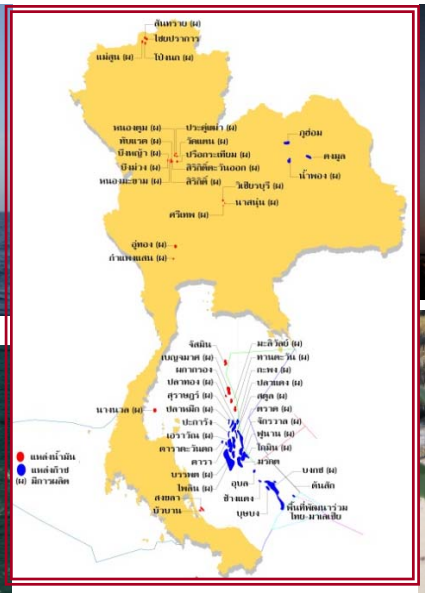
เจาะลึกทุกเรื่องที่คุณอยากรู้

ถาม-ตอบยอดฮิต
จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
ในประเทศไทย



โดย

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
กระทรวงพลังงาน

บทสรุปผู้บริหาร

สาระสำคัญของคำชี้แจงในเนื้อหาหลัก จากเอกสารเรื่อง ถาม-ตอบยอดฮิตจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ซึ่งเป็นข้อสงสัยหรือข้อห่วงกังวลของสาธารณชน สามารถสรุปได้ 4 ประเด็นที่สำคัญดังต่อไปนี้

ประเด็นที่ 1 : ตามที่กล่าวอ้างว่า ประเทศไทยรวมถึงอาณาเขตทางทะเลของประเทศไทยเป็นแหล่งทรัพยากรธรรมชาติทั้งน้ำมันและก๊าซที่มีความอุดมสมบูรณ์ และมีแหล่งข้อมูลทั้งในและต่างประเทศได้ประมาณว่า ประเทศไทยมีปริมาณปิโตรเลียมจำนวนมากเป็นอันดับค่อนข้างสูงของโลกและส่งออกได้ในปริมาณที่มากกว่าประเทศในกลุ่มโอเปคบางประเทศ นั้น

ในประเด็นนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใคร่ขอเรียนชี้แจงเรื่องดังกล่าวดังนี้

1.1 ประเทศไทยไม่ได้มีปิโตรเลียมเป็นจำนวนมากมายมหาศาลดังที่กล่าวอ้าง และไม่ได้เป็นประเทศผู้ส่งออกน้ำมันดิบ แต่เป็นประเทศที่ต้องนำเข้าน้ำมันดิบเกือบทั้งหมด ดังจะเห็นได้จากปี 2554 ประเทศไทยมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วประมาณ 10 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.1 ของปริมาณสำรองทั่วโลก สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบมีประมาณ 4 ร้อยล้านบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 0.02 ของปริมาณสำรองทั่วโลก

จากข้อมูลในรายงาน BP Statistical Review of World Energy Outlook 2012 แสดงข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วทั่วโลก ณ ปี 2554 โดยจำแนกเป็นปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติประมาณ 7,361 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และปริมาณสำรองน้ำมันดิบประมาณ 1.65 ล้านล้านบาร์เรล ในปัจจุบัน (ปีพ.ศ. 2555) ทั่วโลกมีปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมวันละ 311,800 ล้านลูกบาศก์ฟุต หากปริมาณสำรองไม่เพิ่มขึ้นและยังคงมีการใช้ในระดับนี้ต่อไป โลกจะมีก๊าซธรรมชาติเหลือใช้ต่อไปอีก 64 ปี

สำหรับประเทศไทยนั้น มีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วประมาณ 10 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.1 ของปริมาณสำรองทั่วโลก ขณะที่อัตราการผลิตจากพื้นที่สัมปทานในประเทศอยู่ที่ 2,794 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หากมีอัตราการผลิตคงที่อยู่ในระดับนี้ ประเทศไทยจะมีก๊าซเหลือใช้ต่อไปอีกไม่ถึง 10 ปี (ค่า R/P ratio แสดงจำนวนปีที่ผลิตปิโตรเลียมได้ ได้มาจากการนำปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves) หารด้วยอัตราการผลิตปิโตรเลียมต่อปี (Production)) รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 1

สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วทั่วโลก ส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่ตะวันออกกลางและอเมริกา โดยประเทศเวเนซุเอลา ซาอุดิอาระเบีย และแคนาดา มีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วมากที่สุดเป็นสามอันดับแรก คือ 0.296 0.265 และ 0.175 ล้านล้านบาร์เรล ตามลำดับ เมื่อพิจารณาว่าทั่วโลกมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบรวม 1.65 ล้านล้านบาร์เรลและมีการใช้น้ำมันดิบประมาณวันละ 88 ล้านบาร์เรล ดังนั้น หากยังมีปริมาณการใช้อยู่ในระดับนี้ก็จะมีน้ำมันดิบใช้ไปอีกประมาณ 54 ปี สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบของประเทศไทยมีประมาณ 4 ร้อยล้านบาร์เรล

คิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 0.02 ของปริมาณสำรองทั่วโลก (ค่า R/P ratio น้ำมันดิบของประเทศไทยไม่สามารถนำมาใช้วิเคราะห์ว่าประเทศไทยยังมีน้ำมันดิบเหลือใช้อีก 5 ปี เพราะประเทศไทยใช้น้ำมันดิบมากกว่าที่ผลิตมาก ประเทศไทยใช้น้ำมันดิบวันละประมาณ 1 ล้านบาร์เรล แต่สามารถผลิตได้เพียงวันละประมาณ 2 แสนบาร์เรล จึงต้องนำเข้าอีกประมาณวันละ 8 แสนบาร์เรล) รายละเอียดปรากฏตามตารางที่ 2

ตารางที่ 1 : ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว อัตราการผลิต จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ และอัตราการบริโภคก๊าซธรรมชาติของประเทศที่มีแหล่งก๊าซธรรมชาติสำคัญและประเทศเพื่อนบ้านของไทย

ก๊าซธรรมชาติ					
ลำดับ	ประเทศ*	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1) (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	อัตราการผลิต (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)	จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ R/P Ratio (ปี)	อัตราการบริโภค (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
1	สหพันธรัฐรัสเซีย	1,574.98	0.0587	73.47	0.0411
2	สาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน	1,168.56	0.0147	217.79	0.0148
3	รัฐกาตาร์	884.53	0.0142	170.66	0.0023
4	เติร์กเมนิสถาน	858.80	0.0058	405.67	0.0024
5	สหรัฐอเมริกา	299.82	0.0630	13.04	0.0668
6	ราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย	287.82	0.0096	82.13	0.0096
7	สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์	215.06	0.0050	117.84	0.0061
8	สาธารณรัฐโบลีวาร์แห่งเวเนซุเอลา	195.18	0.0030	178.25	0.0032
9	ไนจีเรีย	180.46	0.0039	126.77	n/a
10	สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย	159.06	0.0075	57.75	0.0027
11	ออสเตรเลีย	132.76	0.0044	83.61	0.0025
12	สาธารณรัฐอิรัก	126.70	0.0002	1,735.62	n/a
13	สาธารณรัฐประชาชนจีน	107.75	0.0099	29.76	0.0127
14	สาธารณรัฐอินโดนีเซีย	104.71	0.0073	39.22	0.0037
15	มาเลเซีย	86.01	0.0060	39.41	0.0028
16	สาธารณรัฐอาหรับอียิปต์	77.34	0.0059	35.75	0.0048
17	ราชอาณาจักรนอร์เวย์	73.10	0.0098	20.41	0.0004
18	แคนาดา	70.01	0.0155	12.35	0.0101
19	สาธารณรัฐคาซัคสถาน	66.43	0.0019	97.62	0.0009
20	รัฐคูเวต	63.00	0.0013	132.77	0.0016
21	สาธารณรัฐอุซเบกิสถาน	56.59	0.0055	28.11	0.0048

ก๊าซธรรมชาติ					
ลำดับ	ประเทศ*	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1) (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	อัตราการผลิต (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)	จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ R/P Ratio (ปี)	อัตราการบริโภค (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
22	ลิเบีย	52.80	0.0004	361.61	n/a
23	สาธารณรัฐอาเซอร์ไบจาน	44.87	0.0014	85.79	0.0008
24	อินเดีย	43.82	0.0045	26.90	0.0059
26	ราชอาณาจักรเนเธอร์แลนด์	38.89	0.0062	17.15	0.0037
27	รัฐสุลต่านโอมาน	33.55	0.0026	35.82	n/a
28	ยูเครน	33.01	0.0018	51.29	0.0052
29	สาธารณรัฐอิสลามปากีสถาน	27.50	0.0038	19.89	0.0038
30	สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม	21.79	0.0008	72.30	0.0009
31	สาธารณรัฐเยเมน	16.92	0.0009	50.74	n/a
32	สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล	15.98	0.0016	27.09	0.0026
33	รัฐเอกราชปาปัวนิวกินี	15.60	n/a	n/a	n/a
34	สาธารณรัฐตรินิแดดและโตเบโก	14.17	0.0039	9.86	0.0021
35	สาธารณรัฐประชาชนบังกลาเทศ	12.50	0.0019	17.80	0.0019
36	สหรัฐเม็กซิโก	12.49	0.0051	6.74	0.0067
37	สาธารณรัฐเปรู	12.46	0.0009	31.06	0.0006
38	ราชอาณาจักรบาห์เรน	12.28	0.0013	26.79	n/a
39	สาธารณรัฐอาร์เจนตินา	12.03	0.0038	8.78	0.0045
40	เนการาบรูไนดารุสซาลาม	10.17	0.0012	22.51	n/a
41	สาธารณรัฐอาหรับซีเรีย	10.06	0.0008	34.26	n/a
42	ไทย**	9.94	0.0036	7.61	0.0045
	รวมทั้งโลก	7,360.85	0.3170	63.60	0.3118

ที่มา: BP Statistical Review of World Energy 2012

* เลือกมาบางประเทศที่มีแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญ และประเทศใกล้เคียงกับประเทศไทย

** รายงานประจำปีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.ศ. 2554 รายงานว่าประเทศไทยมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว 10.1 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิต 0.0028 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ 9.9 ปี

<u>หมายเหตุ</u> ตารางข้างต้นเป็นข้อมูลของ BP Statistical Review of World Energy 2012 ที่จัดเก็บจากประเทศต่างๆ แต่สำหรับข้อมูลของประเทศไทยที่ถูกต้องคือ มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วประมาณ 10 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และมีอัตราการผลิตจากพื้นที่สัมปทานในประเทศไทย

ประมาณ 2,800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียประมาณ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ตัวเลขข้างต้นเป็นอัตราการผลิตจากหลุม แต่ตัวเลขอัตราการขายจะต่ำกว่าผลิตประมาณร้อยละ 10 เนื่องจากมีการนำไปใช้ในกระบวนการผลิตและบางส่วนต้องเผาทิ้งเพื่อความปลอดภัยในกระบวนการผลิต)

ตารางที่ 2 : ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว อัตราการผลิต จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ และ อัตราการบริโภคน้ำมันดิบของประเทศที่มีแหล่งน้ำมันดิบสำคัญและประเทศเพื่อนบ้านของไทย

น้ำมันดิบ					
ลำดับ	ประเทศ*	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1)	อัตราการผลิต	จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ R/P ratio	อัตราการบริโภค
		(ล้านบาร์เรล)	(บาร์เรลต่อวัน)	(ปี)	(บาร์เรลต่อวัน)
1	สาธารณรัฐโบลีวาร์แห่งเวเนซุเอลา	296,500	2,720,300	298.62	831,960
2	ราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย	265,400	11,161,000	65.15	2,856000
3	แคนาดา	175,220	3,521,600	136.32	2,293,190
4	สาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน	151,170	4,321,100	95.85	1,824,000
5	สาธารณรัฐอิรัก	143,100	2,798,110	140.11	n/a
6	รัฐคูเวต	101,500	2,865,430	97.05	438,000
7	สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์	97,800	3,322,050	80.66	671,000
8	สหพันธรัฐรัสเซีย	88,180	10,280,000	23.50	2,961,000
9	ลิเบีย	47,100	479,050	269.37	n/a
10	ไนจีเรีย	37,200	2,457,360	41.47	n/a
11	สหรัฐอเมริกา	30,870	7,841,000	10.79	18,835,470
12	สาธารณรัฐคาซัคสถาน	30,000	1,840680	44.65	212,410
13	รัฐกาตาร์	24,680	1,722,590	39.26	238,000
14	สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล	15,050	2,192,910	18.80	2,652,710
15	สาธารณรัฐประชาชนจีน	14,710	4,089,660	9.86	9,758,000
16	สาธารณรัฐแองโกลา	13,500	1,746,440	21.18	n/a
17	สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย	12,200	1,728,560	19.34	345,000
18	สหรัฐเม็กซิโก	11,390	2,937,780	10.63	2,027,210
19	สาธารณรัฐอาเซอร์ไบจาน	7,000	930,720	20.61	79,600
20	ราชอาณาจักรนอร์เวย์	6,880	2,039,320	9.25	253,000
21	สาธารณรัฐซูดาน	6,700	453,000	40.52	n/a
22	สาธารณรัฐเอกวาดอร์	6,160	508,610	33.17	226,120
23	มาเลเซีย	5,860	572,970	28.02	608,000
24	อินเดีย	5,700	858,410	18.20	3,473,000

น้ำมันดิบ					
ลำดับ	ประเทศ*	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1)	อัตราการผลิต	จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ R/P ratio	อัตราการบริโภค
		(ล้านบาร์เรล)	(บาร์เรลต่อวัน)	(ปี)	(บาร์เรลต่อวัน)
25	รัฐสุลต่านโอมาน	5,500	891,040	16.91	n/a
26	สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม	4,400	328,150	36.74	358,000
27	สาธารณรัฐอาหรับอียิปต์	4,300	735,070	16.03	709,000
28	สาธารณรัฐอินโดนีเซีย	4,040	941,750	11.75	1,430,000
29	ออสเตรเลีย	3,870	483,660	21.94	1,003,000
30	สาธารณรัฐกาบอง	3,680	245,000	41.20	n/a
31	สหราชอาณาจักร	2,810	1,099,730	6.99	1,542,000
32	สาธารณรัฐเยเมน	2,670	228,410	32.03	n/a
33	สาธารณรัฐอาร์เจนตินา	2,520	606,870	11.40	609,200
34	สาธารณรัฐอาหรับซีเรีย	2,500	332,210	20.62	n/a
35	สาธารณรัฐโคลอมเบีย	1,990	930,030	5.86	252,690
36	สาธารณรัฐคองโก	1,940	295,420	17.99	n/a
37	สาธารณรัฐอิเควทอเรียลกินี	1,710	251,870	18.55	n/a
38	สาธารณรัฐชาด	1,500	113,700	36.14	n/a
39	สาธารณรัฐอิตาลี	1,380	110,230	34.26	1,486,090
40	สาธารณรัฐเปรู	1,240	152,720	22.25	203,140
41	เนการาบรูไนดารุสซาลาม	1,100	165,900	18.17	n/a
42	สาธารณรัฐตรินิแดดและโตเบโก	830	135,870	16.74	34,420
43	ราชอาณาจักรเดนมาร์ก	820	224,230	9.99	172,760
44	โรมาเนีย	600	88,030	18.67	187,000
45	เติร์กเมนิสถาน	600	215,810	7.62	108,000
46	สาธารณรัฐอุซเบกิสถาน	590	86,100	18.90	91,000
47	ไทย**	440	345,130	3.51	1,080,000
	รวมทั้งโลก	1,652,610	83,575,680	54.17	88,034,480

ที่มา: BP Statistical Review of World Energy 2012

* เลือกมาบางประเทศที่มีแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญ และประเทศใกล้เคียงกับประเทศไทย

** รายงานประจำปีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.ศ. 2554 รายงานว่าประเทศไทยมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้ว 400 ล้านบาร์เรล อัตราการผลิต 223,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ 4.9 ปี

1.2 ประเทศไทยไม่ได้ผลิตปิโตรเลียมได้มากและส่งออกเป็นอันดับต้นๆ ของโลกดังจะเห็นได้จากปีพ.ศ. 2554 ประเทศไทยผลิตก๊าซธรรมชาติวันละประมาณ 2.8 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (ไม่รวมส่วนที่ผลิตจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) หรือร้อยละ 0.9 ของอัตราการผลิตทั่วโลก สำหรับ

อัตราการผลิตน้ำมันดิบรวมกับก๊าซธรรมชาติเหลว (หรือ Condensate) นั้น ผลิตวันละประมาณ 2 แสนบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.3 ของอัตราการผลิตทั่วโลก แต่การวิเคราะห์อัตราการผลิตเพียงอย่างเดียวอาจทำให้เข้าใจผิดได้ การจะชี้ว่าประเทศใดผลิตปิโตรเลียมได้มากหรือน้อยจึงควรต้องเปรียบเทียบกับอัตราการบริโภคหรือใช้พลังงานด้วย ตัวอย่างเช่น ประเทศสหรัฐอเมริกาสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้มากที่สุดในโลก 63 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แต่ไม่พอเพียงกับความต้องการใช้ในประเทศ ที่ 66.8 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้เนื่องจากประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นประเทศขนาดใหญ่ที่มีประชากรมากและมีอุตสาหกรรมต่างๆมากมาย อีกตัวอย่างคือประเทศกาตาร์ที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ 14.2 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน น้อยกว่าประเทศอเมริกาถึง 4 เท่า แต่สามารถเป็นผู้นำการส่งออกก๊าซธรรมชาติของโลก เพราะความต้องการใช้ในประเทศมีเพียง 2.3 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับประเทศไทยผลิตก๊าซธรรมชาติวันละประมาณ 2.8 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.9 ของอัตราการผลิตทั่วโลก แต่บริโภค 4.5 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือร้อยละ 1.4 ของอัตราการบริโภคของโลก สำหรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบรวมก๊าซธรรมชาติเหลวผลิตวันละประมาณ 2 แสนบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.3 ของอัตราการผลิตทั่วโลก แต่บริโภค 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน หรือร้อยละ 1 ของอัตราการบริโภคของโลก ซึ่งจากอัตราการบริโภคน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติแสดงให้เห็นได้ว่าประเทศไทยมีการบริโภคหรือใช้ปิโตรเลียมมากกว่าปิโตรเลียมที่ผลิตได้เองในประเทศ

1.3 ในด้านการส่งออกปิโตรเลียมในปีพ.ศ. 2554 ประเทศไทยมีการส่งออกปิโตรเลียมทั้งสิ้นวันละ 256,731 บาร์เรล คิดเป็นมูลค่า 319,064 ล้านบาท แบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ 1) น้ำมันดิบในปริมาณวันละ 33,321 บาร์เรล (ร้อยละ 4 ของความต้องการใช้ของประเทศ) ทั้งนี้ปริมาณที่ส่งออกทั้งหมดเป็นน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งในอ่าวไทย สำหรับน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งบนบก และคอนเดนเสทจากแหล่งผลิตในประเทศไม่มีการส่งออกแต่อย่างใด 2) น้ำมันสำเร็จรูปในปริมาณวันละ 181,486 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 70 ของการส่งออกปิโตรเลียมทั้งหมด หรือคิดเป็นมูลค่า 231,615 ล้านบาท เนื่องจากประเทศไทยมีกำลังกลั่นมากเกินกว่าความต้องการของประเทศ และ 3) น้ำมันองค์ประกอบในปริมาณวันละ 41,924 บาร์เรล หรือคิดเป็นมูลค่า 47,534 ล้านบาท (รายละเอียดตามตารางที่ 3) จะเห็นได้ว่าการส่งออกปิโตรเลียมส่วนใหญ่เป็นการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปส่วนเกินจากความต้องการใช้ของประเทศ ซึ่งเป็นการเพิ่มมูลค่าและสร้างรายได้ให้ประเทศอีกทางหนึ่งด้วย

สำหรับสาเหตุสำคัญของการส่งออกน้ำมันดิบบางส่วนที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตในอ่าวไทยมีดังนี้

1) คุณภาพของน้ำมันดิบไม่เป็นที่ต้องการของโรงกลั่นภายในประเทศ น้ำมันดิบจากบางแหล่งในอ่าวไทย จัดเป็นประเภท Light Crude ซึ่งเมื่อกลั่นแล้วจะให้ผลผลิตเป็นน้ำมันเบนซินในสัดส่วนที่สูง จึงไม่เหมาะกับตลาดผู้ใช้น้ำมันภายในประเทศ ที่มีความต้องการใช้ดีเซลสูง การส่งออกน้ำมันดิบที่มีคุณสมบัติไม่เหมาะสมกับโรงกลั่นจะสร้างมูลค่าเพิ่มและรายได้ให้กับประเทศสูงกว่า

2) น้ำมันดิบมีสารเจือปน เช่น ปรอท มากเกินกว่าความสามารถของโรงกลั่นที่จะรับได้ โรงกลั่นภายในประเทศจำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติม และใช้ระยะเวลาดำเนินการ เพื่อสร้างความพร้อมที่จะกลั่นน้ำมันดิบที่มีสารเจือปนดังกล่าวโดยไม่สร้างความเสียหายแก่อุปกรณ์การกลั่น

ตารางที่ 3 : ปริมาณและมูลค่าการส่งออกปิโตรเลียมในปีพ.ศ. 2554

ปิโตรเลียมส่งออก	ปี 2554
1. น้ำมันดิบ	
- มูลค่า (ล้านบาท)	**39,915**
- ปริมาณ (ล้านลิตร)	**1,934**
- (บาร์เรลต่อวัน)	**33,321**
- มูลค่า (ล้านเหรียญสหรัฐ)	**1,304**
- ราคา (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	**107.21**
2. น้ำมันสำเร็จรูป	
- มูลค่า (ล้านบาท)	**231,615**
- ปริมาณ (ล้านลิตร)	**10,532**
- (บาร์เรลต่อวัน)	**181,486**
- มูลค่า (ล้านเหรียญสหรัฐ)	**7,578**
- ราคา (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	**114.40**
3. น้ำมันองค์ประกอบ*	
- มูลค่า (ล้านบาท)	**47,534.09**
- ปริมาณ (ล้านลิตร)	**2,432.90**
- (บาร์เรลต่อวัน)	**41,924.00**
- มูลค่า (ล้านเหรียญสหรัฐ)	**1,549.88**
- ราคา (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	**101.28**
4. รวม	
- มูลค่า (ล้านบาท)	**319,064**
- ปริมาณ (ล้านลิตร)	**14,898**
- (บาร์เรลต่อวัน)	**256,731**
- มูลค่า (ล้านเหรียญสหรัฐ)	**10,432**
- ราคา (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	**111.32**

ที่มา : กรมธุรกิจพลังงาน

หมายเหตุ : *น้ำมันองค์ประกอบ ประกอบด้วย ก๊าซโซลีนธรรมชาติ รีฟอร์มเมท ไลท์แนฟท่า ไอโซเมอเรท ลองริสิดิว แสล็กแวกซ์ แอ็กแทร็ด และมิกซ์อะโรเมติกส์

อย่างไรก็ดี หากคำนึงถึงเป้าหมายการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน เช่น ปัญหาความไม่สงบในตะวันออกกลางและนำมาสู่การปิดช่องแคบเฮอมุส น้ำมันจากตะวันออกกลางไม่สามารถส่งออกมาประเทศไทยได้ ในกรณีนี้ โรงกลั่นน้ำมันในประเทศจึงควรปรับปรุงให้สามารถกลั่นน้ำมันที่ส่งออกนี้ให้ได้ทั้งหมด และให้สามารถนำมาใช้ในประเทศให้ได้ ดังนั้นเพื่อเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาพลังงานให้กับประเทศในระยะยาว และพึ่งพาตนเองได้มากขึ้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ร่วมหารือกับบริษัทผู้ส่งออกน้ำมันดิบ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเพื่อให้โรงกลั่นในประเทศสามารถกลั่นน้ำมันดิบที่ส่งออกได้ทั้งหมด และไม่ให้มีการส่งออกน้ำมันดิบไปขายยังต่างประเทศ เว้นแต่ในกรณีสุดวิสัย เช่น โรงกลั่นในประเทศต้องหยุดดำเนินการกลั่นชั่วคราว และมีความจำเป็นต้องส่งออกน้ำมันดิบ เป็นต้น

ประเด็นที่ 2 : ตามที่อ้างว่า การเปิดประมูลสัมปทานสำรวจและขุดเจาะปิโตรเลียมในประเทศไทยทั้งบนบกและอ่าวไทย จำนวน 22 แปลง รวมพื้นที่กว่า 45,000 ตารางกิโลเมตร เป็นการเปิดโอกาสให้กับบริษัทข้ามชาติจัดเก็บผลประโยชน์จากการให้สัมปทาน ทำให้ประเทศเสียเปรียบ นั้น

ในประเด็นนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใคร่ขอเรียนชี้แจงเรื่องดังกล่าวดังนี้

การเปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมจะประกาศเป็นการทั่วไป ซึ่งทั้งบริษัทน้ำมันของคนไทยและ/หรือบริษัทจากต่างประเทศที่มีคุณสมบัติของผู้รับสัมปทานตามมาตรา 24 แห่ง พ.ร.บ. ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 สามารถยื่นขอได้เท่าเทียมกันโดยไม่จำกัดสัญชาติ แต่ในอดีตที่ผ่านมามีบริษัทไทยยื่นขอน้อยรายเนื่องจากต้องใช้เงินลงทุนสูง มีความเสี่ยงสูง ต้องใช้เทคโนโลยีชั้นนำ ใช้ความรู้ความเข้าใจในระบบปิโตรเลียมและประสบการณ์สูง ปัจจุบันมีบริษัทไทยเพียง 6 บริษัท จากบริษัทผู้รับสัมปทานทั้งหมด 72 บริษัท

ประเด็นที่ 3 : ตามที่อ้างว่า หน่วยงานไทยสามารถสร้างหน่วยธุรกิจด้านการสำรวจแหล่งปิโตรเลียมได้ ทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพและสมรรถนะในการสำรวจแหล่งปิโตรเลียมในประเทศได้เอง อีกทั้งเสนอแนะให้หน่วยงานคนไทยมีสิทธิและหน้าที่หลักในการสำรวจแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ นั้น

ในประเด็นนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใคร่ขอเรียนชี้แจงเรื่องดังกล่าวดังนี้

ตามที่ได้ชี้แจงในประเด็นที่ 2 แล้วว่า การเปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมจะประกาศเป็นการทั่วไป ผู้ที่มีคุณสมบัติของผู้รับสัมปทานตามมาตรา 24 แห่ง พ.ร.บ. ปิโตรเลียมพ.ศ. 2514 สามารถยื่นขอได้เท่าเทียมกันโดยไม่จำกัดสัญชาติ แต่โดยที่ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก และมีความเสี่ยงสูง ทำให้ปัจจุบันมีผู้รับสัมปทานซึ่งเป็นบริษัทคนไทย 6 บริษัท โดยกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. สามารถผลิตปิโตรเลียมได้ถึงประมาณร้อยละ 30 ของปิโตรเลียมทั้งหมดที่ผลิตในประเทศและพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย สำหรับผู้รับสัมปทานซึ่งเป็นบริษัทต่างประเทศที่อยู่ในประเทศไทยต่างเป็นบริษัทที่มีประสบการณ์ มีความเชี่ยวชาญ มีเทคโนโลยีนำสมัย มีการถ่ายทอดเทคโนโลยีให้คนไทย และมีความรู้ความเข้าใจในระบบปิโตรเลียมของประเทศไทยเป็นอย่างดีอีกด้วย

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงเห็นว่าการเปิดกว้างให้มีบริษัทต่างประเทศอยู่ในประเทศไทยเพื่อให้มีการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีที่พัฒนาใหม่ในต่างประเทศให้เหมาะสมกับสภาพแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของประเทศไทยอย่างต่อเนื่อง จึงเป็นเรื่องที่เป็นประโยชน์แก่การพัฒนาพลังงานของประเทศ และที่ผ่านมาเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน เช่น แหล่งก๊าซบงกชของบริษัทปตท.สผ.หยุดผลิต หรือท่อก๊าซของบริษัทปตท. รั่ว เป็นต้น บริษัทผู้รับสัมปทานรายอื่นที่ไม่ได้เป็นบริษัทคนไทยได้เป็นกำลังสำคัญในการช่วยผลิตก๊าซทดแทนส่วนที่หายไป นอกจากนี้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติยังมีนโยบายให้บริษัทต่างประเทศเร่งพัฒนาบุคลากรไทย ถ่ายทอดเทคโนโลยีให้บุคลากรไทย ทำให้มีการพัฒนาและจ้างแรงงานไทยจำนวนมาก และบุคลากรเหล่านี้ยังมีโอกาสไปทำงานในต่างประเทศอีกด้วย อีกทั้งมีการจ้างงานคนไทยในระดับฝีมือ (Professional) ถึงมากกว่าร้อยละ 98 ของพนักงานทั้งหมดที่ปฏิบัติงานอยู่ในประเทศไทยอีกด้วย

อนึ่ง แม้ในประเทศผู้นำด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เช่น ซาอุดิอาระเบีย อเมริกา นอรเวย์ เป็นต้น ต่างก็เปิดให้บริษัทต่างประเทศดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยไม่เลือกปฏิบัติ ดังนั้นการเปิดให้บริษัทต่างประเทศดำเนินการจึงเป็นมาตรฐานในทางปฏิบัติทั่วโลก

ประเด็นที่ 4 **:** ตามที่อ้างว่า ประเทศไทยเก็บค่าภาคหลวงปิโตรเลียมในอัตราค่อนข้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆ อีกทั้งเสนอแนะให้ทบทวนอัตราค่าภาคหลวง โดยเปรียบเทียบกับประเทศเวเนซูเอลา โบลิเวีย เป็นต้น ซึ่งเป็นประเทศที่เก็บค่าภาคหลวงในระดับสูง นั้น

ในประเด็นนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใคร่ขอเรียนชี้แจงเรื่องดังกล่าวดังนี้

ค่าภาคหลวงเป็นเพียงส่วนหนึ่งเท่านั้นของรายได้ทางตรงที่รัฐเรียกเก็บจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม ดังนั้นในการวิเคราะห์รายได้ของรัฐจำเป็นต้องดูองค์ประกอบทุกส่วนของรายได้รัฐทั้งหมดซึ่งประกอบด้วย (1) ค่าภาคหลวง (2) ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ และ (3) ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ซึ่งในปีพ.ศ. 2554 ประเทศสามารถจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่สัมปทานในประเทศได้เป็นจำนวน 133,617 ล้านบาท และจากข้อมูลตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 จนถึงสิ้นปี พ.ศ. 2554 มีมูลค่าการขายปิโตรเลียมที่ผลิตจากแหล่งในประเทศโดยผู้รับสัมปทานรวมเป็นเงินประมาณ 3.415 ล้านล้านบาท มีต้นทุนและค่าใช้จ่ายรวมเป็นเงินประมาณ 1.461 ล้านล้านบาท และค่าใช้จ่ายที่ผู้รับสัมปทานจ่ายให้รัฐได้แก่ ค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ รวมเป็นเงินประมาณ 1.074 ล้านล้านบาท คงเหลือเป็นรายได้สุทธิของผู้รับสัมปทานเท่ากับ 0.88 ล้านล้านบาท ดังนั้นสัดส่วนรายได้รัฐ (1.074 ล้านล้านบาท) ต่อรายได้สุทธิของผู้รับสัมปทาน (0.88 ล้านล้านบาท) เท่ากับร้อยละ 55 : ร้อยละ 45 (รายละเอียดตามตารางที่ 4)

ตารางที่ 4 : สัดส่วนผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับผู้รับสัมปทานในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

