

สรุปข้อเสนอเทศ

การประมูลยื่นขอสิทธิ
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย
G1/61 และ G2/61



กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

สรุปข้อเสนอเทศ (Information Memorandum)

ข้อมูลประกอบการศึกษาเพื่อยื่นประมูลขอรับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61

ข้อสงวนสิทธิและข้อจำกัดความรับผิดชอบ (Disclaimer)

สรุปรายชื่อสนเทศ (Information Memorandum: IM) ฉบับนี้ เป็นส่วนหนึ่งของประกาศกระทรวงพลังงานจัดทำขึ้นโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชช.) สำหรับเป็นข้อมูลประกอบการศึกษาเพื่อยื่นประมูลขอรับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 และเพื่อนำเสนอข้อมูลภูมิหลังให้แก่ผู้ยื่นประมูล ซึ่งถือเป็นส่วนหนึ่งของกระบวนการคัดเลือกผู้ดำเนินงานในพื้นที่ของกลุ่มแหล่งเอราวัณ และแหล่งบงกช หลังหมดอายุของสัญญาสัมปทานในปัจจุบัน

เอกสารฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ข้อมูลและไม่มีเจตนาก่อให้เกิดหรือถือว่าก่อให้เกิดข้อผูกพันทางกฎหมายใด ๆ ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะไม่รับผิดชอบต่อความสูญเสียหรือความเสียหายใด ๆ ที่เกิดขึ้นไม่ว่าโดยทางตรง ทางอ้อม ผลสืบเนื่อง หรือสัญญาใด ๆ หรือความสูญเสียหรือความเสียหายโดยทางอ้อมใด ๆ ที่คล้ายคลึงกัน ซึ่งรวมถึงการสูญเสียกำไร หรือสูญเสียโอกาสทางธุรกิจ หรือต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายอื่นใดที่เกิดขึ้นจากหรือเกี่ยวข้องกับเอกสารฉบับนี้ ซึ่งรวมถึงความถูกต้องและความสมบูรณ์ของข้อมูลในเอกสารฉบับนี้ด้วย

เอกสารฉบับนี้สงวนสิทธิให้เฉพาะผู้ยื่นประมูลและที่ปรึกษาของผู้ยื่นประมูลเท่านั้น เพื่อให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ที่ระบุไว้ข้างต้น และห้ามมิให้คัดลอก ทำซ้ำ หรือแจกจ่ายข้อมูลในเอกสารนี้ไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วนให้แก่ผู้อื่นใด

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติขอสงวนสิทธิในการใช้เอกสารฉบับนี้สำหรับผู้ยื่นประมูลภายใต้วัตถุประสงค์ข้างต้นเท่านั้น ห้ามคัดลอก ดัดแปลง ทำซ้ำ หรือกระทำการอื่นใด โดยวิธีการใด ๆ ในรูปแบบใด ๆ ไม่ว่าส่วนใดส่วนหนึ่งของเอกสารฉบับนี้ หรือเอกสารทั้งฉบับ เพื่อนำไปใช้ในวัตถุประสงค์อื่น

กระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้จัดทำเอกสารสรุปข้อเสนอเทศ (Information Memorandum: IM) สำหรับการยื่นขอรับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แนบท้ายประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการยื่นคำขอ การพิจารณา และการได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61

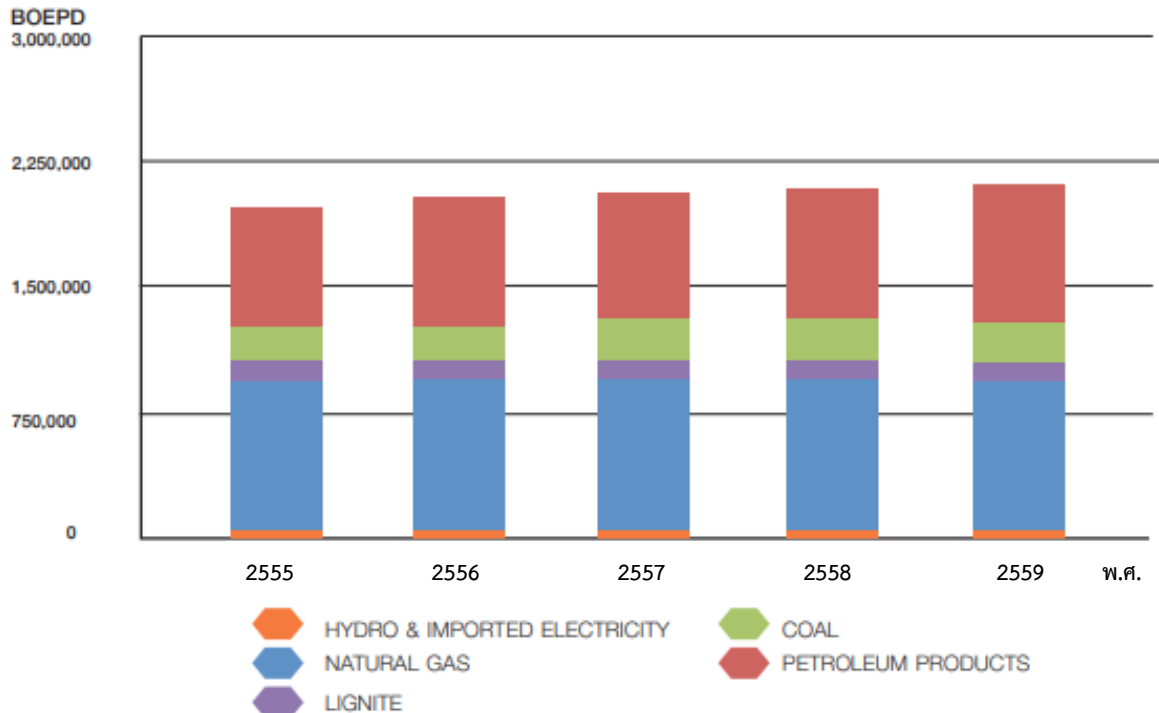
การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยข้างต้น มีวัตถุประสงค์เพื่อคัดเลือกหาบริษัทหรือกลุ่มบริษัทที่มีประสบการณ์ ความเชี่ยวชาญ และความสามารถจะเข้ามารับสิทธิเป็นผู้สำรวจ พัฒนา และผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้เกิดความต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ เพื่อประโยชน์สูงสุดด้านความมั่นคงทางพลังงานของประเทศไทย

สารบัญ

ข้อสงวนสิทธิและข้อจำกัดความรับผิดชอบ (Disclaimer)	1
บทนำ.....	2
สารบัญ	3
ภาพรวมของการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย	4
บริษัทผู้รับสัมปทานปัจจุบัน	5
ข้อมูลธรณีวิทยาในอ่าวไทย.....	11
ปริมาณสำรองปิโตรเลียม.....	23
การผลิตปิโตรเลียม	23
การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	27
สรุปข้อมูลกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ.....	28
สรุปข้อมูลกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช.....	39
กฎหมายที่เกี่ยวข้อง.....	49
สัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)	50

ภาพรวมของการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ในปี พ.ศ. 2559 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) เท่ากับ 2.09 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นกว่าปีที่ผ่านมาร้อยละ 0.7 โดยหากพิจารณาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2555-2559) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศมากขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.3 ต่อปี



รูปที่ 1 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2559

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559 แบ่งออกเป็นการใช้ปิโตรเลียม ร้อยละ 81 (ก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมร้อยละ 43 และ 38 ตามลำดับ) ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 17 และพลังงานน้ำ และไฟฟ้านำเข้าร้อยละ 2

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2559 การจัดหาจากแหล่งภายในประเทศรวมทั้งสิ้น 0.879 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เมื่อเปรียบเทียบกับปี พ.ศ. 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 แบ่งเป็นการจัดหาในรูปแบบน้ำมันดิบร้อยละ 19 (163,680 บาร์เรลต่อวัน) ก๊าซธรรมชาติเหลวร้อยละ 11 (97,185 บาร์เรลต่อวัน) และก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 (3,544 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยรวมคิดเป็นร้อยละ 43 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 57 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

การผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยมาจาก 2 แอ่งหลักในทะเลอ่าวไทย คือ แอ่งปัตตานี (Pattani Basin) และแอ่งมาเลย์ (Malay Basin) ซึ่งมีลักษณะโครงสร้างธรณีวิทยาเป็นรอยแตก (Fracture) ดังนั้นปริมาณสำรองหรือผลผลิตของปิโตรเลียมจึงไม่สามารถมาจากเพียงแหล่งใดแหล่งหนึ่งหรือพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งได้ การผลิตปิโตรเลียมส่วนใหญ่จะมาจากชั้นหินกักเก็บที่มีลักษณะทางธรณีวิทยาคล้ายคลึงกัน แต่กระจายตัวแยกตามแอ่งทั้ง 2 บริเวณ โดยปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ส่วนใหญ่จะเป็นก๊าซธรรมชาติ ซึ่งคิดเป็นปริมาณ 3 ใน 4 ของปริมาณสำรองที่เหลืออยู่

ในปัจจุบันกิจกรรมการสำรวจ (Exploration Activities) จะมุ่งเน้นในเรื่องการสำรวจ และการเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal well) ในแนวอื่น ๆ นอกจากการเจาะหลุมในแนวตรง ถึงแม้ว่าอัตราความสำเร็จ (Success Rate) โดยรวมจะลดลง แต่ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา ได้มีการค้นพบปิโตรเลียมแหล่งใหม่ ๆ ที่เป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั้งบนบกและในทะเลอ่าวไทย

เนื่องจากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น ประเทศไทยจึงให้ความสำคัญกับการผลิตก๊าซธรรมชาติภายในประเทศและการรักษาความมั่นคงในการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ ในปัจจุบัน ก๊าซธรรมชาติที่นำเข้ามาจะมาจากประเทศพม่า พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas: LNG)

บริษัทผู้รับสัมปทานปัจจุบัน

ในปี พ.ศ. 2561 มีสัมปทานที่มีการดำเนินงานจำนวน 39 สัมปทาน 49 แปลงสำรวจ โดยแบ่งออกเป็นสัมปทานปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยจำนวน 22 สัมปทาน แปลงสำรวจจำนวน 29 แปลงสำรวจ และสัมปทานปิโตรเลียมบนบกจำนวน 17 สัมปทาน 20 แปลงสำรวจ รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 สัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย (ณ วันที่ 1 มกราคม 2561)

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
Gulf of Thailand						
1/1/2514	<u>Thailand-Cambodia Overlapping Area</u>					
26-Nov-71	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00	5	4,645.0000	–	–
	Idemitsu Kosan Co., Ltd.	50.00	6	5,510.0000	–	–
	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	20.00				
	* Chevron Blocks 5 and 6, Ltd.	10.00				
1/2515/5	<u>Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)</u>					
1-Mar-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	70.00				
	**Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	30.00				
	<u>Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary) (Unit Area II)</u>		10	–	744.1295	123.0800
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	71.25	11	–	1,154.8318	–
	**Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	23.75				
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5.00				
23-Apr-75	<u>Thailand-Cambodia Overlapping Area</u>					
Sup.No 2	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10	1,382.9000	–	–
	**Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11	1,401.4900	–	–
17-Dec-97	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10A	–	166.0000	–
Sup.No 9	**Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11A	–	88.0000	–
2/2515/6	<u>Gas Sale Agreement No.1</u>					
1-Mar-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00				
	**Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00				

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
	<u>Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	70.00 30.00	12 13	– –	1,295.1646 1,175.7716	– –
	<u>Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary) (Unit Area II)</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. **PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	71.25 23.75 5.00				
8-Jun-99 Sup.No.6	<u>Thailand-Cambodia Overlapping Area</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	80.00 20.00	12A 12B 13	294.0000 125.0000 471.0000	– – –	– – –
3/2515/7 8-Mar-72	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Total E&P Thailand Shell Integrated Gas Thailand Pte Limited	44.45 33.33 22.22	16 17	– –	1,403.1090 518.3800	– –
1-Jun-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co., Ltd.	80.00 16.00 4.00	16A	–	719.8457	–
4/2515/8 9-Mar-72	<u>Thailand-Cambodia Overlapping Area</u> * BG Asia Inc. Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd. Petroleum Resources (Thailand) Pty., Ltd.	50.00 33.33 16.67	7 8 9	4,760.0000 3,400.0000 2,260.0000	– – –	– – –
17-Jul-03 Sup.No.9	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Orange Energy Limited Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	44.34 46.34 7.32 2.00	9A	–	80.0276	–
5/2515/9 10-Mar-72	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Total E&P Thailand Shell Integrated Gas Thailand Pte Limited	44.45 33.33 22.22	15	–	1,279.0000	–
27-Feb-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co., Ltd.	80.00 16.00 4.00	14A	–	1,373.1890	–
	<u>Thailand-Cambodia Overlapping Area</u> * PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co., Ltd.	80.00 16.00 4.00	14A	133.0000	–	–
27-Feb-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00 16.00	15A	–	1,466.0516	–

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
	Moeco Thailand Co., Ltd.	4.00				
3/2528/28 6-Feb-85	* PTTEP Siam Ltd.	100.00	B6/27	–	9.6375	1,296.9625
1/2529/33 15-Jan-86	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. PTTEP SP Limited MOECO Thai Oil Development Co., Ltd.	35.00 45.00 15.00 5.00	B12/27	–	2,565.9630	554.0800
1/2532/35 9-Aug-89	MP B5 (Thailand) Limited	100.00	B5/27	–	75.8988	1,855.3412
1/2534/36 1-Aug-91	<u>Tantawan Production Area</u> * Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Orange Energy Limited **Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	44.34 46.34 7.32 2.00	B8/32	–	274.6670	–
	<u>Outside Tantawan Production Area</u> * Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Orange Energy Limited B8/32 Partners Ltd. **Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	29.67 31.67 31.67 5.00 2.00	B8/32	–	1,717.4300	–
3/2539/50 24-Oct-96	* Ophir Thailand (Bualuang) Limited Ophir Thailand (E&P) Limited	60.00 40.00	B8/38	–	376.5626	–
4/2546/61 17-Jul-03	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd. PTTEP International Ltd. **Siam Moeco Ltd. Palang Sophon Limited	51.000 21.375 21.250 6.375	G4/43	–	454.8500	–
7/2546/64 17-Jul-03	CEC International Ltd. (Thailand Branch)	100.00	G5/43	–	357.3241	–
8/2546/65 17-Jul-03	<u>Thailand-Cambodia Overlapping Area</u> PTTEP International Ltd.	100.00	G9/43	2,619.0000	–	–
1/2549/69 15-Mar-06	* Chevron Pattani, Ltd. Siam Moeco Ltd. PTTEP International Ltd.	71.25 23.75 5.00	G4/48	–	70.8300	–
3/2549/71 15-Mar-06	* PTTEP International Ltd. Total E&P Thailand Thai Energy Co., Ltd	44.45 33.33 22.22	G12/48	–	37.0500	–
7/2549/75 8-Dec-06	* MP G1 (Thailand) Limited Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd. Tap Energy (Thailand) Pty. Ltd.	60.00 10.00 30.00	G1/48	–	161.1400	484.2300
8/2549/76 8-Dec-06	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited KrisEnergy G10 (Thailand) Limited	25.00 64.00	G10/48	–	132.2000	1,392.3000

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
	Palang Sophon Limited	11.00				
4/2550/80 8-Jan-07	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited MP G6 (Thailand) Limited Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.	30.00 30.00 40.00	G6/48	–	87.7400	283.6300
5/2550/81 13-Feb-07	* MP G11 (Thailand) Limited KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited Palang Sophon Limited	67.50 22.50 10.00	G11/48	–	23.1800	991.6800
11/2550/87 19-Dec-07	* Chevron Pattani, Ltd. PTTEP International Limited PTTEP G7 Limited **Siam Moeco Ltd.	35.00 45.00 15.00 5.00	G7/50	–	45.4400	29.5900
12/2550/88 19-Dec-07	* PTTEP International Limited Chevron Petroleum (Thailand), Ltd. **Siam Moeco Ltd.	80.00 16.00 4.00	G8/50	–	121.9400	–
Total	22 concessions	29 blocks	27,001.3900	17,975.3534	7,010.8937	

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
Onshore						
<u>1/2522/16</u> 15-Mar-79	* PTTEP Siam, Ltd. **PTT Exploration and Production Public Company Limited	75.00 25.00	S1	–	870.5149	454.9500
<u>2/2522/17</u> 16-Mar-79	<u>Namphong Area</u> * ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc. **PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00 20.00	E5	–	34.4000	34.5400
	<u>Phu Horm Area</u> * PTTEP SP Limited Apico LLC **PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	35.00 35.00 20.00 10.00	E5	–	39.3100	–
<u>1/2524/19</u> 3-Jun-81	* PTTEP SP Limited Apico LLC **PTTEP Siam Ltd. ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	35.00 35.00 20.00 10.00	EU1	–	192.8900	–
<u>1/2526/23</u> 12-Apr-83	* Sino-U.S. Petroleum Inc. Central Place Company Ltd. Thai Offshore Petroleum Ltd. Sino Thai Energy Ltd.	33.33 33.33 16.67 16.67	NC	–	11.2439	–
<u>1/2527/24</u> 24-Jul-84	Eco Orient Energy (Thailand) Ltd.	100.00	SW1	–	14.4611	–

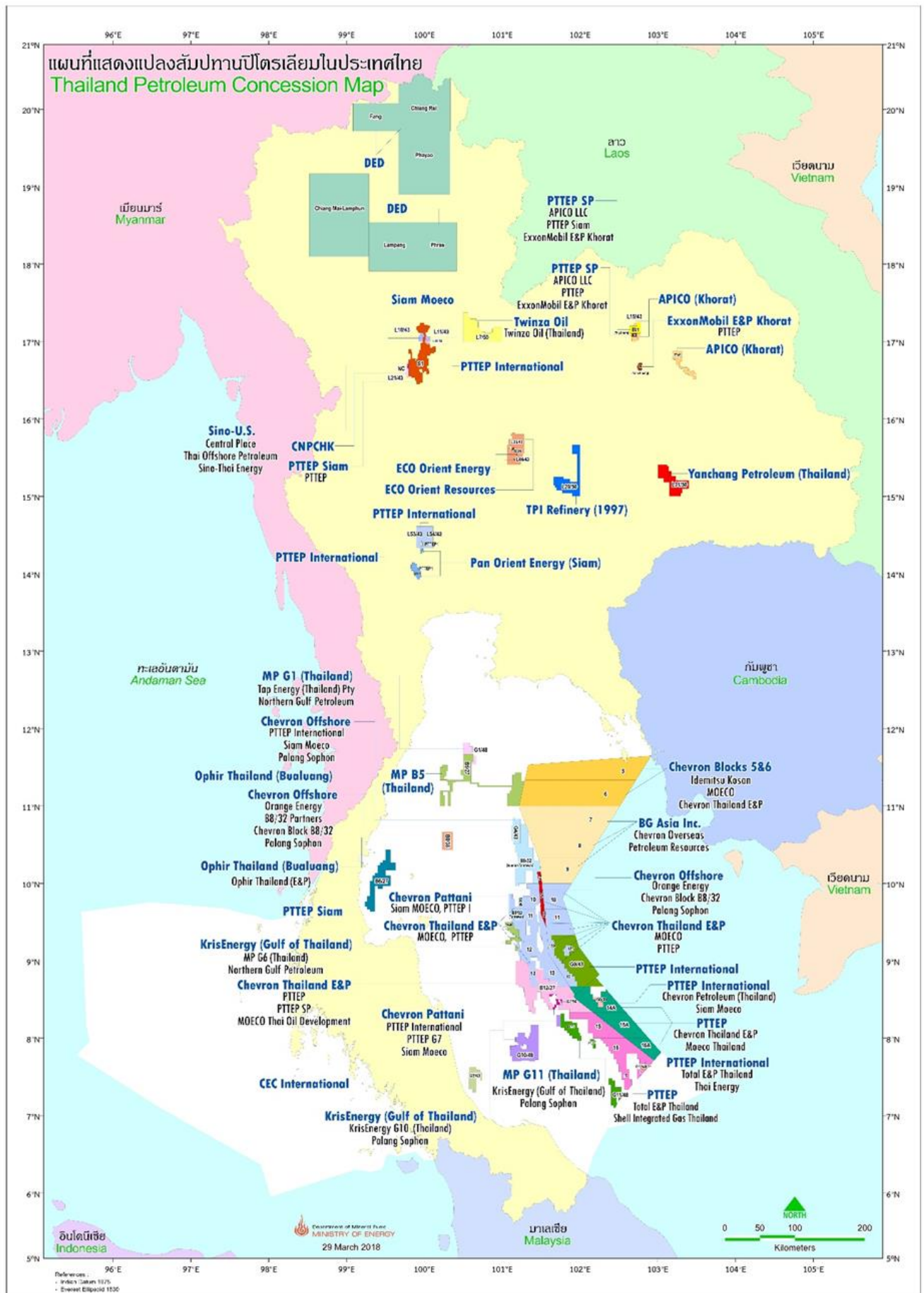
Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
<u>2/2528/27</u> 5-Feb-85	PTTEP International Ltd.	100.00	PTTEP1	-	9.0400	-
<u>1/2546/58</u> 17-Jul-03	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L21/43	-	43.3460	-
<u>2/2546/59</u> 17-Jul-03	PTTEP International Ltd.	100.00	L22/43	-	16.4800	-
<u>3/2546/60</u> 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L44/43	-	94.4800	-
<u>5/2546/62</u> 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L33/43	-	11.9400	-
<u>9/2546/66</u> 25-Sep-03	Apico (Khorat) Limited	100.00	L15/43	-	70.1500	34.0100
			L27/43	-	31.9100	-
<u>1/2547/67</u> 22-Jan-04	* Siam Moeco Ltd.	100.00	L10/43		77.6600	-
			L11/43		47.4200	-
<u>2/2547/68</u> 22-Jan-04	PTTEP International Ltd.	100.00	L53/43	-	1.9800	-
			L54/43	-	10.8300	-
<u>1/2550/77</u> 8-Jan-07	Pan Orient Energy (Siam) Ltd.	100.00	L53/48	-	22.2200	213.9100
<u>13/2550/89</u> 19-Dec-07	* Twinza Oil Limited	50.00	L7/50	1,256.7600	-	-
	Twinza Oil (Thailand) Limited	50.00				
<u>6/2553/108</u> 25-Feb-10	Yanchang Petroleum (Thailand) Co., Ltd	100.00	L31/50	920.5400	-	-
<u>2/2554/110</u> 8-Feb-11	TPI Refinery (1997) Company Limited	100.00	L29/50	982.8600	-	-
Total		17 concessions	20 blocks	3,160.1600	1,600.2759	737.4100
Grand Total		39 concessions	49 blocks	30,161.5500	19,575.6293	7,748.3037

หมายเหตุ

* ผู้ดำเนินงาน (Operator)

** ผู้ร่วมประกอบกิจการ (Co-venturer)

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ



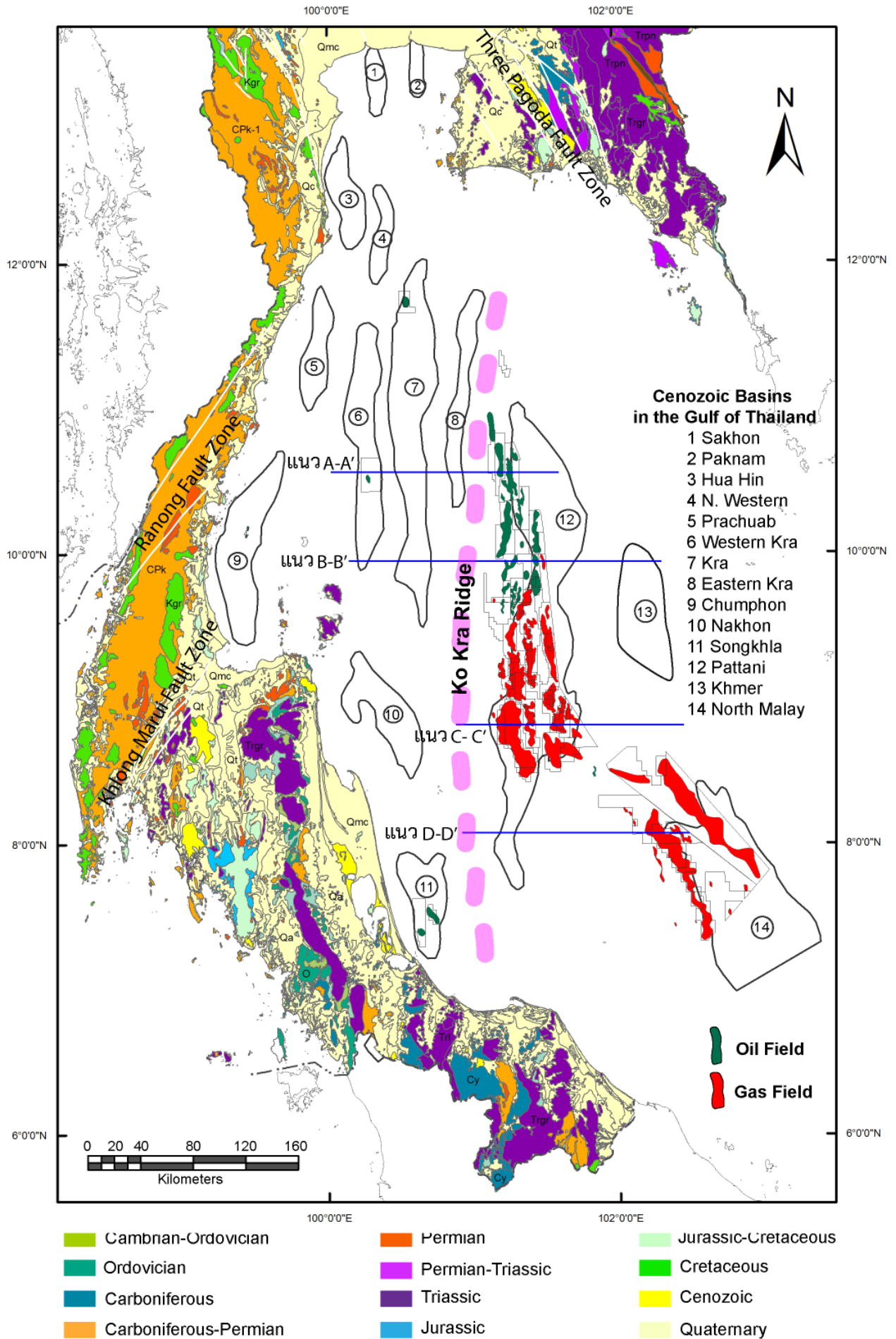
รูปที่ 2 แผนที่แสดงสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย

