses recognized in the statements of income for the years ended December 31, 2011 and 2010 are as follows:

Unit : Million US Dollar

Unit : Million Baht

	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Current service cost	6.16	5.95	188.62	187.72
Interest cost	2.86	2.49	87.66	78.76
Transitional liabilities recognized during the year	6.06	5.98	185.57	188.62
Actuarial (gain) loss recognized during the year	0.18	(1.36)	5.62	(45.00)
Expenses recognized in the statements of income	15.26	13.06	467.47	410.10

Unit : Million US Dollar

Unit : Million Baht

	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Current service cost	4.51	4.33	138.17	136.43
Interest cost	2.55	2.26	78.09	71.32
Transitional liabilities recognized during the year	5.78	5.71	176.98	179.97
Actuarial (gain) loss recognized during the year	-	(1.33)	-	(43.84)
Expenses recorded in the statements of income	12.84	10.97	393.24	343.88

Major Actuarial Assumptions

The Group's financial assumptions

	% per annum
Discount rate	4.6
Inflation rate	2.0
Credit interest rate on provident funds	4.1

The Group's demographic assumptions

- Mortality assumption: The mortality rate is from the Thailand Mortality Ordinary 1997 (TMO97) issued by the Office of the Insurance Commission. The TMO97 contains the results of the most recent mortality investigation of policyholders of life insurance companies in Thailand. It is reasonable to assume that these rates would reflect of the mortality rate of the working population in Thailand.
- Turnover rate assumption:

Age-related scale	% per annum
Prior to age 30	2.5 - 16.0
Age 30 - 39	1.5 - 8.0
Age 40 thereafter	0.0 - 4.0

The turnover rate above reflects the rate at which employees voluntarily resign from service. It does not include death, disability, and early retirement. The calculation for the employee benefits is based on these assumptions.

27. Provision for Decommissioning Costs

Provision for decommissioning costs remaining as at December 31, 2011 and 2010 are as follows:

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Provision for decommissioning costs	776.97	850.29	24,623.20	25,637.32
Less Current portion	(72.97)	(124.49)	(2,312.66)	(3,753.37)
Non-current portion of provision for decommissioning costs	704.00	725.80	22,310.54	21,883.95

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Provision for decommissioning costs	302.37	355.87	9,582.56	10,730.07
Less Current portion	-	-	-	-
Non-current portion of provision for decommissioning costs	302.37	355.87	9,582.56	10,730.07

Movements of provisions for decommissioning costs during the year 2011 are as follows:

	Unit : Million US Dollar	Unit : Million Baht
	Consolidated	Consolidated
Balance at the beginning of the year	850.29	25,637.32
Currency translation differences	-	1,221.41
Additional provision	88.00	2,683.40
Estimated liability incurred during the period	(89.50)	(2,728.94)
Revision in estimated cashflows	(71.82)	(2,189.99)
Balance at the end of the year	776.97	24,623.20

	Unit : Million US Dollar	Unit : Million Baht
	The Company	The Company
Balance at the beginning of the year	355.87	10,730.07
Currency translation differences	-	483.84
Additional provision	16.00	487.99
Estimated liability incurred during the period	-	-
Revision in estimated cashflows	(69.50)	(2,119.34)
Balance at the end of the year	302.37	9,582.56

28. Deferred Income

Deferred income as at December 31, 2011 and 2010 comprised:

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Deferred income for the year 2000	36.22	45.96	1,147.73	1,385.89
Deferred income for the year 2001	0.05	1.76	1.62	52.99
Deferred income for the year 2011	0.01	-	3.29	-
Total	36.37	47.72	1,152.64	1,438.88

The major deferred income comes from MGTC and TPC receiving advance payments for pipeline transportation from MOGE and PTTEPI receiving advance payments from PTT for natural gas that PTT did not receive in 2000 - 2001 in accordance with the volumes stipulated in the gas sales contract of the Yadana and the Yetagun projects. The deferred income will be recognized by PTTEPI, MGTC and TPC when PTT receives gas in future years.

29. Financial Assets and Financial Liabilities

Financial assets and financial liabilities as at December 31, 2011 and 2010 are as follows:

	Consolidated					
	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial assets						
Cash and cash equivalents	-	-	1,350.53	-	-	1,979.48
Trade account receivable - parent company	-	-	484.20	-	-	328.15
Trade and other accounts receivables	-	-	352.05	-	-	120.01
Other current assets	-	-	73.34	-	-	35.45
Long-term loans to related parties	-	-	18.49	-	-	19.70
Derivative financial instruments	6.15	-	-	7.33	-	-
Other non-current assets	-	-	6.15	-	-	6.51
Total financial assets	6.15	-	2,284.76	7.33	-	2,489.30

Unit : Million US Dollar

Consolidated

	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial liabilities						
Trade accounts payable and working capital to co-venturers	-	-	108.66	-	-	100.84
Current portion of long-term debts and short-term loans	-	-	1,003.32	-	-	263.50
Accrued expenses and interest payable	-	-	1,024.89	-	-	621.47
Other current liabilities	-	-	42.47	-	-	31.31
Derivative financial instruments	7.54	85.71	-	0.98	-	-
Bonds and long-term loans	-	-	2,869.85	-	-	2,319.41
Other non-current liabilities	-	-	32.23	-	-	9.91
Total financial liabilities	7.54	85.71	5,081.42	0.98	-	3,346.44

Unit : Million Baht

Consolidated

	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial assets						
Cash and cash equivalents	-	-	42,799.90	-	-	59,683.83
Trade account receivable - parent company	-	-	15,344.89	-	-	9,894.25
Trade and other accounts receivables	-	-	11,156.95	-	-	3,618.48
Other current assets	-	-	2,324.24	-	-	1,068.77
Long-term loans to related parties	-	-	585.82	-	-	593.83
Derivative financial instruments	194.97	-	-	220.95	-	-
Other non-current assets	-	-	194.77	-	-	196.18
Total financial assets	194.97	-	72,406.57	220.95	-	75,055.34

Unit : Million Baht

Consolidated

	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial liabilities						
Trade accounts payable and working capital to co-venturers	-	-	3,443.60	-	-	3,040.39
Current portion of long-term debts and short-term loans	-	-	31,796.32	-	-	7,944.91
Accrued expenses and interest payable	-	-	32,480.23	-	-	18,738.20
Other current liabilities	-	-	1,345.94	-	-	944.05
Derivative financial instruments	238.90	2,716.32	-	29.43	-	-
Bonds and long-term loans	-	-	90,948.90	-	-	69,933.22
Other non-current liabilities	-	-	1,021.47	-	-	298.67
Total financial liabilities	238.90	2,716.32	161,036.46	29.43	-	100,899.44

Unit : Million US Dollar

The Company

	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial assets						
Cash and cash equivalents	-	-	744.93	-	-	1,443.13
Trade account receivable - parent company	-	-	292.94	-	-	208.25
Trade and other accounts receivables	-	-	25.72	-	-	28.31
Other current assets	-	-	2.06	-	-	15.52
Long-term loans to related parties	-	-	3,101.45	-	-	2,021.11
Derivative financial instruments	6.15	-	-	7.33	-	-
Other non-current assets	-	-	3.65	-	-	4.21
Total financial assets	6.15	-	4,170.75	7.33	-	3,720.53

Unit : Million US Dollar

The Company

	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial liabilities						
Trade accounts payable and working capital to co-venturers	-	-	22.10	-	-	27.35
Current portion of long-term debts and short-term loans	-	-	1,003.32	-	-	263.50
Accrued expenses and interest payable	-	-	341.88	-	-	331.23
Other current liabilities	-	-	4.12	-	-	11.30
Derivative financial instruments	6.77	85.71	-	0.98	-	-
Bonds and long-term loans	-	-	908.84	-	-	1,625.31
Other non-current liabilities	-	-	-	-	-	-
Total financial liabilities	6.77	85.71	2,280.26	0.98	-	2,258.69

Unit : Million Baht

The Company

	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial assets						
Cash and cash equivalents	-	-	23,607.88	-	-	43,512.16
Trade account receivable - parent company	-	-	9,283.69	-	-	6,279.13
Trade and other accounts receivables	-	-	815.02	-	-	853.51
Other current assets	-	-	65.02	-	-	467.14
Long-term loans to related parties	-	-	98,288.79	-	-	60,938.97
Derivative financial instruments	194.97	-	-	220.95	-	-
Other non-current assets	-	-	115.58	-	-	126.99
Total financial assets	194.97	-	132,175.98	220.95	-	112,177.90

Unit : Million Baht

The Company

	December 31, 2011			December 31, 2010		
	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable	Fair value through statement of income	Derivative hedging instruments	Loan and accounts receivable
Financial liabilities						
Trade accounts payable and working capital to co-venturers	-	-	700.35	-	-	824.63
Current portion of long-term debts and short-term loans	-	-	31,796.32	-	-	7,944.91
Accrued expenses and interest payable	-	-	10,834.69	-	-	9,986.93
Other current liabilities	-	-	131.09	-	-	340.87
Derivative financial instruments	214.50	2,716.32	-	29.43	-	-
Bonds and long-term loans	-	-	28,802.34	-	-	49,005.20
Other non-current liabilities	-	-	-	-	-	-
Total financial liabilities	214.50	2,716.32	72,264.79	29.43	-	68,102.54

The majority of financial assets are classified as short-term. The interest rate on loans is approximate the market interest rate. The management of the Group believes that the book value of these financial assets are approximate similar to market value.