รายได้ของผู้ได้รับสัมปทาน **(ข้อมูลตั้งแต่ พ.ศ. 2524 ถึงสิ้นปี พ.ศ. 2554)**	**หน่วย : ล้านบาท**	**สัดส่วน**
รายได้จากการขายปิโตรเลียม	3.415 ล้านล้านบาท	
หัก ต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	1.461 ล้านล้านบาท	
หัก รายได้รัฐประกอบด้วย		
- ค่าภาคหลวง	0.425 ล้านล้านบาท	
- เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	0.035 ล้านล้านบาท	
- ภาษีเงินได้	0.614 ล้านล้านบาท	
(รวมรายได้รัฐ)	**(1.074 ล้านล้านบาท)**	**55%**
คงเหลือรายได้สุทธิของผู้รับสัมปทาน	**0.88 ล้านล้านบาท**	**45%**

หากนับเฉพาะสัดส่วนรายได้รัฐต่อรายได้สุทธิของผู้รับสัมปทานที่อยู่ภายใต้ พ.ร.บ. ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 (Thailand III) ตั้งแต่ พ.ศ. 2532 จนถึงสิ้นปี พ.ศ. 2554 เท่ากับร้อยละ 74 : ร้อยละ 26 ทั้งนี้ในการเปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ครั้งที่ 21 ผู้รับสัมปทานทุกรายจะอยู่ภายใต้ Thailand III

สัมปทานปิโตรเลียมในระบบ Thailand III เป็นระบบที่เกิดขึ้นเพื่อให้ความเป็นธรรมกับภาคเอกชนมากยิ่งขึ้น โดยเก็บค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได (ร้อยละ 5-15) เก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมจ่ายเมื่อมีผลกำไรจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมร้อยละ 50 และผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษรายปีแบบขั้นบันไดร้อยละ 0-75 ขึ้นอยู่กับสัดส่วนรายได้กับความพยายามในการสำรวจและลงทุนเพิ่มเติมของผู้รับสัมปทานในปีนั้น ซึ่งหากเป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กก็เก็บค่าภาคหลวงในอัตราที่น้อย หากเป็นแหล่งขนาดใหญ่ก็เก็บในอัตราที่มากขึ้น

อนึ่ง ในอดีตเคยมีการปรับปรุงกฎหมายให้รัฐจัดเก็บรายได้เพิ่มขึ้น (Thailand II) ปรากฏผลทำให้ผู้รับสัมปทานซึ่งพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กไม่สามารถพัฒนาแหล่งได้ ต่อมาจึงได้ปรับปรุงกฎหมายให้เหมาะสมกับขนาดแหล่งปิโตรเลียม (Thailand III) และอนุญาตให้ผู้รับสัมปทานภายใต้ Thailand II เข้ามาอยู่ภายใต้ Thailand III ทุกราย

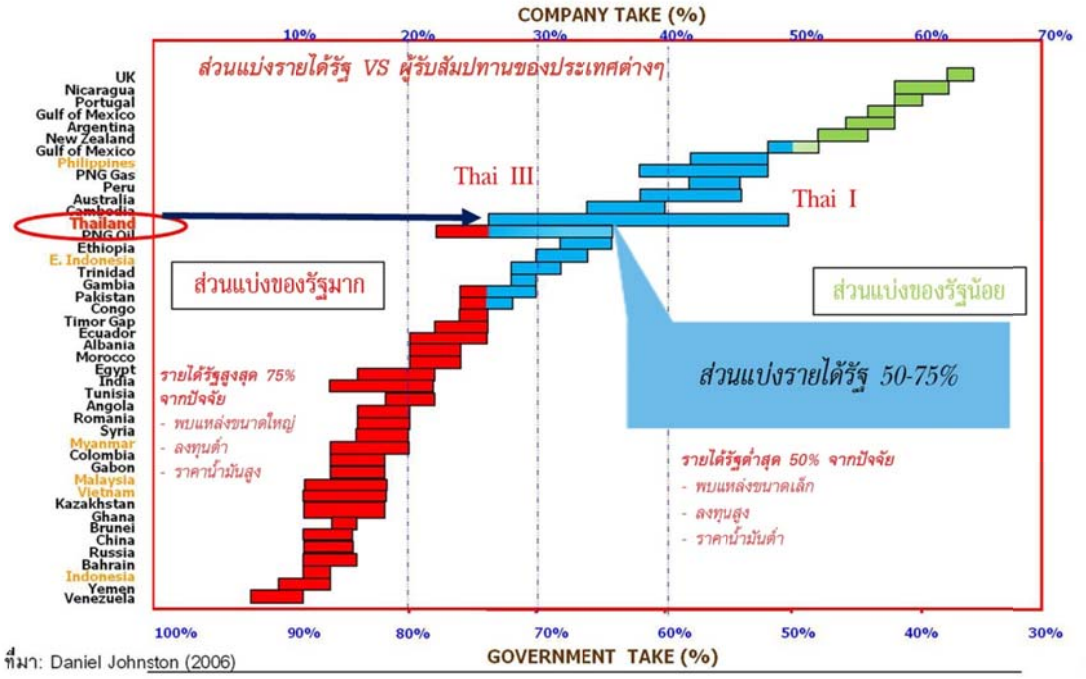
นอกจากนี้ จากข้อมูลของบริษัท Daniel Johnston (บริษัทวิเคราะห์ด้านการลงทุนปิโตรเลียมระหว่างประเทศ) ได้เคยศึกษาเกี่ยวกับระบบการจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการด้านปิโตรเลียมของโลกเมื่อปีพ.ศ. 2549 (รายละเอียดตามรูปที่ 1) พบว่าประเทศไทยมีระบบการจัดเก็บรายได้ของรัฐอยู่ในช่วงประมาณร้อยละ 50-75 ของรายได้สุทธิ ซึ่งเป็นสัดส่วนอยู่ในระดับกลางเมื่อเทียบกับประเทศต่างๆ เนื่องจากประเทศไทยเป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก และใช้เงินลงทุนสูงในการสำรวจ ต่างกับประเทศเพื่อนบ้าน เช่น พม่า อินโดนีเซีย เป็นต้น ซึ่งแหล่งปิโตรเลียมมีขนาดใหญ่และใช้เงินลงทุนต่อหน่วยผลิตต่ำ (รายละเอียดตามตารางที่ 5) จึงมีสัดส่วนรายได้รัฐต่อรายได้สุทธิของบริษัทเอกชนสูงกว่าประเทศไทย ดังนั้นระบบสัมปทานที่ใช้อยู่ในปัจจุบันจึงเหมาะสมกับขนาดของแหล่งและศักยภาพปิโตรเลียม ซึ่งสามารถดึงดูดให้เกิดการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมใน

ประเทศไทย และมีกลไกอัตโนมัติที่เรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษให้รัฐแบบก้าวหน้าเพื่อขจัดลาภลอย (Windfall Profit) โดยหากพบแหล่งขนาดใหญ่หรือราคาน้ำมันสูงขึ้นก็จะเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษในอัตราที่สูงขึ้น

สำหรับประเทศเวเนซุเอลา และโบลีเวีย ที่ถูกอ้างว่าเก็บค่าภาคหลวงในระดับสูงนั้น จากผลการสำรวจ 623 บริษัทน้ำมันและบริษัทที่เกี่ยวข้อง โดย Fraser Institute (Global Petroleum Survey 2012) พบว่าทั้งสองประเทศติดลำดับไม่น่าสนใจลงทุนมากที่สุด และระดับการสำรวจเพื่อค้นหาแหล่งปิโตรเลียมใหม่ๆ ในประเทศเหล่านี้ลดลงอย่างมากในรอบสิบปีที่ผ่านมา

สำหรับประเทศไทย ความน่าสนใจในการลงทุนอยู่ในระดับกลาง (รายละเอียดตามรูปที่ 2)

รูปที่ 1 : สัดส่วนผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับเอกชนทั่วโลกในการประกอบกิจการปิโตรเลียม



ที่มา: Daniel Johnston (2006)

ตารางที่ 5 : ขนาดแหล่งก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน

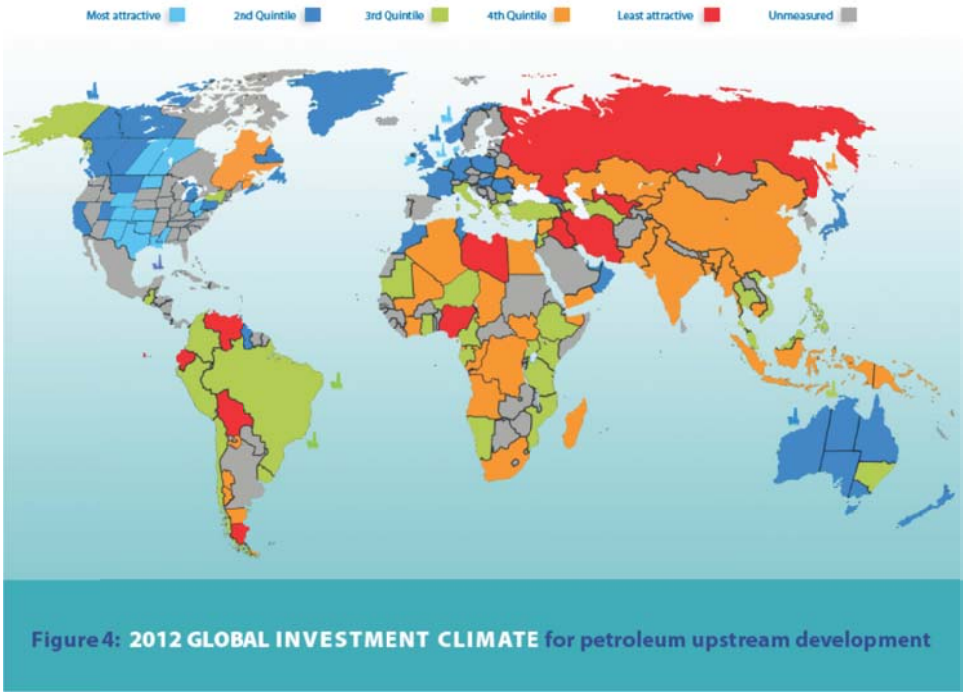
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

ขนาดของแหล่งก๊าซธรรมชาติ

แหล่ง	ปริมาณสำรอง (ล้านล้าน ลบ.ฟุต)	จำนวนหลุม	ความหนาชั้นกักเก็บ (เมตร)	อัตราการผลิต (ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน)	อัตราการผลิตต่อหลุม (ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน)
Yadana	6.5[1]	10	120	800	80
Yetagun	4.4[1]	14	40-120	440	31.4
Shwe	3.5[1]	20	30	400	20
Natuna	210[1]	6	200	-	-
น้ำพอง	0.4[2]	9	25	16	1.8
บงกช	6.8[2]	382	30-170	1,172	3.1
เอราวัณ	3.9[2]	642	57	344	0.54
South Pars	1,800[1]	-	450	60,000	100

หมายเหตุ 1) ปริมาณ Recoverable Reserve
2) ปริมาณ Total Ultimate Recovery (Cumulative Production + Proved + Probable + Possible)

รูปที่ 2 : ผลการสำรวจความน่าลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของทั่วโลก



จากข้อมูลข้อเท็จจริง ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติชี้แจงมาทั้งหมดในประเด็นนี้สรุปได้ว่า ประเทศไทยจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่สัมปทานในประเทศเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆ บางประเทศต่ำกว่า โดยมีสัดส่วนอยู่ในระดับกลาง (สัดส่วนระหว่างรายได้รัฐกับเอกชนเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 55 ต่อ 45) เนื่องจาก แหล่งปิโตรเลียมของประเทศไทยเป็นแหล่งที่มีขนาดเล็ก ซึ่งเป็นผลมาจากการที่มีสภาพทางธรณีวิทยาที่ไม่เหมาะสม จึงทำให้การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยมีความเสี่ยงสูงเมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตและสำรวจปิโตรเลียมของประเทศเพื่อนบ้าน จึงเป็นเหตุให้การจัดเก็บรายได้จากการให้สัมปทานปิโตรเลียมของประเทศไทยน้อยกว่าประเทศเพื่อนบ้าน อย่างไรก็ตามอัตราผลประโยชน์หรือรายได้ที่รัฐจะได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมตามที่เป็นอยู่ในปัจจุบันถือว่ามีความเหมาะสม โดยรัฐไม่สูญเสียผลประโยชน์แต่อย่างใด

คำนำ

เป็นที่ทราบกันดีอยู่แล้วว่า ทรัพยากรปิโตรเลียม ทั้งน้ำมัน และก๊าซธรรมชาติของประเทศ ในปัจจุบันมีปริมาณจำกัด การผลิตในแต่ละปีไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ จะเห็นได้จากในปีพ.ศ. 2554 ประเทศมีการจัดหาปิโตรเลียม คิดเป็นร้อยละ 44 ของความต้องการใช้พลังงานขั้นต้นของประเทศเท่านั้น ดังนั้น ในแต่ละปีไทยจำเป็นต้องนำเข้าปิโตรเลียมคิดเป็นมูลค่าถึงประมาณปีละ 1 ล้านล้านบาท และยิ่งมองไปถึงอนาคตข้างหน้าของโลก ในขณะที่เมื่อภาวะเศรษฐกิจเริ่มดีและเจริญเติบโตขึ้น ประชากรมีฐานะความเป็นอยู่ที่ดีขึ้น และจำนวนประชากรมีมากขึ้น ก็จะส่งผลให้ความต้องการใช้ปิโตรเลียมเพิ่มสูงขึ้น จนทำให้เมื่อถึงจุดหนึ่งอัตราการใช้ปิโตรเลียมจะสูงกว่าอัตราการค้นพบ ซึ่งจะทำให้โลกไม่สามารถผลิตปิโตรเลียมให้ทันกับความต้องการได้ และเมื่อถึงวันนั้นทรัพยากรปิโตรเลียมก็อาจขาดแคลน และส่งผลให้ราคาปิโตรเลียมต้องปรับตัวสูงขึ้นอย่างมิอาจหลีกเลี่ยงได้

วิธีบริหารและจัดการความเสี่ยงที่ดีที่สุด เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาการขาดแคลนปิโตรเลียมในอนาคต คือ เราต้องหันมาพึ่งพาตนเองด้านการจัดหาภายในประเทศให้มากขึ้น ด้วยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศ แต่อย่างไรก็ดีการดำเนินการดังกล่าวโดยภาครัฐตามลำพังมิอาจดำเนินการให้สำเร็จลุล่วงไปได้ หากปราศจากการสนับสนุนจากภาคเอกชนซึ่งเป็นผู้ลงทุน และภาคประชาสังคม ดังนั้น จึงถือเป็นภารกิจหลักของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.)ที่ต้องให้ข้อมูล ข้อเท็จจริง เพื่อสร้างความรู้ และสร้างความเข้าใจที่ถูกต้อง โปร่งใสและนำไปสู่การสร้างความเชื่อมั่นของประชาชนชาวไทยต่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาปิโตรเลียมให้แก่ประเทศ การสร้างรายได้ให้กับรัฐจากการสำรวจในรูปของค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ รวมทั้งรายได้จากการประกอบกิจการในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ซึ่งในแต่ละปี คิดเป็นมูลค่าประมาณ 1 แสน 2 หมื่นล้านบาท นอกจากนี้ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมยังมีส่วนในการพัฒนาท้องถิ่น โดยจัดสรรเงินให้แก่ท้องถิ่นถึงปีละประมาณ 3,000 ล้านบาท รวมทั้งต้องสร้างความเชื่อมั่นและไว้วางใจต่อภารกิจหลักของ ชธ.ในการกำกับดูแลกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศให้ดำเนินไปได้อย่างราบรื่นมีประสิทธิภาพทั้งในส่วนของการจัดหา การจัดเก็บรายได้ การดูแลสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และสุขภาพของชุมชนที่ได้มาตรฐานสากลตามระเบียบข้อบังคับที่กฎหมายปิโตรเลียมกำหนด

เอกสารฉบับนี้ ชธ. ได้จัดทำขึ้นเพื่อสร้างความรู้ ความเข้าใจขั้นพื้นฐานต่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ซึ่งเป็นคำถามยอดฮิตที่ ชธ. ต้องตอบอยู่เสมอ หลายคำถามเป็นข้อห่วงกังวลของประชาชน และจำเป็นต้องได้รับการชี้แจงหรืออธิบายให้เข้าใจอย่างชัดเจน ถูกต้องและตรงไปตรงมา ซึ่ง ชธ. ได้รวบรวม และจัดทำแนวคำตอบแบบสั้น และกระชับ เพื่อให้ง่ายต่อความเข้าใจ และไม่ซับซ้อนจนเกินไป โดย ชธ. คาดหวังว่าจะนำไปสู่การพัฒนาความเชื่อมั่น และยอมรับต่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประชาชนอย่างยั่งยืนในที่สุด

(นายทรงภพ พลจันทร์)
อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

กิตติกรรมประกาศ

เอกสาร ถาม-ตอบ ยอดฮิตจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยที่ได้จัดทำขึ้นนี้ เป็นส่วนหนึ่งของคำชี้แจงต่อคำถามซึ่งเป็นข้อสงสัยหรือข้อห่วงกังวลของสาธารณชนให้เกิดความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้อง ชัดเจน รวมทั้งสร้างความโปร่งใสต่อการกำกับดูแลกิจกรรมด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

จุดมุ่งหมายสำคัญที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดทำคำชี้แจงในเรื่องนี้ เนื่องจากปัจจุบันประชาชนบางกลุ่ม ยังขาดข้อมูล ข้อเท็จจริง เกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เข้าใจง่าย รวมทั้งยังขาดข้อมูลพื้นฐานความรู้ด้านเทคนิคเกี่ยวกับธรณีวิทยาปิโตรเลียมที่ไม่ซับซ้อนเกินไป ซึ่งข้อมูลและความรู้พื้นฐานเหล่านี้ สามารถนำมาใช้ประกอบในการวินิจฉัยและตัดสินใจว่า นโยบายการกำกับดูแลและกฎหมายปิโตรเลียมของไทยยังมีความทันสมัย และมีประสิทธิภาพดีเพียงพอกับบริบทของสถานการณ์และสภาวะแวดล้อมในปัจจุบันหรือไม่ หรือจำเป็นต้องมีการทบทวนเพื่อแก้ไขปรับปรุงระบบการคิดรายได้และผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม และแก้ไขกฎหมายปิโตรเลียมในระบบ Thailand III ซึ่งใช้อยู่ในปัจจุบันหรือไม่ ดังนั้น การจัดทำเอกสารถาม-ตอบ ยอดฮิตจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจึงเป็นงานที่ท้าทาย และถือว่าเป็นภารกิจที่สำคัญของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ที่จะใช้เอกสารฉบับนี้ เป็นสื่อในการถ่ายทอดข้อความหลัก (Key Messages) ซึ่งเป็นข้อมูล ข้อเท็จจริงเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และส่งผ่านสู่สาธารณชนให้เกิดความรู้ความเข้าใจที่โปร่งใสและนำไปสู่การสร้างความเชื่อมั่นและไว้วางใจต่อภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในการจัดหาปิโตรเลียมเพื่อความมั่นคงให้กับประเทศและลดการพึ่งพาการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศ

เอกสารฉบับนี้สำเร็จลงได้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติต้องขอขอบคุณ ปลัดกระทรวงพลังงาน (นายณอคุณ สิทธิพงศ์) ในฐานะประธานคณะกรรมการปิโตรเลียมที่ได้สั่งการและมอบหมายให้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดทำเอกสารฉบับนี้ รองปลัดกระทรวงพลังงาน (นายคุรุจิต นาครทรรพ) และคุณหญิงทองทิพ รัตนะรัต กรรมการมูลนิธิเพื่อสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ผู้ซึ่งให้คำแนะนำและข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่อการจัดทำเอกสารฉบับนี้เป็นอย่างมาก รวมทั้งข้าราชการและเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทุกท่าน ดังนั้น จึงขอได้รับความขอบคุณมา ณ โอกาสนี้ด้วย

(นายทรงภพ พลจันทร์)
อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

สารบัญ

	หน้า
บทสรุปผู้บริหาร	ก
คำนำ	ฐ
กิตติกรรมประกาศ	ฑ
สารบัญ	ฒ
บทนำ	1
กลุ่มที่ 1 : ความรู้ทั่วไปและสถานการณ์ เกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	**3**
1. ปิโตรเลียมคืออะไร กำเนิดมาอย่างไร มีกี่ประเภท ประวัติและความเป็นมาอย่างไรในเมืองไทย	4
2. การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทำให้แผ่นดินทรุดหรือไม่	7
3. ประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมบนบกและในทะเลที่ไหนบ้าง	8
4. เหตุใดรัฐจึงไม่ทำการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเอง แต่ให้สัมปทานแก่บริษัทต่างชาติมาดำเนินการสำรวจปิโตรเลียม	12
5. ประเทศไทยมีปิโตรเลียมมหาศาลจริงหรือไม่	13
6. ประเทศไทยผลิตปิโตรเลียมได้มากเป็นอันดับต้นๆ ของโลกจริงหรือไม่	19
7. เมื่อ 20 ปีที่แล้วก็บอกว่ามีน้ำมันดิบเหลือใช้ได้อีก 40 ปี ปัจจุบันก็บอกว่ายังเหลืออีกมากกว่า 50 ปี ผลิตมาแล้ว 20 ปี ทำไมกลับเหลือมากกว่าเดิมอีก แล้วตกลงเหลือน้ำมันดิบเหลือใช้ได้อีกกี่ปีกันแน่	20
กลุ่มที่ 2 : นโยบาย การพัฒนา และกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม	**23**
8. ทำไมประเทศไทยจำเป็นต้องเร่งรัดการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศ เรานำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศเหมือนเดิมไม่ได้หรือ	24
9. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบอย่างไร	31
10. หากสำรวจพบปิโตรเลียมจะต้องเวนคืนที่ดินหรือไม่	32
11. เจ้าของที่ดินที่สำรวจพบปิโตรเลียมจะได้รับประโยชน์อย่างไรบ้าง	34
12. ผลประโยชน์ต่อชุมชนและประเทศโดยรวมในพื้นที่สำรวจพบปิโตรเลียมมีอะไรบ้าง	35
13. การให้สัมปทานปิโตรเลียมมีขั้นตอนและวิธีการอย่างไร	36
14. สัมปทานปิโตรเลียมมีอายุกี่ปี	39
15. ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่หรือไม่	40

หน้า

16. รัฐได้กำหนดหลักเกณฑ์ในการดำเนินงานรื้อถอนสิ่งก่อสร้างในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างไรบ้าง 41
17. ความเป็นมาของกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม 44

กลุ่มที่ 3 : ประโยชน์ที่ชุมชนและประเทศได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 50

18. ประเทศไทยได้รับประโยชน์อย่างไรจากการให้สัมปทานปิโตรเลียม 51
19. ประเทศไทยได้รับรายได้และผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมเพียงร้อยละ 29.87 จริงหรือ 53

กลุ่มที่ 4 : สภาพปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ผลกระทบ มาตรการป้องกันและแก้ไข 58

20. ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีนโยบายและมาตรการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างไรบ้าง 59
21. กระทรวงพลังงานยืนยันได้ไหมว่าการเจาะหลุมน้ำมันในอ่าวไทยมีความปลอดภัยแน่นอนและไม่เกิดเหตุรั่วไหลเหมือนของบริษัท BP ในอ่าวเม็กซิโกของสหรัฐอเมริกา 62
22. การกำจัดกากของเสียอันตรายจากการเจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียม ตัวอย่างเช่น เศษหิน เศษดินและกากน้ำโคลนฯ รัฐจะมีวิธีการกำจัดอย่างไร ที่จะสร้างความเชื่อมั่นของชุมชนรอบพื้นที่เจาะหลุมว่ามีความปลอดภัยเพียงพอ และไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สุขภาพ และชีวิตความเป็นอยู่ของประชาชน 64

****

ถาม-ตอบยอดฮิตจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

บทนำ

ปัจจุบันกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) กระทรวงพลังงาน ได้รับคำถามหลักเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ซึ่งเป็นข้อสงสัยหรือข้อห่วงกังวลโดยทั่วไปของสาธารณชน ดังนี้

1. ประเทศไทยมีทรัพยากรปิโตรเลียมมหาศาล เป็นอันดับต้นๆ ของโลก เช่นเดียวกันกับกลุ่มโอเปค ทั้งแหล่งบนบกและในทะเล ทำไมรัฐจึงไม่นำขึ้นมาใช้มากๆ จะได้ไม่ต้องนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศ ซึ่งจะช่วยประเทศไม่ให้เกิดปัญหาการขาดดุลการค้า และดุลการชำระเงิน ขณะเดียวกัน ปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตขึ้นมานี้ก็จะสามารถนำมาขายและใช้ภายในประเทศได้ในราคาถูกๆ ซึ่งจะเกิดประโยชน์โดยตรงต่อผู้บริโภค

2. ประเทศไทยเป็นประเทศส่งออกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในปริมาณอย่างมีนัยสำคัญเทียบเคียงได้กับปริมาณนำเข้าจากต่างประเทศ และมีรายได้ส่งออกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่มีมูลค่าเป็นอันดับหนึ่งของประเทศ (มากกว่ามูลค่าการส่งออกยางพาราและข้าว) โดยที่ไม่มีการประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนไทยได้รับทราบ

3. กฎหมายปิโตรเลียมไทยที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ไม่ทันสมัยและสมควรปรับปรุงแก้ไขในประเด็นที่สำคัญ 2 ประการ คือ

   3.1 สัดส่วนผลประโยชน์รายได้รัฐทั้งหมดที่ประเทศไทยได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม เมื่อเปรียบเทียบกับรายได้ส่วนที่ผู้รับสัมปทานได้รับน้อยเกินไป โดยเฉพาะเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆ หรือเพื่อนบ้านบางประเทศ เช่น โบลิเวีย เวเนซูเอล่า มาเลเซีย อินโดนีเซีย และสหภาพพม่า เป็นต้น ทำให้ประเทศเกิดความเสียหายคิดเป็นมูลค่าปีละไม่น้อยกว่าหนึ่งแสนล้านบาท

   3.2 หลักเกณฑ์และวิธีการกำกับดูแลต้นทุนและค่าใช้จ่ายจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของรัฐยังขาดความรอบคอบและรัดกุมเพียงพอ ซึ่งอาจจะทำให้ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมบางรายหลบเลี่ยงโดยสามารถหักต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสูงเกินจริง และส่งผลให้รัฐขาดรายได้จากการเรียกเก็บในรูปของเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในแต่ละปีเป็นจำนวนมาก

4. กิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมก่อให้เกิดปัญหาผลกระทบสิ่งแวดล้อมและระบบนิเวศน์วิทยาของชุมชนอย่างมาก อาทิ ทำให้แผ่นดินทรุด มีมลพิษรั่วไหลออกสู่ภายนอก เช่น สารหนู ปรอท มลภาวะทางเสียง และอากาศ เป็นต้น รวมทั้งรัฐยังไม่มีกระบวนการและวิธีการใน

การกำจัดกากของเสียอันตราย เหล่านี้ได้อย่างเป็นระบบตามมาตรฐานสิ่งแวดล้อมที่กฎหมายกำหนดอย่างเคร่งครัด และรัดกุมเพียงพอ ซึ่งทำให้การสร้างความเชื่อมั่นและความไว้วางใจต่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของสาธารณชนตามความเป็นจริงน้อยกว่าที่ควรจะเป็น

5. ประชาชนไทยยังขาดการรับรู้ข้อมูลเกี่ยวกับทรัพยากรปิโตรเลียมของไทยและของโลกที่เพียงพอและจำเป็นต้องให้ประชาชนได้มีส่วนร่วมในการบริหารทรัพยากรปิโตรเลียมของประเทศให้มีความสมดุล มั่นคง และยั่งยืน

คำถามหลักทั้ง 5 ประการดังกล่าวนี้ จึงเป็นที่มาที่ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ต้องตอบชี้แจงต่อสาธารณชนให้เกิดความรู้ ความเข้าใจที่ชัดเจนด้วยความจริงโปร่งใสและตรงไปตรงมา และนำไปสู่การคลี่คลายข้อสงสัย และลดข้อห่วงกังกล ซึ่งในที่สุดจะทำให้กิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของไทย สามารถดำเนินการให้คืบหน้าไปได้อย่างราบรื่นและต่อเนื่อง โดยจะช่วยให้ประเทศสามารถเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาปิโตรเลียม และลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และนำไปสู่การพัฒนาเศรษฐกิจ คุณภาพชีวิต และความอยู่ดีกินดีของสังคมไทยอย่างยั่งยืน ทั้งในปัจจุบันและอนาคต โดยคำถามและคำตอบเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเหล่านี้ แบ่งออกเป็น 4 กลุ่มใหญ่ๆ ซึ่ง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ได้รวบรวมมาจากเอกสารที่ใช้ตอบชี้แจงในคณะกรรมาธิการและคณะอนุกรรมาธิการชุดต่างๆ ทั้งของสภาผู้แทนราษฎร และวุฒิสภา อาทิ คณะกรรมาธิการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร และคณะกรรมาธิการศึกษา ตรวจสอบเรื่องการทุจริตและเสริมสร้างธรรมาภิบาล วุฒิสภา เป็นต้น รวมทั้งตอบชี้แจงข้อร้องเรียนของคลังสมองวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร (วปอ.) เพื่อสังคม และเครือข่ายภาคประชาชน อาทิ องค์การพิทักษ์อธิปไตยของไทยฯ ดังนี้

กลุ่มที่ 1 : ความรู้ทั่วไปและสถานการณ์ เกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

กลุ่มที่ 2 : นโยบาย การพัฒนา และกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม

กลุ่มที่ 3 : ประโยชน์ที่ชุมชนและประเทศได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

กลุ่มที่ 4 : สภาพปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ผลกระทบมาตรการป้องกันและแก้ไข

กลุ่มที่ 1 : ความรู้ทั่วไปและสถานการณ์เกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

1. ปิโตรเลียมคืออะไร กำเนิดมาอย่างไร มีกี่ประเภท ประวัติและความเป็นมาอย่างไรในเมืองไทย

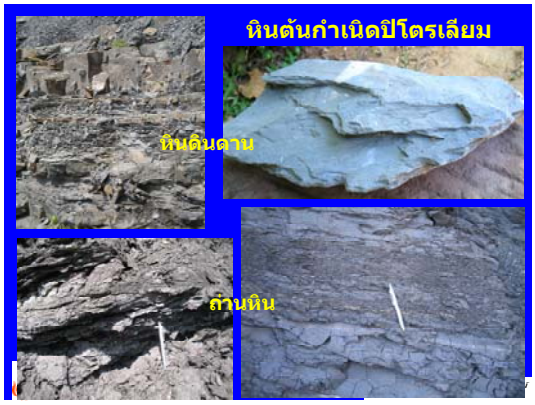
คำตอบ

1.1 ปิโตรเลียมคืออะไร

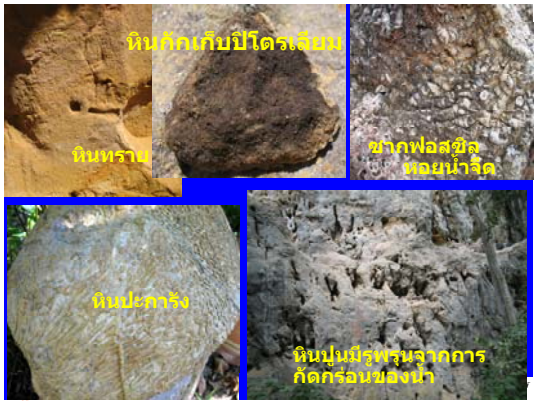
ปิโตรเลียมเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เกิดจากซากสิ่งมีชีวิตทั้งพืชและสัตว์ที่สะสมทับถมปนอยู่กับตะกอนดินทั้งบนบกและในทะเล เมื่อหลายสิบล้านปีก่อนภายใต้สภาวะที่มีก๊าซออกซิเจนน้อย ซากสิ่งมีชีวิตเหล่านี้จะถูกแบคทีเรียและเชื้อรา เปลี่ยนสภาพเป็นอินทรียวัตถุ เมื่อเวลาผ่านไปบริเวณดังกล่าวจะค่อยๆ ทรุดตัวหรือจมลงภายใต้ผิวโลกลึกมากขึ้น และจากแรงกดที่เพิ่มมากขึ้น เนื่องจากน้ำหนักของชั้นตะกอนที่ทับถมอยู่ด้านบน ตลอดจนอุณหภูมิที่สูงขึ้นมีผลทำให้อินทรียวัตถุ แปรสภาพและสลายตัวเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เรียกว่าปิโตรเลียม