อ่าวไทยอยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่ประมาณละติจูดที่ 6-14 องศาเหนือ และลองจิจูดที่ 94-103 องศาตะวันออก ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 300,000 ตารางกิโลเมตร ด้านตะวันตกติดต่อกับคาบสมุทรไทย-มาเลย์ ด้านตะวันออกติดต่อกับประเทศกัมพูชาและเวียดนาม และด้านใต้ติดต่อกับประเทศมาเลเซีย (รูปที่ 3) การสำรวจปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยเริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2511 ภายใต้เงื่อนไขพิเศษตามพระราชบัญญัติแร่ พ.ศ. 2510 ต่อมาเมื่อมีการประกาศใช้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 จึงได้อนสิทธิการสำรวจมาอยู่ภายใต้กฎหมายปิโตรเลียม โดยแหล่งผลิตปิโตรเลียมแห่งแรกของอ่าวไทย คือ แหล่งเอราวัณ เริ่มทำการผลิตเมื่อปี พ.ศ. 2524

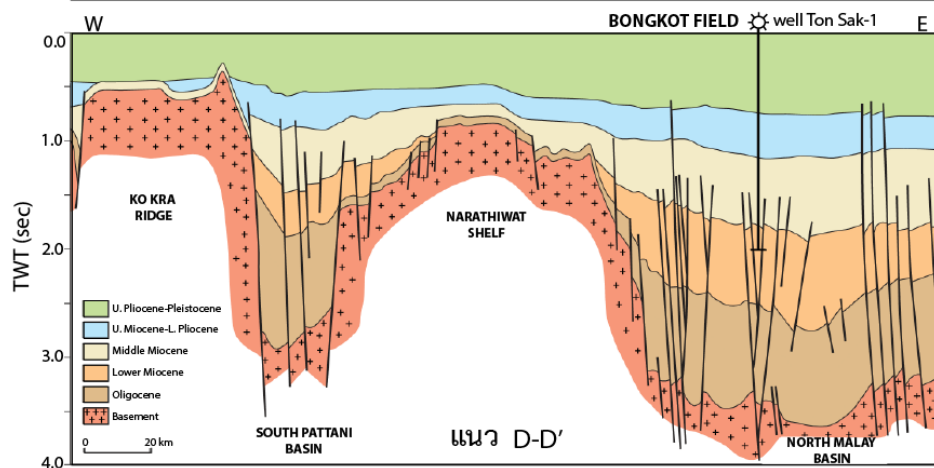
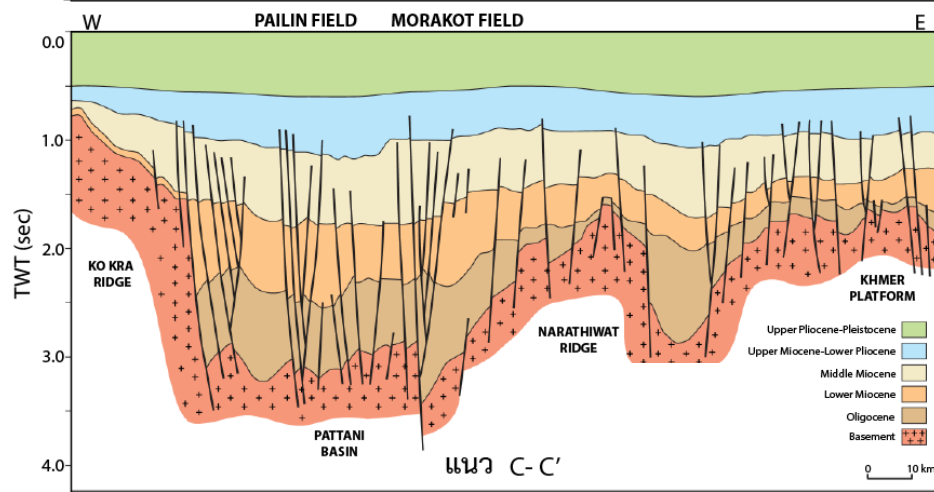
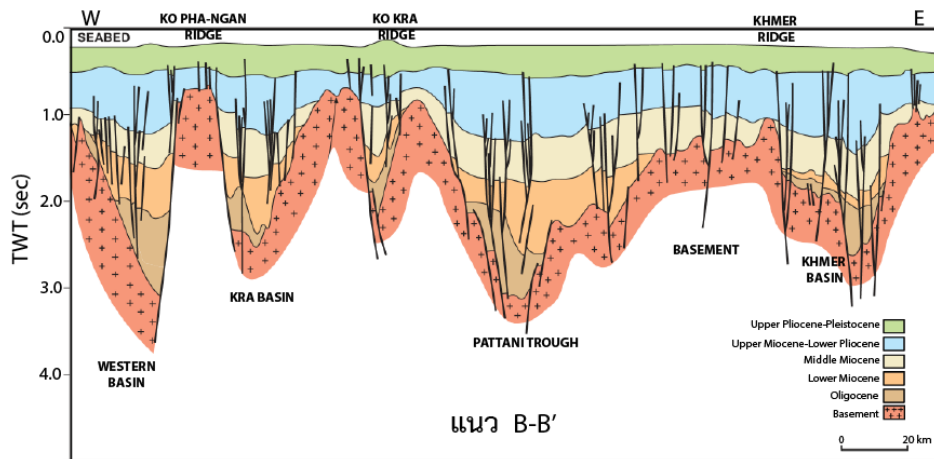
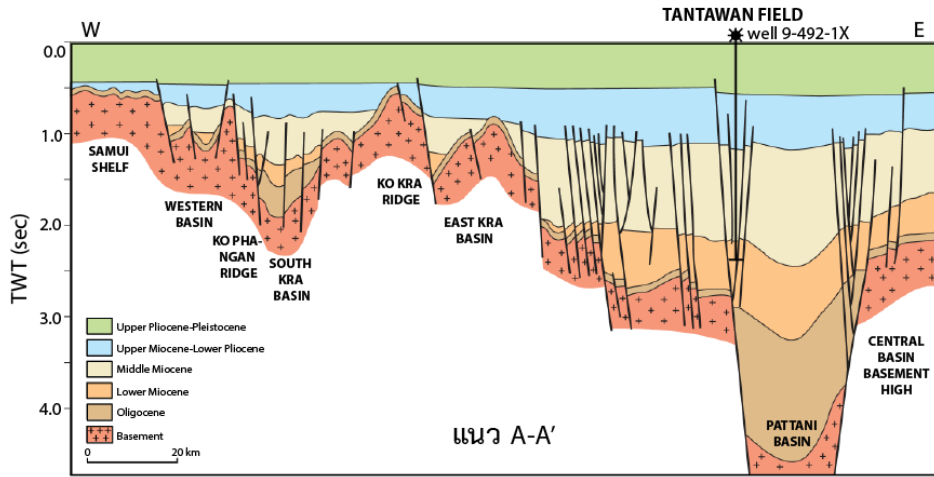
กิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยมีการดำเนินการอย่างต่อเนื่อง ปัจจุบันอ่าวไทยมีสัมปทานปิโตรเลียมจำนวน 22 สัมปทาน แปลงสำรวจจำนวน 29 แปลงสำรวจ และพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมจำนวน 136 พื้นที่ ซึ่งเป็นการพิสูจน์ได้ว่าระบบการเกิดปิโตรเลียมในอ่าวไทยมีความครบถ้วน โดยการผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยมีทั้งก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งมีปริมาณการผลิตสะสม ณ สิ้นปี พ.ศ. 2559 ประมาณ 4,944 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ คิดเป็นสัดส่วนการผลิตปิโตรเลียมร้อยละ 90.5 ของปริมาณการผลิตทั้งหมดในประเทศ ดังนั้น อ่าวไทยจึงเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมสูงสุดของประเทศ จากการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม ณ สิ้นปี พ.ศ. 2559 คาดว่าในอ่าวไทยจะมีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves: P1) แบ่งเป็นก๊าซธรรมชาติประมาณ 6.60 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต น้ำมันดิบประมาณ 122.7 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติเหลวประมาณ 170.68 ล้านบาร์เรล

อ่าวไทยประกอบด้วยแอ่งสะสมตะกอนในมหาสมุทรอินโดจีนที่เกิดจากรอยเลื่อนปกติ (Normal Fault) ส่งผลให้เกิดแอ่งลักษณะกราเบน (Graben) และกึ่งกราเบน (Half-Graben) แอ่งส่วนใหญ่วางตัวในแนวเหนือ-ใต้ (รูปที่ 3 และ 4) สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มซึ่งมีสันเกาะกระ (Ko Kra Ridge) คั่นกลาง ด้านตะวันตกของสันเกาะกระมีแอ่งขนาดเล็กกระจายอยู่ประมาณ 11 แอ่ง โดยแอ่งที่มีการผลิตน้ำมันดิบ ได้แก่ แอ่งชุมพร แอ่งสงขลา แอ่งกระตุก และแอ่งกระ ส่วนแอ่งทางด้านตะวันออกของสันเกาะกระ เป็นแอ่งสะสมตะกอนที่มีขนาดใหญ่และประสบความสำเร็จสูงสุดในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ ได้แก่ แอ่งปัตตานี และแอ่งมาเลย์เหนือ ซึ่งทั้งสองแอ่งดังกล่าว มีอัตราการผลิตปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2559 คิดเป็นร้อยละ 73.4 ของปริมาณการผลิตทั้งหมดในอ่าวไทย และคิดเป็นร้อยละ 68.6 ของปริมาณการผลิตทั้งหมดในประเทศ

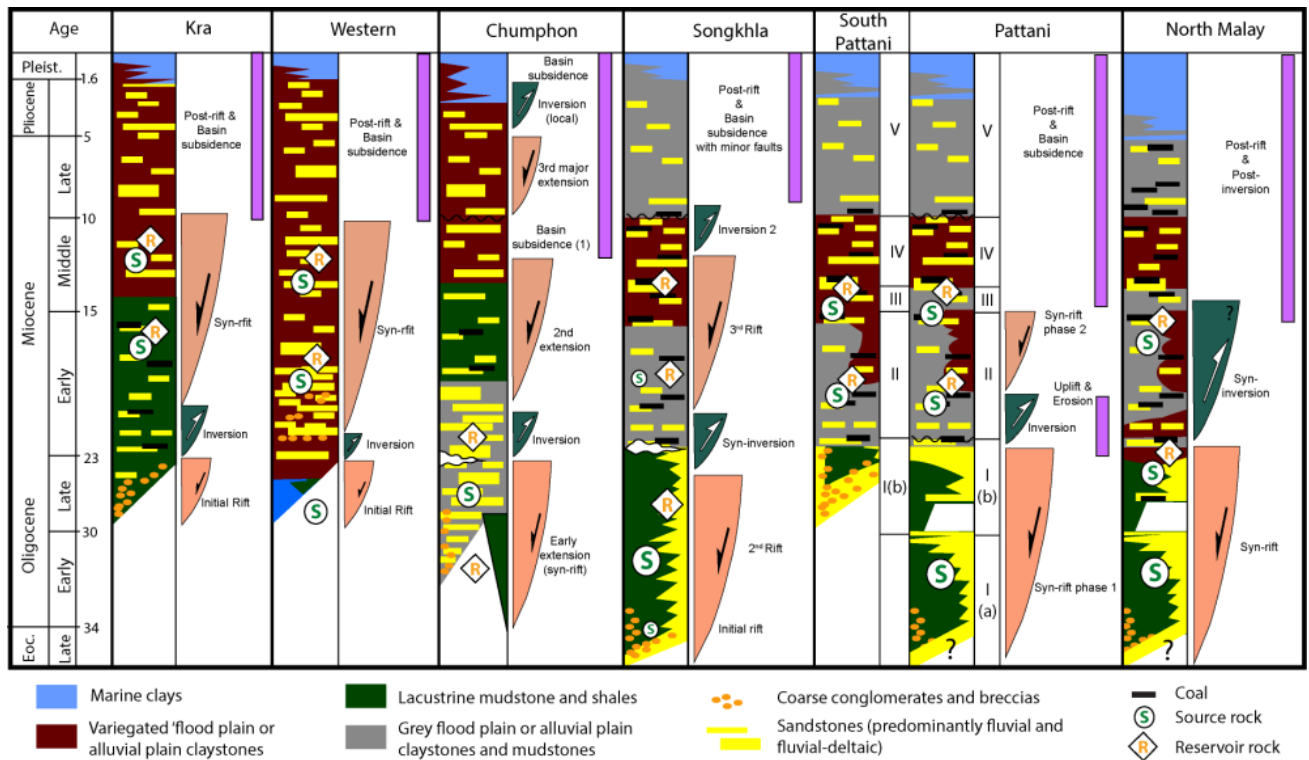
การเกิดปิโตรเลียมในอ่าวไทยมี หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source Rock) หลักคือหินดินดานและถ่านหินที่มีสารอินทรีย์สูง อายุระหว่างอีโอซีนตอนปลาย-ไมโอซีน (Late Eocene-Miocene) ที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบที่ราบน้ำท่วมถึง (Flood Plain) ที่ราบน้ำพา (Alluvial Plain) และทะเลสาบ (Lacustrine) โดยมี หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir Rock) เป็นหินทรายที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ (Fluvial) และทางน้ำกึ่งทะเลสาบ (Fluvio-Lacustrine) มีค่าความพรุนเฉลี่ยตั้งแต่ร้อยละ 10 จนถึง 30 แหล่งกักเก็บส่วนใหญ่สัมพันธ์กับแนวรอยเลื่อน ปิโตรเลียมมีการเคลื่อนย้าย (Migration) โดยผ่านแนวรอยเลื่อนและชั้นหินไปยังโครงสร้างกักเก็บ (Trap) และมี หินปิดกั้นปิโตรเลียม (Seal) เป็นชั้นหินที่มีความพรุนและความซึมผ่านได้ต่ำ ได้แก่ หินดินดาน หินโคลน หินทรายแป้ง และชั้นถ่านหินที่แทรกสลับอยู่กับชั้นหินทรายกักเก็บ (รูปที่ 5)



รูปที่ 3 แผนที่แสดงแอ่งสะสมตะกอนและแหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทย



รูปที่ 4 แบบจำลองภาพตัดขวางแสดงแอ่งสะสมตะกอน (ดัดแปลงจาก Racey 2011) ตามแนวในรูปที่ 3



รูปที่ 5 แบบจำลองการเกิดปิโตรเลียมของแอ่งตะกอนหลักในอ่าวไทย (รวบรวมและดัดแปลงข้อมูลจาก Chantaraprasert 2000, Intawong 2006, Kaewkor 2018, Morley and Racey 2011, Racey 2011, Chevron 2016, PTTEP 2015)

1. ธรณีวิทยาของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ตั้งอยู่ในแอ่งปัตตานีซึ่งเป็นแอ่งสะสมตะกอนขนาดใหญ่ที่เกิดในมหายุคซีโนโซอิก มีความยาวประมาณ 270 กิโลเมตร กว้างประมาณ 100 กิโลเมตร และวางตัวอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ แอ่งปัตตานีเป็นแอ่งที่มีอัตราการผลิตปิโตรเลียมสูงสุดในอ่าวไทย โดยมีการผลิตก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

แอ่งปัตตานีเริ่มเปิด (Rifting Phase) ในช่วงอายุประมาณอีโอซีนตอนปลาย (Late Eocene) ถึงอายุประมาณโอลิโกซีนตอนปลาย (Late Oligocene) มีการสะสมตะกอนและจมตัว (Post-Rift & Thermal Sag) อย่างต่อเนื่องตั้งแต่อายุไมโอซีนตอนต้นจนถึงปัจจุบัน (Early Miocene-Recent) โครงสร้างหลักประกอบด้วยรอยเลื่อนปกติ (Normal Fault) ที่มีการวางตัวในแนวเหนือ-ใต้ ตามแนวโครงสร้างเดิมในชั้นหินฐาน (Basement) ซึ่งรอยเลื่อนดังกล่าวทำให้แอ่งมีลักษณะเป็นรูปกรaben (Graben) และกึ่งกรaben (Half-Graben)

การลำดับชั้นหิน (Stratigraphy) ของแอ่งปัตตานี (รูปที่ 6) แบ่งออกเป็น 5 ลำดับชั้น (Chantaraprasert 2000, Jardine 1997, Morley & Racey, 2011, Chevron 2016) ดังนี้

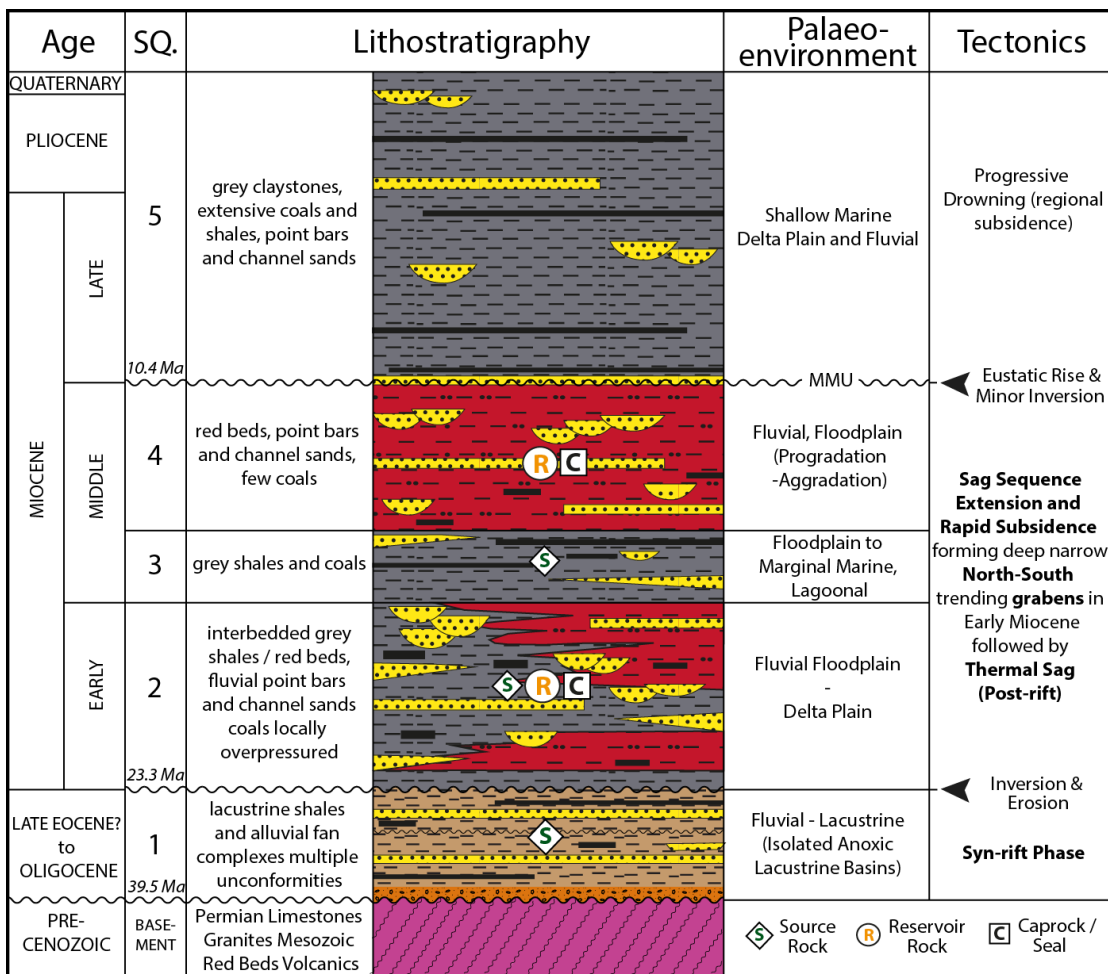
ลำดับชั้นหินที่ 1 (Sequence 1) เป็นชุดหินอายุอีโอซีนตอนปลายถึงโอลิโกซีน (Late Eocene-Oligocene) ที่มีการสะสมตัวของตะกอนไปพร้อมกับการเปิดของแอ่ง (Syn-Rift Sediment) ซึ่งส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินดินดานที่มีปริมาณสารอินทรีย์สูง ซึ่งสะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทะเลสาบ (Lacustrine) และหินทรายที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ-ดินดอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำ (Fluvio-Deltaic) รวมถึงหินกรวดที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบน้ำพารูปพัด (Alluvial fan)

ลำดับชั้นหินที่ 2 (Sequence 2) เป็นชุดหินอายุไมโอซีนตอนต้นถึงตอนกลาง (Early-Mid Miocene) ที่มีการสะสมตัวของตะกอนในช่วงหลังการเปิดของแอ่ง (Post-Rift Phase) ซึ่งประกอบด้วยชั้นหินทรายที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ (Fluvial) และหินโคลนที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบที่ราบลุ่มปากแม่น้ำ (Delta Plain) และชายฝั่งบริเวณน้ำขึ้นน้ำลง (Intertidal) นอกจากนี้ ยังพบชั้นถ่านหินอีกด้วย

ลำดับชั้นหินที่ 3 (Sequence 3) เป็นชุดหินอายุไมโอซีนตอนกลาง (Mid Miocene) ซึ่งประกอบด้วย หินดินดานเนื้อถ่าน (Carbonaceous Shale) แทรกสลับกับหินทราย หินทรายแป้ง และถ่านหิน ที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทะเลสาบน้ำเค็ม (Lagoon) ทางน้ำ และทะเลน้ำตื้น

ลำดับชั้นหินที่ 4 (Sequence 4) เป็นชุดหินอายุไมโอซีนตอนกลางถึงตอนปลาย (Mid-Late Miocene) ซึ่งประกอบด้วยหินโคลนแทรกสลับกับหินทราย และถ่านหิน ที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ-ดินดอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำ โดยพบรอยชั้นไม่ต่อเนื่อง (Mid Miocene Unconformity: MMU) ในช่วงบนสุดของชุดหิน

ลำดับชั้นหินที่ 5 (Sequence 5) เป็นชุดหินอายุไมโอซีนตอนปลายถึงปัจจุบัน (Late Miocene-Recent) ซึ่งประกอบด้วยหินโคลนแทรกสลับกับหินทราย หินดินดาน และถ่านหินที่มีการสะสมตัวแบบทางน้ำ จนถึงทะเลน้ำตื้น



รูปที่ 6 การลำดับชั้นหิน (Stratigraphy) สภาพแวดล้อมบรรพกาล (Palaeoenvironment) และการแปรสัณฐาน (Tectonics) ของแอ่งปัตตานี (รวบรวมและดัดแปลงข้อมูลจาก Chantaraprasert 2000, Jardine 1997, Morley & Racey, 2011, Racey 2011, Chevron 2016)

2. ระบบการเกิดปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

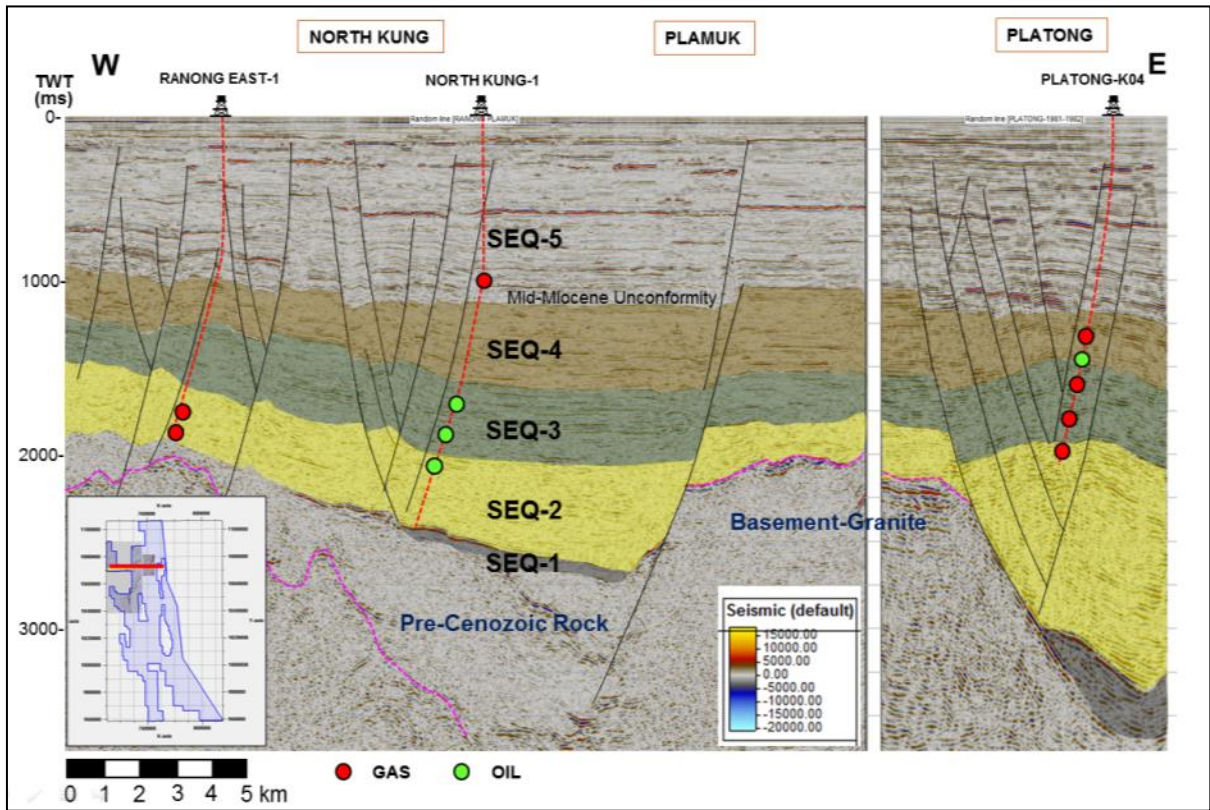
บริเวณตอนเหนือของแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ประกอบด้วยแหล่งปลาหมึก ปลาทอง สุราษฎร์ ยะลา และกะพง เป็นต้น (รูปที่ 7) ซึ่งมีการผลิตก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว ส่วนบริเวณ ตอนกลางและตอนใต้ของแปลง (รูปที่ 8 และ 9) ประกอบด้วยแหล่งปะการัง สตูล จักรवाल เอราวิณ ตราด พูนาน และโกมินทร์ เป็นต้น ซึ่งมีการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก โดยความลึกที่เริ่มให้น้ำมันดิบ (Top Oil Window) อยู่ที่ประมาณ 2,000 เมตร และความลึกที่เริ่มให้ก๊าซธรรมชาติ (Top Gas Window) อยู่ที่ประมาณ 2,900 เมตร ซึ่งระบบการเกิดปิโตรเลียม (รูปที่ 10) มีรายละเอียดดังนี้