The Group calculated the fair value of long-term liabilities using the discounted cash flow based on a discounted rate of borrowing with similar terms. Details of the carrying value and fair value of these instruments are as follows:

Unit : Million US Dollar

	December 31, 2011	
	Carrying amount	Fair value
Baht 2,500 million of unsecured and unsubordinated bonds	78.88	82.44
Baht 6,500 million of unsecured and unsubordinated bonds		
- Tranche 1, Baht 3,500 million	110.43	110.67
- Tranche 2, Baht 3,000 million	94.56	94.39
Baht 40,000 million of unsecured and unsubordinated bonds		
- Tranche 1, Baht 18,300 million	577.34	577.09
- Tranche 2, Baht 5,000 million	158.82	158.96
- Tranche 3, Baht 11,700 million	368.96	373.39
- Tranche 4, Baht 5,000 million	157.62	164.98
USD 500 million of unsecured and unsubordinated bonds	496.50	512.96
USD 200 million of unsecured and unsubordinated bonds	198.66	207.22
USD 700 million of unsecured and unsubordinated bonds	697.99	741.62

Unit : Million Baht

December 31, 2011

	Carrying amount	Fair value
Baht 2,500 million of unsecured and unsubordinated bonds	2,500.00	2,612.47
Baht 6,500 million of unsecured and unsubordinated bonds		
- Tranche 1, Baht 3,500 million	3,499.56	3,507.39
- Tranche 2, Baht 3,000 million	2,996.85	2,991.46
Baht 40,000 million of unsecured and unsubordinated bond		
- Tranche 1, Baht 18,300 million	18,296.76	18,288.65
- Tranche 2, Baht 5,000 million	5,033.15	5,037.73
- Tranche 3, Baht 11,700 million	11,692.65	11,833.08
- Tranche 4, Baht 5,000 million	4,995.13	5,228.49
USD 500 million of unsecured and unsubordinated bonds	15,734.43	16,256.48
USD 200 million of unsecured and unsubordinated bonds	6,295.81	6,567.05
USD 700 million of unsecured and unsubordinated bonds	22,120.14	23,502.67

30. Share Capital

The Company's registered capital consists of 3,322 million ordinary shares at Baht 1 per share, or a total of Baht 3,322 million. During the year 2011, the Company registered the change in its issued and fully paid-up capital to 3,319.98 million ordinary shares at Baht 1 per share, or a total of Baht 3,319.98 million. The details of the change in the issued and fully paid-up ordinary shares are as follows:

Unit: Million Shares

Ordinary shares issued and fully paid-up

Balance as at January 1, 2011	3,317.45
Share capital issued and paid-up	2.53
Balance as at December 31, 2011	3,319.98

Ordinary shares issued and fully paid-up

Balance as at January 1, 2010	3,312.56
Share capital issued and paid-up	4.89
Balance as at December 31, 2010	3,317.45

The Company has reserved 62 million ordinary shares for employees to purchase in accordance with warrants in the Employee Stock Ownership Plan or ESOP for 5 continuous years. As at December 31, 2011, the employees had exercised the warrants to purchase 59.99 million shares and there were 2.01 million reserved shares outstanding. The details are as follows:

Date of warrants issued	Exercise price (Baht per share)	Exercised right warrant per ordinary share	The number of allotted shares (million shares)	The number of reserved shares (million shares)
August 1, 2002*	22.2	1:5	9.78	0.22
August 1, 2003*	23.4	1:5	9.72	0.28
August 1, 2004*	36.6	1:5	13.61	0.39
August 1, 2005*	55.6	1:5	13.53	0.47
August 1, 2006*	91.2	1:5	13.35	0.65
	Total		59.99	2.01

* As at December 31, 2011, the warrants issued on August 1, 2002, 2003, 2004, 2005 and 2006 had expired. The remaining warrants which cannot be exercised are 0.04, 0.06, 0.08, 0.09 and 0.13 million shares, respectively.

31. Petroleum Royalties and Remuneration

Petroleum royalties and remuneration for the years ended December 31, 2011 and 2010 comprised:

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Petroleum royalties	634.43	509.26	19,339.53	16,129.13
Special remuneration benefits	11.04	16.07	338.33	505.64
Total	645.47	525.33	19,677.86	16,634.77

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Petroleum royalties	378.67	329.99	11,542.45	10,454.70
Special remuneration benefits	-	-	-	-
Total	378.67	329.99	11,542.45	10,454.70

32. Gain (Loss) on Foreign Currency Translation

Gain (loss) on foreign currency translation for the years ended December 31, 2011 and 2010 comprised:

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Realized gain (loss) on foreign currency translation	(18.45)	83.09	(599.63)	2,606.55
Unrealized loss on foreign currency translation	(46.44)	(168.94)	(1,337.96)	(5,338.31)
Total	(64.89)	(85.85)	(1,937.59)	(2,731.76)

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Realized gain (loss) on foreign currency translation	(1.42)	101.42	(56.77)	3,201.79
Unrealized loss on foreign currency translation	(43.68)	(74.59)	(1,342.16)	(2,323.48)
Total	(45.10)	26.83	(1,398.93)	878.31

33. Expenses by Nature

Significant expenses by nature of the Group which comprise the expenses based on its percentage of interest in each project for the year ended December 31, 2011 and 2010 are as follows:

	Unit : Million US Dollar		Unit : Million Baht	
	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Salary, wages and employees' benefits	85.72	88.74	2,613.95	2,815.31
Repair and maintenance	63.09	57.82	1,931.88	1,834.41
Exploration well write-off	150.45	46.06	4,587.47	1,461.21
Geological and geophysical	66.60	27.70	2,030.10	878.81

Unit : Million US Dollar

Unit : Million Baht

	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Salary, wages and employees* benefits	42.69	37.25	1,301.55	1,181.96
Repair and maintenance	44.11	35.17	1,344.86	1,115.72
Exploration well write-off	14.97	0.02	456.60	0.50
Geological and geophysical	9.77	0.53	298.01	16.67

34. Earnings per Share

Basic earnings per share for the years ended December 31, 2011 and 2010 are calculated as follows:

Unit : US Dollar

Unit : Baht

	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Net income attributable to shareholders (unit: million)	1,468.25	1,380.48	44,748.06	43,773.79
Weighted average number of outside ordinary shares in issue during the period (million shares)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
Basic earnings per share	0.44	0.42	13.48	13.21

Unit : US Dollar

Unit : Baht

	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Net income attributable to shareholders (unit: million)	1,049.00	1,137.89	32,076.95	36,103.31
Weighted average number of outside ordinary shares in issue during the period (million shares)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
Basic earnings per share	0.32	0.34	9.66	10.89

Diluted earnings per share is calculated based on the weighted average number of outside ordinary shares in issue during the period adjusted with dilutive potential ordinary shares assuming that all dilutive potential ordinary shares are converted into ordinary shares. The Company has dilutive potential ordinary shares as a result from the warrants provided to employees in which the number of dilutive potential ordinary shares is calculated based on fair value of the warrants (calculated from the weighted average price of the ordinary outstanding shares during the year). This calculation serves to determine the unpurchased shares to be added to the outside ordinary shares to compute the dilution; no adjustment is made to the net income.

Diluted earnings per share for the years ended December 31, 2011 and 2010 are calculated as follows:

Unit : US Dollar

Unit : Baht

	Consolidated		Consolidated	
	2011	2010	2011	2010
Net income attributable to shareholders (unit: million)	1,468.25	1,380.48	44,748.06	43,773.79
Net income used to determine diluted earnings per share (unit: million)	1,468.25	1,380.48	44,748.06	43,773.79
Weighted average number of outside ordinary shares in issue during the year (million shares)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
Adjustments for share options (million shares)	-	1.27	-	1.27
Weighted average number of ordinary shares for diluted earnings per share (million Shares)	3,319.08	3,316.18	3,319.08	3,316.18
Diluted earnings per share	0.44	0.42	13.48	13.20

Unit : US Dollar

Unit : Baht

	The Company		The Company	
	2011	2010	2011	2010
Net income attributable to shareholders (unit: million)	1,049.00	1,137.89	32,076.95	36,103.31
Net income used to determine diluted earnings per share (unit: million)	1,049.00	1,137.89	32,076.95	36,103.31
Weighted average number of ordinary shares in issue during the year (million shares)	3,319.08	3,314.91	3,319.08	3,314.91
Adjustments for share options (million shares)	-	1.27	-	1.27
Weighted average number of ordinary shares for diluted earnings per share (million shares)	3,319.08	3,316.18	3,319.08	3,316.18
Diluted earnings per share	0.32	0.34	9.66	10.89