1.2 ปิโตรเลียมกำเนิดมาอย่างไร

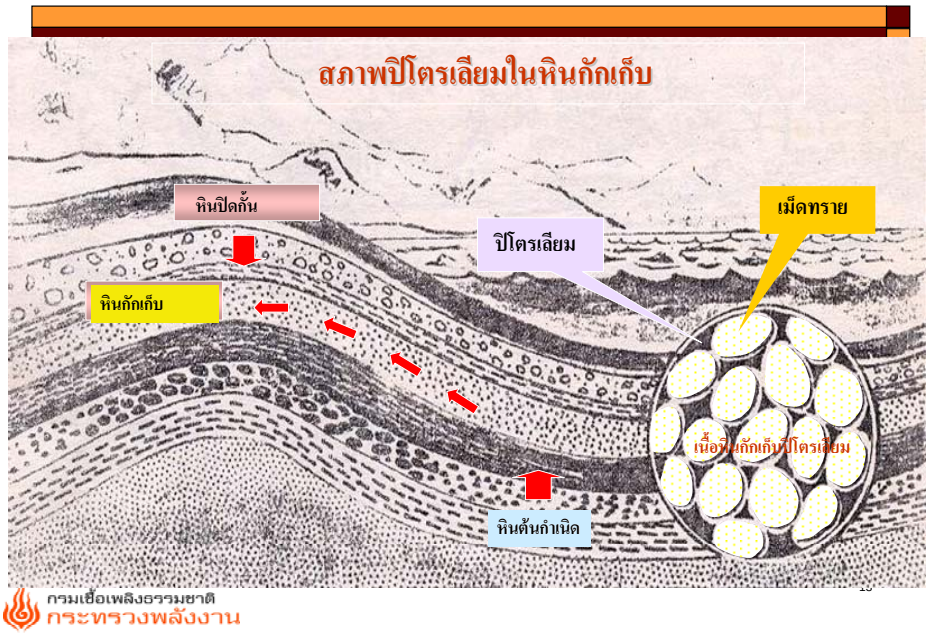
ปิโตรเลียมกำเนิดมาจากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source Rock) ซึ่งเป็นตะกอนหรือหินชั้นที่มีสารอินทรีย์แทรกปนอยู่ โดยมีปริมาณสารอินทรีย์อย่างน้อยร้อยละ 0.5 และโดยทั่วไปควรจะมากกว่าร้อยละ 1.5 ตัวอย่างของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ได้แก่ หินดินดาน หรือหินโคลน เป็นต้น ปิโตรเลียมที่เกิดขึ้นจากการสลายตัวของสารอินทรีย์ จะไหลซึมออกจากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมไปตามรอยแตก รอยแยก และตามรูพรุนของหินไปสู่แหล่งใหม่ที่มีความดันต่ำกว่าแหล่งเดิม เรียกหินที่เป็นแหล่งสะสมตัวใหม่ของปิโตรเลียมว่า หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir Rock) ซึ่งมีลักษณะเป็นรูพรุนหรือ ช่องว่างที่เชื่อมต่อกันเพียงพอที่จะกักเก็บน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติไว้ได้ สำหรับการสะสมตัวของปิโตรเลียมในหินชนิดต่างๆ พบว่าอยู่ในหินทรายร้อยละ 59 อยู่ในหินปูนร้อยละ 40 และในหินแกรนิตร้อยละ1 ในธรรมชาติเมื่อเกิดการเคลื่อนตัวของเปลือกโลกและความดันจากน้ำหนักของชั้นหินต่างๆ ที่ทับถมเหนือหินกักเก็บปิโตรเลียมขึ้นไป จะทำให้ปิโตรเลียมที่อยู่ในหินกักเก็บปิโตรเลียม เคลื่อนที่ผ่านรูพรุนหรือช่องว่างระหว่างเม็ดแร่ของหินขึ้นสู่ผิวโลกและระเหยไป แต่หากหินกักเก็บปิโตรเลียมถูกปิดทับด้วยหินปิดกั้น (Seal) ที่มีเนื้อละเอียดแน่น เช่น หินดินดาน หินโคลนหรือหินปูน จะทำให้ปิโตรเลียมไม่สามารถไหลซึมผ่านขึ้นสู่ผิวโลกได้และกำเนิดเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม



หินกักเก็บปิโตรเลียม



1.3 <u>ปิโตรเลียมมีกี่ประเภท</u>

ปิโตรเลียมแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่ น้ำมันดิบ (Crude Oil) ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) และก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate)

1. น้ำมันดิบเป็นปิโตรเลียมที่มีสถานะเป็นของเหลว มีสีน้ำตาลถึงสีดำ มีค่าความหนาแน่นระหว่าง 0.79-0.95 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร ภายใต้สภาพปกติที่ผิวโลก น้ำมันดิบมีปริมาณคาร์บอนร้อยละ 82.2-87.1 โดยน้ำหนัก ไฮโดรเจนร้อยละ 11.7 - 14.7 โดยน้ำหนัก ที่เหลืออีกประมาณร้อยละ 0.2 - 6.1 เป็นสารประกอบอื่นๆ ได้แก่ กำมะถัน ไนโตรเจน ออกซิเจนและน้ำเป็นต้น
2. ก๊าซธรรมชาติเป็นปิโตรเลียมที่มีสถานะเป็นก๊าซหรือไอ ประกอบด้วย ก๊าซมีเทน (CH_4) เป็นส่วนใหญ่ และมีก๊าซอีเทน (C_2H_6) ก๊าซโพรเพน (C_3H_8) และก๊าซบิวเทน (C_4H_{10}) ปนอยู่บ้าง ก๊าซธรรมชาติบริสุทธิ์ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น อาจเกิดร่วมกับน้ำมันดิบหรือไม่ก็ได้
3. ก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นไฮโดรคาร์บอนในกลุ่มเดียวกับก๊าซธรรมชาติ แต่มีสถานะเป็นของเหลว โดยเมื่ออยู่ในแหล่งกักเก็บใต้ผิวโลก ซึ่งมีอุณหภูมิและความดันสูงจะมีสภาพเป็นก๊าซ และจะกลายสภาพเป็นของเหลว เมื่อขึ้นมาสู่พื้นผิวโลก

1.4 <u>ปิโตรเลียมมีประวัติและความเป็นมาอย่างไรในเมืองไทย</u>

ประเทศไทยรู้จักการใช้น้ำมันดิบมาเป็นระยะเวลานาน ตามพงศาวดารล้านนากล่าวไว้ว่า “ชาวเมืองฝางได้นำ**น้ำมันดิบ**มาจ่ายเป็นส่วยอากรให้แก่เจ้าผู้ครองนครเชียงใหม่ “ชาวบ้านรู้ว่าน้ำมันดินที่พบ ไหลซึมขึ้นมานั้นมีคุณสมบัติในการรักษาโรคผิวหนัง ต่อมาเจ้าหลวงเชียงใหม่ ได้สั่งให้ขุดบ่อตื้นเพื่อกักเก็บน้ำมันดิบที่ไหลซึมออกมาในพื้นที่ดังกล่าว และบ่อน้ำมันแห่งนี้จึงเป็นที่เรียกขานว่า “บ่อหลวง” จนถึงยุครัตนโกสินทร์นี้เอง เมื่อพระเจ้าบรมวงศ์เธอกรมพระกำแพงเพชรอัครโยธิน ในขณะทรงดำรงตำแหน่งผู้บัญชาการรถไฟหลวง ได้ทรงมีพระดำริว่า “อันกิจการรถไฟที่ใช้

ฟืนเป็นเชื้อเพลิงนี้ รังแต่จะทำให้ป่าไม้ที่มีอยู่ในเมืองไทยหมดสิ้นไปโดยเร็ว เห็นสมควรที่จะคิดหาเชื้อเพลิงอื่นมาใช้ทดแทน เพื่อเป็นการรักษาป่าไม้ให้ยังคงไว้” ในปีพ.ศ. 2464 จึงได้ว่าจ้างนักธรณีวิทยาชาวอเมริกันเข้ามาสำรวจหาปิโตรเลียมในประเทศไทย และมีการเจาะตรวจสอบบริเวณที่พบน้ำมันดิบไหลซึมขึ้นมาถึงผิวดินในแอ่งฝาง อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่

ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมชนิดแรกที่นำเข้าประเทศ คือ น้ำมันก๊าดมาใช้จุดตะเกียงให้แสงสว่างตั้งแต่สมัย พระบาทสมเด็จพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว รัชกาลที่ 5 แห่งกรุงรัตนโกสินทร์ แทนการใช้น้ำมันมะพร้าว หลังการเจาะพบน้ำมันดิบที่ประเทศสหรัฐอเมริกาในปีพ.ศ. 2402 ความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในสมัยนั้นยังมีน้อย การคมนาคมยังใช้ทางน้ำเป็นหลัก ถนนหนทางมีเพียงไม่กี่สาย ต่อมาในปีพ.ศ. 2439 ได้มีการนำรถยนต์คันแรกเข้ามา และเริ่มการใช้น้ำมันเบนซินเป็นต้นมา

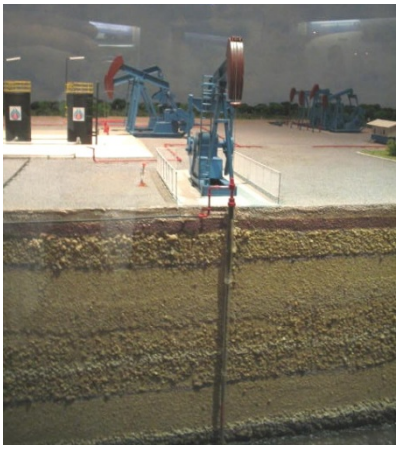
ต่อมา รัฐบาลไทยได้สร้างโรงกลั่นน้ำมันฝางเพื่อกลั่นน้ำมันดิบขนาดกำลังกลั่นวันละ 1,000 บาร์เรล ในปีพ.ศ. 2502 จากนั้นได้มีการสำรวจหาแหล่งเชื้อเพลิงปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อนำปิโตรเลียมดังกล่าวมาใช้ประโยชน์ในภาคคมนาคมขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และใช้ในครัวเรือน

จุดเปลี่ยนแปลงด้านการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่สำคัญเกิดขึ้นในปีพ.ศ. 2524 ซึ่งเรียกว่า “ยุคโชติช่วงชัชวาล” ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยเริ่มมีบทบาทด้านพลังงานของไทย โดยเฉพาะเพื่อทดแทนน้ำมันเตาในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งเป็นสิ่งจำเป็นในการพัฒนาประเทศ และมีส่วนช่วยเพิ่มความมั่นคงในการจัดหาพลังงานของประเทศ ต่อมาได้มีการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งสิริกิติ์ จังหวัดกำแพงเพชรขึ้นมาใช้ ทำให้ลดภาระการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงจากต่างประเทศได้มากในปีพ.ศ. 2526 และได้มีการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมอีกหลายแหล่งเป็นลำดับมาจวบเท่าจนถึงกาลปัจจุบัน

2. การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทำให้แผ่นดินทรุดหรือไม่

<u>คำตอบ</u>

การผลิตปิโตรเลียม จะไม่ก่อให้เกิดปัญหาการทรุดตัวของแผ่นดิน เนื่องจากปิโตรเลียมอยู่ในรูพรุนระหว่างเม็ดทราย หรือรอยแตกขนาดเล็กในชั้นหินแข็ง ที่ระดับความลึกมากกว่า 1,000 - 3,000 เมตร มิใช่เป็นโพรงหรือแอ่งใต้ดินดังที่หลายคนเข้าใจ ชั้นหินแข็งมีโครงสร้างที่แข็งแรงมากเพราะต้องรับน้ำหนักกดทับกว่า 2,600 - 7,800 ตันต่อตารางเมตร ในการผลิตน้ำมันดิบ จะสามารถสูบน้ำมันดิบขึ้นมาได้ประมาณ ร้อยละ 10-15 ของปริมาณที่สะสมในชั้นหินกักเก็บเท่านั้น เนื่องจากมีแรงต้านจากความข้นหนืดของน้ำมันดิบและแรงตึงผิวตามธรรมชาติ ในขณะเดียวกัน น้ำที่แทรกอยู่ในชั้นหินจะไหลซึมเข้ามาแทนที่น้ำมันดิบ ชั้นหินแข็งเป็นโครงสร้างค้ำยันที่แข็งแรงจึง<u>ไม่เกิดการทรุดตัวของแผ่นดินจากการผลิตปิโตรเลียม</u> ซึ่งแตกต่างจากกรณีของน้ำบาดาลซึ่งอยู่ในชั้นทรายระดับตื้น (50 – 200 เมตร) ที่ยังไม่แข็งตัว เมื่อมีการสูบน้ำบาดาลขึ้นมาใช้มากเกินไป และมากกว่าอัตราการไหลซึมของน้ำเข้าแทนที่ช่องว่างของเม็ดทรายในชั้นน้ำบาดาล จึงทำให้เกิดการอัดตัวของชั้นทรายและส่งผลให้เกิดการทรุดตัวของแผ่นดินในบริเวณดังกล่าว



3. ประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมบนบกและในทะเลที่ไหนบ้าง

คำตอบ

3.1 แหล่งปิโตรเลียมบนบก

ในปัจจุบัน แหล่งปิโตรเลียมบนบกของประเทศบริเวณภาคเหนือและภาคกลาง กระจายตัวอยู่ในแอ่งสะสมตะกอนยุคเทอร์เทียรี ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมส่วนใหญ่เป็นชนิดหินทราย และยังพบในหินอัคนีแทรกซอนระดับตื้น ชั้นน้ำมันดิบพบอยู่ที่ความลึกตั้งแต่ 500 – 3,500 เมตร โดยทั่วไป มีค่าความดันในแหล่งไม่สูงนัก เมื่อผลิตไประยะหนึ่ง น้ำมันดิบจะไม่สามารถไหลขึ้นเองถึงปากหลุม ต้องใช้เครื่องปั๊มช่วยดูดหรือสูบน้ำมันดิบขึ้นมา สำหรับในภาคตะวันออกเฉียงเหนือพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินปูน

แหล่งน้ำมันดิบบนบกส่วนใหญ่ มีขนาดเล็กที่สัมพันธ์กับการเกิดรอยเลื่อนในชั้นหิน แหล่งน้ำมันดิบที่พบในแอ่งสะสมตะกอนยุคเทอร์เทียรี จากภาคเหนือลงสู่ภาคกลาง มีดังนี้

1) แอ่งฝาง ประกอบด้วยแหล่งฝาง ไชยปราการ แม่สูน โป่งนก-โป่งฮ่อม บริเวณอำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ปัจจุบันมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 1,000 บาร์เรลต่อวัน
2) แอ่งพิษณุโลก มีการผลิตน้ำมันดิบมากที่สุดของประเทศ ประกอบด้วยแหล่งสิริกิติ์ ทับแรต หนองมะขาม หนองตูม วัดแตน เสาเถียร ประดู่เฒ่า ปรือกระเทียม หนองแสง ทุ่งยางเมือง บึงหญ้า บึงม่วง บึงหญ้าตะวันตก บึงม่วงใต้ หนองสระ อรุโณทัย และ บูรพา อยู่ในพื้นที่อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร อำเภอคีรีมาศ อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย และอำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก ปัจจุบันมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 27,000 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติที่ผลิตขึ้นมากับน้ำมันดิบ ประมาณ 25 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
3) แอ่งเพชรบูรณ์ ประกอบด้วยแหล่งวิเชียรบุรี ศรีเทพ นาสนุ่น นาสนุ่นตะวันออก บ่อรังเหนือ วิเชียรบุรีส่วนขยาย และ L33 อยู่ในพื้นที่อำเภอวิเชียรบุรี และ อำเภอศรีเทพ จังหวัดเพชรบูรณ์ ปัจจุบันมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 2,200 บาร์เรลต่อวัน
4) แอ่งสุพรรณบุรี ประกอบด้วยแหล่งอู่ทอง สังฆจาย บึงกระเทียม และ หนองผักชี อยู่ในพื้นที่อำเภอเมือง และ อำเภออู่ทอง จังหวัดสุพรรณบุรี ปัจจุบันมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 350 บาร์เรลต่อวัน
5) แอ่งกำแพงแสน อยู่ในพื้นที่อำเภอกำแพงแสน จังหวัดนครปฐม ปัจจุบันมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 483 บาร์เรลต่อวัน

สำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปัจจุบัน มีแหล่งก๊าซธรรมชาติ 2 แหล่ง คือ

1) แหล่งก๊าซน้ำพอง บริเวณอำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น ปัจจุบันมีอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 15 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
2) แหล่งก๊าซสินภูฮ่อม บริเวณอำเภอหนองแสง จังหวัดอุดรธานี ปัจจุบันมีอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลวประมาณ 450 บาร์เรลต่อวัน

3.2 <u>แหล่งปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย</u>

การสำรวจปิโตรเลียมในอ่าวไทยเริ่มในปีพ.ศ. 2511 ภายใต้เงื่อนไขพิเศษตาม พ.ร.บ. แร่ พ.ศ. 2510 ต่อมาเมื่อประกาศใช้ พ.ร.บ. ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 จึงได้โอนสิทธิมาสำรวจภายใต้กฎหมายปิโตรเลียม

พื้นทะเลอ่าวไทยมีความลาดชันน้อย โดยค่อยๆ ลาดเอียงลงมาจากฝั่งด้านตะวันออกและตะวันตกจนถึงจุดลึกสุดตรงกลางอ่าว ความลึกประมาณ 83 เมตร จากระดับน้ำทะเลปานกลาง ก่อนเปิดออกสู่ทะเลจีนใต้ อ่าวไทยถูกขนาบด้วยชายฝั่งของประเทศต่างๆ จึงมีพื้นที่ทับซ้อนกันหลายประเทศ คือ พื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา พื้นที่ทับซ้อนไทย-เวียดนาม และพื้นที่ทับซ้อนไทย - มาเลเซีย

แอ่งสะสมตะกอนยุคเทอร์เทียรี (อายุน้อยกว่า 65 ล้านปี) ในอ่าวไทยมีไม่น้อยกว่า 13 แอ่ง ซึ่งจัดเป็นพื้นที่ซึ่งมีศักยภาพในการสำรวจหาปิโตรเลียม แบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มแอ่งตะกอนด้านตะวันตกของสันเกาะกระ (Ko Kra Ridge) ประกอบด้วย แอ่งตะกอนขนาดเล็ก ลักษณะแคบและยาวในแนวเหนือ-ใต้ ได้แก่ แอ่งหัวหิน แอ่งนอร์ทเวสเทิน แอ่งประจวบ แอ่งชุมพร แอ่งเวสเทินกระ แอ่งกระ แอ่งอีสเทินกระ แอ่งนคร และแอ่งสงขลา ส่วนทางด้านตะวันออกของสันเกาะกระเป็นแอ่งตะกอนที่มีขนาดใหญ่กว่าและมีความสำคัญทางด้านปิโตรเลียมมาก คือ แอ่งปัตตานี และแอ่งมาเลย์ ซึ่งอยู่ทางตอนใต้สุดของอ่าวไทย

<u>กลุ่มแอ่งตะกอนด้านตะวันตกของสันเกาะกระ</u> (Ko Kra Ridge) มีการสำรวจพบปิโตรเลียมในกลุ่มแอ่งกระ มีการผลิตน้ำมันดิบต่อวันจาก**แหล่งจัสมินและบานเย็น** ประมาณ 12,000 บาร์เรล **แหล่งบัวหลวง** ประมาณ 7,400 บาร์เรล ในแอ่งชุมพรสำรวจพบน้ำมันดิบ**แหล่งนางนวล** (หยุดผลิตชั่วคราว) ในแอ่งสงขลาสำรวจพบน้ำมันดิบ**แหล่งสงขลา** มีการผลิตประมาณวันละ 17,500 บาร์เรล

<u>แอ่งปัตตานี</u> เป็นแอ่งสะสมตะกอนอายุเทอร์เชียรี่ที่ใหญ่ที่สุดอ่าวไทย มีแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญที่สุดของประเทศไทย ธรณีวิทยาบริเวณนี้มีหินตะกอนที่เกิดสะสมในที่ราบน้ำท่วมถึง ที่ราบน้ำพัดพา และทะเลสาบน้ำจืด เป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่สำคัญ โดยมีหินทรายที่เกิดจากการสะสมตัวในทางน้ำเป็นชั้นกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบของแหล่งกักเก็บส่วนใหญ่สัมพันธ์กับแนวรอยเลื่อน

บริษัท คอนติเนนตัล ออยล์ (ประเทศไทย) จำกัด เจาะสำรวจหลุมแรกของอ่าวไทย คือ หลุมสุราษฎร์ - 1 แต่ไม่พบปิโตรเลียม ต่อมา ในปีพ.ศ. 2515 บริษัท ยูเนี่ยน ออยล์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้เจาะสำรวจหลุม 12-1 ในแปลง 12 พบก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งได้พัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมแห่งแรกของอ่าวไทย คือ **แหล่งเอราวัณ** และพัฒนาแหล่งอื่นๆ ที่สำรวจพบน้ำมันดิบอีกด้วย ได้แก่ **แหล่งบรรพต แหล่งสตูล แหล่งปลาทอง แหล่งฟูนาน และแหล่งไพลิน และกลุ่มแหล่งทานตะวัน** ณ เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2555 ในแอ่งปัตตานี มีการผลิตปิโตรเลียมรวมต่อวัน คือ ก๊าซธรรมชาติ ประมาณ 2,200 ล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ประมาณ 53,800 บาร์เรล และน้ำมันดิบ ประมาณ 76,000 บาร์เรล (กลุ่มบริษัท เชฟรอน เป็นผู้ดำเนินงานในปัจจุบัน) สำหรับพื้นที่ทับซ้อน ไทย-กัมพูชา ซึ่งอยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่งปัตตานี ยังคงอยู่ในขั้นตอนการเจรจาของทั้งสองประเทศ

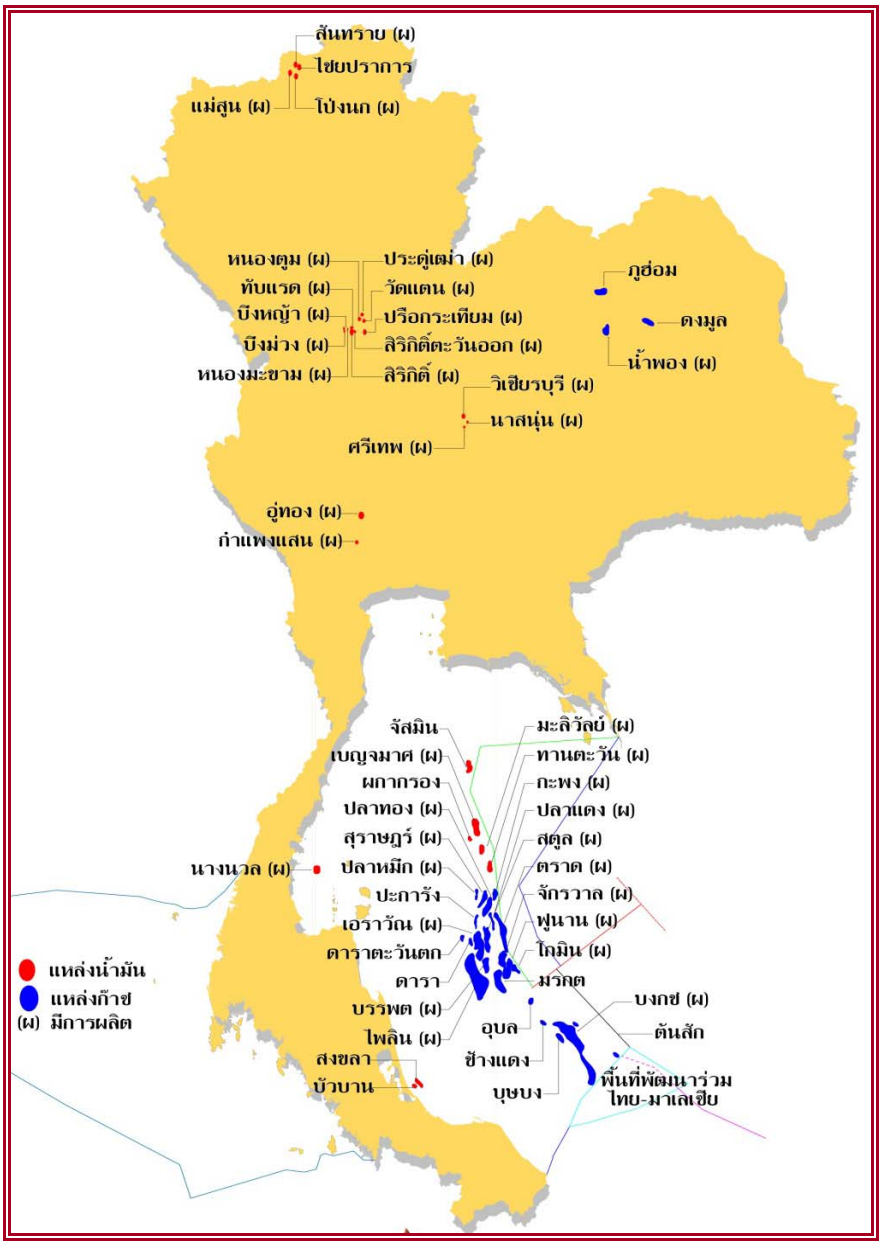
<u>แอ่งมาเลย์</u> อยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของแอ่งปัตตานีเป็นแอ่ง Intracratonic ที่เกิดจากการปริแยก (rifting) ในช่วงอายุ เทอร์เชียรี่ตอนต้น เนื่องมาจากการเคลื่อนตัวของรอยเลื่อนในแนวราบ แอ่งจะวางตัวในแนวเหนือ-ใต้และตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ การปริแยกดังกล่าวทำให้เกิดรอยเลื่อนปกติ (normal fault) ในแนวเหนือ-ใต้และเกิดแอ่งย่อยแบบ half graben ชั้นหินในแอ่งมาเลย์ ประกอบด้วยหินดินดานซึ่งสะสมตัวในทะเลสาบน้ำจืด หินทรายที่สะสมตัวในแบบทางน้ำ ดินดอนปากแม่น้ำ ที่ราบน้ำท่วม และมีชั้นถ่านหินและชั้นหินดินดานแทรกสลับอยู่ทั่วไป โดยมีหินดินดานที่สะสมตัวในทะเล จะเป็นได้ทั้งหินต้นกำเนิดและชั้นกักเก็บปิโตรเลียม

แอ่งมาเลย์ตอนเหนือ มีพื้นที่บางส่วนเป็นพื้นที่ทับซ้อนไทย-เวียดนาม แต่รัฐบาลทั้งสองประเทศได้ข้อตกลงกำหนดเส้นแบ่งเขตประเทศเมื่อปีพ.ศ. 2540 ซึ่งในส่วนพื้นที่ของไทย บริษัท ปตท. สผ. จำกัด สำรวจพบปิโตรเลียม**แหล่งอาทิตย์ ซึ่งรวมกับแหล่งบงกช ได้รับพระราชทานนามว่า แหล่งนวมินทร์** ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมต่อวันจาก**แหล่งบงกช** คือ ก๊าซธรรมชาติ ประมาณ 650 ล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว ประมาณ 21,000 บาร์เรล สำหรับปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมต่อวันจาก**แหล่งอาทิตย์** ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ ประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว ประมาณ 11,500 บาร์เรล

แอ่งมาเลย์ตอนใต้ ในเขตพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศมาเลเซีย ได้จัดตั้งองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย (Malaysia – Thailand Joint Authority : MTJA) เพื่อแสวงประโยชน์ในแหล่งปิโตรเลียมร่วมกัน และเริ่มผลิตปิโตรเลียมแล้ว ตั้งแต่เดือนมกราคม พ.ศ. 2548 ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2555 ส่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวเข้าประเทศไทยวันละประมาณ 760 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 7,500 บาร์เรล ตามลำดับ

3.3 <u>แหล่งปิโตรเลียมในทะเลอันดามัน</u> ตั้งอยู่ด้านตะวันตกของประเทศไทย ชายฝั่งทะเลอันดามัน มีความลาดชันสูงกว่า ด้านอ่าวไทยมาก ในน่านน้ำไทย พื้นทะเลค่อยลาดชันไปทางตะวันตกเฉียงใต้ ตรงบริเวณต่อแดนกับน่านน้ำอินโดนีเซีย ทะเลอันดามันในเขตไทยมีน้ำลึกกว่า 1,000 เมตร นับแต่ปีพ.ศ. 2517 ถึงปี พ.ศ. 2555 มีผู้รับสัมปทานหลายรายเจาะสำรวจแล้ว 19 หลุม พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ 8 หลุม ทั้งนี้ ข้อมูลการสำรวจทางธรณีวิทยา ที่มีอยู่ในปัจจุบัน บ่งชี้ว่าในทะเลอันดามันมีศักยภาพทางปิโตรเลียม มีโอกาสพบแหล่งปิโตรเลียมได้ ดังเช่นแหล่งปิโตรเลียมที่พบในน่านน้ำประเทศสหภาพพม่า และอินโดนีเซีย

ภาพแผนที่แสดงแหล่งปิโตรเลียมบนบกและในทะเล



4. เหตุใดรัฐจึงไม่ทำการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเอง แต่ให้สัมปทานแก่บริษัทต่างชาติมาดำเนินการสำรวจปิโตรเลียม

<u>คำตอบ</u>

ความพยายามในการสำรวจหาปิโตรเลียมบริเวณที่ราบลุ่มภาคกลางตอนล่างของกรมโลหกิจเมื่อประมาณปีพ.ศ. 2491 ไม่ประสบผลสำเร็จเท่าที่ควร ทั้งนี้เนื่องจากหน่วยงานของรัฐยังไม่มีความพร้อมเพียงพอที่จะดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพ ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีความเสี่ยงสูง และใช้เงินลงทุนจำนวนมหาศาล ในการเจาะสำรวจแต่ละหลุมจะต้องใช้เงินประมาณ 2 - 10 ล้านดอลลาร์สหรัฐ (60 – 300 ล้านบาท) โอกาสที่จะพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่มีค่อนข้างน้อย สถิติโดยทั่วไปจะอยู่ที่ 1:10 นั่นคือเจาะสำรวจ 10 หลุม มีโอกาสพบปิโตรเลียม 1 หลุม ดังนั้น ในปีพ.ศ. 2503 รัฐบาลจึงมีนโยบายส่งเสริมให้บริษัทเอกชนทั้งไทยและต่างประเทศ เข้ามาสำรวจหาปิโตรเลียมทั้งบนบกและในทะเล โดยให้กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ปัจจุบัน คือ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน) กรมทรัพยากรธรณี กระทรวงอุตสาหกรรม เป็นผู้ดำเนินการ รวมทั้งได้ประกาศใช้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 เพื่อให้บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมได้ดำเนินการสำรวจอย่างจริงจัง จนประสบความสำเร็จ ทำให้ประเทศไทยสามารถผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งในประเทศที่สำคัญในอ่าวไทย ได้แก่ แหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ จักรวาล ฟูนาน ปลาทอง และไพลิน ของกลุ่มบริษัท เชฟรอน ประเทศไทย สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด แหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติทานตะวัน เบญจมาศและมะลิวัลย์ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นต้น สำหรับแหล่งปิโตรเลียมบนบก ได้แก่ แหล่งสิริกิติ์ ของบริษัท ปตท. สผ. สยาม จำกัด แหล่งก๊าซน้ำพองของบริษัท เอสโซ่ฯ โคราช อิงค์และแหล่งก๊าซสินภูฮ่อม ของบริษัท เฮสส์ฯ เป็นต้น