1) **หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source Rock)** หินต้นกำเนิดหลักของแปลง G1/61 ได้แก่ หินดินดาน อายุโอลิโกซีนที่มีปริมาณสารอินทรีย์สูงในลำดับชั้นหินที่ 1 นอกจากนี้ ยังพบว่าหินในลำดับชั้นหินที่ 2 และ 3 และส่วนล่างสุดของลำดับชั้นหินที่ 4 ก็มีคุณสมบัติเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้เช่นกัน

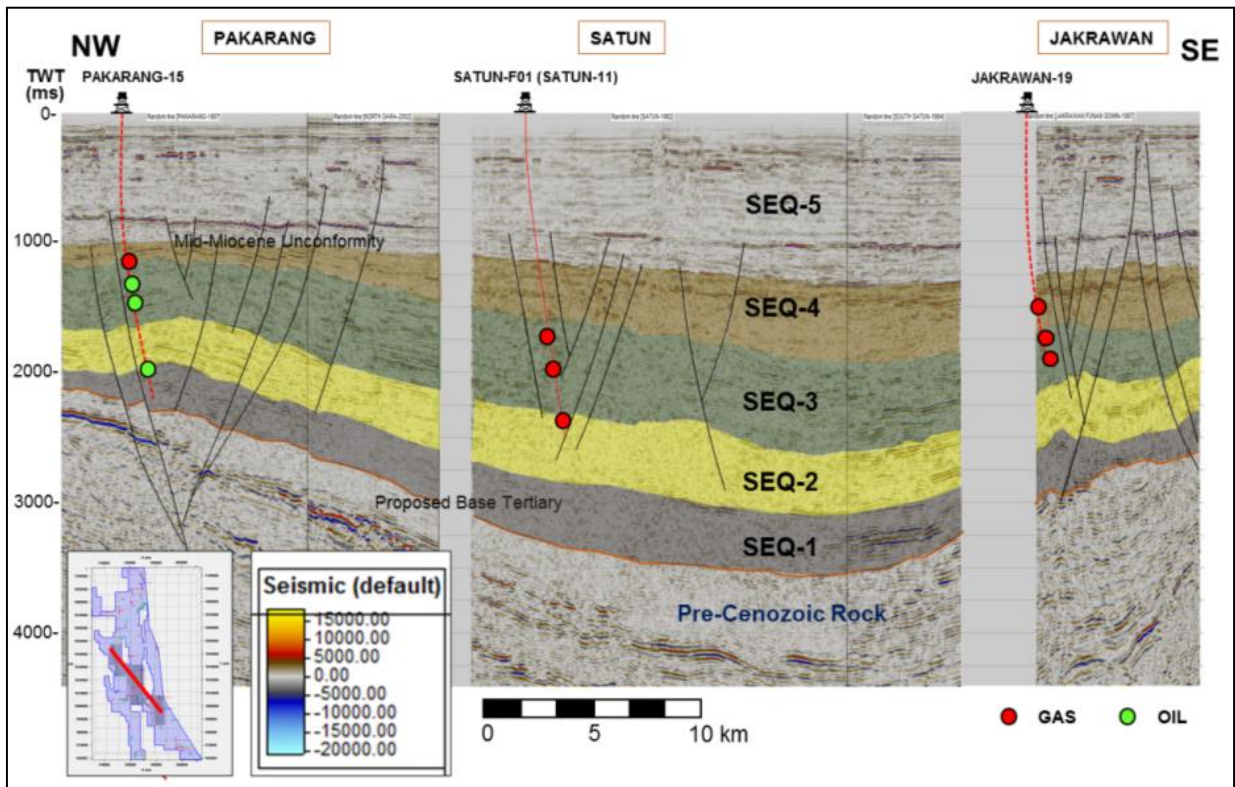
2) **ระบบการให้ปิโตรเลียม-เคลื่อนย้าย-สะสมตัว (Generation-Migration-Accumulation: G-M-A)** คาดว่าปิโตรเลียมเคลื่อนย้ายออกจากหินต้นกำเนิดในลำดับชั้นหินที่ 1 ในช่วงอายุโอลิโกซีนตอนปลาย ถึงไมโอซีนตอนกลาง จนกระทั่งก่อให้เกิดการยกตัวส่งผลให้เกิดโครงสร้างย้อนกลับ (Structural Inversion) (Jardine, 1997) ส่วนปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิดในลำดับชั้นหินที่ 2, 3 และ 4 เริ่มเคลื่อนย้ายตั้งแต่ช่วงอายุ ไมโอซีนตอนกลางจนถึงปัจจุบัน (Chevron, 2011)

3) **หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir Rock)** หินกักเก็บหลักคือ หินทรายในลำดับชั้นหินที่ 2 และ 3 ที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ-ดินดอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำ ส่วนหินกักเก็บรองคือ หินทรายในลำดับ ชั้นหินที่ 1 และ 4 โดยพบชั้นหินทรายที่มีความหนาตั้งแต่ 2 ถึง 25 เมตร

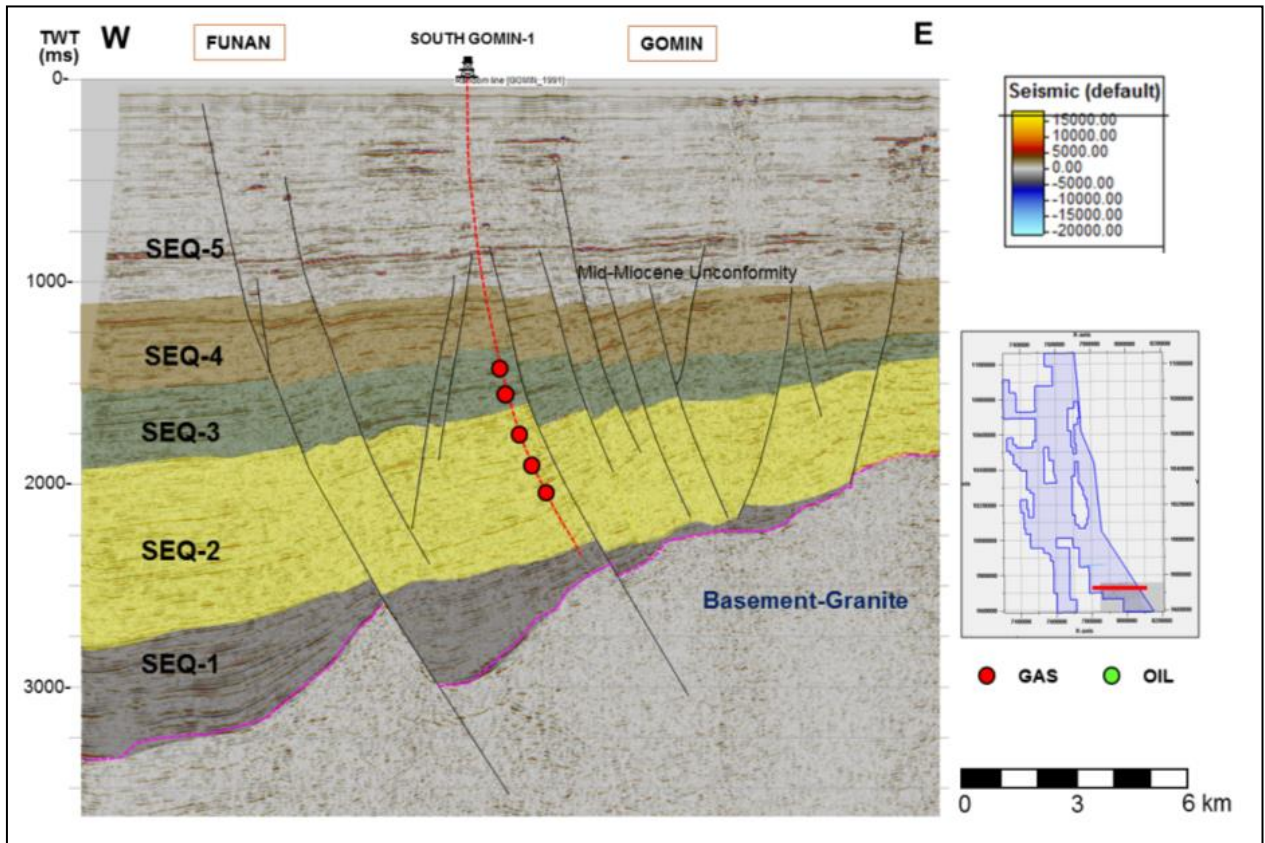
4) **กลไกการกักเก็บและหินปิดกั้นปิโตรเลียม (Trap and Seal)** กลไกการกักเก็บหลักประกอบด้วย การกักเก็บโดยรอยเลื่อน (Fault Trap) และการกักเก็บโดยชั้นหิน (Stratigraphic Trap) ส่วนหินปิดกั้น ปิโตรเลียม (Seal) ประกอบด้วยชั้นหินที่มีค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านได้ต่ำ ได้แก่ หินดินดาน หินโคลน หินทรายแป้ง และชั้นถ่านหินที่แทรกสลับอยู่กับชั้นหินทรายกักเก็บ



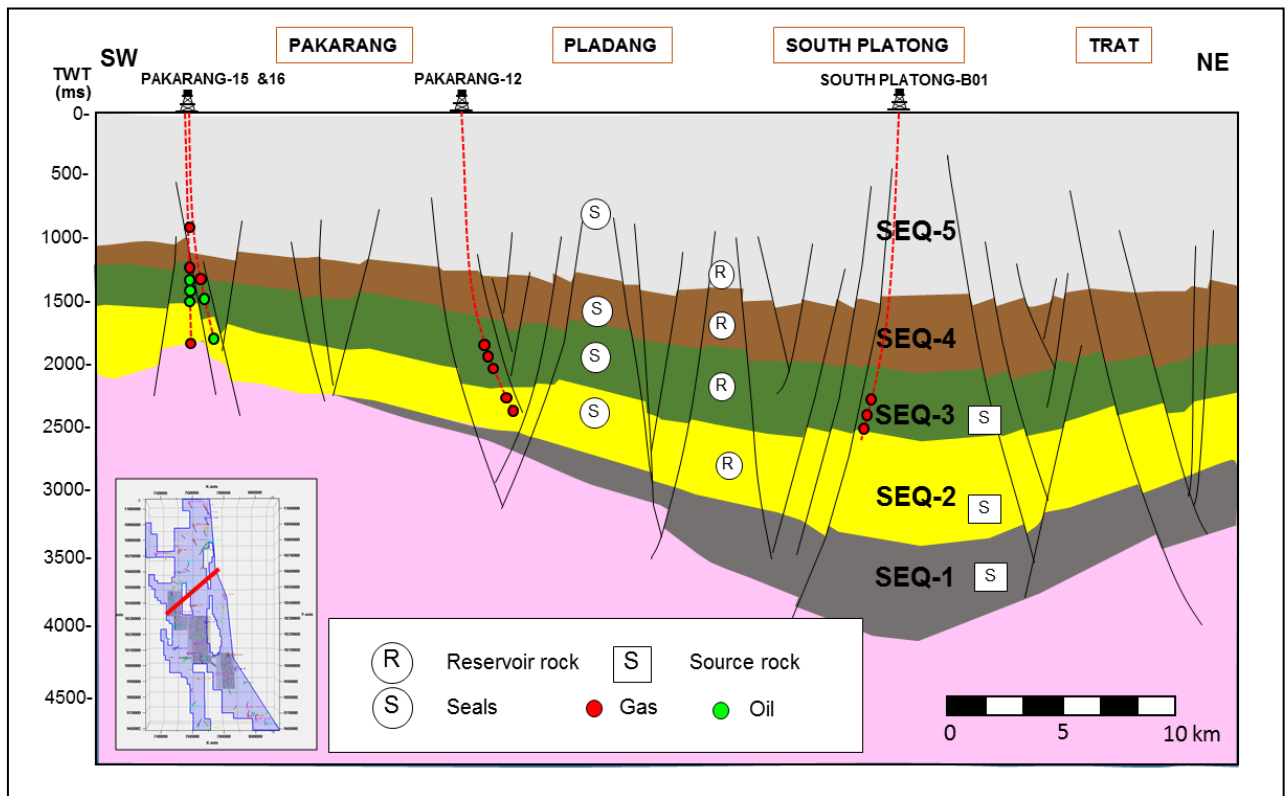
รูปที่ 7 ภาพตัดขวางข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนในแนวตะวันตก-ตะวันออก บริเวณตอนเหนือของแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ผ่านแหล่งกักเก็บ ปลายหมึก และปลาทอง พร้อมแสดงแนวหลุม Ranong East-1, North Kung-1 และ Platong-K04



รูปที่ 8 ภาพตัดขวางของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนในแนว ตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ บริเวณตอนกลางของแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ผ่านแหล่งปะการัง สตูล และจักรวาล พร้อมแสดงแนวหลุม Pakarang-15, Satun-F01 และ Jakrawan-19



รูปที่ 9 ภาพตัดขวางของคลื่นไหวสะเทือนในแนวตะวันตก-ตะวันออก ผ่านแหล่งฟูนาน และโกมินทร์ บริเวณตอนล่างของแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 พร้อมแสดงแนวหลุมเจาะ South Gomin-1



รูปที่ 10 แบบจำลองภาพตัดขวางในแนวตะวันตกเฉียงใต้-ตะวันออกเฉียงเหนือ ผ่านแหล่งปะการัง ปลาแดง ปลาทองใต้ และตราด แสดงการลำดับชั้นหินที่สัมพันธ์กับระบบการเกิดปิโตรเลียมของแอ่งปัตตานี

3. ธรณีวิทยาของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61

แปลงสำรวจหมายเลข G2/61 อยู่ในแอ่งมาเลย์เหนือ (North Malay Basin) ซึ่งตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของแอ่งปัตตานี แอ่งมาเลย์เหนือเป็นแอ่งขนาดใหญ่ที่มีการสะสมตะกอนในมหายุคซีโนโซอิก ซึ่งหินตะกอนที่สะสมในแอ่งมีความหนาถึงประมาณ 9 กิโลเมตร แอ่งมาเลย์เหนือที่อยู่ในขอบเขตของประเทศไทยครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 18,000 ตารางกิโลเมตร และมีการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก เช่น ในแหล่งบงกช (แปลง G2/61) และแหล่งอาทิตย์ เป็นต้น

แอ่งมาเลย์เหนือเริ่มเปิด (Rifting Phase) ในช่วงอายุประมาณอีโอซีนตอนปลาย (Late Eocene) ถึงอายุประมาณโอลิโกซีนตอนปลาย (Late Oligocene) มีการสะสมตะกอนและจมตัว (Post-Rift & Thermal Sag) อย่างต่อเนื่องตั้งแต่อายุไมโอซีนตอนต้นจนถึงปัจจุบัน (Early Miocene-Recent) โครงสร้างหลักประกอบด้วยรอยเลื่อนปกติ (Normal Fault) ที่มีการวางตัวในแนวเหนือ-ใต้ และตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งรอยเลื่อนดังกล่าวทำให้แอ่งมีลักษณะเป็นรูปกราเบน (Graben) และกึ่งกราเบน (Half-Graben)

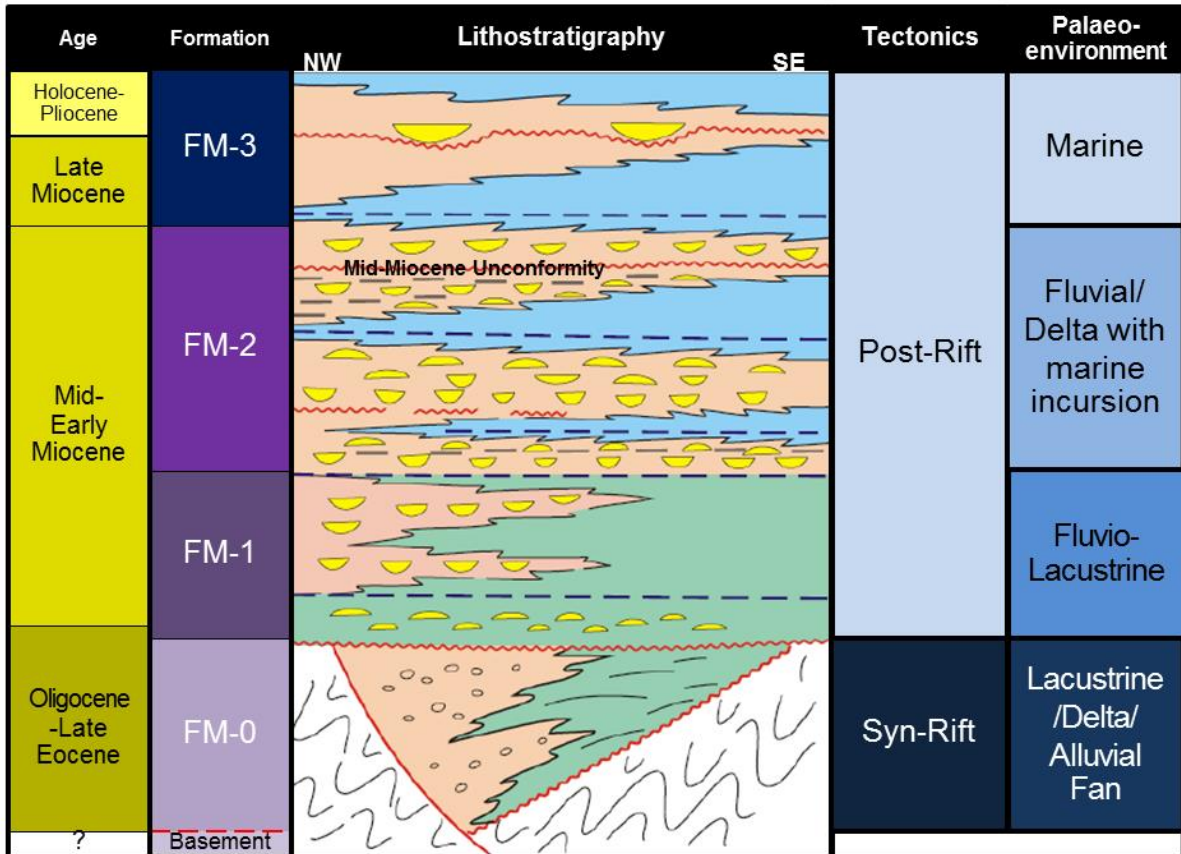
การลำดับชั้นหิน (Stratigraphy) ของแอ่งมาเลย์เหนือ (รูปที่ 11) แบ่งออกเป็น 4 ชุดหิน ดังนี้

ชุดหินที่ 0 (FM-0) เป็นชุดหินอายุอีโอซีนตอนปลายถึงโอลิโกซีน (Late Eocene-Oligocene) ที่มีการสะสมตัวของตะกอนไปพร้อมกับการเปิดของแอ่ง (Syn-Rift Sediment) ซึ่งประกอบด้วยหินดินดานที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทะเลสาบ (Lacustrine) และหินทรายที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ (Fluvial) ซึ่งจะพบหินทรายมากขึ้นในช่วงบนของชุดหินนี้

ชุดหินที่ 1 (FM-1) เป็นชุดหินอายุโอลิโกซีนตอนปลายถึงไมโอซีนตอนต้น (Late Oligocene-Early Miocene) ที่มีการสะสมตัวของตะกอนในช่วงหลังการเปิดของแอ่ง (Post-Rift Phase) ซึ่งประกอบด้วยชั้นหินทรายตะกอนหยาบที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำแทรกสลับกับชั้นหินดินดาน หรือหินโคลน

ชุดหินที่ 2 (FM-2) เป็นชุดหินอายุไมโอซีนตอนต้นถึงตอนกลาง (Early-Mid Miocene) ซึ่งประกอบด้วยหินทรายที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ ดินดอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำ ที่ราบน้ำท่วมถึง โดยมีชั้นถ่านหินและชั้นหินดินดานแทรกสลับอยู่ทั่วไป ซึ่งในช่วงบนสุดของชุดหินนี้เป็นหินดินดานที่สะสมตัวในทะเล

ชุดหินที่ 3 (FM-3) เป็นชุดหินอายุไมโอซีนตอนปลายถึงไพลโอซีน (Late Miocene-Pliocene) ส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินดินดาน และมีหินทรายชั้นบาง ๆ แทรกสลับเล็กน้อย ภายใต้สภาพแวดล้อมการสะสมตัวในทะเล



รูปที่ 11 การลำดับชั้นหิน (Stratigraphy) การแปรสัณฐาน (Tectonics) และสภาพแวดล้อมบรรพกาล (Palaeo-environment) ของแอ่งมาเลย์เหนือ (ดัดแปลงจาก PTTEP, 2015)

4. ระบบการเกิดปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61

แปลงสำรวจหมายเลข G2/61 ประกอบด้วยแหล่งบงกชเหนือ (Greater Bongkot North: GBN) และแหล่งบงกชใต้ (Greater Bongkot South: GBS) ดังแสดงในรูปที่ 12 ซึ่งมีการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยส่วนใหญ่ผลิตจากชั้นหินกักเก็บที่เป็นหินทรายในชุดหินที่ 2 (FM-2) และมีหินต้นกำเนิดหลักคือ หินดินดานที่มีสารอินทรีย์สูงในชุดหินที่ 1 (FM-1) และ 2 (FM-2) ซึ่งระบบการเกิดปิโตรเลียม (รูปที่ 13) มีรายละเอียดดังนี้

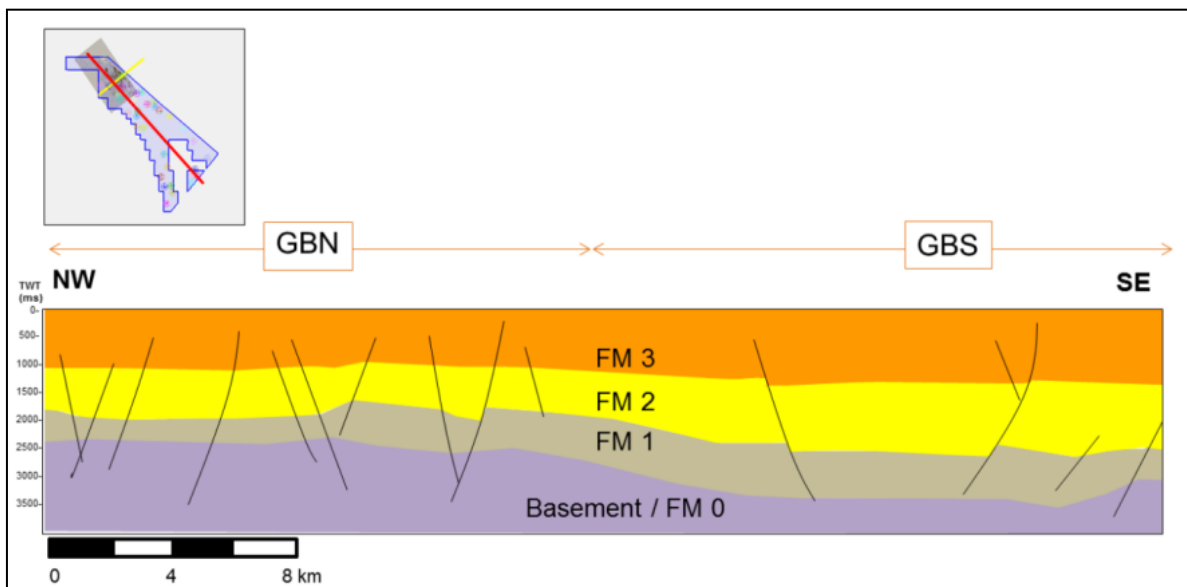
1) **หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source Rock)** หินต้นกำเนิดหลักของแปลง G2/61 ได้แก่ ชั้นถ่านหินและหินดินดานที่มีสารอินทรีย์สูงในชุดหินที่ 2 (FM-2) โดยที่ชั้นถ่านหินและหินดินดานดังกล่าวมีค่าสารอินทรีย์สูงถึงร้อยละ 53 และ 11 ตามลำดับ นอกจากนี้ ยังพบว่าหินดินดานในชุดหินที่ 0 (FM-0), 1 (FM-1) และ 3 (FM-3) ก็มีคุณสมบัติเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้เช่นกัน