35. Segment Information

Primary reporting - business segments

Unit : Million US Dollar

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2011

	Exploration and production				Pipeline		Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	North America	Middle East and Others	South East Asia		
Revenues - Third parties	390.61	285.52	-	149.89	16.80	124.07	-	966.89
- Related parties	4,185.42	339.80	-	-	71.68	127.77	(127.77)	4,596.90
Other revenues - Third parties	15.44	26.65	48.03	0.48	-	0.81	23.99	101.97
Total Revenues	4,591.47	651.97	48.03	150.37	88.48	252.65	23.99	5,665.76
Operating expenses	407.20	169.03	19.26	134.23	17.84	8.34	1.75	625.39
Administrative expenses	76.97	20.05	13.32	14.32	14.10	6.11	8.24	150.73
Exploration expenses								
- Amortization of dry holes and projects	21.63	75.06	36.33	11.05	6.38	-	-	150.45
- Geological and geophysical	8.34	30.31	7.31	8.06	12.42	-	-	66.44
Depreciation, depletion and amortization	896.59	76.00	56.86	30.85	39.55	7.21	1.88	1,108.94
Royalties and remuneration	573.95	68.01	-	3.51	-	-	-	645.47
Loss from Montara incident	-	-	5.33	-	-	-	-	5.33
Loss from derivative financial instruments	-	-	-	-	-	-	11.06	11.06
Foreign exchange (gain) loss	19.85	(0.72)	2.23	(0.03)	0.01	-	2.59	23.93
Share of (gain) loss from associates	-	-	(0.29)	-	-	-	(2.14)	(2.43)
Total Expenses	2,004.53	437.74	140.35	201.99	90.30	21.66	23.38	2,785.31
Segment result	2,586.94	214.23	(92.32)	(51.62)	(1.82)	230.99	0.61	2,880.45
Depreciation - general								(8.41)
Administrative expenses - general								(106.68)
Operating profit								2,765.36
Other income, net								3.09
Finance costs - Interest income								16.24
- Interest expenses and other finance costs								(123.56)
Gain on foreign exchange								(40.95)
Management's remuneration								(4.57)
Income before tax								2,615.61
Tax - Project	(1,058.24)	(115.45)	88.39	12.83	(15.02)	(70.44)	(4.36)	(1,162.29)
- Group								14.93
Net Income (Loss)	1,528.70	98.78	(3.93)	(38.79)	(16.84)	160.55	(3.75)	1,468.25

Unit: Million US Dollar

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2011

	Exploration and production				Pipeline		Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	North America	Middle East and Others	South East Asia		
Assets								
Segment assets	5,049.60	1,383.32	2,607.91	2,678.08	317.76	361.37	85.00	12,483.04
Investments under equity method	-	-	2.97	-	-	-	23.96	26.93
Unallocated assets								1,621.46
Consolidated total assets								14,131.43
Liabilities								
Segment liabilities	2,453.54	264.26	443.46	634.93	132.08	160.99	17.97	4,107.23
Unallocated liabilities								3,712.53
Consolidated total liabilities								7,819.76
Capital Expenditures	1,119.13	384.25	513.83	2,989.11	64.65	149.65	36.40	5,257.02

Unit : Million Bant

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2011

	Exploration and production					Pipeline		Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	North America	Middle East and Others	South East Asia	Others		
Revenues - Third parties	11,897.88	8,767.63	-	4,581.39	512.35	3,780.18	-	-	29,539.43
- Related parties	127,562.32	10,352.71	-	-	2,191.36	3,892.95	-	(3,892.95)	140,106.39
Other revenues - Third parties	467.54	831.78	1,477.67	14.89	-	24.74	707.76	(386.79)	3,137.59
Total Revenues	139,927.74	19,952.12	1,477.67	4,596.28	2,703.71	7,697.87	707.76	(4,279.74)	172,783.41
Operating expenses	12,386.51	5,157.61	590.51	4,095.57	545.09	254.32	52.89	(4,007.92)	19,074.58
Administrative expenses	2,346.14	613.08	405.82	437.46	429.55	186.54	251.26	(72.52)	4,597.33
Exploration expenses									
- Amortization of dry holes and projects	656.58	2,283.55	1,121.39	342.12	194.71	-	-	-	4,598.35
- Geological and geophysical	253.59	929.39	224.85	230.29	378.70	-	-	-	2,016.82
Depreciation, depletion and amortization	27,323.39	2,324.23	1,730.69	934.53	1,208.27	219.83	57.19	-	33,798.13
Royalties and remuneration	17,494.64	2,076.09	-	107.13	-	-	-	-	19,677.86
Loss from Montara incident	-	-	164.21	-	-	-	-	-	164.21
Loss from derivative financial instruments	-	-	-	-	-	-	339.84	-	339.84
Foreign exchange (gain) loss	627.33	(22.62)	68.32	(1.05)	0.39	0.02	80.12	-	752.51
Share of (gain) loss from associates	-	-	(9.02)	-	-	-	(65.85)	-	(74.87)
Total Expenses	61,088.18	13,361.33	4,296.77	6,146.05	2,756.71	660.71	715.45	(4,080.44)	84,944.76
Segment result	78,839.56	6,590.79	(2,819.10)	(1,549.77)	(53.00)	7,037.16	(7.69)	(199.30)	87,838.65
Depreciation - general									(256.40)
Administrative expenses - general									(3,284.72)
Operating profit									84,297.53
Other income, net									94.97
Finance costs - Interest income									496.54
- Interest expenses and other finance costs									(3,770.87)
Gain on foreign exchange									(1,185.08)
Management's remuneration									(140.17)
Income before tax									79,792.92
Tax - Project	(32,279.44)	(3,537.20)	2,677.11	384.02	(458.75)	(2,146.76)	(133.27)		(35,494.29)
- Group									449.43
Net Income (Loss)	46,560.12	3,053.59	(141.99)	(1,165.75)	(511.75)	4,890.40	(140.96)		44,748.06

Unit : Million Baht

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2011

	Exploration and production					Pipeline		Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	North America	Middle East and Others	South East	Asia		
Assets									
Segment assets	160,027.90	43,839.20	82,647.79	84,871.49	10,070.30	11,452.20	2,693.77		395,602.65
Investments under equity method	-	-	94.02	-	-	-	759.21		853.23
Unallocated assets									51,386.16
Consolidated total assets									447,842.04
Liabilities									
Segment liabilities	77,755.43	8,374.83	14,053.68	20,121.78	4,185.88	5,102.09	569.57		130,163.26
Unallocated liabilities									117,654.61
Consolidated total liabilities									247,817.87
Capital Expenditures	34,317.34	11,801.05	15,822.02	90,276.72	2,017.13	4,587.90	1,128.30		159,950.46

Unit: Million US Dollar

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2010

	Exploration and production				Pipeline		Others	Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	Middle East and Others	South East Asia	Asia			
Revenues - Third parties	330.73	107.48	60.40	16.99	110.84	-	-	-	626.44
- Related parties	3,465.78	296.55	-	51.71	111.26	-	(111.27)	-	3,814.03
Other revenues - Third parties	12.71	1.83	44.16	-	0.11	38.48	(32.81)	-	64.48
Total Revenues	3,809.22	405.86	104.56	68.70	222.21	38.48	(144.08)	-	4,504.95
Operating expenses	352.42	135.32	59.77	15.93	5.64	3.53	(114.22)	-	458.39
Administrative expenses	65.93	11.93	9.21	17.64	1.51	3.28	(5.09)	-	104.41
Exploration expenses									
- Amortization of dry holes and projects	2.51	33.86	-	9.86	-	-	-	-	46.23
- Geological and geophysical	20.63	10.90	3.26	5.49	-	0.41	-	-	40.69
Depreciation, depletion and amortization	833.60	52.37	82.16	33.81	7.19	1.21	-	-	1,010.34
Royalties and remuneration	476.71	48.62	-	-	-	-	-	-	525.33
Loss from Montara incident	-	-	14.41	-	-	-	-	-	14.41
Other Expenses	-	-	47.74	-	-	-	-	-	47.74
Loss from derivative financial instruments	-	-	-	-	-	3.47	-	-	3.47
Foreign exchange (gain) loss	(32.09)	1.69	2.81	0.28	-	(3.66)	-	-	(30.97)
Share of (gain) loss from associates	-	-	0.10	-	-	1.25	-	-	1.35
Total Expenses	1,719.71	294.69	219.46	83.01	14.34	9.49	(119.31)	-	2,221.39
Segment result	2,089.51	111.17	(114.90)	(14.31)	207.87	28.99	(24.77)	-	2,283.56
Depreciation - general									(7.00)
Administrative expenses - general									(88.06)
Operating profit									2,188.50
Other income, net									15.03
Finance costs - Interest income									11.80
- Interest expenses and other finance costs									(104.55)
Gain on foreign exchange									(116.82)
Management's remuneration									(5.92)
Income before tax									1,988.04
Tax - Project	(699.73)	(53.88)	136.14	(52.13)	(60.27)	(1.10)			(730.97)
- Group									123.41
Net Income (Loss)	1,389.78	57.29	21.24	(66.44)	147.60	27.89			1,380.48

Unit: Million US Dollar

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2010

	Exploration and production			Pipeline	Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	Middle East and Others	South East Asia	
Assets						
Segment assets	4,633.30	997.45	1,960.87	266.24	137.24	8,075.63
Investments under equity method	-	-	2.78	-	-	24.60
Unallocated assets						2,593.52
Consolidated total assets						10,693.75
Liabilities						
Segment liabilities	2,334.95	159.91	349.68	116.04	45.91	3,026.43
Unallocated liabilities						2,259.27
Consolidated total liabilities						5,285.70
Capital Expenditures	1,210.95	231.55	268.99	13.85	1.48	1,764.39