นอกจากนี้ รัฐบาลยังก็มีมาตรการส่งเสริมให้ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมถ่ายทอดเทคโนโลยีแก่บุคลากรไทย มีการพัฒนาและจ้างแรงงานไทยเพิ่มมากขึ้น พร้อมทั้งสนับสนุนการใช้วัสดุอุปกรณ์ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่สามารถผลิตได้ภายในประเทศให้มากที่สุด

บริษัทเอกชนของประเทศไทยขนาดใหญ่ที่ทำธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. สผ. ซึ่งเป็นบริษัทในเครือของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ ยังมีบริษัทเอกชนไทย เช่น บริษัท พลังโสภณ จำกัด ร่วมลงทุนในฐานะผู้ร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียม

สำหรับหน่วยงานของรัฐที่ดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม เป็นหน่วยงานรัฐเพียงหน่วยงานเดียวที่ดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยผลิตน้ำมันจากแหล่งฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ในอัตราประมาณวันละ 1,000 บาร์เรล โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อเป็นยุทธปัจจัยและความมั่นคง ปลอดภัยของประเทศ

จึงสรุปได้ว่าการสำรวจปิโตรเลียมต้องใช้เงินลงทุนสูง เป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงค่อนข้างสูง และมีโอกาสที่จะประสบความสำเร็จ โดยทั่วไปเพียงร้อยละ 10 ดังนั้น ที่ผ่านมารัฐบาลจึงส่งเสริมให้เอกชนทั้งไทยและต่างชาติมาลงทุนในธุรกิจนี้แทนที่รัฐจะลงทุนเอง

5. ประเทศไทยมีปิโตรเลียมมหาศาลจริงหรือไม่

<u>คำตอบ</u>

ปีพ.ศ. 2554 ประเทศไทยมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วประมาณ 10 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.1 ของปริมาณสำรองทั่วโลก สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวมีประมาณ 400 ล้านบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 0.02 ของปริมาณสำรองทั่วโลก

จากข้อมูลในรายงาน BP Statistical Review of World Energy Outlook 2012 แสดงข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วทั่วโลก ณ ปีพ.ศ. 2554 โดยจำแนกเป็นปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติประมาณ 7,361 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และปริมาณสำรองน้ำมันดิบประมาณ 1.65 ล้านล้านบาร์เรล โดยพื้นที่ที่มีปริมาณสำรองอยู่มากและเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญของโลกคือ ตะวันออกกลาง บริเวณประเทศซาอุดิอาระเบีย อิหร่าน อิรัก การ์ตา ซึ่งมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติรวมกันประมาณ 2,826 ล้านล้าน ลบ.ฟุต (ร้อยละ 38) และมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบประมาณ 0.795 ล้านล้านบาร์เรล (ร้อยละ 48) ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว ส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่ตะวันออกกลางและยุโรป โดยประเทศรัสเซีย อิหร่าน และกาตาร์ มีปริมาณสำรองมากที่สุดเป็นสามอันดับแรกของโลก คือ 1,575 1,169 และ 885 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หรือประมาณร้อยละ 24 16 และ 12 ของปริมาณสำรองทั่วโลก ตามลำดับ รัสเซียมีบทบาทสำคัญต่อการผลิตและการใช้ก๊าซธรรมชาติในทวีปยุโรป โดยผลิตได้ในอัตรา 58,700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แต่ประเทศที่มีการผลิตและใช้ก๊าซธรรมชาติมากที่สุด คือสหรัฐอเมริกา ซึ่งผลิตและใช้ก๊าซธรรมชาติในอัตราเฉลี่ย 63,000 และ 66,800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามลำดับ

ในปัจจุบัน (ปีพ.ศ. 2555) ทั่วโลกมีปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมวันละ 311,800 ล้านลูกบาศก์ฟุต หากปริมาณสำรองไม่เพิ่มขึ้นและยังคงมีการใช้ในระดับนี้ต่อไป โลกจะมีก๊าซธรรมชาติเหลือใช้ต่อไปอีก 64 ปี ส่วนประเทศไทยนั้น **มีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วประมาณ 10 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.1 ของปริมาณสำรองทั่วโลก** ขณะที่อัตราการผลิตอยู่ที่ 2,794 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หากมีอัตราการผลิตคงที่อยู่ในระดับนี้ ประเทศไทยจะมีก๊าซเหลือใช้ต่อไปอีกอย่างน้อย 10 ปี (ค่า R/P ratio แสดงจำนวนปีที่ผลิตปิโตรเลียมได้ ได้มาจากการนำปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves) หารด้วยอัตราการผลิตปิโตรเลียมต่อปี (Production) ค่า R/P ratio เป็นค่าที่ใช้สำหรับประมาณการอย่างคร่าว ๆ ว่าจะมีปิโตรเลียมคงเหลือให้ใช้ได้อีกกี่ปี ดังนั้น ข้อมูล R/P ratio ที่แสดงในตารางได้มาจากการนำปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วหารด้วยอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติของปีพ.ศ. 2554)

สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วทั่วโลก ส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่ตะวันออกกลางและอเมริกา โดยประเทศเวเนซุเอลา ซาอุดิอาระเบีย และแคนาดา มีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วมากที่สุดเป็นสามอันดับแรก คือ 0.296 0.265 และ 0.175 ล้านล้านบาร์เรล ตามลำดับ น้ำมันดิบในที่นี้หมายถึงผลรวมของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว ส่วนประเทศที่มีการผลิตน้ำมันดิบมากที่สุดสามอันดับแรก คือ ซาอุดิอาระเบีย รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา ซึ่งผลิตในอัตรา 11.2 10.3 และ 7.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ ในขณะที่ประเทศสหรัฐอเมริกา จีน และญี่ปุ่น เป็นผู้ใช้น้ำมันดิบมากที่สุดสาม

อันดับแรกในอัตรา 18.8 9.8 และ 4.4 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ เมื่อคำนึงว่าทั่วโลกมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบรวม 1.65 ล้านล้านบาร์เรลและมีการใช้น้ำมันดิบประมาณวันละ 88 ล้านบาร์เรล ดังนั้น หากยังมีปริมาณการใช้อยู่ในระดับนี้ก็จะมีน้ำมันดิบใช้ไปอีกประมาณ 54 ปี **สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบของประเทศไทยมีประมาณ 400 ล้านบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 0.02 ของปริมาณสำรองทั่วโลก** (ค่า R/P ratio น้ำมันดิบของประเทศไทยไม่สามารถนำมาใช้วิเคราะห์ว่าประเทศไทยยังมีน้ำมันดิบเหลือใช้อีก 5 ปี เพราะประเทศไทยใช้น้ำมันดิบมากกว่าที่ผลิตมาก ประเทศไทยใช้น้ำมันดิบวันละประมาณ 1 ล้านบาร์เรล แต่สามารถผลิตได้เพียงวันละประมาณ 2 แสนบาร์เรล จึงต้องนำเข้าอีกประมาณวันละ 8 แสนบาร์เรล)

อย่างไรก็ตาม ข้อมูลปริมาณสำรอง อัตราการผลิตและการใช้ปิโตรเลียม ซึ่งเผยแพร่ในรายงาน BP Statistical Review of World Energy Outlook 2012 ไม่ได้ชี้แจงถึงที่มาของข้อมูลและคงมีความคลาดเคลื่อนอยู่บ้าง โดยในส่วนของประเทศไทยก็มีความแตกต่างกับข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เช่น ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว ของประเทศไทยในปีพ.ศ. 2554 ซึ่งแสดงไว้ในรายงานของ BP เท่ากับ 9.9 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต ขณะที่ข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็น 10.1 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีเจ้าหน้าที่ตรวจสอบทั้งในรายงานและในภาคสนามเป็นประจำตามระยะเวลาที่กฎหมายกำหนด ดังนั้นการอ้างอิงถึงรายงานของ BP นี้ จึงมีจุดประสงค์เพียงเพื่อให้เห็นภาพเปรียบเทียบปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมและอัตราการใช้ของประเทศไทยกับประเทศชั้นนำของโลกและประเทศเพื่อนบ้านเท่านั้น

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว อัตราการผลิต จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ และอัตราการบริโภคก๊าซธรรมชาติของประเทศที่มีแหล่งก๊าซธรรมชาติสำคัญและประเทศเพื่อนบ้านของไทย

ก๊าซธรรมชาติ					
ลำดับ	**ประเทศ**	**ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว**	**อัตราการผลิต**	**จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ R/P Ratio**	**อัตราการบริโภค**
		(ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	**(ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)**	**(ปี)**	**(ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)**
1	สหพันธรัฐรัสเซีย	**1,574.98**	**0.0587**	**73.47**	**0.0411**
2	สาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน	**1,168.56**	**0.0147**	**217.79**	**0.0148**
3	รัฐกาตาร์	**884.53**	**0.0142**	**170.66**	**0.0023**
4	เติร์กเมนิสถาน	**858.80**	**0.0058**	**405.67**	**0.0024**
5	สหรัฐอเมริกา	**299.82**	**0.0630**	**13.04**	**0.0668**
6	ราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย	**287.82**	**0.0096**	**82.13**	**0.0096**
7	สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์	**215.06**	**0.0050**	**117.84**	**0.0061**
8	สาธารณรัฐโบลีวาร์แห่งเวเนซุเอลา	**195.18**	**0.0030**	**178.25**	**0.0032**
9	ไนจีเรีย	**180.46**	**0.0039**	**126.77**	n/a

ก๊าซธรรมชาติ					
ลำดับ	ประเทศ	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว	อัตราการผลิต	จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ R/P Ratio	อัตราการบริโภค
		(ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	(ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)	(ปี)	(ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
10	สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย	159.06	0.0075	57.75	0.0027
11	ออสเตรเลีย	132.76	0.0044	83.61	0.0025
12	สาธารณรัฐอิรัก	126.70	0.0002	1,735.62	n/a
13	สาธารณรัฐประชาชนจีน	107.75	0.0099	29.76	0.0127
14	สาธารณรัฐอินโดนีเซีย	104.71	0.0073	39.22	0.0037
15	มาเลเซีย	86.01	0.0060	39.41	0.0028
16	สาธารณรัฐอาหรับอียิปต์	77.34	0.0059	35.75	0.0048
17	ราชอาณาจักรนอร์เวย์	73.10	0.0098	20.41	0.0004
18	แคนาดา	70.01	0.0155	12.35	0.0101
19	สาธารณรัฐคาซัคสถาน	66.43	0.0019	97.62	0.0009
20	รัฐคูเวต	63.00	0.0013	132.77	0.0016
21	สาธารณรัฐอุซเบกิสถาน	56.59	0.0055	28.11	0.0048
22	ลิเบีย	52.80	0.0004	361.61	n/a
23	สาธารณรัฐอาเซอร์ไบจาน	44.87	0.0014	85.79	0.0008
24	อินเดีย	43.82	0.0045	26.90	0.0059
26	ราชอาณาจักรเนเธอร์แลนด์	38.89	0.0062	17.15	0.0037
27	รัฐสุลต่านโอมาน	33.55	0.0026	35.82	n/a
28	ยูเครน	33.01	0.0018	51.29	0.0052
29	สาธารณรัฐอิสลามปากีสถาน	27.50	0.0038	19.89	0.0038
30	สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม	21.79	0.0008	72.30	0.0009
31	สาธารณรัฐเยเมน	16.92	0.0009	50.74	n/a
32	สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล	15.98	0.0016	27.09	0.0026
33	รัฐเอกราชปาปัวนิวกินี	15.60	n/a	n/a	n/a
34	สาธารณรัฐตรินิแดดและโตเบโก	14.17	0.0039	9.86	0.0021
35	สาธารณรัฐประชาชนบังกลาเทศ	12.50	0.0019	17.80	0.0019
36	สหรัฐเม็กซิโก	12.49	0.0051	6.74	0.0067
37	สาธารณรัฐเปรู	12.46	0.0009	31.06	0.0006

ก๊าซธรรมชาติ					
ลำดับ	ประเทศ	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	อัตราการผลิต (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)	จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ R/P Ratio (ปี)	อัตราการบริโภค (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)
38	ราชอาณาจักรบาห์เรน	**12.28**	**0.0013**	**26.79**	n/a
39	สาธารณรัฐอาร์เจนตินา	**12.03**	**0.0038**	**8.78**	**0.0045**
40	เนการาบรูไนดารุสซาลาม	**10.17**	**0.0012**	**22.51**	n/a
41	สาธารณรัฐอาหรับซีเรีย	**10.06**	**0.0008**	**34.26**	n/a
42	ไทย	**9.94**	**0.0036**	**7.61**	**0.0045**
	รวมทั้งโลก	**7,360.85**	**0.3170**	**63.60**	**0.3118**

ที่มา: BP Statistical Review of World Energy 2012

* เลือกมาบางประเทศที่มีแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญ และประเทศใกล้เคียงกับประเทศไทย

** รายงานประจำปีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.ศ. 2554 รายงานว่าประเทศไทยมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว 10.1 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิต 0.0028 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จำนวนปีที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ 9.9 ปี

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว อัตราการผลิต จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ และ อัตราการบริโภคน้ำมันดิบ
ของประเทศที่มีแหล่งน้ำมันดิบสำคัญและประเทศเพื่อนบ้านของไทย

น้ำมันดิบ					
ลำดับ	ประเทศ	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว	อัตราการผลิต	จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ R/P ratio	อัตราการบริโภค
		(ล้านบาร์เรล)	(บาร์เรลต่อวัน)	(ปี)	(บาร์เรลต่อวัน)
1	สาธารณรัฐโบลีวาร์แห่งเวเนซุเอลา	296,500	2,720,300	298.62	831,960
2	ราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย	265,400	11,161,000	65.15	2,856000
3	แคนาดา	175,220	3,521,600	136.32	2,293,190
4	สาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน	151,170	4,321,100	95.85	1,824,000
5	สาธารณรัฐอิรัก	143,100	2,798,110	140.11	n/a
6	รัฐคูเวต	101,500	2,865,430	97.05	438,000
7	สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์	97,800	3,322,050	80.66	671,000
8	สหพันธรัฐรัสเซีย	88,180	10,280,000	23.50	2,961,000
9	ลิเบีย	47,100	479,050	269.37	n/a
10	ไนจีเรีย	37,200	2,457,360	41.47	n/a
11	สหรัฐอเมริกา	30,870	7,841,000	10.79	18,835,470
12	สาธารณรัฐคาซัคสถาน	30,000	1,840680	44.65	212,410
13	รัฐกาตาร์	24,680	1,722,590	39.26	238,000
14	สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล	15,050	2,192,910	18.80	2,652,710
15	สาธารณรัฐประชาชนจีน	14,710	4,089,660	9.86	9,758,000
16	สาธารณรัฐแองโกลา	13,500	1,746,440	21.18	n/a
17	สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย	12,200	1,728,560	19.34	345,000
18	สหรัฐเม็กซิโก	11,390	2,937,780	10.63	2,027,210
19	สาธารณรัฐอาเซอร์ไบจาน	7,000	930,720	20.61	79,600
20	ราชอาณาจักรนอร์เวย์	6,880	2,039,320	9.25	253,000
21	สาธารณรัฐซูดาน	6,700	453,000	40.52	n/a
22	สาธารณรัฐเอกวาดอร์	6,160	508,610	33.17	226,120
23	มาเลเซีย	5,860	572,970	28.02	608,000
24	อินเดีย	5,700	858,410	18.20	3,473,000
25	รัฐสุลต่านโอมาน	5,500	891,040	16.91	n/a
26	สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม	4,400	328,150	36.74	358,000
27	สาธารณรัฐอาหรับอียิปต์	4,300	735,070	16.03	709,000
28	สาธารณรัฐอินโดนีเซีย	4,040	941,750	11.75	1,430,000
29	ออสเตรเลีย	3,870	483,660	21.94	1,003,000

น้ำมันดิบ					
ลำดับ	ประเทศ	ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว	อัตราการผลิต	จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ R/P ratio	อัตราการบริโภค
		(ล้านบาร์เรล)	(บาร์เรลต่อวัน)	(ปี)	(บาร์เรลต่อวัน)
30	สาธารณรัฐกาบอง	3,680	245,000	41.20	n/a
31	สหราชอาณาจักร	2,810	1,099,730	6.99	1,542,000
32	สาธารณรัฐเยเมน	2,670	228,410	32.03	n/a
33	สาธารณรัฐอาร์เจนตินา	2,520	606,870	11.40	609,200
34	สาธารณรัฐอาหรับซีเรีย	2,500	332,210	20.62	n/a
35	สาธารณรัฐโคลอมเบีย	1,990	930,030	5.86	252,690
36	สาธารณรัฐคองโก	1,940	295,420	17.99	n/a
37	สาธารณรัฐอิเควทอเรียลกินี	1,710	251,870	18.55	n/a
38	สาธารณรัฐชาด	1,500	113,700	36.14	n/a
39	สาธารณรัฐอิตาลี	1,380	110,230	34.26	1,486,090
40	สาธารณรัฐเปรู	1,240	152,720	22.25	203,140
41	เนการาบรูไนดารุสซาลาม	1,100	165,900	18.17	n/a
42	สาธารณรัฐตรินิแดดและโตเบโก	830	135,870	16.74	34,420
43	ราชอาณาจักรเดนมาร์ก	820	224,230	9.99	172,760
44	โรมาเนีย	600	88,030	18.67	187,000
45	เติร์กเมนิสถาน	600	215,810	7.62	108,000
46	สาธารณรัฐอุซเบกิสถาน	590	86,100	18.90	91,000
47	ไทย	440	345,130	3.51	1,080,000
	รวมทั้งโลก	1,652,610	83,575,680	54.17	88,034,480

ที่มา: BP Statistical Review of World Energy 2012

* เลือกมาบางประเทศที่มีแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญ และประเทศใกล้เคียงกับประเทศไทย

** รายงานประจำปีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.ศ. 2554 รายงานว่าประเทศไทยมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้ว 400ล้านบาร์เรล อัตราการผลิต 223,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวนปีที่ผลิตน้ำมันดิบได้ 4.9 ปี

ตัวอย่างการวิเคราะห์เปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ประเทศเนการาบรูไนดารุสซาลาม พบว่า ประเทศไทยมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบน้อยกว่าบรูไนอยู่ 660 ล้านบาร์เรล แต่มีอัตราการผลิตน้ำมันดิบเป็น 2 เท่าของบรูไน ซึ่งทำให้ประเทศไทยสามารถผลิตน้ำมันดิบได้อีกแค่ 3.2 ปีแล้วหมด ซึ่งต่างกับบรูไนที่ผลิตได้อีก 18.2 ปี ซึ่งแสดงให้เห็นได้ว่า ประเทศไทยไม่สามารถส่งออกน้ำมันดิบได้เหมือนกับประเทศบรูไน เนื่องจาก ประเทศไทยมีอัตราการผลิตและการบริโภคสูงกว่าของประเทศบรูไน

6. ประเทศไทยผลิตปิโตรเลียมได้มากเป็นอันดับต้นๆ ของโลกจริงหรือไม่

<u>คำตอบ</u>

ปีพ.ศ. 2554 ประเทศไทยผลิตก๊าซธรรมชาติวันละประมาณ 2.8 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.9 ของอัตราการผลิตทั่วโลก สำหรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบผลิตวันละประมาณ 2 แสนบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.3 ของอัตราการผลิตทั่วโลก แต่การวิเคราะห์อัตราการผลิตเพียงอย่างเดียวอาจทำให้เข้าใจผิดได้ การวิเคราะห์การใช้ปิโตรเลียมควรคิดเป็นภาพรวมพลังงานทั้งหมด ประเทศไทยมีการใช้พลังงานในเชิงพาณิชย์ขั้นต้น 1.86 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน คือมีการใช้ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว น้ำมันดิบ ถ่านหิน พลังงานน้ำ และพลังงานทดแทน โดยคิดรวมตั้งแต่การผลิตและการบริโภคโดยคำนึงถึงจำนวนประชากร มูลค่าสินค้าที่ผลิตได้จากผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม และปัจจัยอื่นๆ ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมควบคู่กันไปด้วย

การจะชี้ว่าประเทศผลิตปิโตรเลียมได้มากหรือน้อยควรเปรียบเทียบกับอัตราการบริโภค ตัวอย่างประเทศสหรัฐอเมริกาสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้มากที่สุดในโลก 63 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แต่ไม่พอเพียงกับความต้องการใช้ในประเทศ ที่ 66.8 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้เนื่องจากประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นประเทศขนาดใหญ่ที่มีประชากรมากและมีอุตสาหกรรมต่างๆ มากมาย อีกตัวอย่างคือประเทศกาตาร์ที่ผลิตก๊าซธรรมชาติได้ 14.2 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน น้อยกว่าประเทศอเมริกาถึง 4 เท่า แต่สามารถเป็นผู้นำการส่งออกก๊าซธรรมชาติของโลก เพราะความต้องการใช้ในประเทศมีเพียง 2.3 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ตารางหน้า 42)

ย้อนกลับมาที่ประเทศไทยที่ผลิตก๊าซธรรมชาติวันละประมาณ 2.8 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.9 ของอัตราการผลิตทั่วโลก แต่บริโภค 4.5 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือร้อยละ 1.4 ของอัตราการบริโภคของโลก **สำหรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบผลิตวันละประมาณ 2 แสนบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.3 ของอัตราการผลิตทั่วโลก** แต่บริโภค 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน หรือ ร้อยละ 1 ของอัตราการบริโภคของโลก เบื้องต้นจากอัตราการบริโภคน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติแสดงให้เห็นได้ว่าประเทศไทยบริโภคปริมาณน้อยเมื่อเทียบกับทั่วโลกแต่ก็บริโภคมากกว่าที่ผลิตได้ นอกจากจะดูที่ปริมาณการผลิตหรือการบริโภคแล้วยังต้องปัจจัยอื่นๆ อีกมากมายเพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจว่าการใช้ปิโตรเลียมของประเทศคุ้มค่าหรือไม่ เช่น จำนวนประชากร (ประเทศไทยมีประชากรประมาณ 66 ล้านคน หรือ 1% ของประชากรโลก) มูลค่าของผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียมโดยตรง เช่น ถุงพลาสติก เครื่องสำอาง ปุ๋ยเคมี ผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียมที่สำคัญคือไฟฟ้า ไฟฟ้าที่ใช้ส่วนใหญ่ในประเทศไทย มาจากโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง **การวิเคราะห์การใช้ปิโตรเลียมควรคิดเป็นภาพรวมพลังงานทั้งหมด คือ คิดร่วมกันการใช้ถ่านหิน พลังงานน้ำ และ พลังงานทดแทน โดยคิดรวมตั้งแต่การผลิตและการบริโภคโดยคำนึงถึงจำนวนประชากร มูลค่าสินค้าที่ผลิตได้จากผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม และปัจจัยอื่นๆ ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ควบคู่กันไปด้วย**

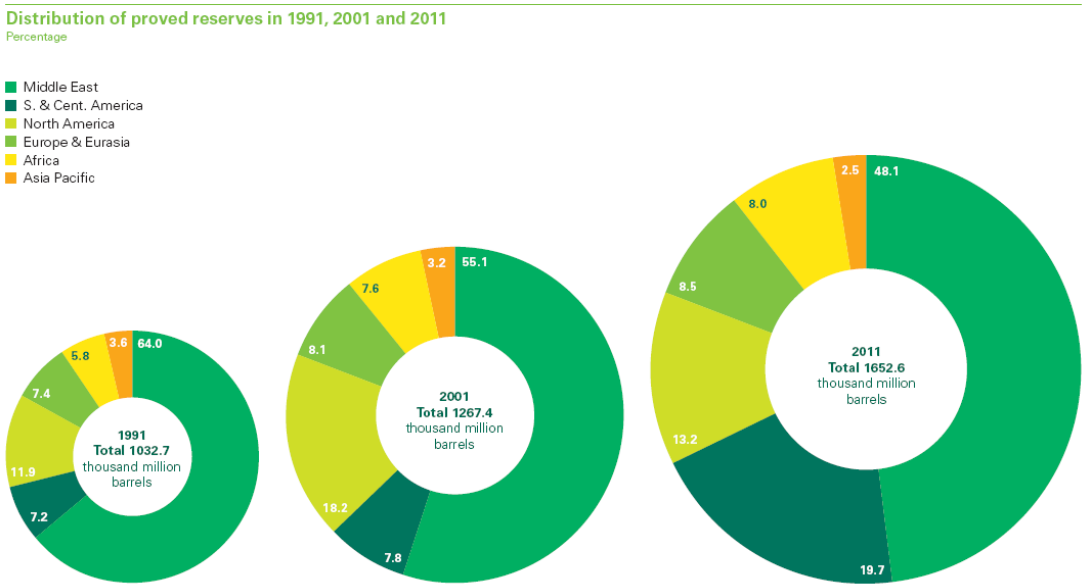
ดังนั้น จึงสรุปได้ว่าประเทศไทยไม่ได้ผลิตปิโตรเลียมได้มากเป็นอันดับต้นๆ ของโลก ตามที่มีการกล่าวอ้าง โดยผลิตปิโตรเลียมได้เพียงร้อยละ 44 ของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นที่เหลืออีกร้อยละ 56 ยังต้องมีการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศ

7. เมื่อ 20 ปีที่แล้วก็บอกว่ามีน้ำมันดิบเหลือใช้ได้อีก 40 ปี ปัจจุบันก็บอกว่ายังเหลืออีกมากกว่า 50 ปี ผลิตมาแล้ว 20 ปี ทำไมกลับเหลือมากกว่าเดิมอีก แล้วตกลงเหลือน้ำมันดิบเหลือใช้ได้อีกกี่ปีกันแน่

<u>คำตอบ</u>

จำนวนปีที่น้ำมันเหลือใช้ได้อีก (R/P ratio) ได้มาจากการนำปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วหารด้วยอัตราการผลิตน้ำมันดิบต่อปี ปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วเพิ่มขึ้นในสัดส่วนที่มากกว่าอัตราการผลิตที่เพิ่มขึ้น ปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึนอยู่กับ 1. ราคาน้ำมันดิบ 2. การเจาะสำรวจเพิ่มเติม 3. เทคโนโลยีที่ดีขึ้น ราคาน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจาก 20-30 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลเมื่อ 20 ปีที่แล้ว เป็น 80-120 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ทำให้มีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วเพิ่มขึ้นมากขึ้นจาก 1.0 ล้านล้านบาร์เรลในปีพ.ศ. 2534 เป็น 1.6 ล้านล้านบาร์เรลในปีพ.ศ. 2554 ขณะที่อัตราการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจากประมาณ 65 ล้านบาร์เรลต่อวัน เป็น 85 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในช่วงเวลาเดียวกัน

สัดส่วนปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วของแต่ละภูมิภาค ในปีพ.ศ. 2534 2544 และ **2554**



ที่มา: BP Statistical Review of World Energy 2012

หากต้องการเข้าใจคำตอบนี้อย่างแท้จริงต้องทำความเข้าใจนิยามปริมาณสำรอง ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คือ ปริมาณทรัพยากรน้ำมันดิบที่

1. พบน้ำมันแล้ว
2. สามารถผลิตได้ด้วยเทคโนโลยีและข้อกฎหมายในปัจจุบัน
3. ผลิตได้โดยมีกำไร

ปริมาณสำรองสามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท คือ

1) *ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว*

2) *ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ* และ

3) *ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ* (รูปแสดงนิยามปริมาณสำรอง)

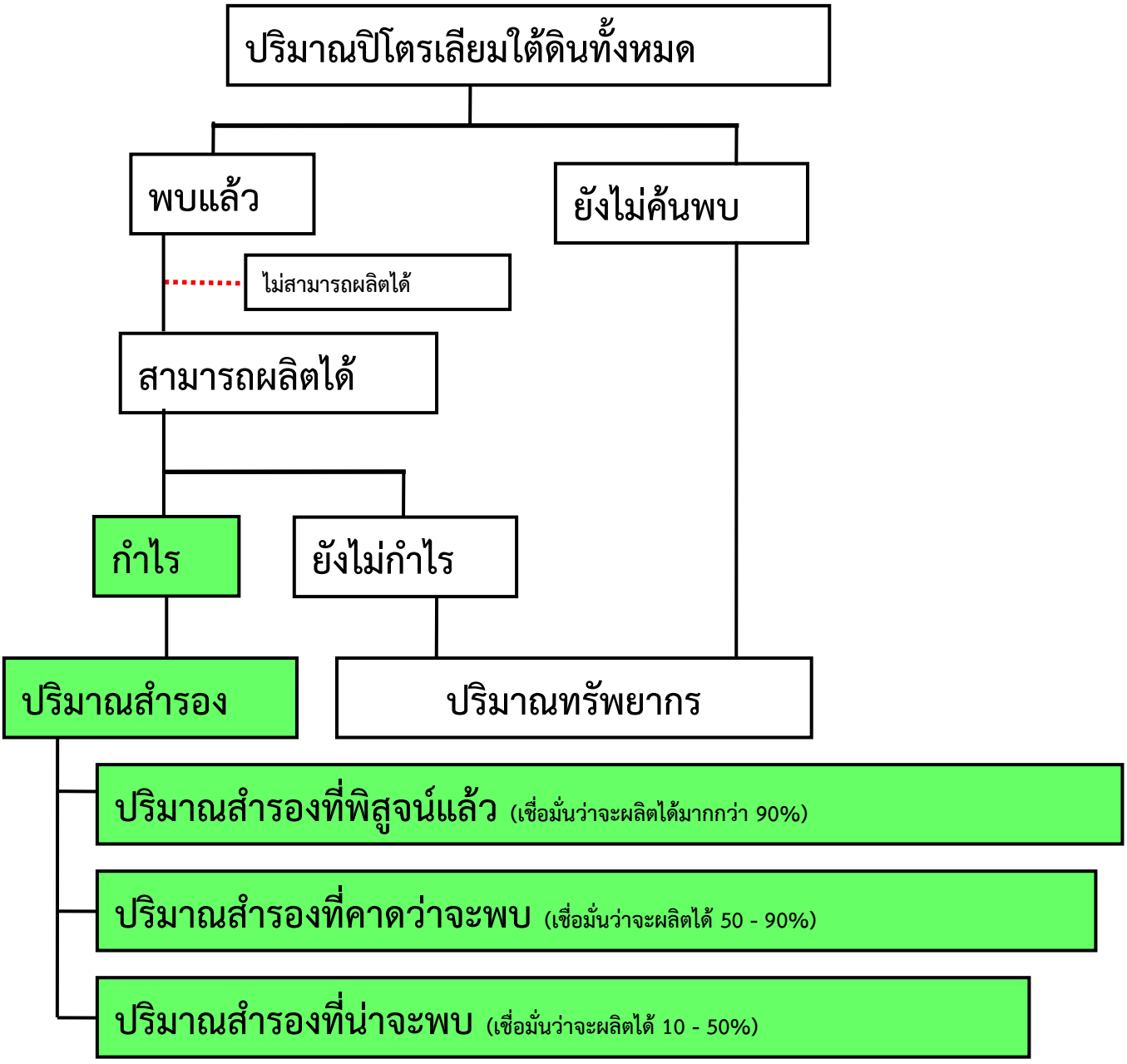
1) *ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved reserve หรือ P1)* เป็นปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บที่มีความน่าเชื่อถือสูงและมั่นใจมากว่าจะสามารถผลิตได้จริงมากกว่า 90 %

2) *ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ (Probable reserves หรือ P2)* มีระดับความน่าเชื่อถือต่ำกว่าปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว แต่ก็ยังเชื่อมั่นได้ว่าจะสามารถผลิตได้จริง ระหว่าง 50 - 90 %

3) *ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Possible reserves หรือ P3)* เป็นปริมาณปิโตรเลียมที่มีความน่าเชื่อถือต่ำมากและมั่นใจว่าจะสามารถผลิตได้จริงระหว่าง 10 - 50 %