2) **ระบบการให้ปิโตรเลียม-เคลื่อนย้าย-สะสมตัว (Generation-Migration-Accumulation: G-M-A)** แหล่งบงกชใต้เป็นบริเวณหลักที่ให้ปิโตรเลียม (Main Kitchen Area) ในพื้นที่แปลง G2/61 โดยปิโตรเลียมบางส่วนเคลื่อนย้ายไปยังแหล่งบงกชเหนือทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ส่วนระบบการให้ปิโตรเลียม-เคลื่อนย้าย-สะสมตัว เริ่มตั้งแต่ช่วงอายุไมโอซีนตอนปลายถึงไพลโอซีน

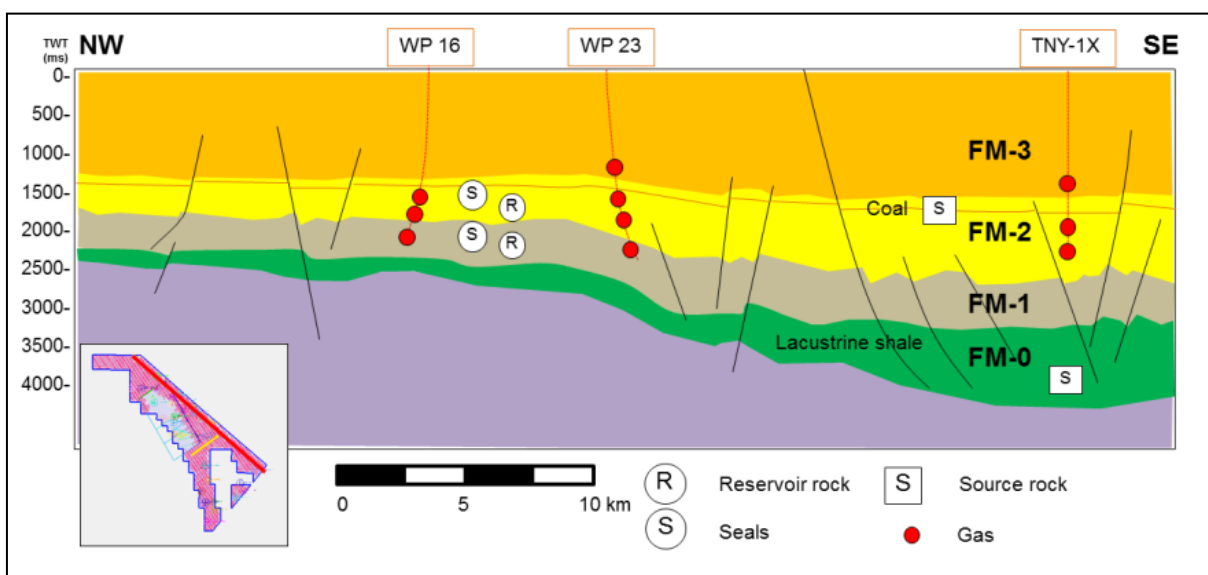
3) **หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir Rock)** หินกักเก็บหลักคือ หินทรายในชุดหินที่ 2 (FM-2) ซึ่งสะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำ เช่น สันทราย ตะกอนรูปพัด และตะกอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำ เป็นต้น ส่วนหินกักเก็บรองคือ หินทรายในชุดหินที่ 0 (FM-0) และ 1 (FM-1) ซึ่งสะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำกึ่งทะเลสาบ ดังแสดงในภาพตัดขวางข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนในรูปที่ 14 และ 15

4) กลไกการกักเก็บและหินปิดกั้นปิโตรเลียม (Trap and Seal) กลไกการกักเก็บหลักประกอบด้วย การกักเก็บโดยโครงสร้าง (Structural Trap) เช่น โครงสร้างรอยเลื่อน (Fault Trap) และโครงสร้างปิดแบบสี่ทาง (4-Way Dip Closure) และการกักเก็บโดยชั้นหิน (Stratigraphic Trap) ส่วนหินปิดกั้นเป็นชั้นหินที่มีความพรุนและความซึมผ่านได้ต่ำ ได้แก่ หินดินดาน หินโคลน หินทรายแป้ง และชั้นถ่านหินที่แทรกสลับอยู่กับชั้นหินทรายกักเก็บ

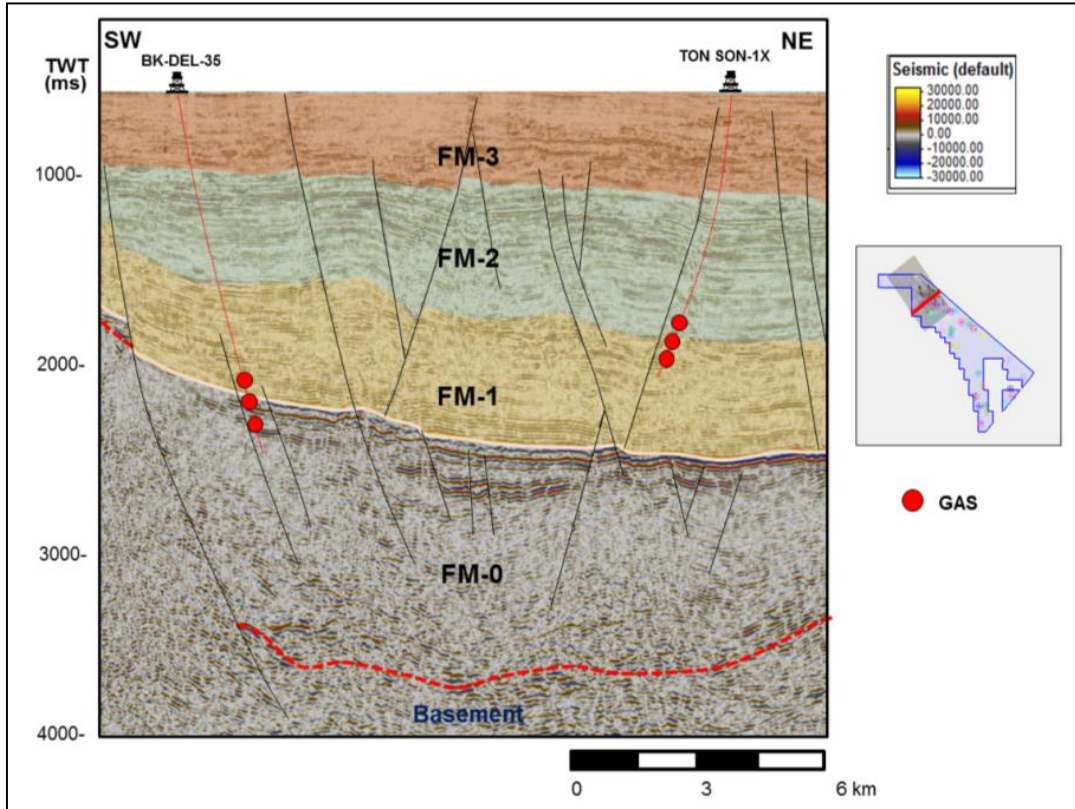
ทั้งนี้ ความท้าทายของการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่นี้คือค่าความชันของความร้อนใต้พิภพเทียบกับความลึก (Geothermal Gradient) สูงมากกว่าปกติ โดยมีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นประมาณ 5-8 องศาเซลเซียสต่อความลึกที่เพิ่มขึ้นทุก ๆ 100 เมตร นอกจากนี้ยังพบว่าก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้มีสัดส่วนของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณมากอีกด้วย



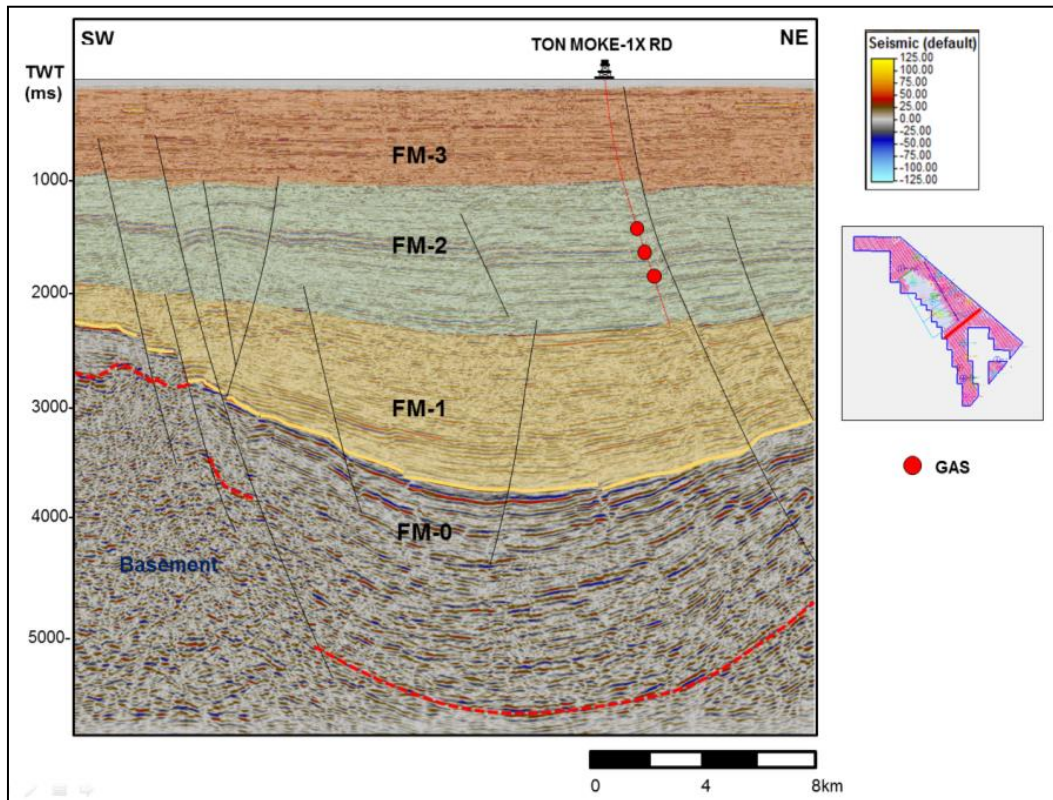
รูปที่ 12 แบบจำลองภาพตัดขวางในแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ผ่านแหล่งบงกชเหนือ (Greater Bongkot North: GBN) และแหล่งบงกชใต้ (Greater Bongkot South: GBS) แสดงการลำดับชั้นหินซึ่งตะกอนมีความหนาและความลึกเพิ่มขึ้นในแหล่งบงกชใต้



รูปที่ 13 แบบจำลองภาพตัดขวางในแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ผ่านแท่นผลิต WP16 WP23 และหลุม TNY-1X แสดงการลำดับชั้นหินที่สัมพันธ์กับระบบการเกิดปิโตรเลียมของแอ่งมาเลย์เหนือ ซึ่งมีการผลิตก๊าซธรรมชาติจากชุดหินที่ 2 (FM-2) เป็นหลัก



รูปที่ 14 ภาพตัดขวางข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนในแนวตะวันตกเฉียงใต้-ตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณตอนเหนือของแปลงสำรวจหมายเลข G2/61 ผ่านหลุม BK-DEL-35 และ Ton Son-1X ซึ่งพบก๊าซธรรมชาติจากชุดหินที่ 0 (FM-0) 1 (FM-1) และ 2 (FM-2)



รูปที่ 15 ภาพตัดขวางข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนในแนวตะวันตกเฉียงใต้-ตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณตอนใต้ของแปลงสำรวจหมายเลข G2/61 ผ่านหลุม Ton Moke-1XRD ซึ่งพบก๊าซธรรมชาติจากชุดหินที่ 2 (FM-2)

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม

จากการตรวจสอบตัวเลขปริมาณสำรองปิโตรเลียมของแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 และ G2/61 โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พบว่า แปลงดังกล่าวมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) แบ่งเป็นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบดัง ฅ ลี้นปี พ.ศ. 2559 ดังนี้

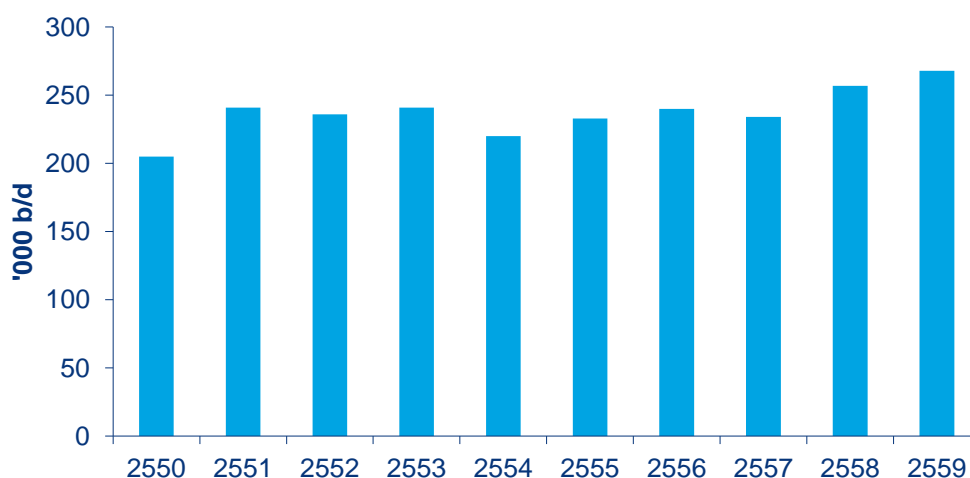
ตารางที่ 2 ตารางแสดงปริมาณสำรองปิโตรเลียม

แปลงสำรวจ หมายเลข	ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมสะสม			ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว		
	ก๊าซ ธรรมชาติ (Bcf)	ก๊าซธรรมชาติ เหลว (MMbbl)	น้ำมันดิบ (MMbbl)	ก๊าซ ธรรมชาติ (Bcf)	ก๊าซธรรมชาติ เหลว (MMbbl)	น้ำมันดิบ (MMbbl)
G1/61	10,378.06	321.87	167.46	2,435.58	72.35	36.35
G2/61	5,004.72	148.09	-	1,375.51	31.27	-

การผลิตปิโตรเลียม

ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลว (Liquids)

ในช่วงปลายปี พ.ศ. 2493 กรมการพลังงานทหารได้เริ่มผลิตน้ำมันดิบในประเทศไทยเป็นครั้งแรก อย่างไรก็ตามปริมาณการผลิตยังคงอยู่ในระดับที่ค่อนข้างต่ำจนกระทั่งบริษัท Shell ได้เริ่มดำเนินการผลิตที่แหล่งสิริกิติ์ในปี พ.ศ. 2526 นอกจากนี้ก๊าซธรรมชาติเหลวจากแหล่งก๊าซของบริษัทเชฟรอนก็ถือเป็นแหล่งพลังงานหลักอีกอย่างหนึ่งของประเทศไทยในการผลิตปิโตรเลียมเหลว ซึ่งผลิตเป็นครั้งแรกจากแหล่งเอราวัณในปี พ.ศ. 2524 ต่อมาในช่วงปี พ.ศ. 2543 พบว่าการผลิตปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลวมีอัตราเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นผลมาจากโครงการ "Big Oil" จากแหล่งปลาหมึกและแหล่งยะลาในพื้นที่ดำเนินงานของบริษัทเชฟรอน ทั้งนี้ การผลิตสูงสุดมาจากแหล่งบงกชซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของผลผลิตปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลวของประเทศไทย



รูปที่ 16 การผลิตปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลวของประเทศไทย

ที่มา: Wood Mackenzie

ภายในระยะเวลาไม่นานหลังจากนี้ บริษัทเซฟรอนก็ยังคงเป็นผู้ผลิตปิโตรเลียมเหลวรายใหญ่ที่สุดในประเทศไทย โดยผลิตจากพื้นที่สัญญาและแปลงสัมปทาน B8/32 และแปลงสัมปทาน S1 (แหล่งสิริกิติ์) ของบริษัท ปตท.สผ. นอกจากนี้แปลง G10/48 (แหล่งวาสนา) ของบริษัท KrisEnergy และแปลง G11/48 (แหล่งนงเยาว์) ของบริษัท Mubadala ได้เริ่มดำเนินการผลิตในปี พ.ศ. 2558

ตารางที่ 3 การผลิตของเหลว (พันบาร์เรลต่อวัน)

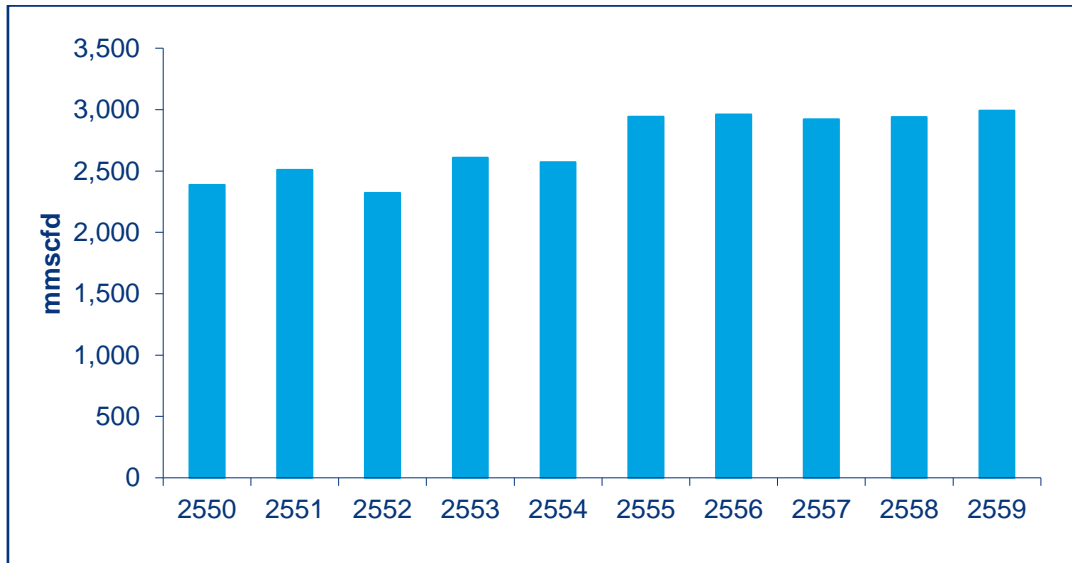
Location	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
Arthit	-	-	15	18	18	16	11	9	9	9	10
B12/27 (Palin)	19	18	18	19	19	16	15	16	18	14	15
B5/27 (Jasmine)	9	19	20	20	18	17	14	13	14	12	13
B6/27 (Nang Nuan)	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B8/32 (Benchamas)	59	51	61	61	49	40	41	32	35	33	37
B8/38 (Bualuang)	-	-	3	5	9	7	8	12	12	11	8
Bongkot	18	18	19	18	20	21	28	32	29	28	27
Contract 1 Area	11	11	11	13	11	11	9	6	7	5	6
Contract 2 Area	9	12	10	7	11	11	14	14	15	24	26
Contract 3 Area	39	47	43	36	45	41	36	44	39	38	44
E5 & EU1 (Sinphuhorm)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G1/48 (Manora)	-	-	-	-	-	-	-	-	1	14	11
G10/48 (Wassana)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	7
G11/48 (Nong Yao)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	9
G5/43 (Songkhla)	-	-	-	5	8	10	20	20	14	13	12
L11/43 (Burapa)	-	-	-	-	0	0	1	1	1	0	1
L44/43, L33/43 & SW1A and L53/48	0	2	14	7	6	3	2	2	6	10	10
Military Operated Area (MOA)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
NC (Bung Ya) & L21/43 (Nong Sa)	1	1	2	2	1	1	2	2	2	2	1
PTTEP1 (Suphan Buri Area)	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
S1 (Sirikit Area)	22	23	23	23	24	25	31	36	31	32	30
Total Liquids Production	190	204	241	235	240	221	233	240	234	252	268

ที่มา: Wood Mackenzie

ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)

ปัจจุบันผลผลิตก๊าซส่วนใหญ่ของประเทศไทยมาจากอ่าวไทยเป็นหลัก ซึ่งเริ่มดำเนินการผลิตครั้งแรกในปี พ.ศ. 2524 จากแหล่งเอราวัณของบริษัทยูโนแคล โดยต่อมาบริษัทเซฟรอนได้ทำการควบรวมกิจการกับบริษัทยูโนแคลในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2548 และกลายมาเป็นผู้ผลิตก๊าซรายสำคัญของประเทศไทย

เนื่องจากวิกฤตเศรษฐกิจของภูมิภาคเอเชีย ส่งผลให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติลดลงในช่วงปลายปี พ.ศ. 2533 และประเทศไทยต้องเผชิญกับปัญหาก๊าซล้นตลาดจากสัญญาก๊าซที่ได้ทำไว้ นอกจากนี้การเพิ่มขึ้นของปริมาณก๊าซธรรมชาติจากสัญญาที่ได้ทำไว้กับประเทศพม่าในช่วงต้นปี พ.ศ. 2543 ก็ทำให้เกิดการจำกัดโอกาสในการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติภายในประเทศอีกด้วย



รูปที่ 17 การผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
ที่มา: Wood Mackenzie

ในช่วงสิบปีที่ผ่านมาพบว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติภายในประเทศไทยเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในปี พ.ศ. 2546 ได้มีการลงนามในข้อตกลงการซื้อขายก๊าซธรรมชาติหลายฉบับเพื่อรองรับการจัดการก๊าซภายในประเทศ การเพิ่มขึ้นของการจัดหาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวมาจากทั้งผู้รับสัมปทานรายเดิมเช่น สัมปทานของบริษัทยูโนแคลในแปลง B12/27 และการลงนามในข้อตกลงการซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ของบริษัท ปตท. สผ. ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2547 ซึ่งถือเป็นครั้งแรกของการทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งใหม่ในตลาดก๊าซของประเทศไทยนับตั้งแต่ต้นปี พ.ศ. 2543 โดยแหล่งอาทิตย์เริ่มผลิตในเดือนเมษายน พ.ศ. 2551 โดยผ่านทางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในอ่าวไทย นอกจากนี้ ยังรวมถึงการทำสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติและการต่อระยะเวลาผลิตของกลุ่มเอราวัณและกลุ่มบงกชในปี พ.ศ. 2550 ต่อไปอีก 10 ปี

ประเทศไทยยังได้รับก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียในแปลง B-17 ซึ่งดำเนินงานโดยบริษัท CPOC และแปลง A-18 ซึ่งดำเนินงานโดยบริษัท CTOC โดยคาดว่าแปลง A-18 และ B-17 จะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ อย่างไรก็ตาม ข้อตกลงซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแปลง A-18 และ B-17 นั้นสามารถเพิ่มปริมาณขึ้นได้โดยพิจารณาจากความต้องการและปริมาณสำรอง ซึ่งการผลิตก๊าซจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียเริ่มต้นขึ้นในปี พ.ศ. 2551

ในช่วง 2 ปีที่ผ่านมาได้มีการเพิ่มปริมาณการจัดการก๊าซเข้าสู่ตลาดก๊าซของประเทศไทย โดยการผลิตก๊าซธรรมชาติจากสองแหล่งหลัก ได้แก่ แหล่งปลาทองของบริษัทเซฟรอนซึ่งเริ่มผลิตในเชิงพาณิชย์เมื่อเดือนตุลาคม พ.ศ. 2554 และแหล่งบงกชใต้ของบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งเริ่มผลิตในเดือนเมษายน พ.ศ. 2555 โดยแหล่งปลาทองและแหล่งบงกชใต้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ 420 และ 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ

ตารางที่ 4 การขายก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)

Location	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
Arthit	-	-	235	329	427	351	238	223	218	213	221
B12/27 (Palin)	388	399	391	364	362	407	392	376	375	305	325
B8/32 (Benchamas)	198	192	167	181	175	156	125	111	96	100	129
Bongkot	599	607	589	516	586	591	773	889	871	905	890
Contract 1 Area	243	266	253	235	245	230	247	190	217	196	220
Contract 2 Area	197	234	238	182	223	260	470	411	378	499	454
Contract 3 Area	466	548	506	399	472	458	568	633	622	575	605
E5 & EU1 (Sinphuhorm)	6	86	83	85	87	83	93	88	105	121	116
E5 (Nam Phong)	31	26	23	19	18	16	14	13	12	12	11
S1 (Sirikit Area)	36	29	26	13	15	20	24	26	28	26	22
Total Gas Production	2,164	2,387	2,511	2,323	2,610	2,572	2,944	2,960	2,922	2,952	2,993

ที่มา: Wood Mackenzie

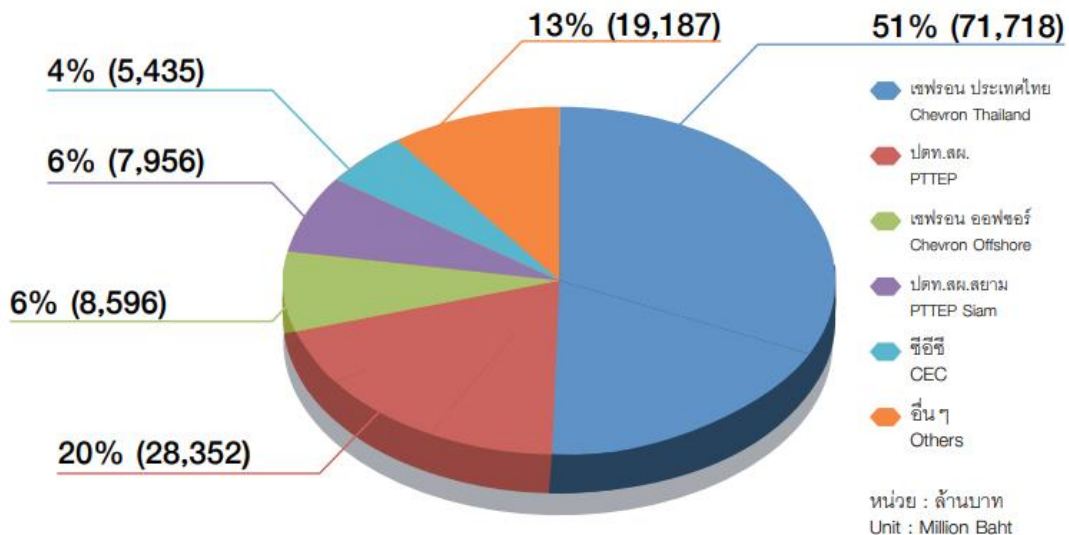
การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ในปี พ.ศ. 2559 ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมมีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ทั้งบนบกและในทะเลเป็นเงินรวมทั้งสิ้น 141,244 ล้านบาท โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานด้านต่าง ๆ ได้แก่ การสำรวจ 1,560 ล้านบาท (ร้อยละ 1) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 91,811 ล้านบาท (ร้อยละ 65) การผลิตและขายปิโตรเลียม 44,703 ล้านบาท (ร้อยละ 32) และการบริหารงาน 3,170 ล้านบาท (ร้อยละ 2)