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2010

	Exploration and production				Pipeline		Others	Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	Middle East and Others	South East Asia	Asia			
Revenues - Third parties	10,475.58	3,399.59	1,916.43	539.75	3,507.29	-	-	-	19,838.64
- Related parties	109,766.89	9,397.61	-	1,652.59	3,526.24	-	(3,526.24)	-	120,817.09
Other revenues - Third parties	393.83	56.15	1,361.57	-	3.29	1,252.22	(1,073.13)	-	1,993.93
Total Revenues	120,636.30	12,853.35	3,278.00	2,192.34	7,036.82	1,252.22	(4,599.37)	-	142,649.66
Operating expenses	11,170.31	4,282.95	1,905.89	504.51	178.66	112.87	(3,621.48)	-	14,533.71
Administrative expenses	1,962.31	381.90	292.82	554.24	47.87	101.92	(46.12)	-	3,294.94
Exploration expenses									
- Amortization of dry holes and projects	75.81	1,048.35	(5.98)	308.26	-	-	-	-	1,426.44
- Geological and geophysical	637.77	346.55	121.13	177.20	-	12.05	-	-	1,294.70
Depreciation, depletion and amortization	26,464.42	1,658.35	2,618.13	1,075.14	227.96	38.43	-	-	32,082.43
Royalties and remuneration	15,098.04	1,536.73	-	-	-	-	-	-	16,634.77
Loss from Montara incident	-	-	456.95	-	-	-	-	-	456.95
Other Expenses	-	-	1,472.11	-	-	-	-	-	1,472.11
Loss from derivative financial instruments	-	-	-	-	-	108.04	-	-	108.04
Foreign exchange (gain) loss	(991.39)	53.60	90.42	8.47	-	(116.93)	-	-	(955.83)
Share of (gain) loss from associates	-	-	3.08	-	-	42.75	-	-	45.83
Total Expenses	54,417.27	9,308.43	6,954.55	2,627.82	454.49	299.13	(3,667.60)	-	70,394.09
Segment result	66,219.03	3,544.92	(3,676.55)	(435.48)	6,582.33	953.09	(931.77)	-	72,255.57
Depreciation - general									(221.37)
Administrative expenses - general									(2,754.98)
Operating profit									69,279.22
Other income, net									482.98
Finance costs - Interest income									373.79
- Interest expenses and other finance costs									(3,295.46)
Gain on foreign exchange									(3,687.58)
Management's remuneration									(185.46)
Income before tax									62,967.49
Tax - Project	(22,162.78)	(1,714.95)	4,474.06	(1,709.60)	(1,907.19)	(34.65)			(23,055.11)
- Group									3,861.41
Net Income (Loss)	44,056.25	1,829.97	797.51	(2,145.08)	4,675.14	918.44			43,773.79

Unit: Million Baht

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2010

	Exploration and production			Pipeline		Others	Inter-company Elimination	Group's total business
	Thailand	Other South East Asia	Australia	Middle East and Others	South East Asia			
Assets								
Segment assets	139,700.04	30,044.77	59,122.89	8,027.50	4,167.49	2,427.92		243,490.61
Investments under equity method	-	-	83.86	-	-	657.89		741.75
Unallocated assets								78,197.95
Consolidated total assets								322,430.31
Liabilities								
Segment liabilities	70,401.68	4,805.44	10,543.42	3,498.88	1,400.40	601.20		91,251.02
Unallocated liabilities								68,119.94
Consolidated total liabilities								159,370.96
Capital Expenditures	37,550.65	7,053.27	8,488.75	422.43	44.54	1,154.38		54,714.02

The Group is organized into the following business segments:

- Exploration and production: The Group operates in oil and gas exploration and production both domestically and overseas, either as an operator or as a joint venture partner with international oil and gas companies. Most domestic projects are located in the Gulf of Thailand. Overseas projects are located in Southeast Asia, Australia, North America, the Middle East and others. As at the financial statement date, the Group had 21 projects in the production phase and 21 projects in the development and exploration phases.
- Overseas pipelines: The Group has investments with its joint venture partners to operate pipelines to transport natural gas from the exploration and production projects where the Group has working interests i.e., the Yadana and Yetagun projects.
- Others: The Group's other operations consist mainly of investments in projects strategically connected to the energy business; this does not constitute a separately reportable segment.

Secondary reporting - geographical segments

The Group's two main business segments are managed on a worldwide basis. They are operated in five main geographical areas:

Unit: Million US Dollar

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2011

	Thailand	Other Southeast Asia	Australia	North America	Middle East and Others	Group's total business
Revenues - Third parties	390.61	409.59	-	149.89	16.80	966.89
- Related parties	4,185.42	339.80	-	-	71.68	4,596.90
Segment assets	5,134.60	1,744.69	2,607.91	2,678.08	317.76	12,483.04
Investments under equity method	23.96	-	2.97	-	-	26.93
Capital expenditures	1,155.53	533.90	513.83	2,989.11	64.65	5,257.02
Consolidated total assets	6,780.02	1,744.69	2,610.88	2,678.08	317.76	14,131.43

Unit: Million Baht

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2011

	Thailand	Other Southeast Asia	Australia	North America	Middle East and Others	Group's total business
Revenues - Third parties	11,897.88	12,547.81	-	4,581.39	512.35	29,539.43
- Related parties	127,562.32	10,352.71	-	-	2,191.36	140,106.39
Segment assets	162,721.67	55,291.40	82,647.79	84,871.49	10,070.30	395,602.65
Investments under equity method	759.21	-	94.02	-	-	853.23
Capital expenditures	35,445.64	16,388.95	15,822.02	90,276.72	2,017.13	159,950.46
Consolidated total assets	214,867.04	55,291.40	82,741.81	84,871.49	10,070.30	447,842.04

Unit: Million US Dollar

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2010

	Thailand	Other Southeast Asia	Australia	Middle East and Others	Group's total business
Revenues - Third parties	330.73	218.32	60.40	16.99	626.44
- Related parties	3,465.78	296.54	-	51.71	3,814.03
Segment assets	4,713.83	1,134.69	1,960.87	266.24	8,075.63
Investments under equity method	21.82	-	2.78	-	24.60
Capital expenditures	1,248.52	233.03	268.99	13.85	1,764.39
Consolidated total assets	7,329.17	1,134.69	1,963.65	266.24	10,693.75

Unit: Million Baht

Consolidated financial statements for the year ended December 31, 2010

	Thailand	Other Southeast Asia	Australia	Middle East and Others	Group's total business
Revenues - Third parties	10,475.58	6,906.88	1,916.43	539.75	19,838.64
- Related parties	109,766.89	9,397.61	-	1,652.59	120,817.09
Segment assets	142,127.96	34,212.26	59,122.89	8,027.50	243,490.61
Investments under equity method	657.89	-	83.86	-	741.75
Capital expenditures	38,705.03	7,097.81	8,488.75	422.43	54,714.02
Consolidated total assets	220,983.80	34,212.26	59,206.75	8,027.50	322,430.31

36. Risk Management

The Group's business and operations cause it to be exposed to the following key risks:

Market Risk

Market risk is the situation whereby changes in commodities prices, interest rates, and foreign exchange rates may positively or adversely impact the Group's revenues, cash flows, assets, and liabilities.

Financial derivatives of various kinds are employed for the purpose of managing risk exposure to movements in prices of commodities, interest rates and foreign exchange rates.

• Price Risk

In 2011, world oil prices fluctuated. The price of Brent crude oil was in the range of US Dollar 94 - 128 per barrel. The Group's product prices vary with those of world oil prices, which are subject to factors beyond its control, for instance, market demand and supply, political and economic stability of various countries, OPEC's production policy, oil reserves and the change in the global climate each season. Fluctuations in world oil prices affect the Group's revenue and investment planning.

In this regard, when world oil prices change, so do the prices of the Group's crude oil and condensate. However, because of built-in natural gas pricing mechanisms found in the Gas Sale Agreement (GSA) which cushion natural gas prices from oil prices volatility (Natural Hedge), when the reference oil prices change, the typical prices of natural gas - the Group's main product - do change in the same direction. Most of the Group's contractual natural gas prices are adjusted every 6 or 12 months depending on the gas price formula of each project and should this price rise or fall, the natural gas price will move correspondingly to a certain degree compared to the prices of crude oil and condensate.

The Group has managed the oil price risk by analyzing the impact of the level of oil price changes to revenue and net profit of the Group annually. The risk mitigation plan is reviewed by the Risk Management Committee and endorsed by the Board of Directors for future cash flows. In addition, the Group entered into a derivative on oil price hedged for the Group's petroleum products using the Brent oil price during January 2011 to December 2011 totaling to 6.2 million barrels.

As at December 31, 2011, the Group has mark to market the value of the put option on the oil price hedged contracts for January 2012 of 0.15 million barrels. The market value of this derivative instrument is fluctuated based on the difference between the oil price and the strike price and the time value of the remaining contract period.