จำนวนปีที่น้ำมันเหลือใช้ได้อีก (R/P ratio) ได้มาจากการนำปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วหารด้วยอัตราการผลิตน้ำมันดิบต่อปี ปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วเพิ่มขึ้นในสัดส่วนที่มากกว่าอัตราการผลิตที่เพิ่มขึ้น ปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับ 1. ราคาน้ำมันดิบ 2. การเจาะสำรวจเพิ่มเติม 3. เทคโนโลยีที่ดีขึ้น ราคาน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจาก 20-30 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลเมื่อ 20 ปีที่แล้ว เป็น 80-120 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ทำให้มีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วเพิ่มขึ้นมากขึ้นจาก 1.0 ล้านล้าบาร์เรลในปีพ.ศ. 2534 เป็น 1.6 ล้านล้านบาร์เรลในปีพ.ศ. 2554 ขณะที่อัตราการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจากประมาณ 65 ล้านบาร์เรลต่อวัน เป็น 85 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในช่วงเวลาเดียวกัน การเจาะสำรวจเพิ่มเติมถ้าทำในแหล่งเดิมสามารถเพิ่มความมั่นใจที่จะผลิตได้ ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ และ ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ บางส่วนสามารถปรับเป็นปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วได้ การเจาะสำรวจเพิ่มเติมถ้าทำในแหล่งใหม่สามารถเปลี่ยนปริมาณทรัพยากรบางส่วนเป็นปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วได้ เทคโนโลยีที่ดีขึ้นสามารถลดต้นทุนการสำรวจและการผลิตเอื้อให้การพัฒนาแหล่งน้ำมันดิบมีกำไรมากขึ้น เทคโนโลยีที่ดีขึ้นยังทำให้สามารถสำรวจหรือผลิตในที่ที่มีสภาพแวดล้อมที่ท้าทาย เช่น ในอ่าวเม็กซิโกที่มีระดับน้ำลึกมากกว่า 1 กิโลเมตร หรือในทวีปแอนตาร์กติกาที่มีอุณหภูมิต่ำมาก

แสดงนิยามปริมาณสำรอง



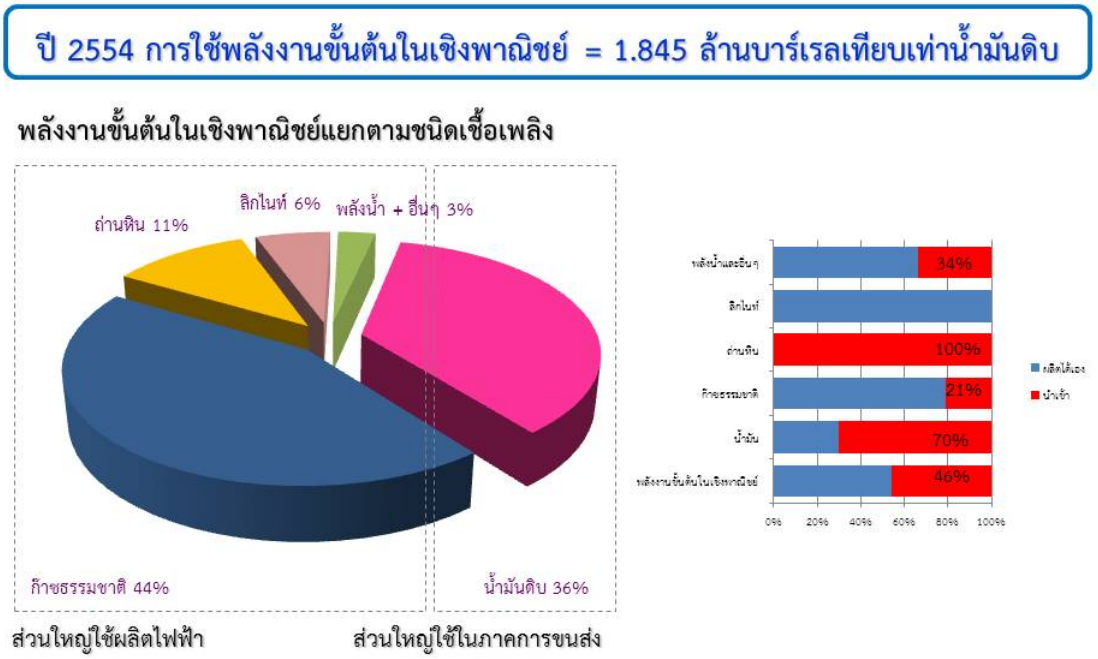
PRMS 2008, www.spe.org

กลุ่มที่ 2 : นโยบาย การพัฒนา และกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม

8. ทำไมประเทศไทยจำเป็นต้องเร่งรัดการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศ เรานำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศเหมือนเดิมไม่ได้หรือ

<u>คำตอบ</u>

ประเทศไทยจำเป็นต้องเร่งรัดการสำรวจปิโตรเลียม เนื่องจากในแต่ละปี ประเทศมีการใช้พลังงานเป็นจำนวนมากในการขนส่ง อุตสาหกรรม บริการ และในครัวเรือน และส่วนใหญ่ต้องพึ่งพาการนำเข้าจากต่างประเทศ และปัจจุบันราคาน้ำมันในตลาดโลกก็มีแนวโน้มสูงขึ้น ทำให้ต้องเร่งรัดการสำรวจหาปิโตรเลียมภายในประเทศ ในปีพ.ศ. 2554 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นเท่ากับ 1.85 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน และคิดเป็นมูลค่า 1.9 ล้านล้านบาท หรือประมาณร้อยละ 17 ของรายได้ประชาชาติ (GDP) ในจำนวนนี้ต้องมีการนำเข้าพลังงานถึง 1.0 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน คิดเป็นมูลค่า 1.2 ล้านล้านบาท หรือต้องนำเข้าพลังงานคิดเป็นประมาณร้อยละ 46 ของปริมาณการใช้เชิงพาณิชย์ขั้นต้นทั้งหมด

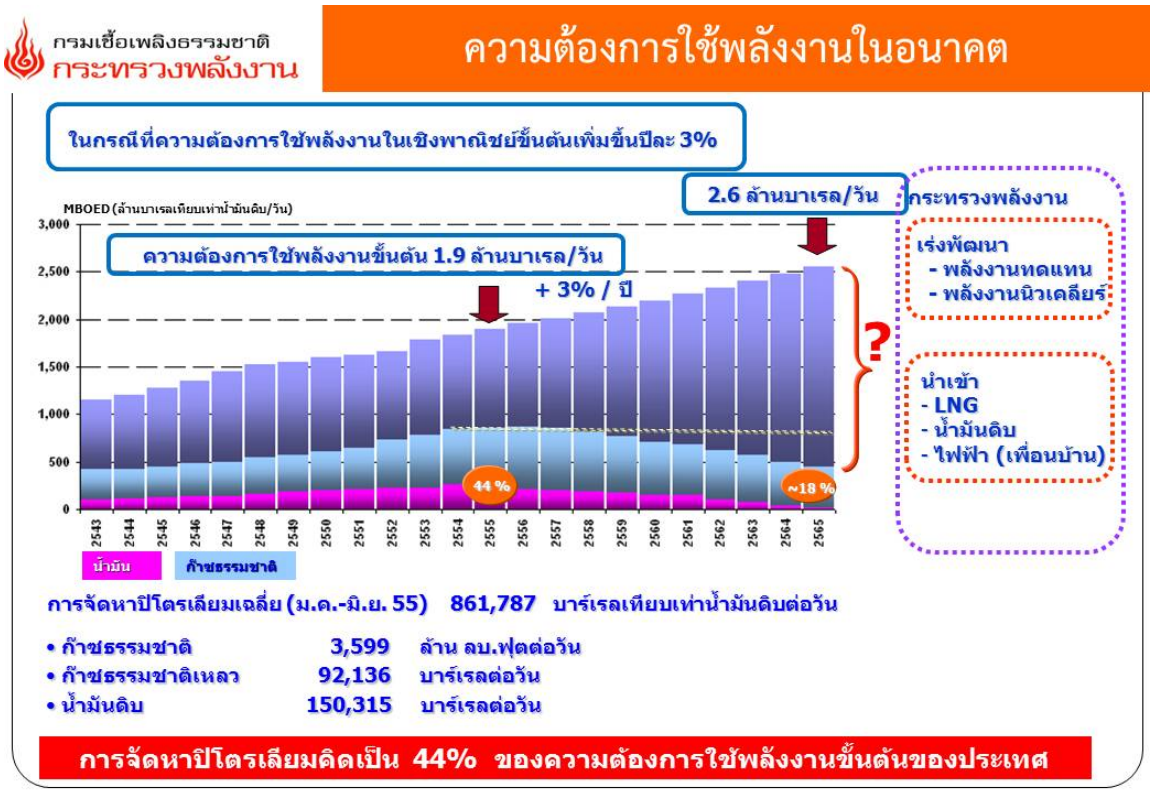


ประเทศไทยต้องนำเข้าพลังงานประมาณร้อยละ 46 ของปริมาณการใช้เชิงพาณิชย์ขั้นต้นทั้งหมด

ทั้งนี้ ไทยผลิตปิโตรเลียมได้ราว 44% ของความต้องการใช้พลังงานขั้นต้นในเชิงพาณิชย์ของทั้งประเทศ แบ่งเป็นก๊าซธรรมชาติ 3,599 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นำเข้าจากพม่า 1,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ก๊าซธรรมชาติเหลว 92,136 บาร์เรลต่อวัน น้ำมันดิบ 150,315 บาร์เรลต่อวัน ที่เหลือต้องนำเข้าน้ำมันอีกประมาณ 800,000 บาร์เรลต่อวัน

โดยในปริมาณสำรองของประเทศที่เหลืออยู่ประมาณ 6,197 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบด้วย ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว คาดว่าจะพบ 2,185 2,542 1,470 ล้านล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับหากสำรวจแล้วไม่พบปิโตรเลียมเพิ่ม ปีพ.ศ. 2565 ปริมาณ

การผลิตภายในประเทศจะลดเหลือเพียง 18% ของปริมาณการใช้พลังงานในเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปริมาณ 2.6 ล้านล้านบาร์เรลต่อวันซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะพยายามรักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติไว้ให้นานที่สุดที่ 3,600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นับจากปีพ.ศ. 2555 นี้อาจไม่เกิน 5 ปี จากนั้นปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจะค่อยๆ ลดลงจาก 861,787 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันในปัจจุบัน จนเหลือ 468,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ/วัน หรือคิดเป็นร้อยละ 18 ของความต้องการใช้พลังงานในเชิงพาณิชย์เท่านั้น



จากเหตุผลด้านความต้องการใช้ปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในขณะที่การจัดหาปิโตรเลียมรอบใหม่ภายในประเทศมีไม่เพียงพอและมีแนวโน้มจะลดลง ดังนั้นจึงจำเป็นที่ประเทศต้องเร่งรัดให้มีการสำรวจปิโตรเลียมรอบใหม่เพิ่มขึ้นนอกเหนือจากแปลงสำรวจและดำเนินการผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่ โดยการเปิดสัมปทานรอบใหม่เพื่อให้บริษัทน้ำมันเข้ามาลงทุนสำรวจทำให้มีโอกาสในการค้นพบปิโตรเลียมมีมากขึ้น

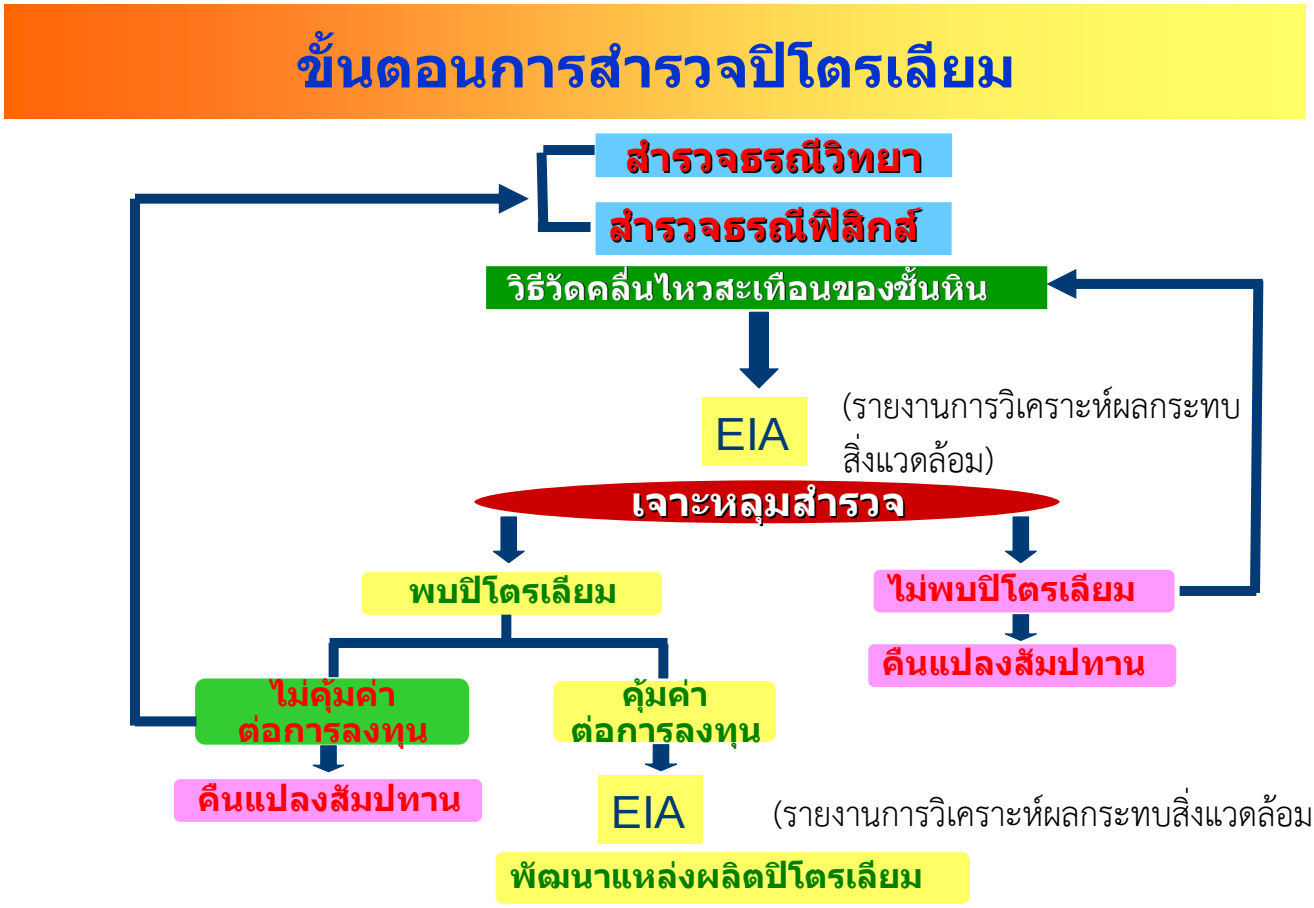
ดังนั้น ความเข้าใจที่ว่าประเทศไทยร่ำรวยทรัพยากรปิโตรเลียม จึงเป็นความเข้าใจที่ผิดและนับเป็นอันตราย เพราะนอกจากจะนำไปสู่การสร้างความเข้าใจที่คลาดเคลื่อนแล้ว อาจทำให้ไม่รู้คุณค่าของพลังงานและใช้กันอย่างฟุ่มเฟือย ขาดประสิทธิภาพได้ ทั้งๆ ที่ประเทศไทยต้องสูญเสียเงินตราต่างประเทศจำนวนมหาศาลในแต่ละปี เพื่อนำเข้าพลังงานมาใช้ในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ และเพื่อความเป็นอยู่ที่ดีของประชาชน

ปิโตรเลียมเป็นทรัพยากรใต้ดิน การสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมในอดีตอาจทำง่ายๆ เพียงสำรวจหาร่องรอยของน้ำมันบนผิวดิน ต่อมาเมื่อปริมาณการใช้ปิโตรเลียมเพิ่มมากขึ้น แหล่งที่สำรวจหาได้โดยง่ายมีน้อยลง จึงจำเป็นต้องสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมที่อยู่ลึกหรือห่างไกลออกไปจากแหล่ง ที่มีอยู่เดิมบนบก และขณะเดียวกันก็ได้มีการสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมจากทะเลน้ำตื้น

ไปสู่ทะเลลึก พร้อมๆ กับเทคนิคการสำรวจก็ได้มีการพัฒนาให้มีประสิทธิภาพ และมีความซับซ้อนมากขึ้น

ในปีพ.ศ. 2555 มีผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม รวม 61 สัมปทาน จำนวน 76 แปลงสำรวจ เป็นแปลงสำรวจบนบก 38 แปลง ในทะเลอ่าวไทย 35 แปลง และทะเลอันดามัน 3 แปลง และยังมีแปลงสำรวจในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย 2 สัญญา จำนวน 3 แปลงสำรวจ

เราสามารถทราบว่าบริเวณใดใต้ผิวโลกมีแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมสะสมตัวอยู่ โดยใช้วิธีการสำรวจปิโตรเลียม ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ขั้นตอน คือ 1) การสำรวจทางธรณีวิทยา 2) การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ และ 3) การเจาะสำรวจ



ขั้นตอนที่ 1 การสำรวจทางธรณีวิทยา (Geological Survey) เป็นการสำรวจเบื้องต้นด้านธรณีวิทยาปิโตรเลียม เพื่อหาลักษณะรูปแบบการวางตัวของชั้นหิน และชนิดของหินในบริเวณที่สำรวจ โดยอาศัยข้อมูลจากภาพถ่ายทางอากาศ ภาพถ่ายดาวเทียม แผนที่และรายงานทางธรณีวิทยา เพื่อนำมาวิเคราะห์หาองค์ประกอบการกำเนิดเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แก่ หินที่มีสารอินทรีย์ต้นกำเนิดปิโตรเลียม หินที่มีคุณสมบัติในการกักเก็บปิโตรเลียม และโครงสร้างของชั้นหินที่มีแนวโน้มว่าจะพบปิโตรเลียม

การสำรวจทางธรณีวิทยาเพื่อตรวจสอบชนิดและการลำดับชั้นหินและโครงสร้างธรณีวิทยาปิโตรเลียม

ขั้นตอนที่ 2 การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ (Geophysics Survey) เป็นการสำรวจหาข้อมูลรูปแบบการวางตัวของชั้นหินใต้ผิวโลก โดยอาศัยสมบัติทางกายภาพที่แตกต่างกันของชั้นหิน การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์มีหลายวิธีและแต่ละวิธีมีวัตถุประสงค์แตกต่างกันออกไป เช่น การวัดคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Survey) และการวัดค่าแรงดึงดูดของโลก (Gravity Survey) เป็นต้น ข้อมูลที่ได้จากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ทำให้เราทราบขอบเขตของแอ่งสะสมตะกอนทางธรณีวิทยา และลักษณะรูปแบบการวางตัวของชั้นหินใต้ผิวโลก และถ้ามีแนวโน้มที่จะพบปิโตรเลียม บริษัทผู้ได้รับสัมปทานจะทำการเจาะสำรวจหาปิโตรเลียมต่อไป

การบินสำรวจธรณีฟิสิกส์วิธีวัดแรงโน้มถ่วงโลกและความเข้มสนามแม่เหล็กโลก

การสำรวจธรณีฟิสิกส์วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนบนบก

การสำรวจธรณีฟิสิกส์วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนในทะเล

ขั้นตอนที่ 3 การเจาะสำรวจ (Drilling) เมื่อมีการสำรวจทางธรณีวิทยาและทางธรณีฟิสิกส์ด้วยการวัดคลื่นไหวสะเทือนแล้ว บริษัทผู้รับสัมปทานจะได้ข้อมูลโครงสร้างชั้นหินใต้ผิวดิน และจะนำข้อมูลดังกล่าวมาพิจารณากำหนดตำแหน่งหลุมเจาะสำรวจ (Exploration Well) การเจาะสำรวจนี้ในเบื้องต้นจะเป็นการเจาะเพื่อพิสูจน์ว่ามีปิโตรเลียมภายในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหรือไม่ นอกจากนั้นยังได้ตัวอย่างหินและตัวอย่างของไหลที่อยู่ในชั้นหินมาตรวจวิเคราะห์เพื่อหาข้อมูลอื่นๆ เช่น ชนิดและอายุของหิน โครงสร้างและการลำดับของชั้นหิน เป็นต้น และหากพบปิโตรเลียมภายในแหล่งกักเก็บ ก็จะเก็บข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาคุณภาพของปิโตรเลียมและดำเนินการเจาะสำรวจเพิ่มเติมเพื่อหาขอบเขตที่แน่นอนของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม และวัดปริมาณการไหลของปิโตรเลียม ข้อมูลต่างๆ ที่ได้จะทำให้ทราบปริมาณสำรองของปิโตรเลียมภายในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมนั้นๆ เพื่อดำเนินการประเมินคุณค่าทางเศรษฐกิจของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมดังกล่าวและตัดสินใจว่าจะดำเนินการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมต่อไปหรือไม่

เมื่อเจาะสำรวจพบปิโตรเลียมในหลุมแรกแล้ว จะมีการเจาะสำรวจเพิ่มเติม เพื่อหาข้อมูลขอบเขตของแหล่ง ปริมาณการไหลของปิโตรเลียม ขั้นตอนนี้เรียกว่า การเจาะขั้นประเมินผล เพื่อให้ทราบปริมาณสำรองปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บนั้น บริษัทผู้ประกอบการจะประเมินคุณค่าทางเศรษฐกิจของแหล่ง เพื่อตัดสินใจว่าจะลงทุนพัฒนาแหล่งเพื่อการผลิตหรือไม่ ในขั้นตอนการผลิตจะต้องเจาะหลุมเพื่อการผลิต หรือหลุมพัฒนา (Development Well) ต่อไป

สำหรับทิศทางของหลุมเจาะมีทั้งเป็นแบบหลุมตรง (Straight Well) ซึ่งมักเป็นหลุมเจาะสำรวจขั้นแรก หลุมเอียง (Deviation Well) หรือหลุมเจาะในแนวราบ (Horizontal Well) มักเป็นการเจาะขั้นประเมินผล และการเจาะหลุมผลิตทั้งบนบก (Onshore) และในทะเล (Offshore) ทั้งนี้ขึ้นกับข้อกำหนดทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมการเจาะ

เมื่อเจาะถึงความลึกสุดท้ายตามแผน งานขั้นต่อไปคือ การประเมินคุณค่าทางกายภาพของชั้นหินด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well Logging) เพื่อให้รู้ว่ามีปิโตรเลียมสะสมอยู่หรือไม่ ที่ความลึกเท่าไร ปิโตรเลียมที่พบเป็นน้ำมันหรือก๊าซ และบางครั้งก็จะทำการเก็บตัวอย่างของไหล

จากชั้นหินในหลุมเจาะ เพื่อวิเคราะห์คุณสมบัติทางเคมีและหาค่าความร้อน (Heating Value) ของปิโตรเลียม

ข้อมูลที่ได้จากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ บางครั้งอาจไม่เพียงพอสำหรับการวางแผน ตัดสินใจพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม จึงต้องทำการทดสอบอัตราการไหล (Drill Stem Test; DST) เพื่อให้ได้ข้อมูลทางด้านวิศวกรรม เช่น ความกดดัน อัตราการไหล ความสามารถในการผลิตของแหล่ง และการประเมินขนาดของแหล่ง

เมื่อการปฏิบัติงานเจาะหลุมดำเนินมาถึงช่วงนี้ นับว่าเกือบสิ้นสุดแล้ว งานในขั้นสุดท้ายของการเจาะหลุม หากไม่พบปิโตรเลียม หรือเป็นหลุมแห้ง ก็จะต้องทำการลงซีเมนต์อุดหลุมและปรับสภาพพื้นที่ให้ใกล้เคียงสภาพเดิมมากที่สุด กรณีผลสำรวจพบว่าแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีปริมาณมากเพียงพอที่จะให้ผลตอบแทนการลงทุนประมาณร้อยละ 10-14 เช่นเดียวกับการลงทุนในสาขาการผลิตอื่นๆ ซึ่งคุ้มค่ากับการลงทุนแล้ว ผู้รับสัมปทาน จะวางแผนผลิตปิโตรเลียม โดยออกแบบการวางหลุมผลิตปิโตรเลียมให้อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมและออกแบบอุปกรณ์การผลิตเพื่อให้การผลิตปิโตรเลียมดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพ และเป็นไปตามมาตรฐานสากล โดยต้องบริหารจัดการให้มีผลกระทบต่อสังคม สุขภาพ และสิ่งแวดล้อมของชุมชนน้อยที่สุด

แท่นเจาะหลุมปิโตรเลียม

การปฏิบัติงานเจาะหลุมปิโตรเลียม

หัวเจาะหลุมปิโตรเลียม

ในการคัดเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพปิโตรเลียม นักสำรวจจะพิจารณาจากข้อมูลการสำรวจธรณีฟิสิกส์วิธีวัดค่าแรงโน้มถ่วงโลก หรือวิธีวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กโลก ซึ่งจะบ่งบอกให้ทราบขอบเขตแอ่งสะสมตะกอนทางธรณีวิทยา โดยจะพิจารณาแอ่งตะกอนที่มีความลึกมากกว่า 1,000 เมตรลงไป ซึ่งจะมีค่าอุณหภูมิและความกดดันที่เหมาะสมในการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพและทางเคมีของชั้นหิน ที่คาดว่าจะมีองค์ประกอบของการก่อกำเนิดเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่เหมาะสม ได้แก่ หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม หินกักเก็บ หินปิดกั้นและโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งจะต้องดำเนินการสำรวจหาปิโตรเลียมตามขั้นตอนดังกล่าวข้างต้น คือ สำรวจธรณีวิทยา สำรวจธรณีฟิสิกส์วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือน และเจาะสำรวจ

ศักยภาพปิโตรเลียมเป็นปัจจัยที่สำคัญที่จะจูงใจให้เกิดการลงทุนสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น จากผลการสำรวจปิโตรเลียมของประเทศไทยที่ผ่านมาตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน แหล่งปิโตรเลียมที่พบ แบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มแหล่งปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสะสมตะกอนอายุน้อยกว่า 65 ล้านปี (Tertiary Basin) ได้แก่ บริเวณภาคเหนือ ภาคกลาง ภาคใต้ ในอ่าวไทย และทะเลอันดามัน และกลุ่มแหล่งปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสะสมตะกอนมีอายุมากกว่า 65 ล้านปี (Pre-Tertiary Basin) คือ บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ทะเลอันดามัน อยู่ฝั่งตะวันตกของประเทศไทย มีชายฝั่งที่ลาดชันกว่าด้านอ่าวไทยมาก พื้นทะเลค่อยลาดชันไปทางตะวันตกเฉียงใต้ ตรงบริเวณต่อแดนกับน่านน้ำอินโดนีเซีย ทะเลอันดามันในเขตไทย มีน้ำลึกกว่า 1,000 เมตร จึงกำหนดแปลงสำรวจเป็นเขตน้ำตื้นมีน้ำลึกไม่เกิน 200 เมตร และเขตน้ำลึกเกิน 200 เมตร นับถึงปัจจุบัน (กรกฎาคม 2555) มีผู้ได้รับสัมปทานหลายครั้งและมีการเจาะสำรวจแล้ว 19 หลุม พบปิโตรเลียม 8 หลุม แต่ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

9. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบอย่างไร

<u>คำตอบ</u>

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) มีบทบาทและภารกิจหลักในการกำกับดูแลกิจการปิโตรเลียมของประเทศในด้านการจัดหาปิโตรเลียมเพื่อสนองความต้องการของประเทศอย่างมั่นคง และยั่งยืน จัดเก็บรายได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม นอกจากนี้ ยังมีบทบาทในการกำกับดูแลด้านการสำรวจ และการผลิตปิโตรเลียมให้ดำเนินไปอย่างเรียบร้อยมีความปลอดภัยและคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่ได้มาตรฐาน และไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อสุขภาพของประชาชน รวมทั้งส่งเสริมกระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชนในการร่วมคิด ร่วมดูแล และร่วมตัดสินใจในการดำเนินกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศให้พัฒนาได้อย่างยั่งยืน และช่วยประเทศในการจัดหาพลังงานได้อย่างมั่นคง

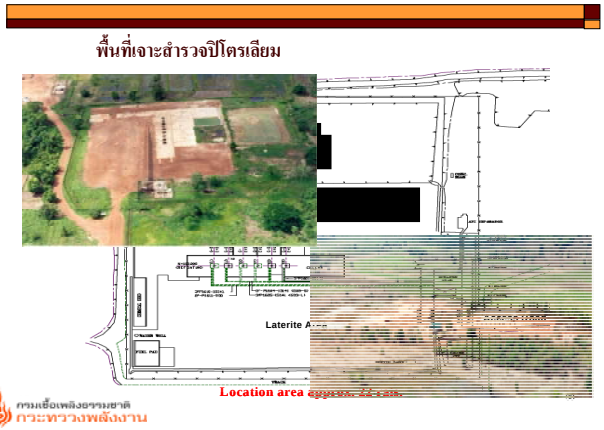
การบริหารงานสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในประเทศไทยของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติประกอบด้วยงานด้านสัมปทานปิโตรเลียม การสำรวจ การผลิต การประเมินปริมาณสำรอง และการจัดเก็บรายได้ค่าภาคหลวงจากการขายปิโตรเลียม นอกจากนั้น ยังรวมถึงการวางแผนการจัดหาปิโตรเลียมเพื่อสนองต่อความต้องการใช้ปิโตรเลียมในปัจจุบันและในอนาคต โดยการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่มีอยู่ในประเทศ หาแหล่งใหม่เพิ่มขึ้น รวมถึงการพัฒนาปิโตรเลียมในเขตพื้นที่ที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งปัจจุบันได้แก่พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และได้มีการเจรจาเพื่อหาแนวทางในการพัฒนาและแก้ไขปัญหาปิโตรเลียมในพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศกัมพูชามาโดยลำดับ ในปัจจุบันการดำเนินงานเพื่อแก้ไขปัญหาพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนไทย-กัมพูชาอยู่ในขั้นตอนของการเจรจาระหว่างรัฐบาลไทยและรัฐบาลกัมพูชา ทั้งนี้ หากรัฐบาลทั้งสองสามารถเจรจาตกลงกันได้อย่างรวดเร็วคาดว่าต้องใช้เวลาอีกอย่างน้อย 10 ปี ในการดำเนินการยกร่างกฎหมายที่เกี่ยวข้อง การจัดตั้งองค์กรร่วมรวมทั้งสำรวจ และพัฒนาปิโตรเลียม นอกจากนี้ ชธ. ยังมีบทบาทในการประสานงานเพื่อให้เกิดการพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่ทับซ้อน 3 ฝ่าย ได้แก่ ไทย-มาเลเซีย-เวียดนาม

10. หากสำรวจพบปิโตรเลียมจะต้องเวนคืนที่ดินหรือไม่

<u>คำตอบ</u>

การขอใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อการประกอบกิจการปิโตรเลียม ในกรณีที่เป็นที่ดินของหน่วยงานราชการ ที่ดินสาธารณะ หรือพื้นที่ป่าไม้ ต้องขออนุญาตใช้พื้นที่ตามระเบียบของหน่วยงาน/หน่วยราชการเจ้าของพื้นที่ หากเป็นพื้นที่ของเอกชนต้องมีการเจรจาขอใช้ที่ดิน ซึ่งอาจเป็นการเช่าหรือซื้อขาย ตามความตกลงกัน สำหรับพื้นที่ฐานเจาะจะมีขนาดเล็กประมาณ 10-15 ไร่ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขนาดของแท่นเจาะ

ในกรณีที่สำรวจพบปิโตรเลียมมีปริมาณเชิงพาณิชย์ ผู้รับสัมปทานจะต้องขออนุมัติกำหนดขอบเขตพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และจัดทำรายงานการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับโครงการผลิตปิโตรเลียมดังกล่าว นำเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนที่จะเริ่มการผลิต การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งบนบกโดยทั่วไป อาจใช้หลุมเจาะสำรวจที่พบปิโตรเลียมเป็นหลุมผลิต และหากต้องการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม จะใช้พื้นที่ฐานเจาะที่มีอยู่เดิมได้ ดังนั้น การผลิตปิโตรเลียมจะใช้พื้นที่บนผิวดินในบริเวณจำกัด ไม่มีการเวนคืนที่ดินของประชาชนรอบพื้นที่โครงการ แต่จะต้องขออนุญาต หรือเจรจาทำความตกลงการใช้ที่ดินกับเจ้าของที่ดิน จนได้ข้อยุติซึ่งเป็นที่พอใจของทั้ง 2 ฝ่ายเสียก่อน