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนในปี พ.ศ. 2559 ส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมโดยได้มีการติดตั้งแท่นผลิต แท่นกระบวนการผลิต รวมถึงการเจาะหลุมสำรวจและหลุมพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม เพื่อการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งต่าง ๆ ดังนี้

- แหล่งเอราวัณ สตูล กะพง ปลาทอง ปลาหมึก ยะลา ปะการัง ตราด ตราดเหนือ จักรवाल พูนาน โกมินทร์ โกมินทร์ใต้ บรรพต และแหล่งไพลิน โดยบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด และคณะ
- แหล่งบงกชและอาทิตย์ โดย บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และคณะ
- แหล่งทานตะวัน เบญจมาศ ราชพฤกษ์ และลันตา โดย บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด และคณะ
- แหล่งสงขลา โดย บริษัท CEC International Ltd.
- และแหล่งสิริกิติ์ โดย บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด และคณะ

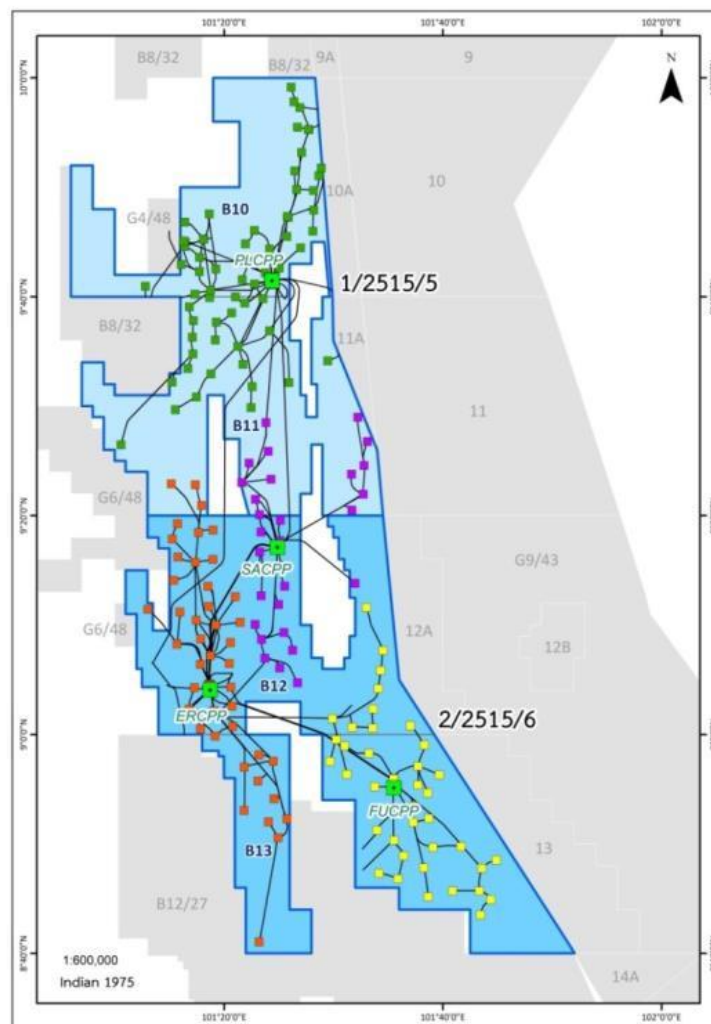
โดยมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนรายบริษัท ดังแผนภาพ



รูปที่ 18 แผนภาพสัดส่วนการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรายบริษัท
ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ. 2559, กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

สรุปข้อมูลกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ

กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 ปัจจุบันดำเนินงานโดย บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 และ 11 ภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2515/5 และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 12 และ 13 ภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 2/2515/6 มีอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติตามสัญญาซื้อขายที่ 1,240 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ได้รับอนุมัติพื้นที่ผลิตไปแล้วจำนวน 86 พื้นที่ มีพื้นที่ผลิตรวม 4,487.41 ตารางกิโลเมตร และพื้นที่สงวนจำนวน 123.08 ตารางกิโลเมตร โดยสัมปทานจะสิ้นสุดอายุในวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2565



รูปที่ 19 แผนที่แสดงแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 (กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ)

แหล่งเอราวัณซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่และมีความซับซ้อน ได้เริ่มมีการผลิตนำเข้าระบบท่อส่งก๊าซตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 และได้รับการพัฒนาขึ้นโดยใช้แท่นผลิตกลาง (Central Platform) 5 แท่น และมีแท่นหลุมผลิตมากกว่า 25 แท่น ก๊าซที่ผลิตได้จะถูกขนส่งไปทางเหนือไปยังสถานีที่มาบตาพุดผ่านท่อส่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (PTT) และอีกเส้นทางไปทางตะวันตกเฉียงใต้ของประเทศไทยผ่านทางท่อส่งไปยังขอนแก่น ต่อมาได้มีการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นในปี พ.ศ. 2526 ประกอบไปด้วย แหล่งบรรพต แหล่งปลาทอง แหล่งสตูล แหล่งสตูลตอนใต้ แหล่งกะพง และแหล่งปลาแดง

การเจาะสำรวจ (Exploration) และเจาะประเมินผล (Appraisal) นำไปสู่การค้นพบแหล่งปลาทอง ตะวันตกเฉียงใต้ (South West Platong) และแหล่งปลาทองใต้ (South Platong) ในปี พ.ศ. 2539 และ 2542 ตามลำดับ ต่อมา ในปี พ.ศ. 2551 บริษัทเชฟรอน ได้เริ่มพัฒนาโครงการปลาทองระยะที่สอง (Platong II) ซึ่งเป็นโครงการขยายกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ของกลุ่มโครงสร้างปลาทอง (Platong Complex) ในทะเลอ่าวไทย ซึ่งโครงการนี้จะทำให้ได้กำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวรวมสำหรับพื้นที่ สัญญาทั้งสาม เพิ่มขึ้นอีก 420 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และ 22,000 บาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ

นอกเหนือจากการพัฒนาปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ในด้านของแหล่งน้ำมันดิบของแหล่งกะพง (Kaphong) และ แหล่งปลาทอง (Platong) ก็ได้รับการพัฒนาให้เป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาน้ำมันไทย โครงการ 1 (TOD1) ควบคู่ไปด้วย

ภายใต้โครงการพัฒนาน้ำมันไทย 1 (TOD1) ซึ่งเดิมเรียกว่าโครงการ "บิ๊กออยล์" (Big Oil) การผลิต น้ำมันดิบเริ่มต้นจากแหล่งปลาหมึกในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2544 และได้รับปริมาณเพิ่มเติมจากแหล่งยะลาในเดือนพฤษภาคม ต่อมาในปี พ.ศ. 2545 ได้มีการพัฒนาระยะที่สองขึ้น ซึ่งรวมไปถึงการพัฒนาแหล่งยะลา ตะวันออกในปี พ.ศ. 2548 ด้วย

จากความต้องการใช้ก๊าซที่เพิ่มสูงขึ้นในประเทศไทย ทำให้การผลิตก๊าซธรรมชาติจากทั้ง 3 สัญญามี ปริมาณการผลิตสูงกว่าปริมาณการจัดส่งก๊าซรายวันตามสัญญา (DCQ) อย่างต่อเนื่อง และในช่วงต้นปี พ.ศ. 2550 ได้มีการเพิ่มท่อส่งก๊าซเส้นที่ 3 ของอ่าวไทยเพื่อให้สามารถผลิตเพิ่มขึ้นจากปริมาณก๊าซจากพื้นที่ ปิโตรเลียมภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซ ในเดือนธันวาคม พ.ศ. 2550 รัฐบาลไทยได้อนุมัติการขยายสัญญา Unocal 3 เป็นระยะเวลา 10 ปีตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 ถึงพ.ศ. 2565 หลังจากได้รับการขยายระยะเวลาดังกล่าว บริษัท เชฟรอนได้ปรับข้อตกลงการซื้อขาย (Heads of Agreement) มาเป็นทำสัญญาตกลงซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sales Agreement-GSA) เพื่อจัดหาก๊าซเพิ่มเติมให้กับท่อก๊าซเส้นที่ 3 ทำให้สามารถรองรับ DCQ ที่ 1,240 ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และราคาก๊าซจากพื้นที่ปิโตรเลียมในสัญญาซื้อขายที่ใกล้เคียงกันในทุกสัญญา

การผลิตระหว่างปี พ.ศ. 2556 - 2557 ลดลงเนื่องจากการขาดแท่นขุดเจาะในช่วงเวลานั้น สำหรับในปี พ.ศ. 2558 ระดับการผลิตปรับตัวดีขึ้น คาดว่าเนื่องจากประกอบมีการทำสัญญาจ้างแท่นขุดเจาะเพิ่ม ปิโตรเลียมจากแหล่งดาราถูกนำเข้าสู่ระบบท่อก๊าซใน พ.ศ. 2558 เพื่อช่วยรักษาภาพรวมการผลิตไว้ที่ 200 ล้าน ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จนถึงปี พ.ศ. 2565 แต่คาดว่าจะการผลิตจะตกจะลดลงจากระดับสูงสุดในปี พ.ศ. 2558 เนื่องจากสภาวะราคาน้ำมันตกต่ำ

การผลิตจากการพัฒนาแหล่งปลาทองสอง (Platong II) เริ่มขึ้นเป็นครั้งแรกในเดือนตุลาคม 2554 โครงการนี้ได้รวมไปถึงการพัฒนาของแหล่งปลาทองใต้ (South Platong) และแหล่งปลาทองตะวันตกเฉียงใต้ (South West Platong) ในขณะที่แหล่งปะการัง (Pakarang) แหล่งบรรพตใต้ (South Baanpot) และแหล่ง ทรายเหนือ (North Trat) ถูกนำเข้าสู่ช่วงการผลิตในช่วงปี พ.ศ. 2554/2555 ซึ่งถือเป็นส่วนหนึ่งของโครงการ ปลาทองสอง (Platong II) โครงการจะเพิ่มกำลังการผลิตขึ้นอีก 420 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และ 22,000 บาร์เรลต่อวัน ต้นทุนรวมของโครงการปลาทองสอง (Platong II) อยู่ที่ประมาณ 3,100 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

1. ผู้รับสัมปทาน

ตารางที่ 5 ผู้รับสัมปทานในแปลงสำรวจหมายเลข 10 11 12 และ 13

หมายเลขสัมปทาน วันที่ให้สัมปทาน	แปลงสำรวจ	ผู้รับสัมปทาน	สัดส่วนการ ถือหุ้น
1/2515/5 1 มีนาคม 2515	10 และ 11	<u>สัญญาซื้อขายก๊าซหมายเลข 2 (Unit Area I)</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	70.00% 30.00%
		<u>สัญญาซื้อขายก๊าซหมายเลข 2 (สัมปทานเพิ่มเติม) (Unit Area II)</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. **PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	71.25% 23.75% 5.00%
2/2515/6 1 มีนาคม 2515	12 และ 13	<u>สัญญาซื้อขายก๊าซหมายเลข 1</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	80.00% 20.00%
		<u>สัญญาซื้อขายก๊าซหมายเลข 2 (Unit Area I)</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	70.00% 30.00%
		<u>สัญญาซื้อขายก๊าซหมายเลข 2 (สัมปทานเพิ่มเติม) (Unit Area II)</u> * Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. **PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	71.25% 23.75% 5.00%

หมายเหตุ

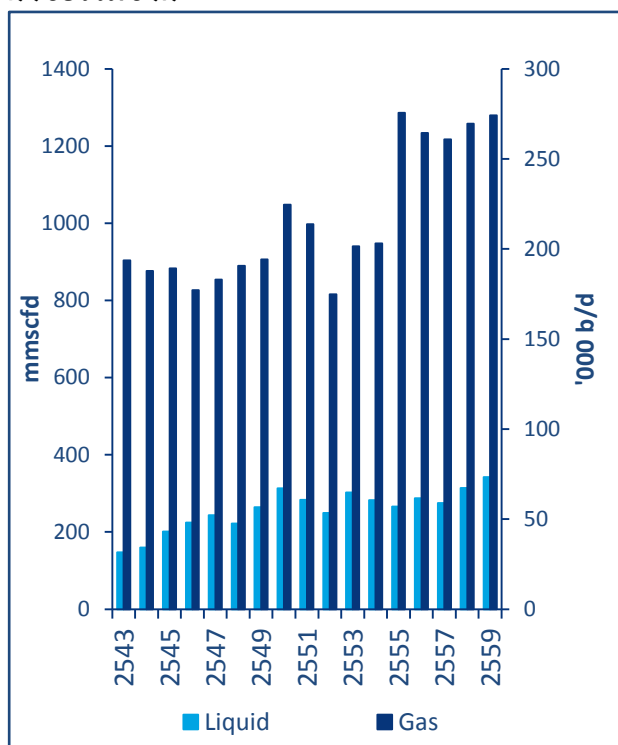
* ผู้ดำเนินงาน (Operator)

** ผู้ร่วมประกอบกิจการ (Co-venturer)

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

2. การผลิตปิโตรเลียม (Petroleum Production)

ก๊าซธรรมชาติ



รูปที่ 20 รายละเอียดการผลิตของพื้นที่สัญญา G1/61
ที่มา: Wood Mackenzie

การผลิตจากแหล่งเอราวัณเริ่มในเดือนสิงหาคม 2524 ด้วยอัตราการผลิต 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเพิ่มขึ้นเป็น 250 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ณ กลางปี พ.ศ. 2526 อย่างไรก็ตามการผลิตเริ่มแรกถูกจำกัดด้วย อุณหภูมิภายในหลุมที่สูง ซึ่งส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ การผลิต และทำให้ต้องมีการปรับสภาพหลุม (Recomplete) นอกจากนี้ยังทำให้ทราบว่าโครงสร้าง แหล่งกักเก็บมีความซับซ้อนมากกว่าที่ประเมินไว้ใน ตอนแรก และส่งผลให้กำลังการผลิตสูงสุด ณ สิ้นปี พ.ศ. 2545 อยู่ที่เพียง 160 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

บริษัท Unocal จึงพยายามเพิ่มอัตราการผลิต และ ติดตั้งแท่นผลิตเอราวัณ เพิ่ม 4 แท่นผลิต ได้แก่ I J K L ระหว่างปี พ.ศ. 2547-2548 ทำให้อัตราการผลิตในปี พ.ศ. 2548 เพิ่มขึ้นเป็น 185 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ด้วยการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง อัตราการผลิตจึงขึ้นไปสูงสุดที่ 298 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2542 ขณะที่ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของไทยเติบโตขึ้นอย่างมากในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา อุปทานจาก แหล่งในทะเลอ่าวไทยก็ถูกจำกัดด้วยกำลังของท่อส่งก๊าซ การผลิตของแหล่งเอราวัณถูกจำกัดอยู่ที่ 250 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2546-2547 และเพิ่มเป็น 265 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2558

ในตอนแรกสัญญาซื้อขายก๊าซ Unocal 1 คาดว่าจะหมดอายุลงในปี พ.ศ. 2549 แต่ได้รับการขยาย ระยะเวลาออกไปจนถึงเดือน เมษายน 2555 และตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2555 ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณ ได้ถูกรวมเข้ากับสัญญาซื้อขายก๊าซของพื้นที่สัญญา 1 2 และ 3 ทั้งนี้ คาดว่าพื้นที่สัญญา 1 จะสามารถรักษา อัตราการผลิตได้มากกว่า 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จนกระทั่งปี พ.ศ. 2565

แรกเริ่มพื้นที่สัญญา 2 ได้ถูกกำหนดให้เริ่มผลิตในปี พ.ศ. 2528 อย่างไรก็ตาม การพัฒนาแท่นผลิตของ แหล่งบรรพตถูกเลื่อนให้เร็วขึ้นเพื่อชดเชยการขาดแคลนของอุปทานจากแหล่งเอราวัณ แหล่งบรรพตจึงเริ่ม การผลิตในเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2526 และเข้าสู่ช่วงคงที่ (Plateau Level) ของกำลังการผลิตที่ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างรวดเร็ว

แหล่งสตูลและปลาทองถูกพัฒนาตามแผนการเดิม โดยแหล่งสตูลเริ่มการผลิตในเดือนมกราคม พ.ศ. 2528 แหล่งปลาทองเริ่มการผลิตในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2528 และแหล่งกะพงเริ่มการผลิตในเดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2532 ส่วนแหล่งหลังสุดก่อนการพัฒนาโครงการปลาทอง 2 คือแหล่งปลาแดง ซึ่งเริ่มผลิตใน เดือนเมษายน 2541

พื้นที่สัญญา 3 ถูกผลิตแบบค่อยเป็นค่อยไปเพื่อทดแทนการผลิตที่ลดลงจากพื้นที่สัญญา 1 และ 2 เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตโดยรวมจากอ่าวไทย

การผลิตจากแหล่งฟูนานและแหล่งสุราษฎร์เริ่มในปี พ.ศ. 2535 ตามมาด้วยแหล่งจักรวาลในปี พ.ศ. 2536 และแหล่งโกมินทร์ในปี พ.ศ. 2538 ส่วนแหล่งปลาหมึกได้เริ่มผลิตในเดือนมกราคม 2541 ตามมาด้วยแหล่งตราดในเดือนกันยายน 2542

ท่อส่งก๊าซเอราวัณ-มาบตาพุด เส้นที่ 2 แล้วเสร็จเมื่อปี พ.ศ. 2539 ทำให้กำลังของท่อส่งก๊าซจากอ่าวไทยถึง จ.ระยอง อยู่ระหว่าง 1,750-1,800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (รวมการอัด) ท่อส่งก๊าซนี้เป็นการลดข้อจำกัดด้านโครงสร้างที่มีอยู่เดิมและช่วยเพิ่มภาพรวมการผลิตจากทั้ง 3 พื้นที่สัญญาเป็นประมาณ 1,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2541

ระดับปริมาณก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน (DCQ levels)

จากงานการพัฒนาบนพื้นที่สัญญา 2 และ 3 ทำให้ Unocal ส่งก๊าซได้สูงกว่า DCQ รวมที่ 510 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็นระยะเวลาหลายปี อย่างไรก็ตาม Supply จากแหล่งในทะเลอ่าวไทยถูกจำกัดด้วยท่อส่งก๊าซ ในปี พ.ศ. 2547 มีการขยายท่อส่งก๊าซ 2 เส้น ทำให้สามารถส่งก๊าซได้มากกว่ากำลังการผลิตทั้งหมดที่ 1,800 ล้านลูกบาศก์ฟุต เล็กน้อย ด้วยความต้องการใช้ก๊าซในไทยที่ยังคงเติบโตขึ้น จึงคาดว่า การผลิตของพื้นที่สัญญา 2 และ 3 จึงน่าจะยังคงสูงกว่า DCQ อย่างต่อเนื่อง

การผลิตระหว่างพื้นที่สัญญา 2 และ 3 ถูกแบ่งโดยให้น้ำหนักพื้นที่สัญญา 3 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2543 ปริมาณการผลิตของแต่ละพื้นที่สัญญาจะแปรตามการผลิตจากแหล่งเดิมที่ลดลงและแหล่งใหม่ที่เริ่มผลิต พื้นที่สัญญา 2 คาดว่าจะส่งก๊าซได้น้อยกว่าร้อยละ 40 ของการขายทั้งหมด

โครงการปลาทอง 2

Chevron เริ่มการพัฒนาโครงการปลาทอง 2 ในปี พ.ศ. 2551 เพื่อเพิ่มความสามารถในการผลิตก๊าซเพิ่มขึ้นเป็น 420 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำมันดิบเป็น 22,000 บาร์เรลต่อวัน หลังจากปริมาณการรับจ้างเริ่มแรกปริมาณการผลิตจากโครงการ Platong II เริ่มขึ้นในเดือนตุลาคม พ.ศ. 2554 โดยผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นครั้งแรกจากแหล่งปลาทองใต้ ตามด้วยแหล่งปลาทองตะวันตกเฉียงใต้ในเดือนกุมภาพันธ์ 2555

ท่อส่งก๊าซเส้นที่ 3 จากทะเลอ่าวไทย เริ่มใช้งานในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2550 ช่วยลดข้อจำกัดด้านโครงสร้างของการผลิต และด้วยความพร้อมของท่อส่งก๊าซนี้ทำให้ Unocal (Chevron ในปัจจุบัน) เซ็นข้อตกลง [Heads of Agreement (HoA)] ที่จะส่งก๊าซเพิ่มหลังปี พ.ศ. 2559 ภายใต้ข้อตกลง (HoA) นี้ ก๊าซที่เพิ่มเติมบางส่วนจะถูกผลิตมาจากพื้นที่สัญญา 1 ซึ่งเป็นการช่วยให้ปริมาณสำรองที่ก่อนหน้านี้ยังไม่มีสัญญารองรับได้รับการพัฒนา

น้ำมัน

น้ำมันของแหล่งกะพงได้รับการพัฒนาขึ้นเพื่อเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาน้ำมันไทย Thai Oil Development (TOD) (เดิมชื่อโครงการ "บิกออยล์") และน้ำมันดิบถูกผลิตจากแหล่งครั้งแรกในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2544 แหล่งปลาทองก็ผลิตน้ำมันด้วยแต่ในระดับที่น้อย

ถึงแม้ว่า Unocal จะผลิตน้ำมันดิบเล็กน้อยจากแหล่งสุราษฎร์เมื่อช่วงต้นทศวรรษที่ 1990 แต่การผลิตน้ำมันเริ่มอย่างมีประสิทธิภาพในเดือนกรกฎาคม 2544 เมื่อแหล่งปลาหมึกเริ่มผลิตน้ำมันดิบที่อัตราเริ่มต้น 2,500 - 3,000 บาร์เรลต่อวัน และการผลิตน้ำมันจากแหล่งยะลาเริ่มขึ้นเมื่อเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2545 โดยมีการผลิตน้ำมันเฉลี่ยจากพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 9,000 บาร์เรลต่อวัน

เนื่องจากการยกระดับปริมาณสำรองและการค้นพบน้ำมันในแหล่งยะลาตะวันออกทางผู้ประกอบการได้ดำเนินโครงการน้ำมันระยะที่สอง (TOD2) นอกเหนือจากการพัฒนาแหล่งยะลาและปลาหมึกแล้วการผลิตน้ำมันยังได้รับการเสริมด้วยการพัฒนาแหล่งน้ำมันสุราษฎร์

3. โครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure)

ก๊าซธรรมชาติ

- พื้นที่สัญญาที่ 1 (Contract 1 Area)

เอราวัณ-খনอม (Erawan-Khanom)

ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณบางส่วนถูกส่งไปโดยท่อก๊าซขนาด 24 นิ้ว ความยาว 161 กิโลเมตร ซึ่งถูกออกแบบสำหรับกำลังการผลิต 500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ไปสู่ ขนอม (Khanom) ก๊าซในส่วนนี้จัดหาให้แก่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนอมเป็นจำนวน 674 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้ามีกำลังการผลิตเพียงประมาณ 160 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเท่านั้น ต้นทุนท่อก๊าซประมาณ 200 ล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2536

เอราวัณ-มาบตาพุด 1

ก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ถูกส่งจากแท่นผลิตกลางเอราวัณกลาง (Erawan Central Processing Platform) ไปยังโรงงานแยกก๊าซ (Gas Separation Plant) ที่มาบตาพุดซึ่งอยู่ห่างจากกรุงเทพฯ ไปทางตะวันออกเฉียงใต้เป็นระยะทาง 125 กิโลเมตร โดยที่บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน) (PTT) เป็นเจ้าของและดำเนินการทั้งท่อส่งก๊าซและสถานีปลายทาง (Terminal Facilities) ส่วนการก่อสร้างท่อก๊าซในทะเลนั้นเริ่มในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2523 และทั้งระบบเริ่มต้นใช้งานเมื่อเดือนกันยายน พ.ศ. 2524 ต้นทุนท่อก๊าซประมาณ 450 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

เดิมท่อก๊าซถูกออกแบบมาสำหรับกำลังการผลิต 550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แต่เมื่อเดือนตุลาคม พ.ศ. 2532 UNOCAL และบริษัท ปตท. ได้บรรลุข้อตกลงติดตั้งสถานีเพิ่มความดันในทะเล (Offshore Compressor Platform) เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตสูงสุดให้เป็น 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ต้นทุนของการติดตั้งนี้อยู่ที่ 28.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ต้นทุนนี้ถูกแบ่งจ่ายเท่ากันระหว่าง UNOCAL และบริษัท ปตท. การติดตั้งตามข้อตกลงนี้เสร็จสิ้นในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2533

เอราวัณ-มาบตาพุด 2

ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2535 ปตท. ได้ประกาศความตั้งใจในการจัดหาท่อใหม่ที่ขนานไปกับท่อส่งก๊าซเอราวัณ - มาบตาพุด (ระยอง) ซึ่งจะทำให้สามารถเพิ่มกำลังการผลิตได้เกือบ 1,450 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยไม่มีการบีบอัด ท่อขนาด 36 นิ้ว เริ่มในปี พ.ศ. 2539 โดยมีก๊าซธรรมชาติมาจากแหล่งสำคัญ 2 แห่ง ได้แก่ แหล่งเอราวัณของ UNOCAL และบงกชของ ปตท.สผ. ในส่วนของโครงการนี้ท่อก๊าซธรรมชาติบนบกระยะทาง 110 กิโลเมตร ขนาด 28 นิ้ว ได้เสร็จสิ้นลงในปี พ.ศ. 2540 โดยเริ่มจากระยองชายฝั่งทางเหนือของประเทศไทย ไปยังโรงไฟฟ้าบางปะกง โครงการนี้มีมูลค่าประมาณ 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

มีการพิจารณาวิธีการเพิ่มอัตราการไหลของก๊าซรวมทั้งความเป็นไปได้ของท่อเส้นที่สาม ปตท. ได้ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มความดันก๊าซเพิ่มเติมสำหรับท่อส่งก๊าซหลัก (trunk line) ขนาด 36 นิ้วในปี พ.ศ. 2541 ซึ่งเชื่อว่า จะช่วยเพิ่มกำลังการผลิตรวมประมาณ 1,800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

เอราวัณ-มาบตาพุด3

ในปี พ.ศ. 2547 ปตท. ได้ให้สัญญาสร้างท่อ EPC กับบริษัท Hyundai ในส่วนที่ 3 ของท่อส่งก๊าซ (trunk line) ในอ่าวไทย (ซึ่งบริษัท ปตท. เป็นเจ้าของและดำเนินการอยู่) ไปยังโรงแยกก๊าซบนบกแห่งที่ 5 (ซึ่งเป็นกรรมสิทธิ์และดำเนินการโดยบริษัท ปตท.) โดยท่อก๊าซดังกล่าวสร้างเสร็จสมบูรณ์ในปี พ.ศ. 2548 ท่อส่งก๊าซฯ เริ่มใช้งานในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2550 และวางท่อในแนวขนานไปแนวเดียวกับท่อที่มีอยู่เดิม โดยไปเริ่มต่อจากแท่นชุมทางท่อที่แหล่งเอราวัณ (PTT Riser Platform or PRP).