• Interest Rate Risk

The Group is exposed to interest rate risk from the changes in interest rate that will affect future cash flows and fair values of financial instruments

The majority of the Group's debts are subject to fixed interest rates, resulting in stable cash outflows. However, fixed interest rates would result in a higher interest expense if the market interest rates decrease. In order to manage the risk from falling interest rates, the Company has a policy to maintain a proper proportion between fixed-interest rate debts and floating-interest rate debts. The Company considers both fixed and floating-interest rate borrowings as well as using the financial instruments, such as interest rate swap to swap from floating interest rate to fixed interest and vice versa rate in order to prevent interest rate risks. The Group considers costs, market conditions, and acceptable risks in using the financial instrument to prevent the risk.

As at December 31, 2011, the Group has proportion of floating rate debt net of interest rate swaps at 16% of total debt (in 2010 at 10%). The weighted average interest rate on debt was 3.12% per annum (in 2010 was 3.69% per annum)

The Group's earnings are sensitive to changes in interest rates on the floating rate element of the Group's debt. If the interest rate applicable to floating rate instruments were to have increased by 1% on January 1, 2012, it is estimated that the Group's profit before taxation for 2012 would decrease by approximately US Dollars 6 million (in 2011 decrease by US Dollars 1 million). This assumes that the debt amount and the proportion of fixed and floating rate remain unchanged from that in place at December 31, 2012. Furthermore, the effect on earnings shown by this analysis does not consider the effect of any changes in general economic activity that may accompany such an increase or a decrease in interest rates.

• Foreign Currency Risk

The vast majority of the Group's domestic and international business (revenues and expenses) are in US Dollar. Commencing January 1, 2011, the Company's management has determined the US Dollar as the functional currency by considering revenue from and operating expenses use in the primary economic environment in which the entity operates. The Group is exposed to the exchange rate risks from transactions which are denominated in currencies that are not the Group's functional currency. Foreign exchange gains and losses are presented in Note 32.

The Group is aware of the risks surrounding financial assets and liabilities denominated in foreign currencies. As a result, the Group has a policy of asset and liability management by which the structure and features of transactions regarding assets, liabilities and shareholders' equity are aligned with each other. In addition, the Group has considered to manage foreign currency risk with financial derivatives together with the consideration yields and risks arising in each intervals.

The Group's earnings are sensitive to changes in foreign currency of net assets and liabilities denominated in currencies other than functional currency. If at December 31, 2011 and 2010, the other currencies had fluctuated 10% against the functional currency, the possible change to net profit is as follows:

Unit: Million US Dollar

	Consolidated	
	Exposure from assets and liabilities denominated in Baht	Exposure from assets and liabilities denominated in Canadian Dollars
For the year ended December 31, 2011		
Profit before tax increase (decrease)		
(10% US Dollar appreciate)	(10)	(147)
Profit before tax increase (decrease)		
(10% US Dollar depreciate)	10	147
For the year ended December 31, 2010		
Profit before tax increase (decrease)		
rate appreciate 10%	(147)	-
Profit before tax increase (decrease)		
rate depreciate 10%	147	-

Credit Risk

The Group seeks to ensure that sales of products are made to the customers with acceptable credit profiles, with the overwhelming majority of sales being made to PTT Public Company Limited, PTTEP's parent company. The credit risks are carefully assessed and regularly reviewed. All of banks in which the Group places deposits are rated at investment grade level. The Group regularly assesses credit quality and stability of these banks by taking into account of their credit rating, investment portfolio, and other financial factors which demonstrate their performance and the ability of their business risks management process, such as, debt to deposit ration, non-performing to gross loan ration. These factors are used to manage risks and to consider the amount of bank deposit limit in order to ensure that deposits are well-diversified and to avoid concentration risks with individual bank together with the consideration yields and risks arising in each interval.

Before entering into financial derivatives contract, the Group has assessed the financial position and credit worthiness, including setting up credit exposure limit, of counterparty bank in the same way as when the Group assesses banks before placing deposit as described above. Currently all banks in which the Group has entered into financial derivatives contract are rated at investment grade level. In addition, the Group has adjust, based on the timing and type of transaction, the outstanding balance of each derivative financial instruments made with banks to reflect the risk-adjusted exposure and has diversified transactions to avoid concentration risks with individual bank together with the consideration yields and risks arising in each interval.

The Group's maximum exposure to credit risks is the fair value of financial assets.

Liquidity Risk

Liquidity risk is the risk that suitable sources of funding for the group's business activities may not be available. The Group's contractual maturity of liabilities and interest as at December 31, 2011 are as follows:

Unit: Million US Dollar

	Within 1 year	Between 1 and 3 years	Between 3 and 5 years	Over 5 years	Total
Trade accounts payable and working capital to					
co-venturers	108.67	-	-	-	108.67
Accrued expenses	995.31	-	-	-	995.31
Other current liabilities	42.47	-	-	-	42.47
Loans from financial institution with floating					
interest rate					
Principle	315.55	-	625.00	-	940.55
Interest*	13.40	23.74	15.76	-	52.90
Bond with fixed interest rate					
Principle	687.89	526.96	700.00	1,031.32	2,946.17
Interest*	117.71	195.19	140.95	230.38	684.23
Foreign currency and interest rate swap	-	-	-	1.54	1.54

The major assumptions for the data presented in the table above are that all the interest expenses are calculated based on the contractual interest rate and there is no change in aggregate principle amounts of loans other than repayment at scheduled maturity. The floating interest rate is based on the contractual interest rate at December 30, 2011. Thai Baht liabilities were equivalent to US Dollar at the weighted average exchange rate announced by Bank of Thailand of Baht 31.6912 per US Dollar at December 30, 2011.

* interest represents the interest payment due within one year.

The Group manages its liquidity risks by preparing cash flow forecasts and adjusting financial estimates regularly. The Group operates a Short-Term Financing Programme in order to access Thailand's capital market by issuing short-term debt securities, and credit facilities with commercial banks. This credit facilities are available within 3 business days after notifying to the bank with the agreed upon interest rate in advance. The outstanding principle amount undrawn facilities are summarized below:

Unit: Million Baht

	Credit limit	Undrawn amount
Committed bank credit facility	90	90
Uncommitted bank credit facility*	11,600	11,600
Short-term commercial paper	50,000	50,000

* Uncommitted bank credit facility amounted to US dollar 60 million equivalent to Thai Baht at the weighted average exchange rate announced by the Bank of Thailand of Baht 31.6912 per US Dollar at December 30, 2011.

The Group's Receivables Purchase Financing Facility has been launched for the purpose of converting credit terms to immediate cash to ensure flexible working capital.

The Company's International Credit Rating is comparable with the Sovereign Rating of Thailand and the National Credit Rating is at the AAA. As a result, the Company can access to the source of fund for the long-term loan at the interest rate approximate the market interest rate. For the years ended 2011 and 2010, the Company's credit ratings as assigned by prominent credit rating agencies for are as follows:

	2011		2010	
	Foreign Currency	Domestic Currency	Foreign Currency	Domestic Currency
Rating Agency				
Moody's	Baa1	Baa1	A3	A3
Standard and Poor's	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
Japan Credit Rating	A-	A	A-	A
TRIS Rating (National Rating)	-	AAA	-	AAA

37. Dividends

On March 30, 2011, the annual general meeting of the shareholders approved payment of a dividend for the year 2010 of Baht 5.03 per share. The Company made interim dividend payment for the first half-year operations of 2010 at the rate of Baht 2.55 per share on August 30, 2010 and for the second half-year operations of 2010 at the rate of Baht 2.48 per share on April 18, 2011.

The Company estimated the dividend to its shareholders for the year 2011 at Baht 5.40 per share. The Company made an interim dividend payment for the first half-year operations of 2011 at the rate of Baht 2.61 per share on August 29, 2011 and still has to pay the dividend for the second half-year operations of 2011 at the rate of Baht 2.79 per share. This dividend will be paid upon approval by the annual general meeting of the shareholders.

38. Commitments and Contingent Liabilities

- Commitment under operating leases - the Group as a lessee

The future minimum lease payments for the non-cancellable operating leases as at December 31, 2011 and 2010 are as follows:

	Consolidated		Consolidated	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Within 1 year	73.16	143.82	2,318.42	4,336.33
Between 1 - 5 years	129.57	174.04	4,106.54	5,247.32
Over 5 years	74.75	93.45	2,368.87	2,817.73
Total	277.48	411.31	8,793.83	12,401.38

	The Company		The Company	
	December 31, 2011	December 31, 2010	December 31, 2011	December 31, 2010
Within 1 year	47.28	119.67	1,498.26	3,608.21
Between 1 - 5 years	51.45	92.10	1,630.46	2,777.13
Over 5 years	0.29	0.37	9.23	11.19
Total	99.02	212.14	3,137.95	6,396.53

- Commitment from loan agreements
 - The Company had a subordinated loan agreement with Energy Complex Company Limited (EnCo), with the loan limit of Baht 1,250 million. The agreement shall continue for 13 years and 6 months effective from April 2, 2009. The total value of loans provided by the Company as at December 31, 2011 was US Dollar 18.30 millions (Baht 580 million).

- Commitment from loan and bond guarantee
 - The Company had commitment from unsecured and unsubordinated bond guarantee for PTTEP Australia International Finance Pty Ltd (PTTEP AIF) with US Dollar 700 million credit facilities.
 - The Company had commitment from loan guarantee for PTTEP Offshore Investment Company Limited with US Dollar 575 million credit facilities.
 - The Company had commitment from unsecured and unsubordinated bond guarantee for PTTEP Canada International Finance Limited (PTTEP CIF) with US Dollar 700 million credit facilities.