การผลิตน้ำมันโดยใช้ Submersible Pump

หลุมน้ำบาดาล

หลุมน้ำมัน

อุปกรณ์การผลิตน้ำมันและการขนส่ง

11. เจ้าของที่ดินที่สำรวจพบปิโตรเลียมจะได้รับประโยชน์อย่างไรบ้าง

<u>คำตอบ</u>

ระบบบริหารจัดการปิโตรเลียมของประเทศไทยเป็นระบบสัมปทานปิโตรเลียม กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมกำหนดว่า “ปิโตรเลียมเป็น**ของรัฐ** ผู้ใดจะสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใด ไม่ว่าที่นั้น เป็นของตนเองหรือของบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน การขอสัมปทานให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์วิธีการและเงื่อนไขที่กำหนดในกฎกระทรวง” ซึ่งกระทรวงพลังงานกำหนด โดยในทางเดียวกันสินแร่(เช่น ทองคำ ดีบุก)อื่นๆที่มีการให้สัมปทานนั้น สินแร่ทั้งหมดก็เป็นของรัฐเช่นกัน

ระบบสัมปทานปิโตรเลียมเป็นการให้สิทธิประโยชน์ ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของรัฐให้แก่บริษัทเอกชนซึ่งเป็นผู้สนใจมาลงทุนในพื้นที่ที่ได้รับสัมปทานนั้นแต่เพียงผู้เดียว โดยผู้ประสงค์จะได้รับสิทธิ สำรวจและผลิตปิโตรเลียม ต้องยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมภายใต้หลักเกณฑ์ที่กำหนดภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมและกฎกระทรวงที่เกี่ยวข้อง และต้องมีคุณสมบัติของผู้ขอรับสัมปทานและปฏิบัติตามขั้นตอนต่างๆ ในการขอสัมปทานปิโตรเลียมตามที่กำหนดในประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสัมปทาน และการให้สัมปทานปิโตรเลียมเป็นอำนาจของรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานโดยอนุมัติคณะรัฐมนตรี

การขอใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อการประกอบกิจการปิโตรเลียม ในกรณีที่เป็นที่ดินของหน่วยงานราชการ ที่ดินสาธารณะ หรือพื้นที่ป่าไม้ ต้องขออนุญาตใช้พื้นที่ตามระเบียบของหน่วยงาน/หน่วยราชการเจ้าของพื้นที่ หากเป็นพื้นที่ของเอกชนต้องมีการเจรจาขอใช้ที่ดิน **ซึ่งอาจเป็นการเช่าหรือซื้อขายตามความตกลงกัน**

12. ผลประโยชน์ต่อชุมชนและประเทศโดยรวมในพื้นที่สำรวจพบปิโตรเลียมมีอะไรบ้าง

<u>คำตอบ</u>

รัฐบาลมีรายได้ในรูปของค่าภาคหลวงตาม พ.ร.บ.ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 จากมูลค่าปิโตรเลียมที่ขาย และมีการจัดสรรค่าภาคหลวงปิโตรเลียมแหล่งบนบกให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (อบต. และ อบจ.) ตามนโยบายกระจายอำนาจการปกครองและรายได้สู่ท้องถิ่น โดยให้ท้องถิ่นที่เป็นแหล่งทรัพยากรได้รับการจัดสรรรายได้ที่รัฐฯได้รับจากการผลิตทรัพยากรเพื่อพัฒนาและสร้างความเจริญให้แก่ท้องถิ่น โดยเริ่มมีการจัดสรรตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2539 เป็นต้นมา

ปัจจุบันค่าภาคหลวงที่จัดเก็บได้จากสัมปทานที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมบนบกอยู่ในเขตพื้นที่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นตามประกาศคณะกรรมการการกระจายอำนาจให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (1 กรกฎาคม พ.ศ.2544) จะส่งเป็นรายได้แผ่นดินร้อยละ 40 และจัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ร้อยละ 60 ดังนี้

- อบต. และเทศบาลในเขตพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20
- อบต. และเทศบาลอื่นที่อยู่ในจังหวัดที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 10
- อบต. และเทศบาลที่อยู่ในจังหวัดอื่น (ทั่วประเทศ) ร้อยละ 10
- อบจ. ในเขตพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20

นับตั้งแต่ปีพ.ศ. 2524 เป็นต้นมาจนถึงปัจจุบันในปีพ.ศ. 2554 ผลประโยชน์ของประเทศในรูปของรายได้รัฐจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยรวมคิดเป็นมูลค่าถึง 1.08 ล้านล้านบาท จัดสรรให้ท้องถิ่น 20,708 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 1.9 ของรายได้รัฐทั้งหมด

สำหรับค่าภาคหลวงจากแหล่งปิโตรเลียมในทะเล ส่งเป็นรายได้แผ่นดินทั้งหมดมิได้จัดสรรให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น

13. การให้สัมปทานปิโตรเลียมมีขั้นตอนและวิธีการอย่างไร

<u>คำตอบ</u>

การให้สัมปทานปิโตรเลียม เป็นการให้สิทธิแก่เอกชนเพื่อสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้หลักเกณฑ์ที่กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมกำหนด ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียมและกฎกระทรวงที่ออกตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม โดยมีขั้นตอนและวิธีการ ดังนี้

1) การประกาศให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม กระทรวงพลังงานออกประกาศเชิญชวนให้เอกชนยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจ<u>ตามที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกำหนด</u> โดยจะกำหนดให้ยื่นขอในพื้นที่ทั่วประเทศ หรือเฉพาะบางพื้นที่ เช่นบนบก ในทะเลอ่าวไทย หรือทะเลอันดามันก็ได้

2) ระยะเวลาการประกาศให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม การประกาศให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมจะกระทำโดยเปิดเป็นรอบๆ ปัจจุบันกระทรวงพลังงานโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้เปิดให้บริษัทยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมไปแล้ว 20 รอบ โดยกำหนดระยะห่างของการเปิดแต่ละรอบตามความเหมาะสมอาจจะทุกๆ 2- 5 ปี เป็นต้น สำหรับการกำหนดระยะเวลาและบริเวณพื้นที่ที่ให้ยื่นขอสัมปทาน จะพิจารณาจากข้อมูล ดังนี้

2.1) มีบริเวณที่มีโอกาสจะสำรวจพบปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

2.2) มีบริษัทปิโตรเลียมแสดงความสนใจที่จะยื่นขอสัมปทานในพื้นที่

2.3) แรงจูงใจเกี่ยวกับสถานการณ์เศรษฐกิจและราคาน้ำมันในตลาดโลก

3) รายละเอียดประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ประกอบด้วยพื้นที่แปลงสำรวจที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทาน คุณสมบัติของผู้มีสิทธิยื่นขอสัมปทาน วิธีการยื่นขอสัมปทาน หลักเกณฑ์การพิจารณาให้สัมปทาน ข้อสงวนสิทธิ และอื่นๆ

4) คุณสมบัติของผู้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ผู้ที่ยื่นขอสัมปทานต้องมีคุณสมบัติตามมาตรา 24 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียมคือ

(1) เป็นบริษัท

(2) มีทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ และผู้เชี่ยวชาญเพียงพอที่จะสำรวจ ผลิต ขาย และจำหน่ายปิโตรเลียม

5) การยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ต้องยื่นที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามแบบฟอร์มที่กำหนด และวันที่กำหนดในประกาศเชิญชวน โดยต้องจัดทำหลักฐาน โครงการประกอบคำขอ และผลประโยชน์พิเศษให้รัฐ ดังนี้

5.1) หลักฐานแสดงการเป็นบริษัท

5.2) หลักฐานการเป็นผู้มีอำนาจลงชื่อแทนบริษัท

5.3) หลักฐานแสดงว่ามีทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ และผู้เชี่ยวชาญเพียงพอที่จะสำรวจ ผลิต ขาย และจำหน่ายปิโตรเลียม

ในกรณีไม่มีทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ และผู้เชี่ยวชาญเพียงพอ จะต้องมีบริษัทที่รัฐบาลเชื่อถือรับรองให้ทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ และผู้เชี่ยวชาญ

5.4) โครงการสำรวจปิโตรเลียมและประมาณการค่าใช้จ่าย

5.5) ข้อผูกพันด้านปริมาณงานและปริมาณเงินสำหรับการสำรวจปิโตรเลียม

5.6) ผลประโยชน์พิเศษให้รัฐอย่างใดอย่างหนึ่งหรือหลายอย่าง เช่น (1) ทุนการศึกษา (2) เงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียมในประเทศไทย (3) เงินโบนัสการลงนามสัมปทานปิโตรเลียม และเงินโบนัส การผลิต (4) การให้รัฐหรือสาธารณชนชาวไทยเข้าร่วมลงทุน (5) การขายปิโตรเลียมให้แก่รัฐเป็นอันดับแรก (6) การใช้บริการภายในประเทศ

6) การประกาศรายชื่อผู้ยื่นขอสัมปทาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะประกาศรายชื่อผู้ยื่นขอสัมปทาน และแปลงสำรวจที่มีผู้ยื่นขอ

7) การแจ้งผลการพิจารณาคุณสมบัติของผู้ยื่นคำขอสัมปทาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะแจ้งผลการพิจารณาตรวจสอบเอกสาร หลักฐานเกี่ยวกับคุณสมบัติของผู้ยื่นคำขอสัมปทานปิโตรเลียมให้ผู้ยื่นขอทราบ

8) หลักเกณฑ์การพิจารณาคำขอสัมปทานปิโตรเลียม จะพิจารณาจากหลักเกณฑ์ ดังนี้

8.1) คุณสมบัติและความน่าเชื่อถือของผู้ยื่นขอสัมปทาน ซึ่งพิจารณาจากคุณสมบัติตามมาตรา 24 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ชื่อเสียง ประสบการณ์ ความมั่นคงทางการเงินผู้ขอสัมปทานที่ผ่านการพิจารณาข้อนี้แล้วจึงจะมีสิทธิได้รับการคัดเลือกให้เป็นผู้รับสัมปทาน

8.2) การคัดเลือกผู้รับสัมปทาน จะให้คะแนนโดยเปรียบเทียบแต่ละคำขอ ดังนี้

(1) โครงการสำรวจ ข้อผูกพันด้านปริมาณงาน ปริมาณเงิน 80 คะแนน

(2) ผลประโยชน์พิเศษที่เสนอให้แก่รัฐ 20 คะแนน

นอกจากนี้อาจมีข้อสงวนสิทธิอื่นๆ เช่น กำหนดให้ผู้ที่ได้รับการพิจารณาให้ได้รับสัมปทาน จะต้องเป็นบริษัทไทยทุนจดทะเบียน 100 ล้านบาท หรือให้วางหนังสือค้ำประกันจากธนาคาร

9) การพิจารณาให้สัมปทานปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และคณะอนุกรรมการพิจารณาคำขอสัมปทานปิโตรเลียม จะพิจารณาคุณสมบัติของผู้ยื่นขอสัมปทาน โครงการสำรวจ ข้อผูกพันด้านปริมาณงานและปริมาณเงินและผลประโยชน์พิเศษที่เสนอให้แก่รัฐตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดเพื่อพิจารณาคัดเลือก ผู้สมควรได้รับสัมปทาน แล้วเสนอผลการพิจารณาต่อคณะกรรมการปิโตรเลียม พิจารณากลั่นกรองและนำเสนอรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานพิจารณาต่อไป

10) การอนุมัติให้สัมปทานปิโตรเลียม เมื่อรัฐมนตรีพิจารณาเห็นชอบให้ผู้ขอสัมปทานสมควรได้รับสัมปทานปิโตรเลียมจะนำเสนอคณะรัฐมนตรี เพื่อพิจารณาอนุมัติ

11) การออกสัมปทานปิโตรเลียม เมื่อคณะรัฐมนตรีอนุมัติให้สัมปทานแล้ว รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน จะออกสัมปทานให้แก่ผู้ขอตามแบบสัมปทานที่กำหนดโดยกฎกระทรวง และมีข้อผูกพันการสำรวจด้านปริมาณงาน ปริมาณเงิน และเงินผลประโยชน์พิเศษที่เสนอให้แก่รัฐตามที่ผู้รับสัมปทานเสนอและได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี

รวมระยะเวลาตั้งแต่ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมจนกระทั่งได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีให้สัมปทานจะใช้เวลาประมาณ 4-6 เดือน รายละเอียดของขั้นตอนให้สัมปทานปิโตรเลียมมีดังนี้

ขั้นตอนการพิจารณาให้สัมปทานปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน โดยความเห็นชอบของคณะอนุกรรมการพิจารณาข้อกฎหมายและร่างสัมปทานและคณะกรรมการปิโตรเลียม
- กำหนดพื้นที่แปลงสำรวจที่จะเปิดให้ยื่นขอสัมปทานและประกาศในราชกิจจานุเบกษา
- กำหนดค่าคงที่แสดงสภาพทางธรณีวิทยา (K-Factor) และค่าลดหย่อนพิเศษ (SR) ของแต่ละแปลงสำรวจ
- กำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการยื่นคำขอสัมปทานปิโตรเลียม

↓

คณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบค่าคงที่แสดงสภาพทางธรณีวิทยา (K-Factor) และค่าลดหย่อนพิเศษ

↓

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานลงนามประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม

↓

คณะอนุกรรมการพิจารณาคำขอสัมปทาน พิจารณาคัดเลือกผู้สมควรได้รับสัมปทานปิโตรเลียม

↓

คณะกรรมการปิโตรเลียมพิจารณาผลการคัดเลือกผู้สมควรได้รับสัมปทานปิโตรเลียม

↓

คณะรัฐมนตรีพิจารณาผลการคัดเลือกผู้สมควรได้รับสัมปทานปิโตรเลียม

↓

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานลงนามและมอบสัมปทานปิโตรเลียมแก่ผู้ได้รับการคัดเลือก

↓

ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมดำเนินงานตามข้อผูกพันในสัญญาสัมปทาน
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัมปทานภายใต้ พ.ร.บ. ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

14. สัมปทานปิโตรเลียมมีอายุกี่ปี

<u>คำตอบ</u>

ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ได้กำหนดหลักเกณฑ์ในการให้สัมปทานปิโตรเลียมในส่วนของ Thailand I และ Thailand II ระหว่างปีพ.ศ. 2514-2531 โดยสัมปทานปิโตรเลียมมีกำหนดระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียม 9 ปี นับแต่วันให้สัมปทาน แบ่งเป็น 2 ช่วงคือ ช่วงผูกพันช่วงที่ 1 มีระยะเวลา 5 ปี และช่วงผูกพันช่วงที่ 2 มีระยะเวลา 4 ปี และถ้าหากผู้รับสัมปทานได้ปฏิบัติตามสัมปทานทุกประการ จะมีสิทธิได้รับการต่อ**ระยะเวลาสำรวจช่วงที่สาม**ได้อีก**ไม่เกิน 3 ปี** รวมระยะเวลาในการสำรวจทั้งสิ้นไม่เกิน 12 ปี ในระหว่างช่วงการสำรวจ ผู้รับสัมปทานสามารถขอเปลี่ยนแปลงข้อผูกพัน หรือโอนข้อผูกพัน ระหว่างแปลงสำรวจได้ เนื่องจากข้อผูกพันเดิมอาจไม่เหมาะสมกับสภาพทางธรณีวิทยาของพื้นที่สัมปทานหรือในกรณีที่มีเทคโนโลยีการสำรวจปิโตรเลียมที่ทันสมัยขึ้น

สัมปทานผลิตปิโตรเลียมในส่วนของ Thailand I และ Thailand II มีกำหนด**ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม ไม่เกิน 30 ปี** นับแต่วันถัดจากวันสิ้นระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียม แม้จะมีการผลิตปิโตรเลียมในระหว่างระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมก็ตาม และถ้าหากผู้รับสัมปทานได้ปฏิบัติตามสัมปทานทุกประการ จะมีสิทธิได้รับการต่อ**ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม** ได้**ไม่เกิน 10 ปี**

สัมปทานผลิตปิโตรเลียมในส่วนของ Thailand III ระหว่างปีพ.ศ. 2532 – ปัจจุบัน สัมปทานปิโตรเลียมมีกำหนด**ระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียม ไม่เกิน 6 ปี**นับแต่วันให้สัมปทาน แบ่งเป็นสองช่วง คือ **ช่วงข้อผูกพันช่วงที่หนึ่ง** มีระยะเวลา **3 ปี** และ**ช่วงข้อผูกพันช่วงที่สอง** มีระยะเวลา **3 ปี** เช่นกัน ผู้รับสัมปทานจะต้องปฏิบัติงานให้ครบถ้วนตามข้อผูกพันที่กำหนดในสัมปทานทั้งด้านปริมาณงานและปริมาณเงิน และถ้าหากผู้รับสัมปทานได้ปฏิบัติตามสัมปทานทุกประการ จะมีสิทธิได้รับการต่อ**ระยะเวลาสำรวจช่วงที่สาม**ได้อีก**ไม่เกิน 3 ปี** รวมระยะเวลาในการสำรวจทั้งสิ้นไม่เกิน 9 ปี ในระหว่างช่วงการสำรวจ ผู้รับสัมปทานสามารถขอเปลี่ยนแปลงข้อผูกพัน หรือโอนข้อผูกพัน ระหว่างแปลงสำรวจได้ เนื่องจากข้อผูกพันเดิมอาจไม่เหมาะสมกับสภาพทางธรณีวิทยาของพื้นที่สัมปทานหรือในกรณีที่มีเทคโนโลยีการสำรวจปิโตรเลียมที่ทันสมัยขึ้น

สัมปทานปิโตรเลียม มีกำหนด**ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม ไม่เกิน 20 ปี** นับแต่วันถัดจากวันสิ้นระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียม แม้จะมีการผลิตปิโตรเลียมในระหว่างระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมก็ตาม และถ้าหากผู้รับสัมปทานได้ปฏิบัติตามสัมปทานทุกประการ จะมีสิทธิได้รับการต่อ**ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม** ได้**ไม่เกิน 10 ปี**

กล่าวโดยสรุป อายุของสัมปทานปิโตรเลียมแบ่งออกเป็น 2 ช่วง คือ **ช่วงระยะเวลาสำรวจ** ผู้รับสัมปทานจะเป็นผู้ลงทุนสำรวจและรับความเสี่ยงแต่ฝ่ายเดียว เมื่อทำการสำรวจตามปริมาณงานและปริมาณเงินลงทุนที่ได้ระบุในข้อผูกพันแล้วไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ ก็จะคืนแปลงสำรวจนั้นกลับมาให้รัฐ ในกรณีที่สำรวจพบปิโตรเลียมเมื่อสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจจะเข้าสู่ **ช่วงระยะเวลาผลิต**

สัมปทานที่อยู่ภายใต้ระบบ Thailand I จะมีระยะเวลาสำรวจไม่เกิน 12 ปี (5+4+3) และมีระยะเวลาผลิตไม่เกิน 40 ปี (30+10)

สัมปทานที่อยู่ภายใต้ระบบ Thailand III จะมีระยะเวลาสำรวจไม่เกิน 9 ปี (3+3+3) และมีระยะเวลาผลิตไม่เกิน 30 ปี (20+10)

15. ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่หรือไม่

<u>คำตอบ</u>

การมีส่วนร่วมของชุมชน สามารถเข้าร่วมใน 2 ขั้นตอน คือ

1) ในขั้นตอนการสำรวจปิโตรเลียม

การสำรวจปิโตรเลียม วิธีวัดความไหวสะเทือนของชั้นหิน จะต้องจัดทำรายงานแผนการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเสนอกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนเริ่มการสำรวจ สำหรับโครงการเจาะหลุมสำรวจ จะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม พร้อมกับดำเนินการรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้เสียของโครงการ และเมื่อได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม แล้วจึงจะเริ่มดำเนินโครงการได้

2) ในขั้นตอนการผลิตปิโตรเลียม

เมื่อผู้รับสัมปทานสำรวจพบปิโตรเลียมและพิสูจน์ได้ว่ามีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ และได้รับอนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยความเห็นชอบของคณะอนุกรรมการและคณะกรรมการปิโตรเลียมแล้ว ผู้รับสัมปทานจะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม พร้อมจัดทำกระบวนการการรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้เสียของโครงการ และเมื่อได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) แล้ว จึงจะเริ่มดำเนินการผลิตปิโตรเลียมตามโครงการได้

16. รัฐได้กำหนดหลักเกณฑ์ในการดำเนินงานรื้อถอนสิ่งติดตั้งในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างไรบ้าง

<u>คำตอบ</u>

ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้กำหนดให้ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมต้องรับผิดชอบในการดำเนินการรื้อถอนสิ่งก่อสร้างในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยในการจะจัดทำแนวทางปฏิบัติในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับประเทศไทย (Thailand Decommissioning Guideline) ให้เป็นแนวทางที่สามารถปฏิบัติได้จริง ได้มาตรฐานสากล เป็นไปตามข้อกำหนดกฎหมาย ทั้งกฎหมายระหว่างประเทศ และกฎหมายในประเทศ นั้นมีความจำเป็นที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะต้องทำการศึกษาข้อกฎหมายระหว่างประเทศ และวิธีการกำกับดูแลและดำเนินงาน รื้อถอนฯ ของต่างประเทศ อาทิ ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศอังกฤษ เป็นต้น ทั้งนี้เพื่อนำแนวทางของต่างประเทศมาวิเคราะห์ ข้อดี ข้อจำกัดในการดำเนินงานเพื่อนำมาประยุกต์ใช้กับประเทศไทยให้เหมาะสม

1. <u>กฎหมายระหว่างประเทศและสนธิสัญญาที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอนสิ่งติดตั้ง ในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม</u>

กฎหมายระหว่างประเทศ สนธิสัญญา (Global convention) และหลักปฏิบัติสากล เกี่ยวกับการ รื้อถอนสิ่งติดตั้ง ในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมได้มีการเขียนกำหนดและใช้มาแล้วกว่า 50 ปี โดยในที่นี้จะหมายถึงสิ่งติดตั้ง ในทะเลเท่านั้นเพราะถ้าเป็นกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมบนบกจะต้องปฏิบัติตามกฎหมายภายในของแต่ละประเทศ

ทั้งนี้สาเหตุสำคัญในการร่างข้อกำหนด และหลักเกณฑ์ในเรื่องการรื้อถอนฯ เพื่อให้ผู้ประกอบการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต้องดำเนินการรื้อถอนสิ่งติดตั้ง ออกจากพื้นที่เมื่อเสร็จสิ้นการใช้งานแล้ว เพื่อเป็นการคืนสิทธิในการใช้ประโยชน์จากทะเลบริเวณนั้น โดยข้อกำหนดและหลักเกณฑ์ จะพิจารณาให้เกิดความสมดุลระหว่างการรักษาสิ่งแวดล้อม การจัดการค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น ความปลอดภัยในการดำเนินงาน และความเป็นไปได้ในเชิงเทคนิคการรื้อถอนสิ่งติดตั้ง

สนธิสัญญาสากล และหลักปฏิบัติที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอนฯ ได้แก่

- 1958 Geneva Convention on the Continental Shelf
- 1982 Convention on the Law of the Sea (UNCLOS)
- 1989 International Maritime Organization (IMO) Guidelines and Standards
- 1972 London Convention (LC)
- 1996 Protocol to the London Convention

สนธิสัญญาและหลักปฏิบัติสากลเหล่านี้ ได้กำหนดขอบเขต และเงื่อนไขไว้ชัดเจนว่า สิ่งติดตั้ง ในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเล ประเภทใด ระดับความลึกน้ำเท่าไร ที่

ควรทำการรื้อถอนเมื่อเสร็จสิ้นการใช้งาน และประเภทใดสามารถปล่อยไว้ที่เดิมได้ หรือมีวิธีการพิจารณาหากจะต้องนำไปจมไว้ในทะเลที่กำหนดไว้เป็นที่เฉพาะ (Marine dumping)

2. <u>หลักการรื้อถอนอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ</u>

ปัจจุบันนับว่าภูมิภาคที่มีประสบการณ์งานรื้อถอนเกิดขึ้นเป็นจำนวนมากได้แก่ ประเทศ สหรัฐอเมริกาในบริเวณอ่าวเม็กซิโก นอกจากนี้ก็จะเป็นพื้นที่ในเขตทะเลเหนือ แต่พื้นที่ในเขตทะเลเหนือมีลักษณะโครงสร้างทางธรณีวิทยาที่ต่างจากประเทศไทยคือการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งส่วนมากจะเป็นเขตน่านน้ำลึกทำให้ค่าใช้จ่าย เทคโนโลยีที่ใช้ ย่อมมีความเป็นไปได้สูงที่จะไม่สามารถเทียบเคียงได้กับประเทศไทย แต่หลักการรื้อถอนโดยรวมแล้วลักษณะที่คล้ายกันคือขั้นตอนการรื้อถอน กล่าวคือจะเริ่มต้นด้วย 1) การปิดและสละหลุม (Plug and Abandonment) 2) การรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียม หรืออุปกรณ์เสริม 3) การรื้อถอนแท่นหรือสถานีผลิต และ 4) การตรวจสอบติดตามประเมินผลหลังจากการดำเนินการรื้อถอน ทั้งนี้ทุกขั้นตอนต้องมีการระบุไว้ในแผนการดำเนินงานอย่างชัดเจน ทั้งนี้ในบางประเทศมีข้อระบุให้ยื่นแผนเป็นระยะเวลาอย่างน้อย 5 ปี ก่อนเริ่มดำเนินงานรื้อถอนเพื่อการตรวจสอบและอนุมัติงานดังกล่าว

3. <u>แนวทางการจัดการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งก่อสร้างในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม</u>

จากผลการศึกษาแนวทางการจัดการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนฯ ของหลายประเทศ โดยเฉพาะประเทศที่ใช้ระบบสัมปทานเช่นประเทศสหรัฐอเมริกา สหราชอาณาจักร นอร์เวย์ นิวซีแลนด์ เป็นต้น ได้ยอมให้ผู้รับสัมปทานวางหลักประกันทางการเงินสำหรับการรื้อถอนและนำไปหักค่าใช้จ่ายได้ โดยมีมาตรการช่วยเหลือด้วยการให้ ค่าใช้จ่ายคืนตามระยะเวลาที่กำหนด (Carried Back) หรือในบางประเทศมีการอนุญาตให้นำประมาณการค่าใช้จ่ายมาใช้หักภาษีล่วงหน้าได้ ทั้งนี้การวางหลักประกันอาจทำได้หลายรูปแบบ เช่น Parental Guarantee, Bank Guarantee, พันธบัตรรัฐบาล จนถึงการวางเงินประกันในขณะที่ประเทศที่ใช้ระบบ Production Sharing Contract (PSC) ส่วนใหญ่จะใช้ระบบการเก็บเงินเข้าเป็นกองทุน

ดังนั้น สำหรับประเทศไทยซึ่งใช้ระบบสัมปทาน (Concession System) รัฐต้องการหลักประกันเพื่อความมั่นใจว่าผู้รับสัมปทานจะมีค่าใช้จ่ายเพื่อทำการรื้อถอนได้ หรือกรณีผู้รับสัมปทานไม่ทำการรื้อถอนรัฐก็สามารถเรียกหลักประกันดังกล่าวเพื่อนำมาใช้เป็นค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน และควรให้มีการนำหลักประกันไปหักภาษีได้

<u>สรุปประเด็นที่ควรเข้าใจเกี่ยวกับการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างของประเทศไทย</u>

1. ในระหว่างที่ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมนั้น สิ่งปลูกสร้างที่ใช้ในการประกอบกิจการเป็นของผู้รับสัมปทาน กล่าวคือ สามารถดำเนินการใช้ประโยชน์ในการผลิตปิโตรเลียมได้ และต้องดูแลรักษาให้อยู่ในความปลอดภัยและเหมาะสม โดยการควบคุมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

2. ตามกฎหมายปิโตรเลียม เมื่อหมดอายุสัมปทานแล้วทุกอย่าง ทั้งสิ่งปลูกสร้าง อุปกรณ์ เครื่องมือต่างๆตกเป็นของรัฐทั้งหมด

3. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีสิทธิในการสั่งให้รื้อถอนสิ่งปลูกสร้างทั้งหมด โดยใช้เงินของผู้รับสัมปทานเอง หรืออาจจะให้วางวงเงินไว้เพื่อดำเนินการรื้อถอนเองโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในอนาคตก็เป็นได้

4. ถ้ามีความเสียหายต่อสิ่งแวดล้อมหรือประชาชน ที่เกิดจากสิ่งปลูกสร้างนั้นๆ ในอนาคตหลังจากหมดสัมปทาน ผู้รับสัมปทานยังต้องมีหน้าที่รับผิดชอบดำเนินการแก้ไขให้เรียบร้อย

17. ความเป็นมาของกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม

กฎหมายปิโตรเลียม ซึ่งเป็นกฎหมายหลักที่ใช้ในการบริหารจัดการ กำกับดูแล และจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศ ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งได้มีการแก้ไขปรับปรุงรวม 4 ครั้ง เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์และแก้ไขข้อขัดข้องในการดำเนินการประกอบกิจการปิโตรเลียม โดยการแก้ไขในปีพ.ศ. 2532 เป็นการแก้ไขครั้งใหญ่ ทั้งในเรื่องส่วนแบ่งของผลประโยชน์ที่รัฐและผู้ประกอบการจะได้รับ เรื่องพื้นที่และระยะเวลาในการสำรวจและผลิต รวมทั้งกติกาและเงื่อนไขต่างๆ ให้ชัดเจนและเหมาะสมยิ่งขึ้น แต่โดยที่กฎหมายดังกล่าว ไม่อาจกำหนดให้มีผลย้อนหลังหรือบังคับต่อผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานก่อนที่กฎหมายจะประกาศใช้ได้ ดังนั้นกฎหมายปิโตรเลียมที่ใช้ในปัจจุบันจึงอาจแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ที่เรียกว่ากฎหมายเก่า หรือ Thailand I ซึ่งใช้กับผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานก่อนปีพ.ศ. 2532 และพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ที่เรียกว่ากฎหมายใหม่ หรือ Thailand III ซึ่งใช้กับผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานหลังปีพ.ศ. 2532 เป็นต้นไป สำหรับผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานในช่วงปี พ.ศ. 2525 - 2528 ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรมเรื่องการยื่นคำขอสัมปทานปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจบนบก ลงวันที่ 5 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525 หรือที่เรียกว่า Thailand II ซึ่งกำหนดให้เสียผลประโยชน์รายปีให้แก่รัฐในอัตราที่สูงทำให้ไม่เอื้ออำนวยต่อการลงทุนนั้น ได้ขอเข้ามาอยู่ภายใต้บังคับของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่4) พ.ศ. 2532 ทุกรายแล้ว ปัจจุบันจึงไม่มีผู้รับสัมปทานที่อยู่ภายใต้ Thailand II เลย

ความเป็นมาของกฎหมายปิโตรเลียมของไทย อาจแบ่งได้เป็น 2 ยุค ดังนี้

ยุคต้น คือการดำเนินกิจการปิโตรเลียมของประเทศในช่วงก่อนมีพระราชบัญญัติปิโตรเลียม คือตั้งแต่ปี พ.ศ. 2464 - 2514 ซึ่งต้องการสำรวจหาน้ำมันเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถไฟ โดยการสำรวจในช่วงปี พ.ศ. 2464 - 2496 กระทำโดยหน่วยงานของรัฐ ในช่วงปีพ.ศ. 2496 – 2503 ให้สิทธิแก่เอกชนหรือนิติบุคคลที่เป็นคนไทยดำเนินการภายใต้กฎหมายว่าด้วยเหมืองแร่ และช่วงปี พ.ศ. 2504 - 2507 ซึ่งให้สิทธิแก่บริษัทต่างประเทศดำเนินการสำรวจปิโตรเลียมภายใต้กฎหมายว่าด้วยเหมืองแร่และกฎหมายว่าด้วยการส่งเสริมการลงทุน โดยมีการสำรวจเฉพาะบนบก ต่อมาในปี พ.ศ. 2507 เมื่อมีผู้ขอสำรวจในทะเลอ่าวไทย ซึ่งกฎหมายว่าด้วยเหมืองแร่ครอบคลุมไม่ถึง ก็ได้มีการกำหนดหลักเกณฑ์การขออนุญาตสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียมเพื่อใช้บังคับสำหรับการดำเนินการดังกล่าว โดยหลักเกณฑ์ได้แล้วเสร็จในปีพ.ศ. 2509 และเป็นที่มาของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน

ยุคปัจจุบัน คือการดำเนินกิจการปิโตรเลียมของประเทศในช่วงที่มีกฎหมายเฉพาะ คือ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งได้ประกาศใช้เมื่อวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2514 และได้มีการแก้ไขรวม 5 ครั้ง ในปี พ.ศ.2516 พ.ศ. 2522 พ.ศ. 2532 พ.ศ. 2534 และ พ.ศ. 2550 รวมทั้งประกาศกระทรวงอุตสาหกรรมเรื่องการยื่นคำขอสัมปทานปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจ

บนบก ลงวันที่ 5 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525 หรือที่เรียกว่า Thailand II โดยมีความเป็นมาของกฎหมายในยุคปัจจุบันดังนี้

เมื่อปี พ.ศ. 2510 รัฐบาลในขณะนั้นมีนโยบายที่จะส่งเสริมให้เอกชนมาลงทุนสำรวจหาปิโตรเลียมในประเทศ จึงได้เลือกระบบสัมปทานซึ่งจูงใจให้มีการมาลงทุน และแต่งตั้งคณะกรรมการเพื่อยกร่างกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมขึ้น แต่เนื่องจากต้องใช้เวลาในการออกกฎหมาย

ปีพ.ศ. 2511 รัฐบาลจึงได้ประกาศเชิญชวนให้มีการยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นครั้งแรกในอ่าวไทย ภายใต้บทบัญญัติของกฎหมายแร่ไปก่อน โดยมีเงื่อนไขให้สัญญาดังกล่าวเปลี่ยนมาเป็นสัมปทานภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมทั้งหมด

ปีพ.ศ. 2514 การยกร่างกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมจึงแล้วเสร็จได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2514 เรียกว่า พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษี เงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 หรือเรียกว่า **ระบบ Thailand I** (การให้เอกชนเป็นผู้ลงทุนและเมื่อมีกำไร ก็จะแบ่งปันผลประโยชน์ตอบแทนให้แก่รัฐผู้เป็นเจ้าของทรัพยากรกันคนละครึ่ง) โดยมีข้อกำหนดเป็นดังนี้

1. การเก็บค่าภาคหลวงในอัตราร้อยละ 12.5 ของรายได้จากการขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียม

2. การเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิ

3. รวมทั้งกำหนดให้ค่าภาคหลวงสำหรับปิโตรเลียมขายหรือจำหน่ายในประเทศสามารถนำมาเป็นเครดิตภาษีในแต่ละปีได้

และเมื่อกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมมีผลบังคับใช้แล้ว ได้มีการออกสัมปทานให้ผู้รับสัมปทานที่อยู่ภายใต้กฎหมายแร่ มาอยู่ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ฉบับปีพ.ศ. 2514 ทั้งหมด

ปีพ.ศ. 2516 มีการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ครั้งแรก อันเป็นการแก้ไขรองรับการที่รัฐบาลจะเปิดให้สัมปทานในทะเลอันดามัน ซึ่งมีความเสี่ยงในการลงทุนสูง

ปีพ.ศ. 2522 มีการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้เป็นครั้งที่สอง เพื่อปรับปรุงหลักเกณฑ์ต่างๆ เกี่ยวกับการต่อระยะเวลาสำรวจและผลิต และการดำเนินงานตามข้อผูกพันให้รัดกุมขึ้น รวมทั้งแก้ไขกรรมวิธีในการคิดภาษีเงินได้ปิโตรเลียมไม่ให้เกิดการเก็บภาษีซ้อน สำหรับบริษัทที่จดทะเบียนในประเทศบางประเทศ อย่างไรก็ดียังคงหลักการแบ่งกำไรฝ่ายละครึ่งหนึ่งของระบบ Thailand I

ในปีพ.ศ. 2524 ราคาน้ำมันในตลาดโลกในช่วงครึ่งปีแรกได้ทะยานสูงขึ้นถึงมากกว่า 30 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และมีแนวโน้มที่ราคาจะสูงขึ้นเรื่อยๆ ทำให้แต่ละประเทศผู้เป็นเจ้าของ

ทรัพยากรเริ่มตระหนักถึงการที่รัฐควรเข้าไปมีบทบาทในการควบคุม ดูแลและเรียกเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ให้เพิ่มมากขึ้น ดังตัวอย่างเช่น ในประเทศอินโดนีเซีย และมาเลเซีย เป็นต้น

สำหรับประเทศไทยนั้น ปีพ.ศ. 2524 นับเป็นปีที่มีเหตุการณ์สำคัญหลายอย่างโดยมีการผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยขึ้นมาใช้ประโยชน์ได้เป็นครั้งแรก นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า บริษัท Esso พบแหล่งก๊าซธรรมชาติบนบกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และเหตุการณ์ที่สำคัญยิ่งอีกประการหนึ่ง คือ การที่บริษัท Thai Shell สำรวจพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดกลางที่กิ่งอำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร ซึ่งนับว่าเป็นแหล่งน้ำมันดิบในเชิงพาณิชย์แหล่งแรกที่พบในประเทศไทย รัฐบาลจึงได้มีการจัดตั้งคณะทำงานขึ้นเพื่อที่จะเรียกเก็บผลประโยชน์ให้มากขึ้นตามแนวนโยบาย โดยกำหนดให้ผู้มายื่นขอสัมปทานนับแต่ปี พ.ศ. 2525 เป็นต้นมาต้องเสนอผลประโยชน์พิเศษให้แก่รัฐโดยระบุไว้ในสัมปทาน โดยกำหนดเป็นเงื่อนไขในการรับสัมปทานที่เพิ่มขึ้นจากระบบ Thailand I เรียกว่า **ระบบ Thailand II** คือ

1. ผลประโยชน์รายปี (Annual Benefit) ได้แก่ การที่ผู้รับสัมปทานจะต้องจำกัดค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในแต่ละปี ภายใต้กฎหมายภาษีเงินได้ปิโตรเลียมมิให้เกินร้อยละ 20 ของรายได้ในรอบปีนั้น

2. โบนัสรายปี (Annual Bonus) ได้แก่ การที่บริษัทผู้รับสัมปทานจะต้องจ่ายเงินเพิ่มเป็นพิเศษ (นอกเหนือไปจากการจ่ายค่าภาคหลวง) ตามปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตเพิ่มขึ้น ดังนี้

(ก) ร้อยละ 27.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 10,000-20,000 บาร์เรล

(ข) ร้อยละ 37.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 20,000-30,000 บาร์เรล

(ค) ร้อยละ 43.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 30,000 บาร์เรล

ระบบ Thailand II ได้ประกาศเป็นแนวนโยบายของรัฐบาลเป็นครั้งแรก เมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525 ในการออกประกาศเชิญชวนให้มีการยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมในพื้นที่บนบก และมีผู้ที่ได้รับสัมปทานปิโตรเลียมบนบก ภายใต้ระบบ Thailand II นี้ จำนวน 7 ราย โดยรายสุดท้ายได้รับสัมปทานเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม พ.ศ. 2528

แต่ผลการสำรวจนับแต่ปีพ.ศ. 2525 เป็นต้นมา บ่งชี้ไปในทางที่ว่า แหล่งน้ำมันดิบในประเทศไทยน่าจะเป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก ซึ่งมีต้นทุนต่อหน่วยบาร์เรลค่อนข้างสูง จึงทำให้แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก (marginal fields) หลายแหล่งที่สำรวจพบไม่สามารถพัฒนาผลิตในเชิงพาณิชย์ภายใต้ระบบ Thailand II นี้ได้ เนื่องจากหากผลิตแล้ว ผู้รับสัมปทานก็จะต้องจ่ายเงินผลประโยชน์ให้แก่รัฐมากจนกระทั่งไม่อาจเกิดกำไรได้เลย <u>ทำให้ไม่มีการพัฒนาแหล่งและผลิตน้ำมันหรือเรียกเก็บผลประโยชน์ภายใต้ระบบ Thailand II ดังกล่าวได้แต่อย่างใด</u>

กล่าวโดยสรุป ระบบ Thailand I ดูจะเป็นที่จูงใจต่อเอกชนผู้ลงทุน แต่ยังให้ผลประโยชน์แก่รัฐไม่เป็นธรรมเท่าที่ควร ขณะเดียวกันระบบ Thailand II มุ่งแต่จะเรียกเก็บประโยชน์เข้ารัฐแต่เพียงอย่างเดียว โดยไม่คำนึงถึงปัจจัยด้านต้นทุนค่าใช้จ่ายของผู้ลงทุน จึงทำให้ขาดแรงจูงใจต่อเอกชน

ดังนั้น จึงควรที่จะต้องหาระบบใหม่ ที่มีความยืดหยุ่นและสามารถจัดสรรผลประโยชน์แก่รัฐและผู้ลงทุนอย่างเหมาะสมและเป็นธรรม รัฐบาลจึงให้มูลนิธิสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (PTIT) และ United Nations Center for Transnational Cooperation (UNCTC) ร่วมกันจัดสัมมนารับฟังความเห็นจากภาครัฐและเอกชน และจ้างผู้เชี่ยวชาญจากต่างประเทศมาศึกษาวิเคราะห์ และเสนอแนะระบบบริหารจัดการแบ่งผลประโยชน์ที่เหมาะสมสำหรับสัมปทานปิโตรเลียม เพื่อปรับปรุงระบบการจัดเก็บผลประโยชน์และแก้ไขกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมทั้งสองฉบับให้บรรลุผลเป็นรูปธรรมตามผลการศึกษาและวิเคราะห์นั้นด้วย

ในประมาณปีพ.ศ.2527 จึงได้มีการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมโดยแต่งตั้งคณะอนุกรรมการแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และกฎกระทรวงที่เกี่ยวข้อง โดยมีเลขาธิการสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา (นายอมร จันทรสมบูรณ์) เป็นประธานอนุกรรมการ และมีอนุกรรมการประกอบด้วย อธิบดีกรมทรัพยากรธรณี (นายศิววงศ์ จังคศิริ) นายกมล สนธิเกษตริน ผู้แทนกรมสรรพากร (นายวิทย์ ตันตยกุล) ผู้แทนการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย นายอัคราธร จุฬารัตน์ นายวันชัย ศารทูลทัต นายประสงค์ วินัยแพทย์ นายคัมภีร์ แก้วเจริญ ผู้อำนวยการกองเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี นายสินธุรักษ์ เสาวนะ ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา เป็นเลขานุการ และนายไกรฤทธิ์ นิลคูหา เป็นผู้ช่วยเลขานุการ

ต่อมาในปี พ.ศ. 2532 กฎหมายดังกล่าวได้ออกเป็น พระราชบัญญัติปิโตรเลียมและพระราชบัญญัติ ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ถือเป็นการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ ครั้งที่สาม (ซึ่งมีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม พ.ศ. 2532 ในสมัยนายบรรหาร ศิลปะอาชาเป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม และพลเอกชาติชาย ชุณหะวัณเป็นนายกรัฐมนตรี) หรือเรียกว่า **ระบบ Thailand III** มีการแก้ไขทั้งในด้านหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ ระหว่างรัฐกับผู้รับสัมปทาน (Fiscal Regime) โดยเอื้อประโยชน์เพื่อสนับสนุนการพัฒนาแหล่งที่มีขนาดเล็ก ช่วยให้นำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ประโยชน์ได้อย่างไรก็ตาม หากมีกำไรเกิดขึ้นเกินกว่าที่ควรจะได้รับตามปกติ ก็ให้ผู้รับสัมปทานแบ่งผลประโยชน์ให้เพิ่มขึ้นจากผลกำไรนั้น และหลักเกณฑ์ในด้านการตรวจสอบและควบคุมการดำเนินงานของผู้รับสัมปทาน (Land Regime) ให้มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับกาลเวลาที่เปลี่ยนไป โดยมีข้อกำหนดเพื่อกระตุ้นการลงทุนดังนี้

1. อัตราค่าภาคหลวง ปรับปรุงอัตราค่าภาคหลวงจากเดิมที่กำหนดในอัตราร้อยละ 12.5 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย เป็นกำหนดในอัตราก้าวหน้าแบบขั้นบันไดตามระดับปริมาณการขายหรือจำหน่ายในรอบเดือนระดับของการผลิต (คือเริ่มจากร้อยละ 5 ที่ระดับการผลิตต่ำๆ ในแหล่งขนาดเล็ก และเพิ่มขึ้นเป็นขั้นๆ จนถึงร้อยละ 15 ที่ระดับการผลิตสูงๆ ในแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่จะทำให้ค่าภาคหลวงลดลงสำหรับแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก ซึ่งมีต้นทุนสูง อันจะเป็นการจูงใจให้มีการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมากขึ้น) ในอัตราดังนี้

ปริมาณปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย (บาร์เรล/เดือน)	อัตราค่าภาคหลวง (ร้อยละ)
0-60,000	5
60,000-15,000	6.25
150,000-300,000	10
300,000-600,000	12.5
600,000 ขึ้นไป	15

(สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย ให้คำนวณปรับเทียบโดยก๊าซธรรมชาติจำนวน 10 ล้านบีทียูมีค่าเทียบเท่ากับปริมาณปิโตรเลียม 1 บาร์เรล)

2. เพิ่มการเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษเข้ารัฐ (Special Remuneration Benefit หรือ SRB ในลักษณะของการเรียกเก็บ Windfall Profit Tax) โดยมีหลักการว่าเมื่อผู้ลงทุนมีกำไรมากเกินควรแล้ว รัฐก็ควรจะได้รับส่วนแบ่งเพิ่มเติม (คือผลประโยชน์ SRB นี้) ในสัดส่วน ที่สูงขึ้น นอกเหนือไปจากค่าภาคหลวงและภาษีที่ได้รับอยู่ตามปกติ ทั้งนี้หลักการดังกล่าวจะช่วยให้รัฐได้รับประโยชน์มากขึ้นในกรณีที่มีการพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ หรือราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นอย่างผิดปกติ

สำหรับอัตราการเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) นี้ จะเรียกเก็บเป็นรายปี โดยอิงอัตราดังกล่าวให้ขึ้นอยู่กับ รายได้รวมจากการขายปิโตรเลียมในปีหนึ่งๆ หารด้วย ความลึกรวมสะสมเป็นเมตรของหลุมเจาะปิโตรเลียม ที่ผู้ลงทุนได้เจาะสำรวจไปแล้วทั้งหมด การกำหนดอัตราดังกล่าวให้ยืดหยุ่นได้เป็นรายปีเช่นนี้ จะช่วยให้หลักประกันที่เป็นธรรมในการแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ลงทุน เพราะจะเห็นได้ว่า รายได้ในแต่ละปีย่อมขึ้นอยู่กับว่าในปีนั้นผลิตมากหรือน้อย และราคาน้ำมันสูงหรือต่ำ ถ้ามีรายได้มาก ก็ควรแบ่งกำไรให้รัฐในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้น แต่ถ้ามีรายได้น้อยรัฐก็จะเก็บน้อยลงตามส่วนด้วย ขณะเดียวกันถ้ามีค่าใช้จ่ายในการลงทุนมาก (อันจะสะท้อนให้เห็นได้จากจำนวนความลึกรวมที่ได้เจาะหลุมปิโตรเลียมไปทั้งหมด) รัฐก็เรียกเก็บในอัตราส่วนที่น้อยลงตามสัดส่วนของการลงทุนที่เพิ่มขึ้นด้วย

3. ในส่วนของภาษีเงินได้ปิโตรเลียมนั้น ยังคงไว้ในอัตราเดิมคือ ร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิ แต่ได้แก้ไขเพิ่มเติมให้ถือค่าภาคหลวงเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี แทนที่จะให้เป็นเครดิตดังเช่นในกฎหมายเดิม รวมทั้งให้ถือผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) นั้น เป็นค่าใช้จ่ายด้วย

ระบอบ Fiscal Regime ตามพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ได้รับการตราออกใช้เป็นกฎหมายโดยสมบูรณ์ ตั้งแต่เดือนสิงหาคม พ.ศ. 2532 และก็ยังใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดเวลา 20 ปี ที่ผ่านมา ยังผลให้เกิดการค้นพบและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมทั้งขนาดเล็กและขนาดกลางเพิ่มขึ้นอีกมากมายหลายแหล่ง ช่วยเพิ่มปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติและน้ำมันให้แก่ประเทศ และที่สำคัญ กลไกการเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) ได้ทำหน้าที่เรียกเก็บผลประโยชน์เพิ่มเติมเป็นรายได้แผ่นดินให้แก่รัฐนับรวมเป็นเงินหลายหมื่นล้านบาทด้วย

ในปีพ.ศ. 2550 มีการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ครั้งที่สี่ เรียกว่า **พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550** โดยได้ว่าจ้างศูนย์วิจัยกฎหมายและการพัฒนา คณะนิติศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยและบริษัท ที่ปรึกษากฎหมายแชนด์เล่อร์และทองเอก จำกัด เพื่อทำการประเมินระบบสัมปทานเพื่อการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียม (ประกาศราชกิจจานุเบกษา เล่ม 124 ตอนที่ 69 ก วันที่ 17 ตุลาคม พ.ศ. 2550 และมีผลใช้บังคับเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2550 ในสมัยนายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และพลเอกสุรยุทธ์ จุลานนท์เป็นนายกรัฐมนตรี) เพื่อแก้ไขปรับปรุงกฎหมายให้เหมาะสมกับสถานการณ์พลังงานของโลกและคล่องตัวยิ่งขึ้น สามารถแข่งขันกับประเทศอื่นได้ โดยเพิ่มแรงจูงใจให้มีการสำรวจและผลิตในพื้นที่ที่มีความเสี่ยงในการลงทุนสูงหรือพื้นที่ที่มีพลังการผลิต (Production Capacity) ลดต่ำลง ปรับปรุงขั้นตอนการอนุมัติอนุญาตเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้รวดเร็วยิ่งขึ้น เพิ่มบทบัญญัติเกี่ยวกับหลักเกณฑ์ในการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้าง วัสดุ อุปกรณ์ และสิ่งอำนวยความสะดวกที่หมดอายุใช้งานออกจากพื้นที่ผลิตเพื่อมิให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

กลุ่มที่ 3 : ประโยชน์ที่ชุมชนและประเทศได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

18. ประเทศไทยได้รับประโยชน์อย่างไรจากการให้สัมปทานปิโตรเลียม

<u>คำตอบ</u>

การให้สัมปทานปิโตรเลียม เป็นการเปิดโอกาสให้บริษัทน้ำมันทั้งในประเทศและต่างประเทศได้นำ**เทคโนโลยี**และ**เงินลงทุน** เข้ามาสำรวจหาปิโตรเลียมทำให้ประเทศได้รับ**ข้อมูล**จากการสำรวจปิโตรเลียมในพื้นที่ต่างๆ มากมาย เช่น ข้อมูลทางธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ข้อมูลหลุมเจาะ และเป็น**การพิสูจน์ทราบ**ว่าที่ใดบริเวณใดมีศักยภาพปิโตรเลียม โดยที่รัฐบาลไม่ต้องเสียเงินลงทุนและยังได้นำข้อมูลมาใช้เพื่อการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศอีกด้วย ภายหลังการสำรวจพบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ ทรัพยากรปิโตรเลียมที่อยู่ใต้พื้นดิน ซึ่งเป็นของรัฐจะถูกผลิตขึ้นมา ทำให้ประเทศ**ได้ใช้ประโยชน์จากทรัพยากรปิโตรเลียม**โดยตรง ในการพัฒนาประเทศให้เจริญก้าวหน้า โดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า และเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ก่อให้เกิดอุตสาหกรรมต่อเนื่องอีกมากมาย

นับตั้งแต่เปิดให้สัมปทานในปีพ.ศ. 2524 จนถึงสิ้นปีพ.ศ. 2554 ประเทศได้รับประโยชน์จากการให้สัมปทานพื้นที่บนบก อ่าวไทย และพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ประโยชน์ที่ประเทศไทยได้รับจากการให้สัมปทานปิโตรเลียมที่สำคัญสรุปได้ดังนี้

1) ในปีพ.ศ. 2554 ประเทศสามารถจัดหาปิโตรเลียมเพื่อใช้ในประเทศเฉลี่ย 801,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน แบ่งออกเป็นก๊าซธรรมชาติ 3,300 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน น้ำมันดิบ 138,900 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) 92,200 บาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 44 ของความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศ
2) กิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสามารถสร้างรายได้ในแต่ละปีคิดเป็นมูลค่าไม่น้อยกว่า 1 ล้านล้านบาท จะเห็นได้จากมูลค่ารวมของปิโตรเลียมสะสม (ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2524 - 2554) ที่ผลิตได้ในประเทศเท่ากับ 3.32 ล้านล้านบาท (ไม่รวมรายได้จากองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย) โดยรัฐได้รับรายได้ในรูปค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ รวมกันเท่ากับ 1.04 ล้านล้านบาท และเมื่อหักเงินลงทุนของบริษัทผู้ผลิตน้ำมัน จำนวน 1.42 ล้านล้านบาทแล้ว ผลประโยชน์ที่บริษัทเอกชนได้รับเท่ากับ 0.86 ล้านล้านบาท โดยมีสัดส่วนการแบ่งผลประโยชน์จากกำไรหลังหักค่าใช้จ่ายระหว่างรัฐกับเอกชนเท่ากับร้อยละ 55 ต่อ 45
3) ส่งเสริมการจ้างงานในประเทศ โดยในแต่ละปีมีการว่าจ้างงานโดยตรงกว่า 20,000 คน และในอุตสาหกรรมต่อเนื่องอีกไม่น้อยกว่า 150,000 คน
4) ประเทศสามารถได้รับการถ่ายทอดเทคโนโลยีด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้แก่คนไทย
5) ลดการนำเข้าปิโตรเลียม โดยจะเห็นได้จากปัจจุบันนำเข้าพลังงานคิดเป็นมูลค่าปีละกว่า 1.13 ล้านล้านบาท ผลจากการผลิตในประเทศทำให้ลดการนำเข้าพลังงานลงปีละ 3.75

แสนล้านบาท ก่อให้เกิดอุตสาหกรรมต่อเนื่อง ได้แก่ อุตสาหกรรมปิโตรเคมี อุตสาหกรรมการก่อสร้างแท่น และอื่นๆ

6) สนับสนุนการพัฒนาท้องถิ่นในกิจกรรมสาธารณประโยชน์ต่างๆ ในบริเวณเขตสัมปทาน หน่วยงานราชการส่วนท้องถิ่น และประชาชนในชุมชนยังได้รับผลประโยชน์โดยตรงจากการสนับสนุนกิจกรรมต่างๆ ที่เป็นสาธารณประโยชน์ เช่นทุนการศึกษาแก่นักเรียน การฝึกอบรมครูอาจารย์ การฝึกกีฬาให้เยาวชน รวมถึงการสนับสนุนกิจกรรมด้านวัฒนธรรมและศาสนาและการจ้างงานในท้องถิ่นเป็นต้น ซึ่งผลประโยชน์ต่างๆ เหล่านี้อยู่นอกเหนือสัญญาสัมปทานระหว่างรัฐบาลและผู้รับสัมปทาน อย่างไรก็ดี กิจกรรมต่างๆดังกล่าวจะช่วยพัฒนาและส่งเสริมความเป็นอยู่ในท้องถิ่นให้ดีขึ้นในทุกๆ ด้าน ถือเป็นนโยบายและความรับผิดชอบต่อสังคมอย่างจริงจัง และมุ่งเน้นการพัฒนาการศึกษาและการพัฒนาชุมชนอย่างยั่งยืน ซึ่งถือปฏิบัติควบคู่กันไปกับการพัฒนาแหล่งพลังงานของประเทศไทย

19. ประเทศไทยได้รับรายได้และผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมเพียงร้อยละ 29.87 จริงหรือ

<u>คำตอบ</u>

ในการพิจารณาสัดส่วนผลประโยชน์ที่ประเทศได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมจากระบบสัมปทาน (Concession System) จะต้องนำรายรับของผู้รับสัมปทานที่ได้จากการขายปิโตรเลียมไปหักต้นทุนและค่าใช้จ่าย (Cost& Expense) ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเสียก่อน จึงจะได้รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่าย ทั้งนี้รัฐจะจัดเก็บรายได้ในรูปของค่าภาคหลวงปิโตรเลียมบวกด้วยภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และบวกด้วยผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ โดยเมื่อพิจารณาจากมูลค่าการลงทุนรวมในการประกอบกิจการปิโตรเลียมของทุกแปลงสำรวจตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 จนถึงสิ้นปีพ.ศ. 2554 มีจำนวนต้นทุนและค่าใช้จ่ายสะสม ทั้งสิ้นประมาณ 1.461 ล้านล้านบาท ขณะที่มูลค่าการขายปิโตรเลียมได้เป็นเงินสะสมประมาณ 3.415 ล้านล้านบาทคงเหลือเป็นรายได้สุทธิของผู้รับสัมปทานหลังหักค่าใช้จ่ายประมาณ 1.954 ล้านล้านบาท ซึ่งในจำนวนนี้รัฐจัดเก็บรายได้เป็นค่าภาคหลวง (คิดจากมูลค่าการขายถึงสิ้นปีพ.ศ. 2554) ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษรวมเป็นเงินสะสมประมาณ 1.074 ล้านล้านบาท หรือคิดเป็นสัดส่วนเงินเข้ารัฐทางตรงต่อรายรับสุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายที่สัดส่วนประมาณร้อยละ 55 และผู้รับสัมปทานที่ผลิตปิโตรเลียมทุกรายมีรายได้สุทธิสะสมประมาณ 0.88 ล้านล้านบาท หรือคิดเป็นสัดส่วนกำไรของบริษัทผู้ประกอบการต่อรายรับสุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายที่ประมาณร้อยละ 45 ดังนั้นคำกล่าวอ้างที่ว่าประเทศไทยได้รับรายได้และผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมเพียงร้อยละ 29.87 จึงไม่จริง

สรุปการจัดเก็บรายได้ของรัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม (Thailand's Petroleum Fiscal Regime)

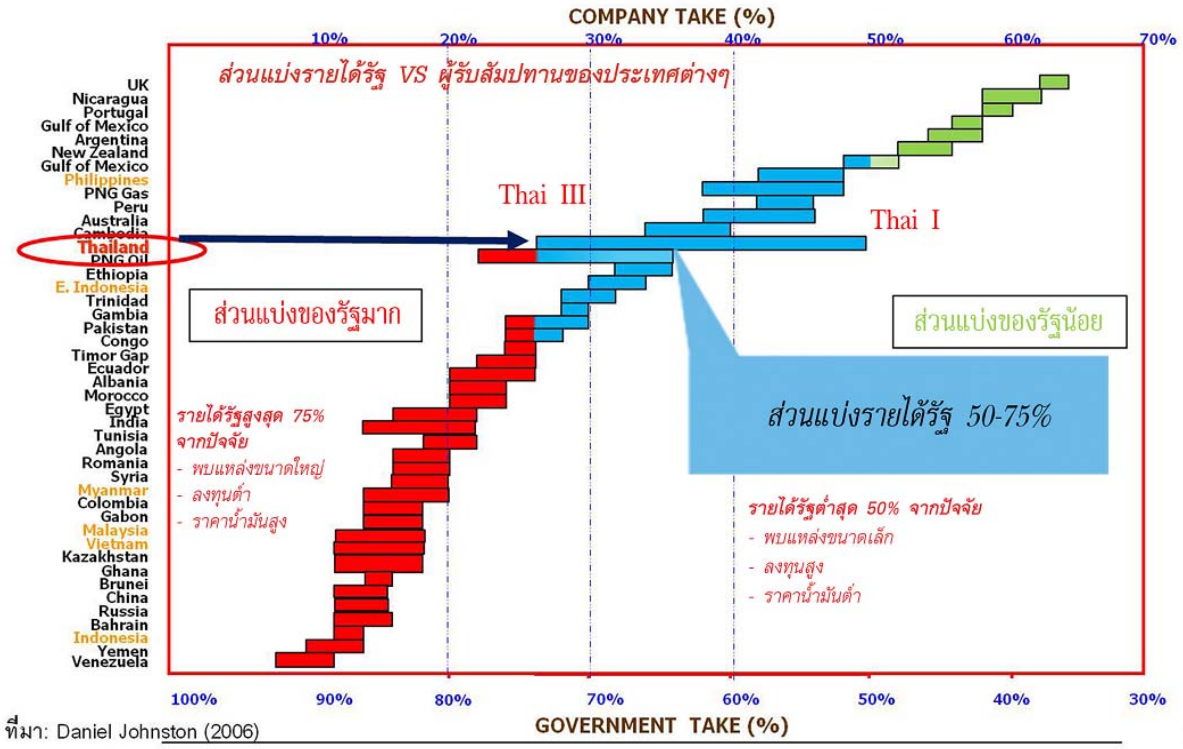
สัดส่วนผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับบริษัทเอกชนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

ประเภทรายได้	ผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 1 Thailand I อัตรา	ผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 2 Thailand III อัตรา	หน่วยงานที่จัดเก็บ
ค่าภาคหลวง (จากยอดขายหรือจำหน่าย)	12.5% ของรายได้ (ชำระรายไตรมาส)	12.5% ของรายได้ (ชำระรายเดือน)	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	-	0-75% ของกำไรปิโตรเลียม ประจำปีรายแปลงสำรวจ	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	50% ของกำไรสุทธิ	50% ของกำไรสุทธิ	กรมสรรพากร

รายได้ของผู้ได้รับสัมปทาน (ข้อมูลตั้งแต่ พ.ศ. 2524 ถึงสิ้นปี พ.ศ. 2554)	**หน่วย : ล้านบาท**	**คิดเป็นกำไร%**
รายได้จากการขายปิโตรเลียม	3.415 ล้านล้านบาท	
หัก ต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	1.461 ล้านล้านบาท	
รวมรายได้หลังหักค่าใช้จ่าย	**1.954 ล้านล้านบาท**	**100%**
รายได้รัฐประกอบด้วย		
- ค่าภาคหลวง	0.425 ล้านล้านบาท	
- เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	0.035 ล้านล้านบาท	
- ภาษีเงินได้	0.614 ล้านล้านบาท	
รวมรายได้รัฐ	**1.074 ล้านล้านบาท**	
สัดส่วนรายได้รัฐ : ผู้รับสัมปทาน		
รายได้รัฐ	1.074 ล้านล้านบาท	55%
รายได้ผู้รับสัมปทาน	0.88 ล้านล้านบาท	45%

จากการพิจารณาของบริษัท Daniel Johnston (2006) เกี่ยวกับระบบการจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการด้านปิโตรเลียมของโลก พบว่า ประเทศไทยมีสัดส่วนอยู่ในช่วงประมาณร้อยละ 50-75 ปัจจัยสำคัญที่ใช้ประกอบการพิจารณาเพื่อกำหนดสัดส่วนดังกล่าวคือขนาดของแหล่งปิโตรเลียม มูลค่าเงินลงทุน และโอกาสในการค้นพบแหล่งปิโตรเลียมซึ่งหากพิจาณาจากปัจจัยต่างๆ ดังกล่าวแล้ว ประเทศไทยจึงได้กำหนดสัดส่วนผลประโยชน์ของประเทศในรูปส่วนแบ่งรายได้รัฐ ให้อยู่ในระดับกลางเมื่อเทียบกับประเทศต่างๆ เพื่อเป็นการดึงดูดให้เกิดการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเนื่องจากประเทศไทยพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก และใช้เงินลงทุนสูงในการสำรวจ เพื่อผลิตปิโตรเลียมในปริมาณที่เท่ากัน เมื่อเปรียบเทียบกับบางประเทศที่กำหนดส่วนแบ่งของรัฐอยู่ในระดับสูง ประมาณร้อยละ 75-90 เนื่องจาก แหล่งปิโตรเลียมของประเทศเหล่านั้นมีขนาดใหญ่โอกาสพบปิโตรเลียมสูงและใช้เงินลงทุนน้อยในการสำรวจ เพื่อผลิตปิโตรเลียมในปริมาณที่เท่ากัน ตัวอย่างเช่น ประเทศเวเนซุเอลา อินโดนีเซีย และมาเลเซีย เป็นต้น