- พื้นที่สัญญาที่ 2 (Contract 2 Area)

ก๊าซชื้น (Wet Gas) จากแหล่งบรรพตและสตูลได้ถูกส่งต่อไปยังแท่นผลิตเอราวัณซี ซึ่งจะทำหน้าที่บีบอัดก๊าซก่อนที่จะขนส่งไปยังแท่นผลิตกลางเอราวัณ (ERCPP) ในขณะที่ก๊าซที่ผลิตจากแหล่งPladang จะถูกส่งผ่านแท่นผลิตกลางสตูล ส่วนก๊าซที่ผลิตจากแท่นผลิตกลางปลาทองจะส่งไปที่ท่อเอราวัณ-มาบตาพุดโดยตรง หลังจากผ่านกระบวนการแยกที่แท่นผลิตกลางปลาทองแล้ว ส่วนที่ก๊าซที่ผลิตจากแหล่งกะพงมีการวางท่อยาว 15 กิโลเมตรเพื่อเชื่อมไปยังแท่นผลิตกลางปลาทอง

- พื้นที่สัญญาที่ 3 (Contract 3 Area)

ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านกระบวนการแล้วในแหล่งฟูนานจะถูกส่งไปยังแท่นผลิตเอราวัณผ่านท่อขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 24 นิ้วยาว 36 กิโลเมตร ส่วนก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปลาหมึกจะถูกส่งผ่านทางแหล่งสุราษฎร์เพื่อไปรวมกับก๊าซจากแหล่งสุราษฎร์ก่อนจะส่งผ่านท่อขนาด 16 นิ้ว ยาว 9 กิโลเมตรไปยังแท่นผลิตกลางปลาทอง และส่งเข้าท่อก๊าซเอราวัณ-มาบตาพุดโดยตรง

ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งจักรวาลจะส่งไปทำการแยกที่แท่นผลิตกลางฟูนาน หรือสำหรับกรณีที่แท่นหลุมผลิตนั้นตั้งอยู่ทางตอนเหนือของแหล่ง ก๊าซก็จะถูกส่งไปยังแหล่งเอราวัณโดยตรง โดยที่ก๊าซจากแหล่งโกมินทร์ จะถูกส่งเข้าทำการแยกที่แท่นผลิตกลางฟูนาน ในขณะที่ผลผลิตของแหล่งตราดจะส่งผ่านไปทางแท่นผลิตกลางสตูล ส่วนก๊าซจากแหล่งยะลาซึ่งเป็นก๊าซที่อุดมไปด้วยของเหลวจะถูกส่งไปรวมกับแหล่งกะพงและไปทำการแยกบนแท่นผลิตน้ำมันดิบปลาทอง (PLOCPP) และแท่น PLCPP เดิม ซึ่งเมื่อถึงจุดนี้ ก๊าซ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบจากแหล่งยะลาและแหล่งกะพงจะถูกแยกออกจากกัน โดยมีท่อส่งก๊าซเข้าสู่ท่อเอราวัณ – มาบตาพุด

ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลว (Liquids)

ก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate) ที่ผลิตได้ จะถูกจัดเก็บไว้ในเรือกักเก็บปิโตรเลียมเอราวัณ 2 (EFSO2) ซึ่งมีความจุ 1,080,000 บาร์เรลซึ่งยึดไว้อย่างถาวรที่บริเวณแหล่งเอราวัณ โดยที่เรือกักเก็บปิโตรเลียมเอราวัณเดิมที่มีกำลังการกักเก็บ 660,000 บาร์เรลถูกแทนที่ในปี พ.ศ. 2555 ด้วยเรือกักเก็บปิโตรเลียมเอราวัณ 2 ซึ่งสร้างขึ้นใหม่โดยบริษัท IHI ในญี่ปุ่น ท่อเชื่อมจากแท่นผลิตกลางปลาทองและสตูล เพื่อให้ก๊าซธรรมชาติเหลวมารวมกันที่จุดเดียว ก่อนที่จะเก็บในเรือกักเก็บปิโตรเลียมเอราวัณ 2 เพื่อรอการซื้อขายและส่งให้กับเรือบรรทุกน้ำมันต่อไป

ในขณะที่น้ำมันดิบจากแหล่งกะพง แหล่งยะลา แหล่งปลาหมึก และแหล่งสุราษฎร์ จะถูกส่งไปยังแท่น PLOCPP ผ่านทางท่อ และหลังจากนั้นก็จะมีอีกท่อหนึ่งที่เชื่อมระหว่างแท่น PLOCPP กับเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี สปริต ที่อยู่ห่างจากแท่นดังกล่าวออกไปอีกประมาณ 3.5 กิโลเมตร โดยเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี สปริตนั้นเป็นเรือที่เพิ่งนำมาใช้เมื่อไตรมาสที่ 2 ของปี พ.ศ. 2547 เพื่อทดแทนเรือกักเก็บปิโตรเลียม Sibeia ล้าก่อนหน้า โดยเป็นการเช่าซื้อเป็นระยะเวลา 10 ปี พร้อมกับทางเลือกที่จะขยายอายุสัญญาอีก 5 ปีได้ ทั้งนี้สาเหตุที่มีการนำเรือกักเก็บปิโตรเลียมลำใหม่มาใช้นั้นก็เพื่อที่จะรองรับการผลิตน้ำมันที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต โดย

เรือปัตตานี สปีดนั้นสามารถจุน้ำมันได้ถึง 850,000 บาร์เรล และในส่วนของ การดูแลนั้น ทางผู้ดำเนินการได้ ว่าจ้างให้บริษัท Teekay Shipping Corporation มาทำหน้าที่ในการดูแลรักษาเรือลำดังกล่าวแทน ซึ่งระหว่าง ช่วงสัญญา ทางบริษัทก็ได้ทำการปรับปรุง Namsan Spirit tanker ด้วย

ทั้งนี้ ปีโตรเลียมจากแหล่งยะลา แหล่งปลาหมึก และ แหล่งสุราษฎร์ จะถูกแยกที่แท่นผลิตกลาง ปลาทอง (ซึ่งประกอบด้วยแท่น PLCPP ดั้งเดิม และแท่นผลิตน้ำมันดิบปลาทอง, PLOCPP) ส่วนของเหลวที่แยก ได้จะถูกส่งผ่านท่อยาว 3.5 กิโลเมตรไปยังเรือกักเก็บปีโตรเลียมปัตตานี สปีด ต่อไป

ในส่วนของก๊าซธรรมชาติเหลวจากแหล่งปลาหมึก แหล่งสุราษฎร์ และแหล่งยะลา นั้นก็จะส่งออกจาก แต่ละแหล่งผ่านทางระบบท่อก๊าซและแท่นผลิตของแหล่งสตูล โดยมีปลายทางที่เรือกักเก็บปีโตรเลียมในแหล่ง เอราวิ้น ในขณะที่ปีโตรเลียมเหลวจากแหล่งจักรวาล แหล่งฟูนาน และแหล่งโกมินทร์จะถูกรวบรวมมาที่ แท่นผลิตกลางของแหล่งฟูนาน ก่อนที่จะส่งไปยังแหล่งเอราวิ้นเพื่อทำการส่งออกต่อไป

ตารางที่ 6 ตารางสรุปชนิดและลักษณะของท่อส่งปีโตรเลียมของแหล่งเอราวิ้น

ท่อส่งก๊าซ	ประเภท	จาก	ถึง	ความยาว (กม.)	เส้นผ่าศูนย์กลาง (นิ้ว)	ความสามารถในการขนส่ง (mmscfd)
แหล่งเอราวิ้น - อำเภอนอม	ก๊าซ	แหล่งเอราวิ้น	อำเภอนอม	161	24	500
แหล่งเอราวิ้น - แหล่งปลาทอง Spur	ก๊าซ	แหล่งเอราวิ้น	แหล่งปลาทอง Spur	75	34	860
แหล่งปลาทอง Spur - มาบตาพุด	ก๊าซ	แหล่งปลาทอง Spur	มาบตาพุด (ท่อก๊าซหลักเส้นที่ 1)	339	34	860
แท่นชุมทางท่อของ ปตท. ที่แหล่งเอราวิ้น - ระยอง	ก๊าซ	แหล่งเอราวิ้น	ระยอง (ท่อก๊าซหลักเส้นที่ 3)	414	42	1,900
แหล่งเอราวิ้น - แหล่งทานตะวัน Spur	ก๊าซ	แหล่งเอราวิ้น	แหล่งทานตะวัน Spur	112	36	1,150
แหล่งทานตะวัน Spur - มาบตาพุด	ก๊าซ	แหล่งทานตะวัน Spur	มาบตาพุด (ท่อก๊าซหลักเส้นที่ 2)	300	36	1,180
แหล่งบรรพต - แหล่งเอราวิ้น 1	ก๊าซ	แหล่งบรรพต	แหล่งเอราวิ้น	9		
แหล่งปลาแดง - แหล่งสตูล	ก๊าซ	แหล่งปลาแดง	แหล่งสตูล	23		
แหล่งสตูล - แหล่งเอราวิ้น	ก๊าซ	แหล่งสตูล	แหล่งเอราวิ้น	29	16	240
แหล่งกะพง - แหล่งปลาทอง	ก๊าซ	แหล่งกะพง	แหล่งปลาทอง	15	16	
แหล่งปลาทอง - ท่อก๊าซหลักของแหล่งเอราวิ้น	ก๊าซ	แหล่งปลาทอง	ท่อก๊าซหลักของแหล่งเอราวิ้น	34	24	170
แหล่งตราด - แหล่งสตูล	ก๊าซ	แหล่งตราด	แหล่งสตูล	17	18	145
แหล่งปลาหมึก - แหล่งสุราษฎร์	ก๊าซ	แหล่งปลาหมึก	แหล่งสุราษฎร์	9	16	125
แหล่งสุราษฎร์ - แหล่งปลาทอง	ก๊าซ	แหล่งสุราษฎร์	แหล่งปลาทอง	12	16	125
แหล่งยะลา - แหล่งกะพง	ก๊าซ	แหล่งยะลา	แหล่งกะพง	18	16	

ท่อส่งก๊าซ	ประเภท	จาก	ถึง	ความยาว (กม.)	เส้นผ่าศูนย์กลาง (นิ้ว)	ความสามารถในการขนส่ง (mmscfd)
แหล่งจักรวาล - แหล่งเอราวัณ	ก๊าซ	แหล่งจักรวาล	แหล่งเอราวัณ	30	16	
แหล่งจักรวาล - แหล่งฟูนาน (ก๊าซ)	ก๊าซ	แหล่งจักรวาล	แหล่งฟูนาน	6	16	125
แหล่งโกมินทร์ - แหล่งฟูนาน	ก๊าซ	แหล่งโกมินทร์	แหล่งฟูนาน	3	10	75
แหล่งฟูนาน - แหล่งเอราวัณ (ก๊าซ)	ก๊าซ	แหล่งฟูนาน	แหล่งเอราวัณ	36	24	200

ที่มา: Wood Mackenzie

ก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate)

ในอดีต ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตจากแหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทยประมาณร้อยละ 80 จะถูกส่งออก (โดยมักมีปลายทางเป็นแนวชายฝั่งด้านตะวันตกของประเทศสหรัฐอเมริกา) อย่างไรก็ดี เมื่อเดือนสิงหาคม ปี พ.ศ. 2535 ทาง ปตท. ได้มีการกำหนดแนวทางใหม่ โดยระบุว่าก๊าซและปิโตรเลียมเหลวอื่น ๆ ที่ผลิตจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในอ่าวไทยทั้งหมดนั้นจะต้องเข้าสู่กระบวนการกลั่นภายในประเทศก่อนจึงจะสามารถส่งออกได้

นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 1 กันยายน 2541 ได้มีการลงนามในข้อตกลงระหว่าง ปตท. และบริษัท Mitsui ในเรื่องการดำเนินการสร้างโรงอะโรเมติกส์ ซึ่งมีบริษัท Mitsui เป็นผู้ดำเนินการ ทั้งนี้ ทางบริษัท Unocal และหุ้นส่วนรายอื่น ๆ ก็ได้ตกลงที่จะส่งมอบก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตจากแปลง B12/27 ให้แก่ ปตท. ประมาณ 35,000 บาร์เรลต่อวันเป็นเวลา 15 ปี ซึ่งราคาก๊าซธรรมชาติเหลวนี้จะขึ้นอยู่กับราคาค่าเฉลี่ยของตะกั่ว ก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันดิบจาก 5 แหล่งปิโตรเลียม (ประกอบด้วยแหล่ง Berri แหล่ง Murbau แหล่ง Seria Light แหล่ง North West Shelf และแหล่ง Tapis) ของประเทศสิงคโปร์ ลบกับอัตราส่วนลดประมาณร้อยละ 4.5 ถึง 8.5 ทั้งนี้ ราคาดังกล่าวจะมีการปรับเป็นรายเดือน

4. สัญญาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sale Contracts)

ก๊าซธรรมชาติ

สัญญา พ.ศ. 2521 (1978 Agreement)

Unocal ได้ลงนามในข้อตกลงกับบริษัท ปตท. เมื่อเดือนกันยายน พ.ศ. 2521 ซึ่งครอบคลุมก๊าซธรรมชาติจากโครงสร้างเอราวัณในปริมาณ 1.7 ล้านลูกบาศก์ฟุต สัญญาดังกล่าวมีปริมาณซื้อขายก๊าซตามสัญญารายวัน (DCQ) ที่ 250 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างไรก็ตาม DCQ ลดลงเหลือ 105 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามประสิทธิภาพการผลิตในช่วงแรก แต่เมื่อมีการพัฒนาต่อมาเรื่อยๆ จึงมีการปรับ DCQ กลับมาเป็น 160 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในเวลาต่อมา

สัญญา พ.ศ. 2537 เพิ่ม DCO (1994 upgrade to DCO)

ในช่วงปลายปี พ.ศ. 2537 บริษัท Unocal และ ปตท. ได้มีการตกลงกันในเรื่องของการปรับเพิ่มปริมาณก๊าซที่ต้องส่งมอบตามสัญญาจากบริเวณพื้นที่สัญญาที่ 1 2 และ 3 จากปริมาณเดิมที่กำหนดไว้ที่ 500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 740 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ตามเกณฑ์การรับหรือจ่าย) เนื่องจากมีแผนการติดตั้งท่อก๊าซแหล่งเอราวัณ-ระยอง ขนาด 36 นิ้ว ซึ่งจะเสร็จสิ้นเมื่อปี พ.ศ. 2539 ทั้งนี้ อาจมีการเปลี่ยนแปลงปริมาณ

ก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวันได้ (swing factor) ไม่เกินร้อยละ 15 โดยปริมาณที่ต้องส่งมอบตามสัญญาจะเป็นก๊าซที่ผลิตจากพื้นที่สัญญาที่ 1 ประมาณ 230 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งสัญญานี้จะมีผลต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมในพื้นที่สัญญา 1 จนถึงปี พ.ศ. 2549

การกำหนดราคาก๊าซ (Gas pricing)

ราคานั้นเป็นไปตามสูตรที่ประกอบด้วยดัชนี indices ต่อไปนี้:

- ราคาน้ำมันเตาอ้างอิงจากสินค้า a basket of medium fuel oils
- ดัชนีราคาส่งออกของสหรัฐฯ
- ราคาผู้ผลิตเครื่องจักรและเครื่องมือของ Oilfield Machinery
- อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาท / เหรียญสหรัฐฯ

ในอดีตราคาก๊าซที่เป็นของแต่ละพื้นที่สัญญาแตกต่างกันไปตามการถ่วงน้ำหนักของแต่ละดัชนี The Unocal 1 GSA ให้น้ำหนักกับราคาน้ำมันเตา น้อยกว่า Unocal 2/3 GSA

ราคาก๊าซ Unocal 1 ได้รับการปรับทุกปีในปลายเดือนมิถุนายน โดยดัชนีแต่ละตัวไม่จำเป็นต้องปรับในเดือนมิถุนายนทั้งหมด ดังนั้นราคาที่จ่ายเป็นครั้งคราวจะปรากฏออกมาตามเงื่อนไขของตลาดที่มีอยู่ ในปี พ.ศ. 2535 Unocal ถูกบังคับให้เสนอราคาลดลง 5.3% ของราคาก๊าซธรรมชาติที่ปากหลุม เพราะความต้องการใช้ไฟฟ้าของ กฟผ. ลดลง เนื่องจาก กฟผ. เปลี่ยนจากใช้ก๊าซเป็นใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าเนื่องจากก๊าซกลายเป็นแหล่งพลังงานที่แพงกว่า

สัญญา พ.ศ. 2544

ในเดือนตุลาคม พ.ศ. 2544 Unocal ได้ลงนามในข้อตกลงกับบริษัท ปตท. เพื่อปรับลดราคาก๊าซที่จัดหาในส่วนที่เกินกว่าในสัญญา Unocal และคู่สัญญาจ่ายเงินให้บริษัท ปตท. จำนวน 15 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ เพื่อจูงใจให้รับก๊าซส่วนที่เกินกว่าในสัญญาจากอ่าวไทย ข้อตกลงดังกล่าวมีผลบังคับใช้สำหรับการจัดหาก๊าซส่วนที่เกินจาก DCQ ได้สูงถึง 100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นับตั้งแต่ต้นเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2544 จนถึงสิ้นเดือนกันยายน พ.ศ. 2545 มีผลให้ราคาก๊าซที่จะเพิ่มขึ้นลดลงไปประมาณ 33% ประมาณ 9,000 ลูกบาศก์ฟุต ของก๊าซส่วนเกินจาก DCQ ถูกจัดส่งจาก Unocal 1 ในช่วงเวลานี้ ซึ่งข้อตกลงนี้เป็นจุดริเริ่มให้เกิดการเปลี่ยนแปลงราคาซึ่งส่งผลกระทบต่อปริมาณการซื้อขายทั้งหมด

สัญญา พ.ศ. 2545

สัญญาข้อตกลงฉบับที่ 2 นี้มีการลงนามเมื่อเดือนเมษายน พ.ศ. 2545 โดยสัญญาฉบับนี้ครอบคลุมทั้งเรื่องการปรับลดราคาก๊าซในสัญญา การปรับสูตรในการคำนวณราคาก๊าซ และการขยายระยะเวลาสัญญาด้วย ซึ่งรายละเอียดของการปรับแก้สัญญาประกอบด้วย การปรับลดราคาก๊าซที่จะขายให้แก่ ปตท. ในช่วงระยะเวลาที่เหลือลงร้อยละ 2 โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ. 2545 เป็นต้นไป นอกจากนี้ก็ยังมี การขยายระยะเวลาสัญญาออกไปอีก 6 ปี จากเดิมที่จะสิ้นสุดในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2549 ก็เลื่อนเป็นเดือนเมษายน พ.ศ. 2555 แทน โดยในช่วงส่วนขยาย 6 ปีนี้จะมีการปรับลดราคาก๊าซจากราคาเดิมลงอีกร้อยละ 7 ซึ่งในที่นี่จะบังคับใช้กับก๊าซที่ผลิตจากพื้นที่สัญญาที่ 1 จำนวน 462 ล้านลูกบาศก์ฟุต ทั้งนี้ ข้อตกลงอื่นๆ ในสัญญา เช่น ปริมาณก๊าซที่ต้องส่งมอบต่อวัน กรอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณที่ส่งมอบ ฯลฯ ยังคงเหมือนเดิม

อย่างไรก็ตาม เมื่อเดือนเมษายน พ.ศ. 2545 ก็ได้มีการปรับสูตรในการคำนวณราคาก๊าซอีกครั้ง จากสูตรเดิมที่มีการรวมดัชนีราคาขายส่งของประเทศไทยมาใช้ในการคำนวณด้วย ก็เปลี่ยนมาใช้เป็นดัชนีราคาผู้ผลิต

แทน ซึ่งการปรับแก้ดังกล่าวมีผลย้อนหลังไปจนถึงเดือนมกราคม พ.ศ. 2543 ด้วย ทั้งนี้ ยังไม่มีการปรับราคาฐานอย่างใด

ร่างข้อตกลงเบื้องต้นฉบับปี พ.ศ. 2546 และข้อตกลงด้านการซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับปี พ.ศ. 2550 เมื่อเดือนตุลาคม พ.ศ. 2546 ทาง Unocal ได้จัดทำร่างข้อตกลงเบื้องต้นเรื่องการเพิ่มปริมาณก๊าซที่จะส่งให้แก่ ปตท. อีก 500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยจะเป็นการส่งผ่านท่อก๊าซเส้นที่ 3 ของอ่าวไทย ทั้งนี้ กำหนดการในการส่งเดิมคือเริ่มตั้งแต่ พ.ศ. 2549 เป็นต้นมา แต่ในภายหลังก็มีการเลื่อนออกไป จนเริ่มมีการดำเนินงานจริงเมื่อเดือนมีนาคม พ.ศ. 2550 แทน ซึ่งการทำร่างข้อตกลงเบื้องต้นเรื่องการเพิ่มปริมาณการส่งมอบก๊าซฉบับนี้ทำให้ภาพรวมของอัตราการส่งมอบก๊าซต่อวันจากทั้ง 3 พื้นที่นั้นปรับขึ้นจากเดิมที่ 740 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 850 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ใน พ.ศ. 2549 และในภายหลังก็เพิ่มขึ้นไปถึง 1,240 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพื่อเป็นการตอบสนองต่อปริมาณความต้องการใช้ก๊าซของประเทศ

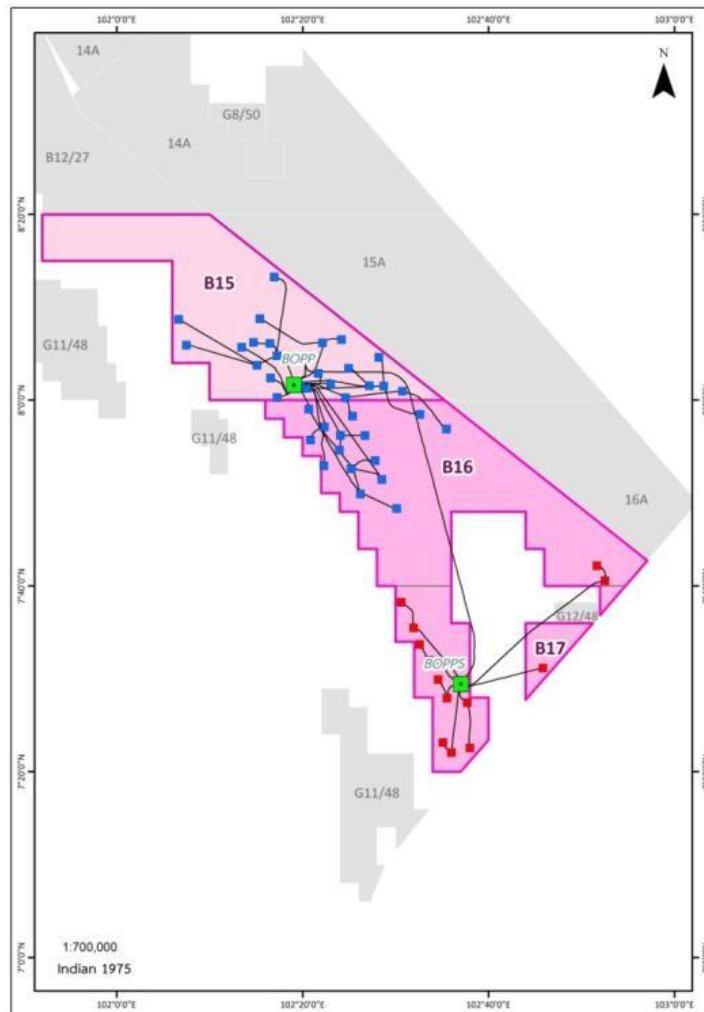
ในเวลาต่อมา ร่างข้อตกลงดังกล่าวก็ได้มีการปรับปรุงแก้ไขและนำเข้าสู่กระบวนการพิจารณาอย่างเป็นทางการมากขึ้น จนกลายเป็นข้อตกลงด้านการซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับปี พ.ศ. 2550 ในที่นี้ ทาง ปตท. ซึ่งเป็นผู้รับซื้อก๊าซจาก Unocal ได้ยื่นคำขอให้รัฐบาลอนุมัติการขยายเวลาสัญญาสัมปทานของบริษัท Unocal ออกไปอีก 10 ปี ซึ่งทางรัฐบาลก็ได้อนุมัติคำขอดังกล่าวเมื่อเดือนธันวาคม พ.ศ. 2550 (รายละเอียดของข้อตกลงด้านการซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับ พ.ศ. 2550 สามารถหาดูได้จากรายงานในส่วนของภาพรวมตลาดเชื้อเพลิงของไทย) ทั้งนี้ ภายใต้ข้อตกลงด้านการซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับนี้ ราคาก๊าซจากทั้ง 3 พื้นที่สัญญาจะถูกปรับให้อยู่ในระดับเดียวกัน ซึ่งข้อกำหนดดังกล่าวส่งผลให้ราคาก๊าซจากการผลิตในพื้นที่สัญญาที่ 1 นั้นปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น