- Obligation under Gas Sale Agreement

According to the Gas Sales Agreement of MTJDA B-17 Project, if the sellers fail to deliver the quantity of natural gas notified by the buyer on the date agreed upon, the buyer has the right to take the deficient quantity of natural gas (Shortfall) at a price equal to 75% of the current price applicable at the time the Shortfall occurred. PTT, the buyer, has nominated quantities of natural gas since late December 2009 but PTTEPI and joint venture partner, the seller, could not deliver the natural gas nominated by PTT. However, MTJDA-B17 Project started up its commercial production on February 5, 2010. PTTEPI and the joint venture partner may have an obligation for the Shortfall that occurred from late December 2009 to February 5, 2010 by selling the deficient amount of gas at the 75% discounted price as per GSA with the approximate total cost for PTTEPI of US Dollar 3.56 million (Baht 112.68 million). Currently, negotiation between the buyer (PTT) and the sellers are in process.

On July 30, 2011, this project ceased its production because of a problem with the production equipment. This resulted in the Shortfall. PTTEPI and joint venture partners, the seller, may have an obligation for the Shortfall that occurred by selling the deficient amount of gas at the 75% discounted price as per GSA with the approximate total cost for PTTEPI of US Dollar 0.16 million (Baht 5.12 million).

- Contingent liabilities
 - On August 26, 2010, PTTEP Australasia Pty Ltd (PTTEP AA) received a letter claiming for compensation relating to an incident of oil and natural gas leak in Montara area under PTTEP Australasia project from the Government of Indonesia. Subsequently on September 1, 2010, PTTEP AA submitted the letter rejecting the claim for the compensation because the evidence provided by the Government of Indonesia is considered unproven and unsubstantiated. No verifiable scientific evidence has yet been provided to support the claim. In December 2010, PTTEP AA and the Government of Indonesia agreed to provide each other additional documents and will conduct a joint survey to verify the Government of Indonesia's data on the claimed damage on the fisheries sector from the Montara oil spill. The compensation regarding this matter has not been finalized.
 - As at December 31, 2011, the Company had contingent liabilities in the form of letters of guarantee amounting to US Dollar 57.07 million or Baht 1,808.63 million for the Company's financial statements and US Dollar 75.22 million (Baht 2,383.92 million) for the consolidated financial statements.

39. Significant Events During the Period

- On February 25, 2011, the Company established a subsidiary, PTTEP Canada International Finance Limited, with registered capital of Canadian Dollars 50,000, consisting of 50,000 ordinary shares at Canadian Dollar 1 each, with 100% shareholding by PTTEP Netherlands Coöperatie U.A.
- On March 3, 2011, PTTEP Bengara I Company Limited was approved by the government sector of Indonesia (BPMIGAS) to withdraw the entire 40% participation interest from Indonesia Bengara - 1 project according to the Withdrawal Agreement with the joint venture on February 26, 2010.
- On March 11, 2011, the Company signed a loan agreement with Krung Thai Bank Plc. for Baht 20,000 million credit facility and a one-year tenor. This loan agreement comes under the remaining credit facility of Baht 28,250 million that was approved by the Company's Board of Directors in 2009 and 2010. As at December 31, 2011, the company utilized the drawdown of the first loan installment of Baht 10,000 million.
- On March 25, 2011, PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (PTTEP AAA) signed the Sale and Purchase Agreement for AC/RL7 for the purchase of 20% participation interest from an existing partner. The Australian government has approved this transaction on June 20, 2011 and the purchase price was paid in July 2011. After completion, PTTEP AAA will hold 100% participation interest.
- On March 29, 2011, PTTEP International Limited relinquished the entire area of Exploration Block M4 in the Union of Myanmar after fulfillment of the exploration work commitment. The termination was effective from May 1, 2011.
- On March 30, 2011, PTTEP Sidi Abd El Rahman Company Limited withdrawn the entire 30% participation interest from Sidi Abd El Rahman Offshore Project in the Arab Republic of Egypt after fulfillment of the exploration work commitment. The withdrawal will be fully effective upon receiving an official approval from the government of the Arab Republic of Egypt.

- On April 5, 2011, PTTEP Canada International Finance Limited completed the transaction of issuing unsecured and unsubordinated debentures to foreign institutional investors for the total amount of US Dollar 700 million carrying a coupon of 5.692% per annum, fully guaranteed by PTTEP with the tenor of 10 years. The debentures have been rated BBB+ by Standard and Poor's and Baa1 by Moody's.
- On June 30, 2011, PTTEP Australasia Offshore Pty Limited withdrew the entire 22.21% of participation interest from the Australia AC/P36 Project in Australia after fulfillment of the exploration work commitment. The withdrawal was officially approved by the Australian government on October 31, 2011.
- On July 11, 2011, PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Limited received an approval from the Australian government to obtain 100% of rights in the exploratory area AC/P54 for six years effective from July 7, 2011.
- On August 1, 2011, the Company established a subsidiary, PTTEP MEA Limited, with registered capital of US Dollar 50,000, consisting of 50,000 ordinary shares at US Dollar 1 each, with 100% shareholding by PTTEP.
- On August 5, 2011, PTTEP New Zealand Limited and other joint venture partners entered into a Farmout agreement with Shell GSB Limited to transfer 50% of participation interest in the concession Nos. 50119 and 50120 of the New Zealand Great-South project to Shell GSB Limited. This agreement will be fully effective upon receiving an official approval from the Government of New Zealand (Crown Minerals). After the completion of the agreement, PTTEP New Zealand Limited will have 18% of participation interests as a joint venture effective retroactively since August 5, 2011. Shell GSB Limited paid 75% of all incurred exploratory expenses in these concessions from the project start date until July 31, 2011 of which is PTTEP New Zealand Limited recognized its proportion of participation interest as restricted deposit totaling to NZ Dollar 9.26 million (US Dollar 7.10 million).
- On August 19, 2011, PTTEP New Zealand Limited ceased the exploration and relinquished the concession no.50121 in New Zealand. The relinquishment was approved by the government of New Zealand (Crown Minerals).
- On September 29, 2011, PTTEP Australasia Offshore Pty Limited withdrew the entire 20% of participation interest from the concession WA378P of the PTTEP Australasia Project in Australia. The withdrawal will be fully effective upon receiving an official approval from the government of Australia.
- On November 30, 2011, the Indonesian government approved the transfer of participation interests to Total E & P Indonesia South Mandar. The transfer was retroactively effective from January 1, 2011 as follows:

Block	Previous PTTEP's Participation Interest (%)	New PTTEP's Participation Interest (%)
South Mandar	67	34
Sadang	40	30
South Sageri	30	20

- On December 1, 2011, PTTEPI which holds the concession block L21/48, L28/48, and L29/48, had fulfilled its exploration obligation for all blocks under for the 2nd year of phase 2 of the concession agreement. PTTEPI has notified to the Department of Natural Resources to terminate and relinquish the concession block L29/48 before entering into the 3rd year of phase 2. The notification will be effective upon the approval from the Department of Natural Resources.
- On December 29, 2011, PTTEP Merangin Company Limited ("PTTEPM") has registered for the dissolution with the Government of Cayman Island.

40. Events after the Statements of Financial Position Date

- On January 5, 2012, PTTEP International Limited (PTTEPI) entered into a Joint Operating Agreement in the Myanmar Zawtika project with Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE). Under the Production Sharing Contract, MOGE will hold 20% of participation interest in the Myanmar Zawtika project and with a supplementary arrangement between PTTEPI and MOGE, MOGE has rights to invest in the project after the development project has been approved by paying the actual expenditures of the participation interest. However, PTTEPI will maintain 80% of participation interest and will be operator of this project. The agreement was retroactively effective from August 15, 2011.
- On December 29, 2011, PTTEP Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP) and other joint venture partners in the Arthit project which comprise of Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd. ("Chevron") and Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. ("MOECO"), have re-entered into the North Arthit Participation Agreement. The participation interest under the agreement for PTTEP, Chevron, and MOECO are 80%, 16%, and 4%, respectively. The agreement was effective in January 2012 to deliver natural gas to the Arthit's production rig.
- On February 1, 2012, PTTEPI has terminated and relinquished the exploration block M7 in the Union of Myanmar after fulfilment of the exploration work commitment.
- The Board of Directors of the Company authorized for the issue of these financial statements on February 17, 2012.

Supplemental Information on Petroleum Exploration and Production Activities

(A) PTTEP and its Subsidiaries' Petroleum Reserves Report As of December 31, 2011

The total Proved Reserves of PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP) and its subsidiaries as of December 31, 2011 are shown in the table next page. The Proved Reserves are reviewed annually by company's earth scientists and reservoir engineers to ensure rigorous professional standards. The Proved Reserves are reported on a gross basis, which includes the company's net working interest and related host country's interest.

No reserve quantities have been recorded for the hydrocarbon discoveries in Vietnam B & 48/95 Project and Vietnam 52/97 Project since no Gas Sales Agreement (GSA) has been established.