ส่วนแบ่งรายได้รัฐ VS ส่วนแบ่งผู้รับสัมปทานของประเทศต่างๆ



ที่มา: Daniel Johnston (2006)

ในตารางเปรียบเทียบศักยภาพแหล่งปิโตรเลียมของประเทศไทยกับประเทศอื่นๆ ในภูมิภาค แสดงให้เห็นว่า แหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยมีขนาดเล็ก เมื่อเทียบกับแหล่งในประเทศเพื่อนบ้าน เช่น แหล่งนาทูนา ในประเทศอินโดนีเซีย ที่มีปริมาณสำรองถึง 210 ล้านล้าน ลบ.ฟุต มากกว่าแหล่งเอราวัณซึ่งเป็นแหล่งขนาดใหญ่ของประเทศไทยถึง 210 เท่า หรือแหล่งยาดานาและเยตากุนในประเทศพม่า ก็มีขนาดใหญ่กว่าแหล่งในประเทศไทยเช่นกัน

นอกจากในด้านขนาดของแหล่งแล้ว การผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศไทยยังต้องใช้หลุมผลิตจำนวนมาก เนื่องจากอัตราการผลิตต่อหลุมต่ำ เช่นแหล่งเอราวัณต้องใช้หลุมทั้งสิ้นกว่า 508 หลุมเพื่อที่จะผลิตก๊าซธรรมชาติในอัตรา 275 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในขณะที่แหล่งยาดานาในประเทศพม่าใช้หลุมเพียง 10 หลุมในการผลิตก๊าซธรรมชาติ 800 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน จึงทำให้บริษัทผู้รับสัมปทานต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมากในการเจาะหลุมผลิต และทำให้มีต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นในที่สุด

เปรียบเทียบศักยภาพแหล่งปิโตรเลียมของประเทศไทยกับประเทศอื่นๆ ในภูมิภาค

แหล่ง	ปริมาณสำรอง[1] (ล้านล้าน ลบ.ฟุต)	จำนวนหลุม	ความหนาชั้นกักเก็บ (เมตร)	อัตราการผลิต (ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน)	อัตราการผลิตต่อหลุม (ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน)
Yadana	6.5	10	120	800	80
Yetagun	4.4	14	40-120	440	31.4
Shwe	3.5	20	30	400	20
Natuna	210	6	200	-	-
น้ำพอง	0.4	8	25	15	1.9
บงกช	2.6	346[2]	30-170	568	1.6
เอราวัณ	1.0	508[3]	57	275	0.54

หมายเหตุ 1) ปริมาณสำรอง 2P
2) หลุมทั้งหมด 346 หลุม อยู่ระหว่างการผลิต 164 หลุม
3) หลุมทั้งหมด 508 หลุม อยู่ระหว่างการผลิต 222 หลุม

สาเหตุหนึ่งที่แหล่งปิโตรเลียมของประเทศไทยเล็กกว่าแหล่งปิโตรเลียมของประเทศเพื่อนบ้าน เนื่องจากข้อจำกัดของสภาพทางธรณีวิทยาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย เช่น แหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบในอ่าวไทย กำเนิดมาจากการสะสมของแอ่งบริเวณทรายตะกอนแม่น้ำ ขณะที่ประเทศเพื่อนบ้านแหล่งปิโตรเลียมกำเนิดมาจากการสะสมของแอ่งตะกอนในทะเล และแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในอ่าวไทยยังมีรอยเลื่อนจำนวนมากอีกด้วย ทำให้ชั้นหินกักเก็บไม่ต่อเนื่อง จึงต้องใช้หลุมเจาะจำนวนมาก

นอกจากจำนวนเงินลงทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจะขึ้นอยู่กับขนาดของแหล่งน้ำมัน จำนวนหลุมที่เจาะและผลิตแล้ว ยังขึ้นอยู่กับอัตราความสำเร็จ (Success Rate) ในการพบปิโตรเลียมในประเทศไทย จากตารางอัตราความสำเร็จในการพบปิโตรเลียมในประเทศไทย จะเห็นว่า โดยเฉลี่ยทั้งประเทศ หลุมสำรวจในโครงสร้างใหม่ระหว่างปีพ.ศ. 2552-2554 จำนวน 70 หลุม มีหลุมที่พบปิโตรเลียมและสามารถผลิตเป็นเชิงพาณิชย์ 7 หลุม หรือคิดเป็นอัตราความสำเร็จร้อยละ 10 ซึ่งหมายความว่าขุดหลุมสำรวจ 10 หลุม มีโอกาสพบปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์เพียง 1 หลุม หากแบ่งตามแหล่งปิโตรเลียมในภูมิภาคต่างๆ พบว่าอัตราความสำเร็จในการพบปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ของภาคกลางและภาคเหนือสูงที่สุดถึงร้อยละ 33 รองลงมาได้แก่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและอ่าวไทยร้อยละ 11 และ 7 ตามลำดับ บริเวณที่สำรวจปิโตรเลียมไปแล้วถึง 19 หลุม แต่ยังไม่พบหลุมปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์เลยคือ ทะเลอันดามัน อัตราความสำเร็จในการค้นพบปิโตรเลียมจึงเท่ากับศูนย์ และทำให้ผู้รับสัมปทานต้องจ่ายเงินค่าลงทุนไปแล้วทั้งสิ้นถึง 40,000 กว่าล้านบาท โดยไม่ได้รับผลประโยชน์ตอบแทนเลย

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
กระทรวงพลังงาน

อัตราความสำเร็จในการพบปิโตรเลียมในประเทศไทย

สามารถผลิตปิโตรเลียมได้	หลุมสำรวจในโครงสร้างใหม่	หลุมที่พบปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์[3]	อัตราความสำเร็จ (ร้อยละ)
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	27	3	11
ภาคกลางและภาคเหนือ[1,2]	9	3	33
อ่าวไทย[1]	15	1	7
ทะเลอันดามัน	19	0	0
เฉลี่ยทั้งประเทศ	**70**	**7**	**10**

หมายเหตุ: 1. หลุมสำรวจที่เจาะระหว่างปี 2552-2554
2. ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมนอกจากค่าหลุมเจาะ ต่ำมาก ทำให้พัฒนาได้แม้จะพบปิโตรเลียมเพียงเล็กน้อย
3. หลุมสำรวจที่ได้รับการพัฒนาเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

จากข้อมูลในตารางข้างบนจะเห็นว่า (Success rate) อัตราความสำเร็จของประเทศไทยในการเจาะหลุมแล้วพบปิโตรเลียม เพื่อนำมาผลิตในเชิงพาณิชย์ได้มีแค่ร้อยละ10 หรือเจาะ 10 หลุม ประสบความสำเร็จนำมาผลิตได้ในเชิงพาณิชย์แค่ 1 หลุม

กลุ่มที่ 4 : สภาพปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมเนื่องจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ผลกระทบ มาตรการป้องกันและแก้ไข

20. ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีนโยบายและมาตรการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างไรบ้าง

<u>คำตอบ</u>

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) มีแนวนโยบายและมาตรการในการป้องกันปัญหาผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยกำหนดว่า “ผู้รับสัมปทานจะต้องดำเนินการในด้านการป้องกันและบำบัดความเสียหายต่อสิ่งแวดล้อมโดยต้องดำเนินการตามมาตรฐานสากล” และตามมาตรา 75 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้กำหนดว่า “ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ผู้รับสัมปทานต้องป้องกันโดยดำเนินมาตรการอันเหมาะสมตามวิธีการปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดีเพื่อมิให้ที่ใดโสโครกด้วยน้ำมัน โคลนหรือสิ่งอื่นใด ในกรณีที่ที่ใดเกิดความโสโครกด้วยน้ำมัน โคลน หรือสิ่งอื่นใดเนื่องจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมโดยผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัมปทานต้องบำบัดปัดป้องความโสโครกนั้นโดยเร็วที่สุด ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานไม่ดำเนินการหรือดำเนินการดังกล่าวจนเกิดความล่าช้า หรือหากไม่ดำเนินการทันทีอาจก่อให้เกิดความเสียหายมากขึ้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติหรือบุคคลอื่นที่อธิบดีมอบหมายอาจเข้าดำเนินการบำบัดปัดป้องความโสโครกนั้นแทนหรือร่วมกับผู้รับสัมปทาน โดยผู้รับสัมปทานเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด”

นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำหนดมาตรการให้ผู้รับสัมปทานต้องดำเนินการดังนี้

1) ในการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งที่อยู่ในเขต 12 ไมล์ทะเลนับจากเส้นฐานตรง ผู้รับสัมปทานจะต้องไม่ปล่อยเศษหินจากการเจาะและน้ำจากกระบวนการผลิตลงทะเลโดยตรง

2) ในการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ผู้รับสัมปทานต้องดำเนินการอัดกลับน้ำทั้งหมดจากกระบวนการผลิตลงชั้นกักเก็บใต้ดิน (100% Produced water injection)

3) ให้มีการลดปริมาณก๊าซเผาทิ้งจากโครงการผลิตปิโตรเลียม

4) ให้มีการติดตามเฝ้าระวังผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากกระบวนการผลิต และบริษัทผู้รับสัมปทานต้องส่งรายงานการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติซึ่งที่ผ่านมาผลการตรวจติดตามคุณภาพสิ่งแวดล้อมอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด

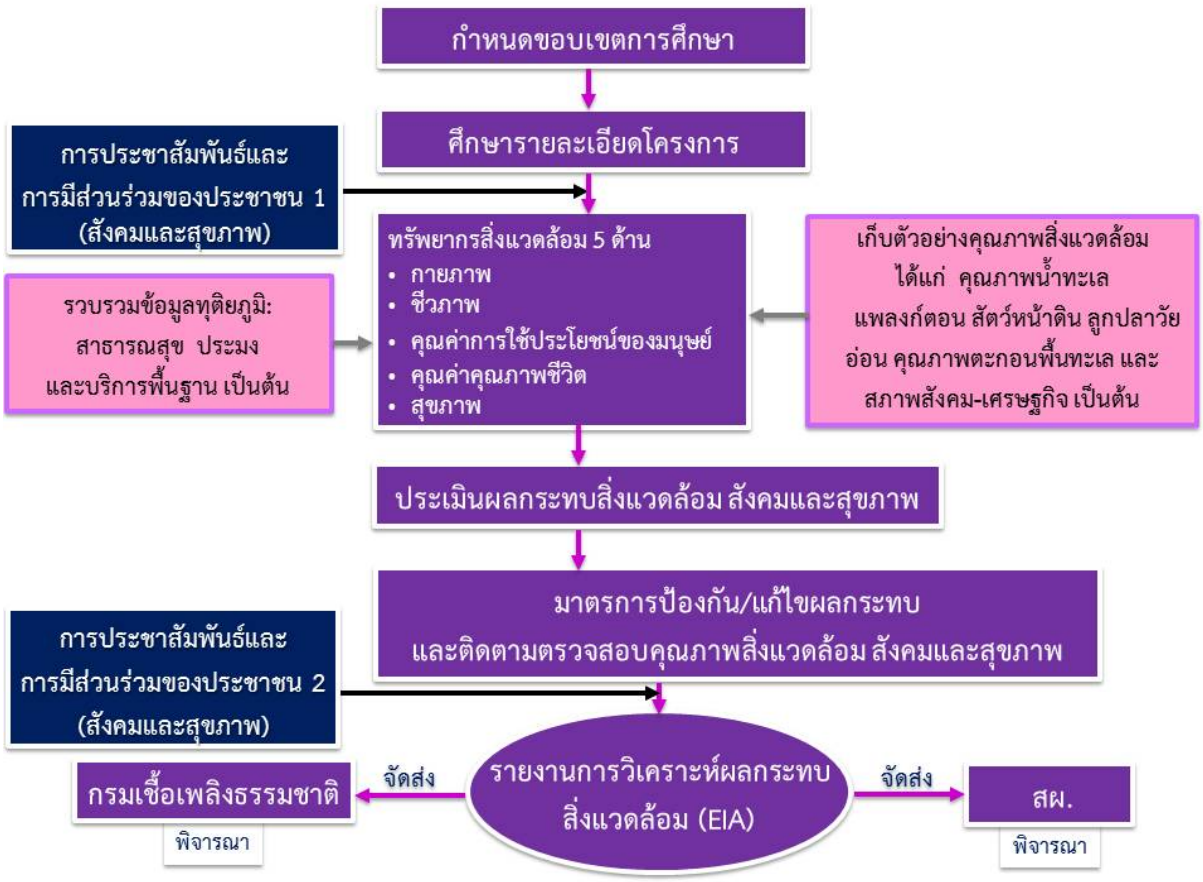
5) กิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย ต้องดำเนินการโดยมีมาตรการและแผนงานในทุกขั้นตอนให้มีความปลอดภัยสูงสุดตามกฎหมายปิโตรเลียม และมาตรฐานสากลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม กฎกระทรวงกำหนดให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งของปิโตรเลียมหรือ BOP (Blowout Preventer) ซึ่งมีวาล์วนิรภัยถึง 3 ชั้น และในหลุมผลิตจะต้องติดตั้งวาล์วนิรภัยภายในทุกหลุม เพื่อป้องกันและควบคุมความดันและสามารถปิดหลุมโดยอัตโนมัติหากมีเหตุฉุกเฉิน รวมทั้งมีเจ้าหน้าที่รับผิดชอบด้านความปลอดภัยของบริษัทผู้ดำเนินงานอยู่ประจำ และมีการตรวจสอบและกำกับดูแลอย่างใกล้ชิดจากพนักงานเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

6) บริษัทผู้ดำเนินงานจะต้องมีแผนรองรับเพื่อแก้ไข และเผชิญเหตุต่างๆ และมีการทบทวนซักซ้อมแผนอย่างสม่ำเสมอทุกปี โดยมีเครื่องมืออุปกรณ์เผชิญเหตุรั่วไหลของน้ำมันในทะเลไว้ที่แท่นเจาะหรือแท่นผลิต

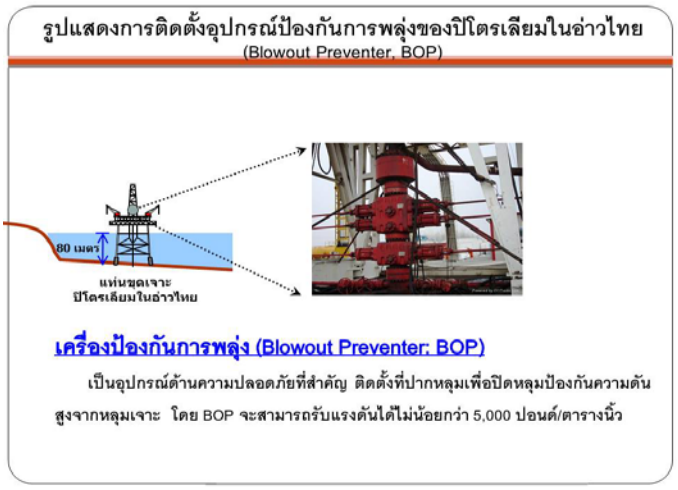
หลักเกณฑ์และขั้นตอนในการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมและการผลิตปิโตรเลียม มีดังนี้

1. จัดทำรายละเอียดโครงการ รายละเอียดกิจกรรมโครงการของเสียและการจัดการ
2. จัดทำและวิเคราะห์สภาพสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพและชีวภาพ คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต
3. ต้องมีการจัดกิจกรรมการมีส่วนร่วมของประชาชน การรับฟังความคิดเห็นอย่างน้อย 2 ครั้ง และมีการสำรวจทัศนคติผู้มีส่วนได้เสียโดยตรง
4. ดำเนินการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพอย่างเป็นระบบ ถูกต้องและโปร่งใส
5. จัดทำมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพ

ขั้นตอนและกระบวนการในการจัดทำรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อม



(สผ. : สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม)



จากรูปข้างบนแสดงให้เห็นว่า ฝูงปลาอาศัยอยู่อย่างชุกชุมรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมในทะเล ซึ่งเป็นตัวชี้วัดที่สำคัญว่า การผลิตปิโตรเลียมในทะเลไม่ได้ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและระบบนิเวศวิทยาของสิ่งมีชีวิต ในทางตรงข้ามกลับเป็นคอนโดมิเนียมหรือบ้านของปลาให้พักอาศัย และหลบคลื่นรบกวนในทะเล อาจสรุปได้ว่าที่ใดมีการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเล เราจะเห็นฝูงปลาอยู่ในบริเวณนั้นอย่างชุกชุม ซึ่งไม่ได้ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

21. กระทรวงพลังงานยืนยันได้ไหมว่าการเจาะหลุมน้ำมันในอ่าวไทยมีความปลอดภัยแน่นอน และไม่เกิดเหตุรั่วไหลเหมือนของบริษัท BP ในอ่าวเม็กซิโกของสหรัฐอเมริกา

<u>คำตอบ</u>

ตามที่มีกลุ่มผู้ประกอบการธุรกิจท่องเที่ยว แสดงความกังวลต่อผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นการเจาะหลุมสำรวจเพื่อค้นหาปิโตรเลียมในอ่าวไทยของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม เช่นเดียวกับที่เกิดเหตุรั่วไหลของน้ำมันดิบจากแหล่ง Macondo ของบริษัท BP ในอ่าวเม็กซิโก และคัดค้านการดำเนินการดังกล่าว โดยเฉพาะการดำเนินงานใน 4 แปลง สำรวจในพื้นที่ใกล้เกาะสมุย เกาะพงัน และเกาะเต่า เนื่องจากเกรงว่าจะส่งผลกระทบต่อแหล่งสิ่งแวดล้อม ระบบนิเวศ การท่องเที่ยว และวิถีชีวิตและความเป็นอยู่ของคนในชุมชน นั้น

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงานขอยืนยันว่า แหล่งน้ำมันในอ่าวไทยมีความแตกต่างกับแหล่งน้ำมันในอ่าวเม็กซิโกเป็นอย่างมาก ทั้งในด้านสภาพภูมิศาสตร์และลักษณะทางธรณีวิทยา ด้วยแหล่งน้ำมันในอ่าวไทยเป็นแหล่งขนาดเล็กและไม่ต่อเนื่อง มีความดันของแหล่งค่อนข้างต่ำ อยู่ที่ไม่เกิน 3,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว และจำเป็นต้องติดตั้งปั๊มช่วยในการผลิต โดยปัจจุบันมีการผลิตน้ำมันดิบในอัตราวันละ 128,000 บาร์เรลจาก 11 แหล่ง โดยต้องใช้หลุมผลิตจำนวนทั้งสิ้น 476 หลุม เท่ากับมีอัตราการไหลเฉลี่ยเพียงหลุมละ 300 – 500 บาร์เรลต่อวัน และในขณะที่แหล่งน้ำมันดิบที่เกิดการรั่วไหลในอ่าวเม็กซิโกเป็นแหล่งขนาดใหญ่ มีความดันในแหล่งสูงถึง 13,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว หรือสูงกว่าของไทยถึง 4.3 เท่า

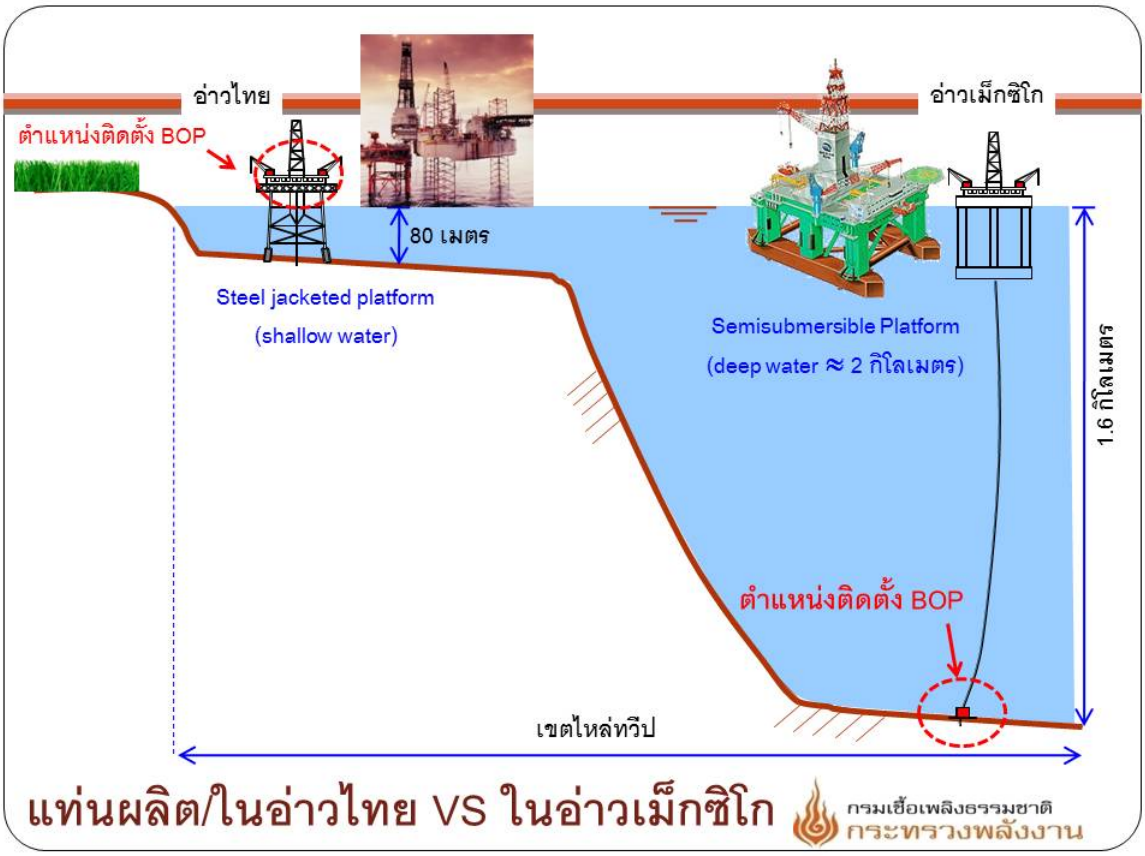
นอกจากนี้ระดับความลึกของน้ำในอ่าวไทยมีเพียง 30-80 เมตร จึงสามารถติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer) บนแท่นเจาะ ซึ่งมีวาล์วนิรภัยที่จะปิดหลุมโดยอัตโนมัติทันทีในกรณีเกิดเหตุการณ์พลุ่งไหลของน้ำมันดิบ หรือหากมีเหตุทำให้อุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งไม่สามารถปิดเองโดยอัตโนมัติ ก็สามารถใช้คนปิดอุปกรณ์ได้ทันทีเพราะมีเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะตลอด 24 ชั่วโมง ในขณะที่ระดับน้ำในอ่าวเม็กซิโกมีความลึกถึง 1,600 เมตร หรือลึกกว่าของไทยถึงเกือบ 30 เท่า โดยต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่พื้นทะเล และใช้อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ซึ่งเป็นสภาพที่ยากต่อการปฏิบัติงาน

จากสถิติของการเจาะหลุมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโลกมีมากกว่า 1 ล้านหลุม มีสถิติการเกิดเหตุการณ์พลุ่งและรั่วไหลของปิโตรเลียม (Blow Out) เพียง 45 ครั้ง ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 0.0045 เท่านั้น ทั้งนี้ตลอดระยะเวลา 40 ปีของไทย ตั้งแต่มีการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศตามกฎหมายปิโตรเลียมมีการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งบนบกและในทะเลมากกว่า 6,000 หลุม (เป็นหลุมเจาะบนบก 995 หลุม) และมีการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตทั้งบนบกและอ่าวไทยรวม 54 แหล่ง (เป็นแหล่งบนบก 25 แหล่ง) ไม่เคยเกิดอุบัติเหตุที่ส่งผลกระทบร้ายแรงต่อสิ่งแวดล้อมและคุณภาพชีวิตประชาชนแต่อย่างใด

การดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในบ้านเรา รัฐได้กำหนดให้ผู้ประกอบการมีทั้งมาตรการป้องกัน บรรเทาและแก้ไขผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินการ โดยมีกฎหมายหลักที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม กฎหมายด้านสิ่งแวดล้อม อีกทั้งยังต้อง

ดำเนินการตามข้อกำหนดในรัฐธรรมนูญ โดยเน้นในเรื่องของความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม กระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชน ซึ่งการดำเนินการในทุกขั้นตอนได้มีการตรวจสอบและกำกับดูแลอย่างใกล้ชิดจากพนักงานเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

รูปจำลองแสดงภาพท้องทะเลของอ่าวไทยเทียบกับอ่าวเม็กซิโก



22. การกำจัดกากของเสียอันตรายจากการเจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียม ตัวอย่างเช่น เศษหิน เศษดิน และกากน้ำโคลนฯ รัฐจะมีวิธีการกำจัดอย่างไร ที่จะสร้างความเชื่อมั่นของชุมชนรอบพื้นที่เจาะหลุมว่ามีความปลอดภัยเพียงพอ และไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สุขภาพ และชีวิตความเป็นอยู่ของประชาชน

<u>คำตอบ</u>

1. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีแนวนโยบายและการกำกับดูแลอย่างเข้มงวดในการป้องกันปัญหาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของโครงการ ดังนี้

1) นโยบายของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.1) โครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมใดๆ ต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม เมื่อได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานที่รับผิดชอบแล้วจึงจะดำเนินการได้

1.2) โครงการผลิตปิโตรเลียมที่อยู่ในเขต 12 ไมล์ทะเล (1 ไมล์ทะเล = 1.85 กิโลเมตร) นับจากชายฝั่ง จะต้องไม่ปล่อยเศษหินจากการเจาะ และน้ำจากกระบวนการผลิตลงทะเลโดยตรง

1.3) ให้โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลทั้งหมดอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตลงชั้นกักเก็บ

1.4) ส่งเสริมการลดปริมาณก๊าซเผาทิ้งจากโครงการผลิตปิโตรเลียม โดยนำมาใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการ ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับวิสาหกิจชุมชนแปรรูปผลผลิตการเกษตรเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซหุงต้ม และใช้ผลิตก๊าซ LNG

1.5) ให้มีการติดตามเฝ้าระวังผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากกระบวนการผลิต และบริษัทผู้รับสัมปทานต้องส่งรายงานการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งที่ผ่านมาผลการตรวจติดตามคุณภาพสิ่งแวดล้อมอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด

1.6) กิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย ต้องดำเนินการโดยมีมาตรการและแผนงานในทุกขั้นตอนให้มีความปลอดภัยสูงสุดตามกฎหมายปิโตรเลียม และมาตรฐานสากล ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม กฎกระทรวงกำหนดให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งของปิโตรเลียม หรือ BOP (Blowout Preventer) ซึ่งมีวาล์วนิรภัยถึง 3 ชั้น และในหลุมผลิตจะต้องติดตั้งวาล์วนิรภัยภายในทุกหลุม เพื่อป้องกันและควบคุมความดันและปิดหลุมโดยอัตโนมัติหากมีเหตุฉุกเฉิน รวมทั้งมีเจ้าหน้าที่รับผิดชอบด้านความปลอดภัยของบริษัทผู้ดำเนินงานอยู่ประจำ และมีการตรวจสอบและกำกับดูแลอย่างใกล้ชิดจากพนักงานเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.7) บริษัทผู้ดำเนินงานจะต้องมีแผนรองรับเพื่อแก้ไข และเผชิญเหตุต่างๆ และมีการทบทวนซักซ้อมแผนอย่างสม่ำเสมอทุกปี โดยมีเครื่องมืออุปกรณ์เผชิญเหตุรั่วไหลของน้ำมันในทะเลไว้ที่แท่นเจาะ หรือแท่นผลิต

2) การกำกับดูแลด้านสิ่งแวดล้อม

2.1) กำกับดูแลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ให้เป็นไปตามมาตรการที่ระบุไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับการเห็นชอบและมาตรฐานสากล ได้แก่

2.1.1) การจัดการเศษหินจากการเจาะหลุมสำรวจและผลิต

2.1.2) การจัดการน้ำทิ้งจากกระบวนการผลิต

2.1.3) การจัดการของเสียอันตราย

2.1.4) การรับมือต่อภาวะฉุกเฉิน

2.1.5) รายงานผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

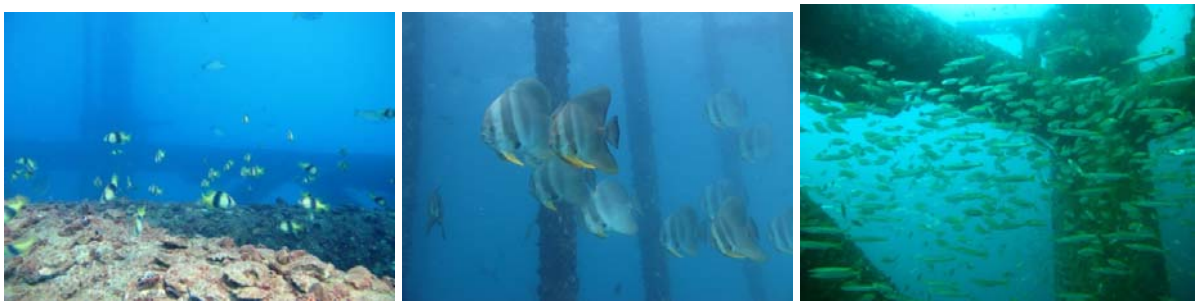
2.2) บริษัทผู้รับสัมปทานต้องส่งรายงานการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งที่ผ่านมาผลการตรวจติดตามคุณภาพสิ่งแวดล้อมอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด

2.3) โครงการตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในอ่าวไทย เริ่มตั้งแต่ปีพ.ศ. 2540 จนปัจจุบัน โดยว่าจ้างภาควิชาวิทยาศาสตร์ทางทะเล คณะวิทยาศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ทำการศึกษาปริมาณปรอทในเนื้อเยื่อปลาหน้าดินบริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย ผลการศึกษาพบว่ามีค่าเฉลี่ยไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานที่กระทรวงสาธารณสุขกำหนด คือ ไม่เกิน 0.5 ไมโครกรัมต่อกรัม

2.4) ร่วมกับสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมและหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง จัดทำข้อกำหนดเรื่อง “การทดสอบความเป็นพิษโดยรวมของน้ำที่ได้จากการผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย” เพื่อเป็นแนวทางในการประเมินผลกระทบเฉียบพลันต่อสัตว์น้ำในอ่าวไทยที่เกิดจากน้ำจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียม

2.5) จัดทำฐานข้อมูลด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม เพื่อใช้ในการติดตามตรวจสอบและประเมินสภาพสิ่งแวดล้อมและใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการศึกษาและเผยแพร่แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และมีการเปิดเผยข้อมูลอย่างโปร่งใส

สภาพพื้นทะเลและฝูงปลาบริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย



****

หากมีข้อสงสัย

“มุ่งมั่น ตั้งใจ เพื่อไทยทุกคน”

หากมีข้อสงสัยหรือต้องการคำชี้แจงเพิ่มเติมประการใด กรุณาติดต่อ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
กระทรวงพลังงาน

อาคารเอ็นเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ บี ชั้น 21
เลขที่ 555/2 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900
โทร. 0 2794 3060
โทรสาร 0 2794 3058
www.dmf.go.th