5. ระบบสัมปทาน (Concession Regime)

แปลงปิโตรเลียมในพื้นที่สัญญาทั้งหมดอยู่ภายใต้ระบบสัมปทานไทย I (Thailand I) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการต่อสัญญาที่ลงนามในปี พ.ศ. 2550 ทั้งนี้ ผู้ร่วมประกอบกิจการรายอื่น ๆ จะต้องจ่ายโบนัสเพิ่มเป็นรายไตรมาสจนกว่าหมดอายุสัญญาในปี พ.ศ. 2565

สรุปข้อมูลกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช

กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช ครอบคลุมพื้นที่บริเวณแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 ปัจจุบันดำเนินงานโดยบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียมจำกัด (มหาชน) ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 ภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 16 และ 17 ภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2515/7 มีอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติตามสัญญาซื้อขายที่ 870 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 จะสิ้นสุดอายุในวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2565 และสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2515/7 จะสิ้นสุดอายุในวันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2566



รูปที่ 21 แผนที่แสดงแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 (กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช)

แหล่งบงกชซึ่งตั้งอยู่ในแอ่งมาเลย์ในทะเลอ่าวไทย เป็นพื้นที่ที่ประกอบไปด้วยกลุ่มของแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่ถูกแบ่งย่อยด้วยรอยเลื่อน โดยในปี พ.ศ. 2536 เริ่มมีการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งกักเก็บหลักในพื้นที่นี้ ซึ่งถือเป็นแหล่งจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศที่สำคัญแหล่งหนึ่ง การพัฒนาแหล่งบงกชในระยะแรก จะเน้นไปที่แหล่งสะสมตัวทางตอนกลางและตอนเหนือ หรือที่เรียกว่าแหล่งบงกชเหนือ (Greater Bongkok North) โดยมีแท่นอุปกรณ์การผลิตประกอบด้วย แท่นหลุมผลิต 3 แท่น แท่นผลิตกลาง 1 แท่น แท่นที่พักอาศัย 1 แท่น และเรือกักเก็บ 1 ลำ เพื่อใช้ในการจัดการปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลวในระยะที่ 1 ต่อมา ในการพัฒนาระยะที่ 2 มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิตและแท่นขุมทางท่อเพิ่มเติม แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2539

การพัฒนาในระยะที่ 3 ที่เริ่มมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540-2541 และยังคงดำเนินการอยู่ โดยขณะนี้อยู่ในระยะ 3N ซึ่งเป็นการติดตั้งแท่นผลิต (16 หลุมผลิต) 4 แท่น เพื่อที่จะรักษาอัตราการผลิตจากแหล่งบงกชเหนือ

การพัฒนาในระยะที่ 4 มุ่งเน้นไปที่แหล่งสะสมตัวทางตอนใต้ของพื้นที่บงกช (Greater Bongkot South) เช่น แหล่งต้นคูณและต้นนกยูง โดยเริ่มมีการผลิตในเดือนเมษายน พ.ศ. 2555 ในการพัฒนาแหล่งบงกชใต้ดังกล่าว มีการติดตั้งแท่นผลิตกลาง 1 แท่น แท่นที่พักอาศัย 1 แท่น และแท่นผลิต 13 แท่น (นับจำนวนแท่นจนถึงปัจจุบัน ตลอดทั้งช่วงการพัฒนาระยะ 4A-4D) โดยคาดว่าแหล่งบงกชใต้จะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

1. ผู้รับสัมปทาน

ตารางที่ 7 ผู้รับสัมปทานในแปลงสำรวจหมายเลข 15, 16 และ 17

หมายเลขสัมปทาน วันที่ให้สัมปทาน	แปลงสำรวจ	ผู้รับสัมปทาน	สัดส่วนการถือหุ้น
5/2515/9 10 มีนาคม 2515	15	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	44.45%
		Total E&P Thailand	33.33%
		Shell Integrated Gas Thailand Pte Limited	22.22%
3/2515/7 8 มีนาคม 2515	16 และ 17	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	44.45%
		Total E&P Thailand	33.33%
		Shell Integrated Gas Thailand Pte Limited	22.22%

หมายเหตุ

* ผู้ดำเนินการ (Operator)

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

เดิมสัมปทานในแปลง 15 ออกให้แก่บริษัท Tennaco และสัมปทานแปลง 16 และ 17 ออกให้แก่บริษัท BP ในปี พ.ศ. 2515 ซึ่ง Tennaco และ BP ได้ทำการเจาะหลุมแรกสำรวจรวม 7 หลุม ต่อมาบริษัท Texas Pacific ได้เข้าถือครองสัมปทานแปลง 15 ในปี พ.ศ. 2519 และแปลง 16 และ 17 ในปี พ.ศ. 2521

ในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2531 ทาง Texas Pacific และผู้ร่วมประกอบกิจการรายอื่นๆ ได้โอนสิทธิประโยชน์ทั้งหมดในแปลง 15 16 และ 17 ให้กับบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งเป็นบริษัทลูกของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในราคา 83.75 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หลังจากที่มีการเจรจาเกี่ยวกับแผนการพัฒนาและราคาก๊าซธรรมชาติของโครงสร้าง B (ต่อมาในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2533 เปลี่ยนชื่อเป็นแหล่งบงกช) ซึ่งการเจรจาใช้เวลาเกือบ 10 ปี

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2531 บริษัท ปตท.สผ. ได้ประกาศเชิญชวนบริษัทน้ำมัน 14 แห่งและสถาบันต่าง ๆ เข้าร่วมการประมูลในการพัฒนาโครงสร้าง B และจากบริษัทน้ำมัน 5 แห่งที่ได้รับการเชิญดังกล่าว ประกอบไปด้วย Exxon Shell BP Unocal และ Statoil มี 4 บริษัทที่ถอนตัวออกไป ในเดือนมีนาคม 2532 บริษัท ปตท.สผ. ลงนามในสัญญาข้อตกลงกับบริษัท Total เพื่อจะพัฒนาโครงสร้าง B โดยในข้อตกลง บริษัท ปตท.สผ. จะเป็นผู้ถือหุ้นในสัดส่วน 40% ขณะที่ Total ซึ่งถือในสัดส่วน 30% จะเป็นผู้ดำเนินงานในโครงการดังกล่าว หุ้นในสัดส่วนที่เหลือเป็นของ BG ในสัดส่วน 20% และ Statoil ในสัดส่วน 10% โดยมีการรายงานจาก Statoil ซื้อหุ้นในสัดส่วนดังกล่าวด้วยเงิน 10 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2533 โครงสร้าง B ได้ถูกเปลี่ยนชื่อเป็นแหล่งบงกชอย่างเป็นทางการ

ส่วนที่คงเหลือจากการคืนพื้นที่ของพื้นที่เริ่มแรกในแปลง 15 16 และ 17 กลายมาเป็นพื้นที่สัมปทานในปัจจุบัน ซึ่งเดิมที่ได้มีการแบ่งพื้นที่ออกเป็น 2 ส่วนหลักตามการทำงาน คือ พื้นที่พัฒนาและพื้นที่สำรวจ โดยพื้นที่พัฒนาซึ่งครอบคลุมโครงสร้างบงกช มีขนาดพื้นที่ประมาณ 986 ตารางกิโลเมตร ค่าใช้จ่ายในพื้นที่นี้จะถูกแบ่งสัดส่วนให้กับผู้ร่วมประกอบกิจการทุกรายเท่าๆ กัน ในส่วนของพื้นที่สำรวจ ซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพและอยู่ติดกับแหล่งบงกช มีขนาดประมาณ 2,214 ตารางกิโลเมตร โดยมีบริษัท ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการในระยะสำรวจของพื้นที่นี้ ในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2548 ได้มีการแก้ไขสัญญา GSA เดิม เพื่อที่จะรวมพื้นที่ทั้งหมดของแหล่งบงกช ซึ่งมีขนาด 3,200 ตารางกิโลเมตร เข้าด้วยกันเป็นพื้นที่พัฒนา

บริษัท ปตท.สผ. กลายมาเป็นผู้ดำเนินงานทั้งในพื้นที่พัฒนาและพื้นที่สำรวจในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2541 และในเดือนธันวาคม พ.ศ. 2541 ได้มีประกาศเกี่ยวกับการขายหุ้นในส่วนของ Statoil 10% ให้กับผู้ร่วมประกอบการรายที่เหลือ คือ บริษัท ปตท.สผ. Total และ BG ซึ่งการโอนสิทธิ์ดังกล่าว มีผลบังคับใช้วันที่ 18 ธันวาคม พ.ศ. 2541 ทำให้สัดส่วนการถือหุ้นเป็นดังนี้ PTTEP 44.45% Total 33.33% และ BG 22.22%

ในปี พ.ศ. 2544 พระบาทสมเด็จพระปรมินทรมหาภูมิพลอดุลยเดช รัชกาลที่ 9 พระราชทานชื่อพื้นที่ปิโตรเลียมนามวินทร์ ซึ่งครอบคลุมพื้นที่พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมอาทิตย์และบงกช เนื่องในโอกาสที่บริษัท ปตท.สผ. ครบรอบ 15 ปี

ในปี พ.ศ. 2549 ผู้เข้าร่วมประกอบกิจการของพื้นที่บงกช ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G12/48

ในปี พ.ศ. 2550 พื้นที่บงกชได้รับการต่อระยะเวลาผลิตอีก 10 ปี จึงทำให้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวในแปลง 15 ได้จนถึงปี พ.ศ. 2565 และแปลง 16 และ 17 ถึงปี พ.ศ. 2566

BG

ในเดือนเมษายน 2558 บริษัท เซลล์ และ BG ได้ตกลงกันในข้อกำหนดการเข้าซื้อกิจการ BG ของเซลล์ ซึ่งข้อตกลงดังกล่าวได้รับการยอมรับจากผู้ถือหุ้นของทั้ง 2 บริษัท ซึ่งการดำเนินการซื้อขายเสร็จสิ้นในเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2559 บริษัท เซลล์ มีการปรับแผนการลงทุน โดยในช่วงปี พ.ศ. 2559-2561 โดยมีแผนที่จะถอนการลงทุนจากสินทรัพย์ที่ไม่ใช่สินทรัพย์หลัก ซึ่งการถอนการลงทุนจากพื้นที่บงกชก็เป็นส่วนหนึ่งของแผนนี้ ในช่วงต้นปี พ.ศ. 2559 หุ้นในส่วนของบริษัท เซลล์/BG ในสัมปทานของพื้นที่บงกชถูกขายให้บริษัท KUFPEC ในเดือนมกราคม 2560

2. การผลิตปิโตรเลียม (Petroleum Production)

แหล่งบงกชเริ่มการผลิตในวันที่ 16 กรกฎาคม พ.ศ. 2536 ด้วยอัตราเริ่มแรก 150 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเพิ่มขึ้นเป็น 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2540 ต่อมาในเดือนเมษายน พ.ศ. 2541 แหล่งบงกชถูกปิดชั่วคราวเป็นเวลา 20 วัน เพื่อที่จะติดตั้งโครงสร้างและสิ่งอำนวยความสะดวกเพิ่มเติม หลังการติดตั้งดังกล่าว อัตราการผลิตได้เพิ่มขึ้นเป็น 550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกเหนือไปจากก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตได้แล้ว ยังมีการพัฒนาแหล่งสะสมน้ำมัน (Oil Rim Accumulations) โดยใช้ประโยชน์จากการเจาะหลุมสำรวจในแนวนอนอีกด้วย ในปี พ.ศ. 2546 มีการเริ่มการผลิตในแหล่งต้นสัก ซึ่งเป็นการเพิ่มปริมาณการผลิตให้กับแหล่งบงกชเหนือ

ตารางที่ 8 ประวัติปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งบงกช

	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
Oil ('000 b/d)										
Bongkot	2.8	2.6	2.4	2.4	2.6	2.8	2.0	1.5	1.5	0.8
Condensate ('000 b/d)										
Greater Bongkot North	15.2	16.0	15.8	17.3	18.0	18.0	19.6	15.8	15.9	15.5
Greater Bongkot South	-	-	-	-	-	7.6	10.9	11.6	10.7	10.5
Total Liquid ('000 b/d)	18.0	18.6	18.2	19.7	20.6	28.4	32.5	28.9	28.1	26.8
Sales Gas (mmcf/d)										
Greater Bongkot North	607.3	589.3	516.3	586.4	591.0	580.7	587.2	567.8	593.1	590.0
Greater Bongkot South	-	-	-	-	-	192.8	301.9	302.8	311.6	300.0
Total Sales Gas (mmscfd)	607.3	589.3	516.3	586.4	591.0	773.5	889.1	870.6	904.7	890.0

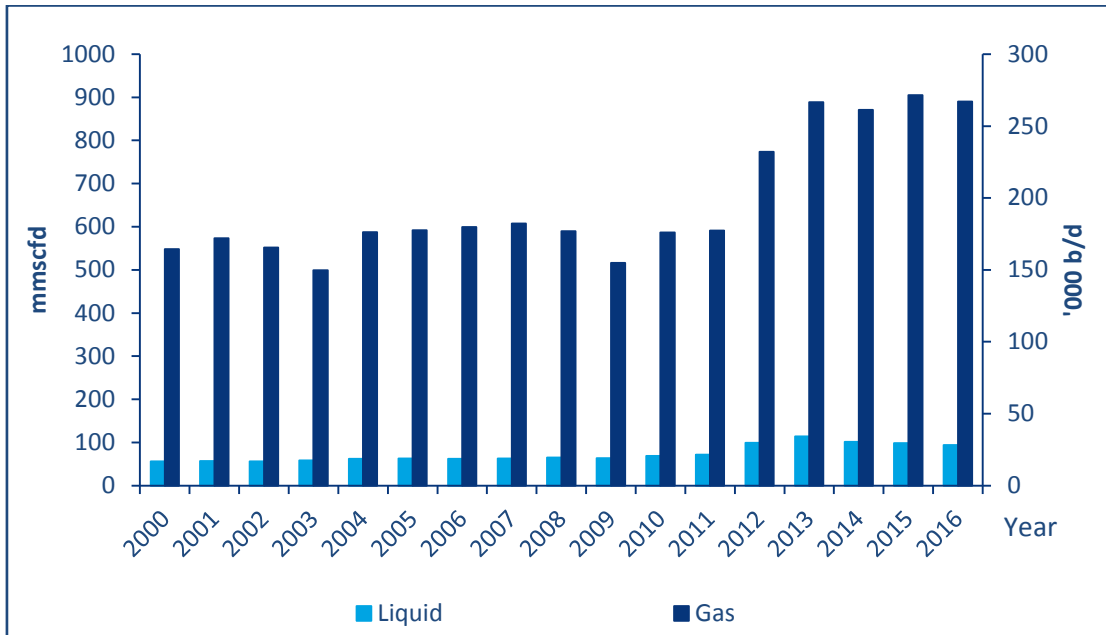
ที่มา: Wood Mackenzie

ในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2548 ผู้ร่วมประกอบกิจการในพื้นที่บงกชตกลงที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มกว่า 61,000 ล้านลูกบาศก์ฟุต (48 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ระหว่างวันที่ 1 เมษายน พ.ศ. 2548 ถึงวันที่ 1 ตุลาคม 2551 ซึ่งเป็นผลให้ปริมาณการผลิตเกินกว่า DCQ และสูงถึงประมาณ 592 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2548 ระหว่างเดือนเมษายน 2548 มีการหยุดการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งบงกชชั่วคราว เป็นเวลา 13 วัน เพื่อที่จะติดตั้งแท่นที่ใช้ในการจัดการ Sour Gas (Sour Gas Processing Platform) เข้ากับอุปกรณ์เดิมที่มีอยู่ สำหรับการหยุดการผลิตครั้งนี้ไม่ส่งผลกระทบต่อค่าเฉลี่ยปริมาณการผลิตต่อปีทั้งหมดของแหล่งบงกช ในปี พ.ศ. 2551 แหล่งบงกชเหนือผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 589 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ในเดือนมีนาคม 2552 มีการเริ่มการผลิตจากแหล่งต้นรัง ตามด้วยแหล่งต้นจันทน์ในเวลาต่อมา และในปี พ.ศ. 2553 ปริมาณการผลิตของแหล่งบงกชได้เพิ่มขึ้นเป็นปริมาณมากกว่า DCQ (550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) เนื่องจากความต้องการในประเทศสูงขึ้น โดยคาดการณ์ว่าความต้องการดังกล่าวจะมีอย่างต่อเนื่อง

มีการคาดการณ์ว่าการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มจะสามารถช่วยรักษาระดับปริมาณการขาย ได้เท่ากับหรือมากกว่า DCQ (550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) จากแหล่งบงกชเหนือ จนถึงปี พ.ศ. 2563 โดยหลังจากนั้นคาดว่าจะการผลิตจากแหล่งสะสมตัวทางตอนเหนือจะลดลง

แหล่งบงกชใต้ (รวมแหล่งต้นคูณและต้นนงู) เริ่มทำการผลิตครั้งแรกในเดือนเมษายน พ.ศ. 2555 โดยคาดว่าปริมาณการผลิตจากแหล่งบงกชใต้จะรักษาระดับอยู่ที่ DCQ (320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 ถึงปี พ.ศ. 2563



รูปที่ 22 ข้อมูลการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งบงกช
 ที่มา: Wood Mackenzie

3. การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

การพัฒนาแหล่งบงกชแบ่งออกเป็นระยะ ดังนี้

ระยะที่ 1

การพัฒนาในระยะแรกเริ่มขึ้นในปี พ.ศ. 2535 โดยมุ่งเน้นไปที่พื้นที่ทางด้านเหนือของแหล่งบงกช ซึ่งเป็นศูนย์รวมแท่นและอุปกรณ์การผลิตปิโตรเลียม การพัฒนาดังกล่าว ประกอบด้วย

- แท่นผลิตกลาง (8 ขา) ที่มีความสามารถในการผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติได้ประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จำนวน 1 แท่น
- แท่นที่พักอาศัยสำหรับ 125 คน จำนวน 1 แท่น
- แท่นหลุมผลิต (4 ขา ขนาด 12 หลุมผลิต) จำนวน 3 แท่น คือ WP-1 WP-2 และ WP-3 ซึ่งติดตั้งในเดือนมิถุนายน 2535
- เรือกักเก็บ ขนาด 30,000 dwt ซึ่งสามารถกักเก็บปิโตรเลียมที่เป็นของเหลวได้ 180,000 บาร์เรล จำนวน 1 ลำ
- มีการเจาะหลุมผลิต 29 หลุม

McDermott เป็นผู้ออกแบบและติดตั้งแท่นผลิตทั้ง 5 แท่น โดยก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งมาที่แท่นผลิตกลางจะต้องผ่านกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติเหลว/การทำให้ปิโตรเลียมมีความเสถียร (Stabilisation) การเพิ่มความดัน การกำจัดความชื้น ก่อนที่จะส่งผ่านทางท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 32 นิ้ว ไปรวมกับก๊าซแหล่งเอราวัณ ส่วนก๊าซธรรมชาติเหลวจะถูกส่งผ่านทางท่อขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 6 นิ้ว จากแท่นผลิตกลางไปยังเรือกักเก็บ การพัฒนาระยะแรกนี้เสร็จสิ้นในปี พ.ศ. 2536

ในปี พ.ศ. 2552 มีการติดตั้งเครื่องอัดเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Booster Compressor) 4 ตัว เพิ่มที่แท่นผลิตของระยะที่ 1

ระยะที่ 2

ระยะที่ 2 ของการพัฒนาแหล่งบงกช ซึ่งมีจุดประสงค์ที่จะเพิ่ม DCQ ให้เป็น 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประกอบด้วย

- แทนหลุมผลิต (4 ขา ขนาด 12 หลุมผลิต) จำนวน 5 แทน โดยแต่ละแทนจะเชื่อมต่อกับแทนผลิตกลางบงกชด้วยท่อใต้ทะเล (Subsea Flowline) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 14 หรือ 18 นิ้ว
- การเจาะหลุมพัฒนาเริ่มต้นในเดือนมีนาคม 2538
- แทนซุมทางท่อ 1 แทน และแทนเผาก๊าซ ถูกติดตั้งในช่วงปลายปี พ.ศ. 2538 ซึ่งทั้ง 2 แต้นดังกล่าวได้ถูกเชื่อมไว้กับแทนผลิตกลางบงกช
- มีการเจาะหลุมผลิต 48 หลุม ซึ่งหลุม BK-4-M เป็นหลุมแนวนอนหลุมแรกของแหล่ง การพัฒนาดังกล่าวทำให้ความสามารถในการผลิตของแหล่งเพิ่มขึ้น โดยก๊าซธรรมชาติมีอัตราการผลิตที่ 420 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลวที่อัตรา 10,000 บาร์เรลต่อวัน นอกจากนี้ ระหว่างการพัฒนาในระยะที่สองนี้ ยังมีการพบการสะสมตัวของน้ำมัน ซึ่งอยู่ใต้แหล่งสะสมตัวของก๊าซธรรมชาติที่กำลังมีการผลิต จึงได้มีการผลิตจากแหล่งน้ำมันดังกล่าวด้วยแทนผลิต WP-4 และ WP-7 การพัฒนาระยะแรกนี้เสร็จสิ้นในเดือนเมษายน พ.ศ. 2539

ระหว่างปี พ.ศ. 2540 และ 2541 ผู้ร่วมทุนของแหล่งบงกชได้ลงทุน 10 ล้านเหรียญสหรัฐ (Nominal Terms) ในการที่จะอัดน้ำที่ได้ออกจากกระบวนการผลิต และสารตะกั่วที่เกิดขึ้นในธรรมชาติ ที่มากับก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว กลับลงไปหลุมที่ไม่ทำการผลิตแล้ว (Depleted Gas Well)

ระยะที่ 3

การพัฒนาในระยะที่ 3 ในส่วนแรกเสร็จสิ้นในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2541 ส่งผลให้ความสามารถในการผลิตของแหล่งเพิ่มขึ้น โดยก๊าซธรรมชาติมีอัตราการผลิตที่ 630 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลวที่อัตรา 21,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งทำให้แหล่งนี้สามารถผลิตได้ตาม DCQ ที่เพิ่มขึ้น (550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ตั้งแต่ช่วงกลางปี พ.ศ. 2541 การพัฒนาระยะที่ 3 ประกอบด้วยการพัฒนาเป็นช่วง ๆ ดังนี้

- ระยะ 3A เสร็จสิ้นในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2541 ซึ่งเป็นการติดตั้งแทนหลุมผลิต 2 แทน คือ WP-9 และ WP-10 และมีการปรับเปลี่ยนแทนผลิตกลางเป็นช่วง ๆ รวมถึงการติดตั้งหัวจ่ายก๊าซที่ 3 โดยในระยะนี้มีการเจาะหลุมผลิตรวม 39 หลุม

- ระยะ 3B เริ่มในไตรมาสที่ 1 ปี พ.ศ. 2544 ซึ่งเป็นการติดตั้งแทนหลุมผลิต 2 แทน คือ WP-11 และ WP-12 และเริ่มการพัฒนาแหล่งต้นสัก ได้มีการเจาะหลุมแคบ (Slimhole) ประมาณ 50 หลุม ทั้งจากแทนผลิตใหม่และแทนผลิตเดิม นอกจากนี้ ในระยะนี้ยังมีการทำปรับปรุงของอุปกรณ์ที่ใช้ในการจัดการของเหลว (Liquids Processing Facilities). รวมถึงยังมีการติดตั้งแทนหลุมผลิต WP-11 ที่แหล่งต้นสักตะวันออก