The total Proved Reserves (Consolidated Companies) as of December 31, 2011 of PTTEP and its subsidiaries are 275 Million Stock Tank Barrels (MMSTB) for crude and condensate¹, and 4,529 Billion Standard Cubic Feet (BSCF) for gas. The total Proved Reserves (Consolidated Companies) in term of oil equivalent are 969 Million Barrels (MMBOE), of which approximately 47 percent of the total Proved Reserves is Proved Developed Reserves. Proved Reserves of crude and condensate are approximately 28% while, for gas, are 72% of the total Proved Reserves in terms of oil equivalent.

The total production in 2011 (Consolidated Companies) was 110.0 MMBOE (30 MMSTB of crude and condensate¹, and 501 BSCF of gas) or the production rate of approximately 301,367 Barrels of Oil Equivalent per Day (BOED). The decrease was approximately 2,656 BOED or 0.87% lower than that of last year. The production decrease was attributed to the unexpected inundation in the Northern and Central Regions of Thailand in the fourth quarter of 2011, resulting in lower oil production from Thailand Onshore fields as well as lower gas nominations from gas projects in the Gulf of Thailand and the Gulf of Martaban due to lower demands. However, these production decreases were offset by 2 new overseas projects, namely Canada Oil Sands KKD and Vietnam 16-1 projects that were put on production in 2011.

¹ Included the proved reserves and production of LPG and Bitumen

	Proved Reserves of Crude and Condensate ^{(1) (2)}			Proved Reserves of Natural Gas ⁽¹⁾			Proved Reserves of Crude, Condensate and Natural Gas ^{(1) (2)}		
	(Million Barrels)			(Billion Cubic Feet)			Barrel of Oil Equivalent		
	Domestic	Foreign	Total	Domestic	Foreign	Total	Domestic	Foreign	Total
Company's share of reserves of consolidated companies									
As of December 31, 2009	126	92	218	3,254	2,395	5,649	662	437	1,099
1) Revision of previous estimates	1	4	5	61	13	74	12	7	19
2) Improved recovery	16	-	16	19	-	19	18	-	18
3) Extensions and discoveries	2	-	2	55	46	101	11	7	18
4) Purchases/Sales of Petroleum in place	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Production	(24)	(3)	(27)	(397)	(121)	(518)	(91)	(20)	(111)
Total consolidation companies									
As of December 31, 2010	121	93	214	2,992	2,333	5,325	612	431	1,043
Company's share of reserves of consolidated companies									
As of December 31, 2010	121	93	214	2,992	2,333	5,325	612	431	1,043
1) Revision of previous estimates	24	(1)	23	(224)	(31)	(255)	(20)	(7)	(27)
2) Improved recovery	6	-	6	27	-	27	11	-	11
3) Extensions and discoveries	5	36	41	128	-	128	26	36	62
4) Purchases/Sales of Petroleum in place	-	21	21	-	(195)	(195)	-	(10)	(10)
5) Production	(25)	(5)	(30)	(381)	(120)	(501)	(88)	(22)	(110)
Total consolidation companies									
As of December 31, 2011	131	144	275	2,542	1,987	4,529	541	428	969

(1) The proved reserves are reported on a gross basis which includes the company's net working interest and the related host country's interest.

(2) Included the proved reserves and production of LPG and Bitumen.

(B) Capitalized Costs Relating to Oil and Gas Producing Activities

Capitalized costs represent cumulative expenditures for proved and unproved properties, and support equipment and facilities used in oil and gas exploration and production operations together with related accumulated depreciation, depletion, amortization and impairment.

Proved properties include exploration & development wells, equipment, transportation pipeline and related producing facilities associated with proved reserves project. Unproved properties represent amounts associated with non-proved reserve project. Support equipment and facilities include warehouse, field offices, vehicles and movable assets used in oil and gas producing activities.

The net capitalized costs represent the undepreciated value for these assets.

(Unit: Million US Dollar)

	2011	2010
Proved properties	14,458	10,889
Unproved properties	1,107	173
Accrued decommissioning costs	695	750
Support equipment and facilities	153	120
Gross capitalized costs	16,413	11,932
Accumulated depreciation, depletion, amortization and impairment	(6,089)	(5,034)
Net capitalized costs	10,324	6,898

(C) Costs Incurred in Oil and Gas Property Acquisition, Exploration, and Development Activities

Costs incurred in oil and gas property acquisition, exploration and development activities represent amounts both capitalized and charged to expense during the year. Property acquisition costs include costs to purchase proved and unproved properties.

Exploration costs include the costs of geological and geophysical work, carrying and retaining undeveloped properties, and drilling and equipping exploratory wells.

Development costs include costs associated with drilling and equipping development wells, improved recovery systems, facilities for extraction, treating, gathering and storage, producing facilities for existing developed reserves, and costs associated with transportation pipeline.

(Unit: Million US Dollar)	2011			2010		
	Domestic	Foreign	Total	Domestic	Foreign	Total
Acquisition of properties						
- Proved	-	1	1	1	-	1
- Unproved	-	704	704	-	-	-
Exploration costs ⁽¹⁾	144	309	453	62	158	220
Development costs	989	2,773	3,762	1,111	312	1,423
Total	1,133	3,787	4,920	1,174	470	1,644

(1) Exploration costs include transferring of exploration well costs to development well costs for future production.

(D) Results of Operations for Producing Activities

Results of operations from oil and gas producing activities for the year 2011 and 2010 are shown in the table next page.

Operating costs include lifting costs incurred to operate and maintain productive wells and related equipment. Exploration expenses consist of geological and geophysical costs, and dry hole costs.

General administrative expenses are expenses directly related to oil and gas producing activities.

Depreciation, Depletion and Amortization expense relates to capitalized costs incurred in acquisition, exploration and development activities, transportation pipeline, including amortized decommissioning costs.

Other income/expenses include pipeline transportation income and foreign exchange gains and losses.

Income tax expenses are based on the results of operations from petroleum producing activities.

General corporate overhead and finance costs are excluded from the results of operations for petroleum producing activities.

(Unit: Million US Dollar)	2011			2010		
	Domestic	Foreign	Total	Domestic	Foreign	Total
Gross revenues :						
Sales - Related parties	4,185	412	4,597	3,466	348	3,814
Sales - Third parties	391	452	843	331	185	516
Total Sales	4,576	864	5,440	3,797	533	4,330
Expenses :						
Operating expenses	407	216	623	352	103	455
Exploration expenses	30	187	217	23	63	86
General administrative expenses	77	66	143	66	35	101
Petroleum royalties and remuneration	574	72	646	477	49	526
Depreciation, depletion and amortization	897	210	1,107	834	176	1,010
Loss from Montara Incident	-	5	5	-	14	14
Other (income)/ expenses	4	(185)	(181)	(45)	(72)	(117)
Total expenses	1,989	571	2,560	1,707	368	2,075
Results before income taxes	2,587	293	2,880	2,090	165	2,255
Income tax expenses (benefit)	1,058	100	1,158	700	30	730
Net results of operations	1,529	193	1,722	1,390	135	1,525

(E) Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows (SMDCF) Relating to Proved Oil and Gas Reserves

The standardized measure of discounted future net cash flows related to the above proved oil and gas reserves, is computed by applying 12-month average prices* (with consideration of price changes only to the extent provided by contractual arrangements), to the estimated future production of year-end proved oil and gas reserves remaining less estimated future expenditures (based on year-end costs) to be incurred in developing and production the proved reserves.

Future income taxes are calculated by applying the appropriate year-end statutory tax rates to the future pre-tax net cash flows and reduced by applicable tax deductions or tax credits.

Net Cash flows are discounted using a rate of 10% per year to reflect the estimated timing of the future cash flows.

Discounted future cash flow estimates like those shown below are not intended to represent estimates of the fair value of oil and gas properties. Estimates of fair value should also consider probable and possible reserves which may become proved reserves in the future, anticipated future oil and gas prices, interest rates, changes in development and production costs and risks associated with future production. Because of these and other considerations, any of fair value is necessarily subjective and imprecise.

* Twelve-month average prices are calculated as the unweighted arithmetic average of the first-day-of-the-month price for each month.

(Unit: Million US Dollar)	Domestic		Foreign		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Future cash inflows	23,196	21,050	21,038	14,847	44,234	35,897
Future production costs	(2,649)	(2,438)	(4,816)	(2,218)	(7,465)	(4,656)
Future development costs	(6,233)	(4,973)	(3,070)	(3,112)	(9,303)	(8,085)
Future income tax expenses	(4,351)	(3,706)	(2,796)	(2,368)	(7,147)	(6,074)
Future net cash flows	9,963	9,933	10,356	7,149	20,319	17,082
10% annual discount	(2,793)	(2,915)	(4,727)	(3,786)	(7,520)	(6,701)
Standardized measure of discounted future net cash flows (SMDCF)	7,170	7,018	5,629	3,363	12,799	10,381

Changes in Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Relating to Proved Oil and Gas Reserves

(Unit: Million US Dollar)

	2011	2010
Present value at beginning of year	10,381	9,012
Sales and transfers of oil and gas produced, net of production costs	(4,100)	(3,492)
Development costs incurred during the period	1,880	2,128
Net changes in prices and production costs	8,970	1,844
Net changes in development costs	(2,902)	(1,060)
Extensions, discoveries and improved recovery	1,474	804
Revisions of previous quantity estimates	(454)	423
Purchases / sales of petroleum in place	(565)	-
Accretions of discount	(811)	601
Net changes in income taxes	(1,074)	121
Present value at the year end	12,799	10,381

(F) Other Information

Productive Oil/Condensate and Gas Wells

The numbers of productive wells at December 31, 2011 were as follows:

	Oil/Condensate*		Gas	
	Gross	Net	Gross	Net
Thailand	684	288	1,006	377
Foreign				
Southeast Asia	12	3	95	41
Middle East and Others	21	9	8	8
Total	717	300	1,109	426

* include Bitumen Wells

Drilling in Progress of Oil/Condensate* and Gas Wells

The numbers of wells in progress at December 31, 2011 were as follows:

	Gross	Net
Exploratory		
Thailand	2	2.0
Foreign		
Southeast Asia	1	0.5
Middle East and Others	2	0.6
Total	5	3.1
Development		
Thailand	21	10.5
Foreign		
Southeast Asia	4	1.1
Australia	1	0.9
Middle East and Others	2	1.4
Total	28	13.9

* include Bitumen Wells

Net Oil/Condensate* and Gas Wells Drilled Annually in 2011

	Net Productive wells drilled	Net dry well drilled
Exploratory		
Thailand	5.3	1.0
Foreign		
Southeast Asia	4.0	1.8
Australia	0.8	2.1
Middle East and Others	30.0	18.0
Total	40.1	22.9
Development		
Thailand	141.6	3.9
Foreign		
Southeast Asia	1.4	-
Australia	1.0	-
Middle East and Others	5.0	-
Total	149.0	3.9
* include Bitumen Wells		

Gross wells include the total number of wells in which the company has an interest excluding utility wells.

Net wells are the sum of the company's fractional interests in gross wells.

Quarterly Information in 2011 and 2010 (unaudited) for the consolidated financial statement are as follows:

(Unit: US Dollar)

Year 2011	4thQ	3rdQ	2ndQ	1stQ
Revenues				
Sales	1,440,651,768	1,373,546,481	1,420,253,743	1,205,269,909
Revenue from pipeline transportation	31,033,243	34,413,783	32,591,372	26,032,563
Other revenues				
Gain on foreign exchange	49,780,106	-	3,467,412	62,778,540
Interest income	6,168,391	4,301,144	2,780,461	2,988,758
Other revenues	53,905,990	9,838,249	28,208,434	13,108,003
Total Revenues	1,581,539,498	1,422,099,657	1,487,301,422	1,310,177,773
Expenses				
Operating expenses	177,925,911	178,654,705	148,754,325	120,061,022
Exploration expenses	27,071,538	51,237,763	76,035,541	62,545,119
Administrative expenses	89,070,143	49,105,660	58,828,262	60,404,469
Petroleum royalties and remuneration	167,633,500	163,396,751	171,627,884	142,810,043
Depreciation, depletion and amortization	267,591,706	272,365,810	279,413,569	297,975,028
Other expenses				
Loss on foreign exchange	-	180,912,028	-	-
Loss from Montara incident	4,297,651	1,033,629	-	-
Loss from derivative financial instruments	3,623,747	2,019,730	2,353,816	3,059,338
Management's remuneration	2,156,086	852,820	676,927	884,796
Other expenses	-	-	-	-
Finance costs	35,167,465	32,830,745	31,604,288	23,954,550
Total Expenses	774,537,747	932,409,641	769,294,612	711,694,365
Share of gain (loss) from associates	1,224,201	(853)	553,534	653,034
Income before income taxes	808,225,952	489,689,163	718,560,344	599,136,442
Income taxes	(319,093,659)	(240,100,824)	(348,521,606)	(239,648,726)
Income for the year	489,132,293	249,588,339	370,038,738	359,487,716
Earnings per share				
Basic earnings per share	0.15	0.08	0.11	0.11
Diluted earnings per share	0.15	0.08	0.11	0.11

		(Unit: US Dollar)			
Year 2010		4thQ	3rdQ	2ndQ	1stQ
Revenue					
Sales		1,155,652,954	1,086,992,392	1,107,749,435	979,239,865
Revenue from pipeline transportation		29,779,705	28,859,314	30,363,404	21,833,685
Other revenues					
Gain on foreign exchange		10,236,657	-	12,097,006	-
Interest income		3,143,486	2,835,531	2,558,793	3,257,389
Gain on derivative financial instruments		-	-	2,347,005	-
Other revenues		9,523,034	51,113,966	15,232,525	3,635,610
Total Revenues		1,208,335,836	1,169,801,203	1,170,348,168	1,007,966,549
Expenses					
Operating expenses		96,918,633	131,882,479	141,246,933	88,341,620
Exploration expenses		19,280,288	39,519,877	12,899,427	15,224,870
Administrative expenses		71,556,330	44,846,953	36,041,742	40,019,968
Petroleum royalties and remuneration		144,083,990	133,958,144	124,812,718	122,474,002
Depreciation, depletion and amortization		231,985,633	279,570,354	265,713,435	240,072,240
Other expenses					
Loss on foreign exchange		-	87,170,847	-	21,016,941
Loss from Montara incident		5,903,700	8,506,400	-	-
Loss from derivative financial instruments		1,116,867	1,920,888	-	2,777,783
Management's remuneration		2,558,591	1,051,341	1,049,548	1,255,889
Other expenses		-	47,739,610	-	-
Finance costs		31,958,610	27,920,498	22,318,145	22,348,322
Total Expenses		605,362,642	804,087,391	604,081,948	553,531,635
Share of gain (loss) from associates		690,255	(195,503)	(159,688)	(1,682,598)
Income before income taxes		603,663,449	365,518,309	566,106,532	452,752,316
Income taxes		(221,844,421)	(29,721,072)	(214,626,840)	(141,370,365)
Income for the year		381,819,028	335,797,237	351,479,692	311,381,951
Earnings per share					
Basic earnings per share		0.12	0.10	0.11	0.09
Diluted earnings per share		0.12	0.10	0.11	0.09

Five-year Petroleum Sales Volume and Unit Price Summary

	2011	2010	2009	2008	2007
Net sales of petroleum (BOED)	265,047	264,575	233,756	219,314	179,767
Average petroleum unit prices					
Average unit prices of crude oil and condensate (US Dollar per BBL)	102.23	73.77	58.03	91.38	67.37
Average unit prices of natural gas (US Dollar per MMBTU)	6.00	5.52	5.17	5.17	4.57
Average unit prices of petroleum (US Dollar per BOE)	55.49	44.83	39.53	49.69	39.78
Lifting cost (US Dollar per BOE)	4.35	3.75	3.16	2.46	2.33

คำย่อ

ABBREVIATIONS

BBL	barrel	บาร์เรล
BOE	barrel of oil equivalent	บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
BOED	barrel of oil equivalent per day	บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน
BPD	barrel per day	บาร์เรลต่อวัน
BSCF*	billion standard cubic feet	พันล้านลูกบาศก์ฟุต
CNG ¹	compressed natural gas	ก๊าซธรรมชาติอัดเหลว
DCQ	Daily Contract Quantity	ปริมาณการผลิตต่อวันตามสัญญาซื้อขาย
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas	เรือผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว
GSA	Gas Sale Agreement	สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
HOA	Heads of Agreement	สัญญาข้อตกลงเบื้องต้น
KBD	Thousand barrels per day	1,000 บาร์เรลต่อวัน
LNG ²	liquefied natural gas	ก๊าซธรรมชาติเหลว
LPG	liquefied petroleum gas	ก๊าซหุงต้ม/ก๊าซแอลพีจี
MMBOE	million barrels of oil equivalent	ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
MMBPD	million barrels per day	ล้านบาร์เรลต่อวัน
MMSCF*	million standard cubic feet	ล้านลูกบาศก์ฟุต
MMSCFD*	million standard cubic feet per day	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
MMSTB*	million stock-tank barrels	ล้านบาร์เรล
MMSTBD*	million stock-tank barrels per day	ล้านบาร์เรลต่อวัน
NGV	natural gas for vehicles	ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์/ก๊าซเอ็นจีวี
STB*	stock-tank barrel	บาร์เรล
STBD*	stock-tank barrel per day	บาร์เรลต่อวัน
TCF	trillion cubic feet	ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต
TPD	ton per day	ตันต่อวัน

* ณ 60 องศาฟาเรนไฮต์ 1 บรรยากาศ

Referring to gas and oil at standard condition, 60°F and 1 atmosphere (ATM)

¹ ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เป็นของเหลวโดยการเพิ่มความดัน

Natural gas liquefied by increasing pressure

² ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เป็นของเหลวโดยการลดอุณหภูมิ

Natural gas liquefied by decreasing temperature



บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคาร A ชั้น 6 และชั้น 19-36

เลขที่ 555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร

เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900

โทรศัพท์ 0 2537 4000 โทรสาร 0 2537 4444

PTT Exploration and Production Public Company Limited

Energy Complex Building A, 6th Floor & 19th - 36th Floor

555/1 Vibhavadi Rangsit Road, Chatuchak

Bangkok 10900, Thailand

Tel. 66 (0) 2537 4000 Fax. 66 (0) 2537 4444