- ระยะ 3C และ 3D ประกอบด้วยการติดตั้งแทนหลุมผลิต 2 แทน คือ WP-13 และ WP-14 (4 ขา ขนาด 12 หลุมผลิต) และงานอื่น ๆ เช่น การปรับเปลี่ยนแทนผลิต WP-9 และ WP-10 ซึ่งเสร็จสิ้นในช่วงต้นปี พ.ศ. 2546 แทนผลิต WP-14 ตั้งอยู่ที่ ตำแหน่งหลุมเจาะ Ton Sak-6X ซึ่งอยู่ทางด้านตะวันตกของแหล่งต้นสัก นอกจากนี้ ระยะ 3C ยังรวมถึงการติดตั้งแทนกำจัดสารซัลเฟอร์ เพื่อใช้ในการจัดการซัลเฟอร์จากแหล่งกักเก็บทางตอนกลางของแหล่งบงกช ซึ่ง Sembcorp Marine ได้ทำสัญญา (EPC contract) ในการติดตั้งแทน (8 ขา) ดังกล่าว และติดตั้งแล้วเสร็จในเดือนเมษายน พ.ศ. 2548

- ระยะ 3E มีการติดตั้งแทนหลุมผลิต 3 แทน คือ WP-15 WP-16 และ WP-17 (7 หลุมผลิต) โดยแต่ละแทนมีความสามารถในการผลิต 60 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่ง Thailand Nippon Steel ได้ทำสัญญาการ

ติดตั้งแท่นดังก่าพร้อมท่อส่งก๊าซ โดยแท่น WP-17 เริ่มผลิตในเดือนกันยายน พ.ศ. 2549 ในขณะที่แท่นผลิต WP-15 และ WP-16 เริ่มการผลิตสิ้นปี พ.ศ. 2549 โดยการเจาะเริ่มจากการเจาะโครงสร้าง G (WP-17) ตามด้วยการเจาะโครงสร้างต้นสัก (WP-15 และ WP-16) ในไตรมาสที่ 3 ปี พ.ศ. 2553 มีการเจาะหลุม infill 3 หลุมบนแท่นผลิต WP-17

- ระยะเวลา 3F มุ่งเน้นไปที่แหล่งบงกชเหนือ (Greater Bongkot North) รวมถึงการพัฒนาแหล่งต้นรัง บริษัท ปตท.สผ. ประกาศการประกวดราคาสำหรับการพัฒนาระยะ 3F ในเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2549 ซึ่งมีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต 3 แท่น คือ WP-18 WP-19 และ WP-20 โดยใช้ขนาดเล็ก (with a minimal jacket size) และท่อที่เกี่ยวข้อง ในต้นปี พ.ศ. 2552 จึงมีการเริ่มการผลิตจากแท่นผลิตดังก่า

- ระยะเวลา 3G มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต 2 แท่น คือ WP-21 และ WP-22 (16 หลุมผลิต) ที่ตำแหน่งหลุม Ton Rang-2X และ Ton Chan-1X การติดตั้งเสร็จสิ้นในไตรมาสที่ 1 ของปี พ.ศ. 2554

- ระยะเวลา 3H เริ่มขึ้นในปี พ.ศ. 2552 มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต 3 แท่น คือ WP-23 WP-24 และ WP-25 ที่ตำแหน่งของหลุม Ton Chan-2 Ton Sak-7 และ Ton Sak-8 การติดตั้งเสร็จสิ้นในไตรมาสที่ 2 ของปี พ.ศ. 2554 และมีการเจาะหลุมพัฒนาอีก 25 หลุม

- ระยะเวลา 3J 3K 3L มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่ม 8 แท่น โดยระยะเวลา 3J 3K เสร็จสิ้นในไตรมาสที่ 4 ของปี พ.ศ. 2555 และไตรมาสที่ 3 ของปี พ.ศ. 2556 ตามลำดับ ขณะที่ระยะเวลา 3L เสร็จสิ้นช่วงกลางปี พ.ศ. 2557 ส่วนระยะเวลา 3M ประกอบด้วยการติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่ม 5 แท่น และการเจาะหลุมพัฒนา 39 หลุม ซึ่งได้รับการอนุมัติในปี พ.ศ. 2556 และเสร็จสิ้นกลางปี พ.ศ. 2559 ส่วนระยะเวลา 3N ประกอบด้วยการติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่ม 4 แท่น และการเจาะหลุมพัฒนา 30 หลุม ซึ่งได้รับการอนุมัติในปี พ.ศ. 2558 และคาดว่าจะเสร็จสิ้นในปี พ.ศ. 2560

- ยังไม่มีแผนสำหรับระยะเวลา 3P 3Q 3R แต่คาดว่าจะมีการใช้แท่นผลิตที่เล็กลง เพื่อเป็นการบริหารจัดการต้นทุน โดยในแต่ละระยะประกอบด้วยการติดตั้งแท่นหลุมผลิต 3 แท่น และการเจาะหลุมพัฒนา 24 หลุม

เรือกักเก็บของแหล่งบงกช

เดิมทีมีการวางแผนให้เรือกักเก็บของแหล่งบงกชมีอายุการใช้งาน 15 ปี แต่เนื่องจากมีการผูกเรือนของถังอับเฉา (Ballast Tank) ซึ่งอาจเกิดอันตรายได้ จึงมีการเปลี่ยนเรือในปี พ.ศ. 2543 ในเดือนกันยายน พ.ศ. 2543 บริษัท ปตท.สผ. ได้ทำสัญญากับ Technip Coflexip Stena และ Italian Thai Development สำหรับเรือกักเก็บชั่วคราว ขนาดความจุ 250,000 บาร์เรล ในราคา 20 ล้านดอลลาร์ โดยสัญญายังรวมถึงการติดตั้งท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว 2 ท่อ จุดเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเล (Pipeline-end Manifold) และระบบยึดโยงชั่วคราว (Temporary Mooring System) การลากจูงและเชื่อมต่อของทุ่นกับเรือกักเก็บ ภายใต้ข้อกำหนดของสัญญา เรือดังก่ามีระยะเวลาในการเช่าคือ 100 หรือ 180 วัน อย่างไรก็ตามในเวลาต่อมาได้มีปัญหารั่วไหลของก๊าซธรรมชาติไหลจากสายท่อที่เชื่อมทุ่น CALM กับเรือกักเก็บปิโตรเลียมขึ้น ทำให้ ปตท.สผ. จึงต้องเปิดประกวดราคาหาผู้ที่มารับผิดชอบเรื่องเรือเก็บปิโตรเลียมแบบถาวร (Permanent storage vessel) โดยในตอนแรกได้มีการพิจารณาว่าจะเลือกเรือกักเก็บปิโตรเลียมแบบคอนกรีตใต้ทะเล (Submerged concrete storage vessel) มาใช้ แต่เมื่อเดือนกรกฎาคมปี 2544 ทาง ปตท.สผ. ก็ได้ทำสัญญา EPC ให้บริษัท Modec มารับผิดชอบเรื่องการสร้างเรือกักเก็บปิโตรเลียมลำใหม่แทน โดยเรือกักเก็บลำใหม่นี้มีชื่อว่าปทุมพาหะ ซึ่งเป็นเรือที่มีความสามารถในการจุปิโตรเลียม 400,000 บาร์เรล รวมทั้งยังมีเครื่องอำนวยความสะดวกอื่นๆ ด้วย โดยการติดตั้งเรือลำดังก่านี้สำเร็จลงในช่วงต้นปี 2546

ระบบการเพิ่มประสิทธิภาพของแหล่งบงกช

ในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2549 บริษัท ปตท.สผ. ได้เลือกให้ Aspen Technology จัดทำระบบเพื่อให้กับการผลิตจากแหล่งบงกชมีประสิทธิภาพมากที่สุด

ระยะที่ 4

การวางแผนโครงการและการวางแผนทางวิศวกรรมสำหรับการพัฒนาแหล่งบงกชใต้ (รวมแหล่งบงกชใต้ แหล่งต้นคุณ และแหล่งต้นนงูยง) เริ่มขึ้นในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2548 โครงการได้รับการอนุมัติในปี พ.ศ. 2550 และการก่อสร้างเริ่มขึ้นในปี พ.ศ. 2552 การพัฒนาดังกล่าว ประกอบด้วย การติดตั้งโครงสร้างพื้นฐานดังต่อไปนี้

- แทนผลิตรถกลางขนาด 22,000 คันพร้อมกับอุปกรณ์ที่ใช้จัดการกับคาร์บอนไดออกไซด์ (เนื่องจากแหล่งกักเก็บในพื้นที่ทางใต้ของแหล่งบงกชมีปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ในระดับสูง) จำนวน 1 แทน
- แทนที่พังก๊าซ จำนวน 1 แทน
- ท่อส่งก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ความยาว 82 กิโลเมตร จากแหล่งบงกชใต้ไปยังเรือกักเก็บปทุมพาหะ (Pathumabaha FSO)
- ระยะ 4A-B มีการติดตั้งแทนหลุมผลิต 10 แทน และเจาะหลุม 120 หลุม ซึ่งเสร็จสิ้นระหว่างปี พ.ศ. 2554-2558
- Thai Nippon Steel ได้ทำสัญญา EPC สำหรับการพัฒนาระยะ 4B ซึ่งแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2557
- ระยะ 4C มีการติดตั้งแทนหลุมผลิต 3 แทน และเจาะหลุม 22 หลุม โดยเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2558 และการขุดเจาะเสร็จสิ้นในปี พ.ศ. 2559
- ระยะ 4D ได้รับการอนุมัติในเดือนกรกฎาคม 2558 โดยเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2559 ซึ่งในระยะนี้จะมีการติดตั้งแทนหลุมผลิต 2 แทน และเจาะหลุม 14 หลุม
- บนแทนจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ในการแยกคาร์บอนไดออกไซด์ ตะกั่ว และก๊าซไขเน่าออกจากก๊าซธรรมชาติเพื่อให้ได้ก๊าซธรรมชาติที่บริสุทธิ์และสะอาดขึ้น

ทั้งนี้ คาดว่าแผนของระยะ 4E และ 4F จะเป็นการใช้แทนหลุมผลิตที่มีขนาดเล็กลง เพื่อเป็นการบริหารจัดการต้นทุน ส่วนการพัฒนาแหล่งต้นคุณส่วนขยายในแปลง G12/48 คาดว่าจะเป็นส่วนหนึ่งของการพัฒนาระยะ 4E ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จะถูกส่งออกโดยผ่านจุดเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเล Arthit Pipeline End Manifold (PLEM) ต่อไปยังท่อส่งเส้นที่ 3 (Third Trunkline) ของบริษัท ปตท. ในทะเลอ่าวไทย

การติดตั้งแทนผลิตรถกลาง ซึ่งมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติ 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลว 15,000 บาร์เรลต่อวัน และแทนที่พังก๊าซ เสร็จสิ้นในไตรมาสที่ 3 ของปี พ.ศ. 2554 และเริ่มการใช้งานในช่วงปลายปี พ.ศ. 2554 ถึงต้นปี พ.ศ. 2555 โดยมีการผลิตครั้งแรกจากการพัฒนาแหล่งบงกชใต้ในเดือนเมษายน 2555

4. โครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure)

ก๊าซธรรมชาติ

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้เริ่มโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีมูลค่า 360 ล้านดอลลาร์ เพื่อที่จะนำก๊าซธรรมชาติจากแหล่งบงกชขึ้นฝั่ง โดยที่ส่วนแรกของโครงการดังกล่าวได้ดำเนินการเสร็จสิ้นในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2536 ประกอบไปด้วย การวางท่อก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 32 นิ้ว ความยาว 172 กิโลเมตร จากแหล่งบงกชไปยังแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณของบริษัท Chevron รวมทั้งการติดตั้งแทนชุมทางท่อที่แหล่งเอราวัณ ซึ่งจะเป็นศูนย์กลางการส่งจ่ายก๊าซธรรมชาติออกชายฝั่ง โดยจะส่งผ่าน

ท่อก๊าซธรรมชาติไปยังโรงแยกก๊าซที่จังหวัดระยอง ซึ่งอยู่ห่างจากกรุงเทพฯ ไปทางตะวันออกเฉียงใต้ 125 กิโลเมตร ท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เชื่อมแหล่งบงกชและเอราวัณมีความสามารถในการส่งประมาณ 1,100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ในส่วนของแหล่งบงกชใต้ ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านกระบวนการต่าง ๆ จากแท่นผลิตกลางที่ตั้งอยู่บริเวณบงกชใต้ จะถูกส่งผ่านจุดเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเล Arthit PLEM เพื่อต่อไปยังท่อเส้นที่ 3 ต่อไป

ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลว

เดิมก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตได้จากบงกชเหนือจะถูกส่งผ่านท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ไปยังเรือกักเก็บที่มีความจุ 180,000 บาร์เรล ซึ่งจอดห่างออกไป 3 กิโลเมตร เรือกักเก็บนี้มีระบบ internal turret mooring ซึ่งจะถูกใช้ในการรับและเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว โดยจะมีการถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวไปยังเรือ shuttle tanker เป็นระยะ ๆ ในช่วงต้นปี พ.ศ. 2546 การติดตั้งเรือกักเก็บลำใหม่ที่มีความจุ 400,000 บาร์เรล และท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ได้เสร็จสิ้นลง (ดูรายละเอียดได้จากส่วนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม) ดังนั้น ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตได้จากแหล่งบงกชใต้จะถูกส่งผ่านท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ความยาว 82 กิโลเมตร ไปยังเรือกักเก็บลำใหม่

ตารางที่ 9 ตารางสรุปชนิดและลักษณะของท่อส่งปิโตรเลียมของแหล่งบงกช

Pipeline	Type	From	To	Length (km)	Diameter (in)	Capacity (mmcf/d)
Bongkot to Erawan Riser Platform	Gas	Bongkot Area	Erawan Riser Platform	172	32"	1,100
Bongkot South Spur	Gas	South Bongkot	Bongkot South Tee	38	24"	200
Bongkot South Condensate	Condensate	Bongkot South CPP	Bongkot FSO	82	8"	

5. สัญญาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sale Contracts)

แหล่งบงกชเหนือ

สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแหล่งบงกช (GSA) มีขึ้นอย่างเป็นทางการในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2533 ซึ่งภายใต้สัญญาฉบับนี้ ก๊าซธรรมชาติจะถูกขายให้กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่จุดทางเข้าของท่อส่งก๊าซธรรมชาติบงกช/เอราวัณ โดยเริ่มแรกมีปริมาณนำส่งขั้นต่ำ 150 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเพิ่มขึ้นเป็น 250 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 350 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2538 และปี พ.ศ. 2539 ตามลำดับ ต่อมาในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2539 มีการแก้ไขสัญญาดังกล่าวเพิ่มเติม โดยเป็นการเพิ่ม DCQ ขึ้นอีก 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่ตอนกลางปี พ.ศ. 2541

สัญญาดังกล่าวซึ่งมีความสัมพันธ์กับปริมาณสำรองของแหล่งบงกชเหนือ จะมีผลบังคับใช้ประมาณ 31 ปี และมีปัจจัยคาดเคลื่อน (Swing factor) ของ DCQ มากได้ถึง 15% หรือ 615 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ

การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ ทำได้โดยการใช้สูตรซึ่งมีค่าต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

- ราคาน้ำมันเตากำมะถันปานกลางในตลาดสิงคโปร์ (A Basket of Medium Fuel Oils from Singapore)
- ดัชนีราคาขายส่งของประเทศไทย (Wholesale Price Index in Thailand)

- ดัชนีราคาส่งออกของสหรัฐอเมริกา (US Index of Export Prices)
- ดัชนีราคาผู้ผลิตสำหรับเครื่องจักรและอุปกรณ์ในอุตสาหกรรมน้ำมัน (Producer of oil field machinery and tools index)
- อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (บาท/เหรียญสหรัฐ)

ทุก 6 เดือน จะมีการปรับราคาก๊าซธรรมชาติ ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2545 มีการปรับสูตรราคา ก๊าซธรรมชาติ จากเดิมที่สูตรราคามีการใช้ดัชนีราคาขายส่งของประเทศไทย (Wholesale Price Index in Thailand) เปลี่ยนเป็นการใช้ดัชนีราคาผู้ผลิต (Producer Price Index) แทน ซึ่งการปรับสูตรนี้จะมีผลย้อนหลัง จนถึงเดือนมกราคม พ.ศ. 2543 อย่างไรก็ตาม ไม่มีการเปลี่ยนแปลงราคาฐาน

ข้อตกลงอื่น ๆ ในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ หากผู้ขายก๊าซธรรมชาติส่งก๊าซธรรมชาติได้มากกว่าปริมาณใน สัญญาของปีใด ๆ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในฐานะผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติ สามารถนำปริมาณก๊าซธรรมชาติ ส่วนเกินนั้น (Carry Forward) ไปหักลดปริมาณซื้อก๊าซธรรมชาติในปีสัญญาต่อ ๆ ไปได้ ในวันที่ 31 กรกฎาคม พ.ศ. 2544 ผู้ร่วมประกอบกิจการของแหล่งบงกชได้ลงนามในสัญญาข้อตกลงกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เพื่อที่จะชดเชยให้กับบริษัท ปตท. จำกัด มหาชน สำหรับการยกเลิกสิทธิในการบริหารจัดการปริมาณ ก๊าซธรรมชาติ (Carry Forward Gas) ที่ได้ผลิตเกินจากปริมาณที่ระบุไว้ในสัญญาเป็นจำนวน 1,954 ล้านลูกบาศก์ฟุต ส่งผลให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติดังกล่าวสามารถรักษาระดับได้ตามสัญญาหรือคิดเป็น ก๊าซธรรมชาติที่สามารถนำไปขายได้ (Sales Gas) 550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ต่อมา ได้มีข้อตกลงเพิ่มเติม คือ บริษัท ปตท. จำกัด มหาชน ตกลงที่จะซื้อก๊าซธรรมชาติที่เกินมาอีก 11,600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งผลิต ในช่วงระหว่างวันที่ 5 สิงหาคม 2544 ถึงวันที่ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2545 โดยผู้ขายต้องจ่ายเงินชดเชย ดังนั้น ผู้ร่วมประกอบกิจการของแหล่งบงกชได้จ่ายค่าชดเชยให้แก่ บริษัท ปตท. จำกัด เป็นจำนวน 19.61 ล้านเหรียญสหรัฐ ในวันที่ 31 สิงหาคม พ.ศ. 2544 สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่เกินรวม 31,140 ล้านลูกบาศก์ฟุต

ในปี พ.ศ. 2546 อัตราการผลิตของแหล่งบงกชเหนือลดลงต่ำกว่า DCQ (550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) อย่างไรก็ตาม ในปี พ.ศ. 2547 ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติโดยเฉลี่ยมีค่าสูงกว่า DCQ จึงเป็นการทดแทนส่วน ที่ขาดหายไปในช่วงก่อนหน้านี้

ข้อตกลงในปี พ.ศ. 2548

ในวันที่ 13 กรกฎาคม พ.ศ. 2548 ผู้ร่วมประกอบกิจการของแหล่งบงกชได้ลงนามในสัญญาข้อตกลง เพิ่มเติมที่จะส่งก๊าซธรรมชาติเพิ่ม 61,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตระหว่างวันที่ 1 เมษายน พ.ศ. 2548 ถึงวันที่ 1 ตุลาคม พ.ศ. 2551 ซึ่งในข้อตกลงดังกล่าว ผู้ร่วมประกอบกิจการของแหล่งบงกชตกลงที่จะชำระเงินจำนวน 1,000 ล้านบาท (ประมาณ 25 ล้านเหรียญสหรัฐ ณ เวลานั้น) ให้กับบริษัท ปตท. จำกัด มหาชน ณ วันลงนาม ในสัญญา

แหล่งบงกชใต้

ในการพัฒนาระยะที่ 4 มีการประมาณการว่าแหล่งสะสมปิโตรเลียมทางตอนใต้จะมีปริมาณ ก๊าซธรรมชาติราว 1.8 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต ซึ่งจะสามารถรักษาระดับการผลิตได้ที่ 300-320 ล้านลูกบาศก์ฟุต ต่อวัน ปริมาณสำรองดังกล่าวได้ถูกผูกไว้กับสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่แยกออกมา ซึ่งมีการกำหนดค่า DCQ ที่ 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และมีค่า swing factor ได้มากถึง 10% (350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยสัญญา

ดังกล่าว มีการลงนามในเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2552 ทั้งนี้ คาดว่าการที่ราคาก๊าซธรรมชาติของบงกชได้มีราคาสูง เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่ได้จากบริเวณนี้จะต้องผ่านกระบวนการแยกคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเกิดเป็นค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม

ก๊าซธรรมชาติเหลว

ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตได้ทั้งหมด ถูกขายให้กับบริษัท ปตท. จำกัด มหาชน ในประเทศไทย โดยกำหนดราคาจากค่าเฉลี่ยเลขคณิตของราคาก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบในตลาดสิงคโปร์ (The Arithmetic Average of a Basket of One Condensate and Three Crudes Posted in Singapore) ในอัตราส่วน 1:3 หักลบด้วยอัตราส่วนลด (Discount Rate) ร้อยละ 8.5 ซึ่งราคาก๊าซธรรมชาติเหลวจะมีการปรับเปลี่ยนทุกเดือน

6. ระบบสัมปทาน (Concession Regime)

พื้นที่บงกชอยู่ภายใต้สัมปทานระบบ Thailand I และแปลง G12/48 อยู่ภายใต้สัมปทานระบบ Thailand III ซึ่งการเสียภาษีจะเป็นไปตามระบบ Thailand III เช่นกัน

ภายหลังจากการลงนามต่อระยะเวลาสัญญาในปี พ.ศ. 2550 ผู้ร่วมกิจการในแหล่งบงกชต้องจ่ายโบนัสการต่อเวลาสัญญาเป็นรายไตรมาสจนกว่าสัญญาจะสิ้นสุด

กฎหมายที่เกี่ยวข้อง

กฎหมายที่สำคัญในการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย คือ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม

สัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)

แปลงสำรวจที่จะเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตในครั้งนี จะใช้รูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในการดำเนินการ ข้อสำคัญของสัญญาประกอบได้ด้วย

ตารางที่ 10 ข้อกำหนดเรื่องระยะเวลาและพื้นที่ในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Contract Terms)

ประเภทสัญญา	ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract)
ระยะเวลาของสัญญา	
<ul style="list-style-type: none"> ระยะเวลาสำรวจ 	ระยะเวลาสำรวจ 3 ปี และสามารถต่อระยะเวลาได้ 1 ครั้งไม่เกิน 3 ปี
<ul style="list-style-type: none"> ระยะเวลาผลิต 	ระยะเวลาผลิต 20 ปี โดยนับถนัดจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจ และสามารถขอต่อระยะเวลาผลิตได้อีกครั้งหนึ่ง เป็นระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี
พื้นที่ตามสัญญา	
<ul style="list-style-type: none"> แปลงสำรวจ 	ตามที่กำหนดในประกาศเชิญชวน การคืนพื้นที่แปลงสำรวจ เมื่อสิ้นระยะเวลาสำรวจ <ul style="list-style-type: none"> กรณีได้รับการต่อระยะเวลาสำรวจ คืนพื้นที่ร้อยละ 25 ของพื้นที่แปลงสำรวจ (ไม่รวมพื้นที่ผลิต) กรณีไม่ได้รับการต่อระยะเวลาสำรวจ คืนพื้นที่ทั้งหมดของแปลงสำรวจ (ไม่รวมพื้นที่ผลิต)
<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ผลิต 	เมื่อผู้รับสัญญาได้แสดงว่าพบหลุมปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้อง จึงจะสามารถผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ได้ ทั้งนี้ เมื่อได้รับพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว ผู้รับสัญญาอาจผลิตปิโตรเลียมในระหว่างระยะเวลาสำรวจก็ได้

ตารางที่ 11 ข้อกำหนดเรื่องการให้ผลประโยชน์แก่รัฐตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Fiscal Terms)

	ข้อกำหนด	รายละเอียด
โบนัส และค่าเช่า (Bonuses and Rentals)	โบนัสการลงนาม (Signature Bonus)	ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดของรัฐ
	โบนัสการผลิต (Production Bonus)	ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดของรัฐ
	โบนัสอื่นๆ	ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดของรัฐ
	ข้อสังเกต: โบนัสไม่สามารถนำมาหักค่าใช้จ่ายได้ แต่สามารถนำไปหักภาษีได้	
ค่าภาคหลวง (Royalty)	นำส่งให้แก่รัฐ ในอัตราร้อยละ 10 ของผลผลิตรวมของปิโตรเลียมตามที่กฎหมายกำหนด	
การหักค่าใช้จ่าย (PSC Cost Recovery)	หักค่าใช้จ่ายในการประกอบกิจการปิโตรเลียมได้เท่าที่จ่ายจริงตามแผนงานและงบประมาณที่ได้รับอนุมัติ ทั้งนี้ ต้องไม่เกินร้อยละ 50 ของผลผลิตรวมของปิโตรเลียมในแต่ละปี ค่าใช้จ่ายในการประกอบกิจการปิโตรเลียม หากเกินร้อยละ 50 ของผลผลิตรวมของปิโตรเลียมในปีใด ให้สามารถนำส่วนที่เกินไปใช้หักในปีต่อ ๆ ไปได้ แต่ต้องไม่เกินอัตราข้างต้น และไม่เกินจำนวนอายุของสัญญา	

อัตราร้อยละของปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไรที่จะแบ่งให้ผู้รับสัญญา (Percentage of Contractors' Share of Profit Petroleum)	จะต้องไม่เกินร้อยละห้าสิบตามที่กำหนดไว้ในมาตรา 53/3 (2) (ค) แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560
ภาษีเงินได้ (Corporate Income Tax)	ในอัตราร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิ ตามที่กำหนดในหมวด 7 จัตวาแห่งพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560
ราคาขาย (Product Pricing)	ราคาก๊าซธรรมชาติจะเป็นไปตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายก๊าซ

ผู้ที่มีความประสงค์จะขอสิทธิสามารถตรวจสอบรายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับข้อกำหนดเรื่องการให้ผลประโยชน์แก่รัฐตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้จาก กฎกระทรวง ว่าด้วยการกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขการขอและการได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต พ.ศ. 2561