



การวางแผนการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าจะนะ
ในชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ของแอ่งสงขลา
**Planning for Geological Carbon Storage from Chana Power Plant
In Songkhla Petroleum Reservoir**

ศิริภัทร ศิริกุลพิทักษ์
Siriphat Sirikunpitak

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญา
วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการสิ่งแวดล้อม
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of
Master of Science in Environmental Management
Prince of Songkla University**

2559

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชื่อวิทยานิพนธ์ การวางแผนการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าจะนะในชั้นหิน
 กักเก็บปิโตรเลียม ของแอ่งสงขลา

ผู้เขียน นางสาวศิริภัทร ศิริกุลพิทักษ์

สาขาวิชา การจัดการสิ่งแวดล้อม

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

คณะกรรมการสอบ

..... ประธานกรรมการ
 (ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. วิจารณ์จริย์ ด้านสวัสดิ์) (ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. เกื้ออนันต์ เตชะโต)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

..... กรรมการ
 (ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. วิจารณ์จริย์ ด้านสวัสดิ์)

.....
 (ดร. ณัฐวรรณ ปิติพิชญ์)

..... กรรมการ
 (ดร. ณัฐวรรณ ปิติพิชญ์)

.....
 (ดร. สาครินทร์ ไชศรี)

..... กรรมการ
 (ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สวัสดิ์ ยอดขยัน)

..... กรรมการ
 (คุณสุวรรณ อำนวยผลวิวัฒน์)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยรับเป็น ส่วน
 หนึ่งของการศึกษา ตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการสิ่งแวดล้อม

.....
 (รองศาสตราจารย์ ดร. ชีระพล ศรีชนะ)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

ขอรับรองว่า ผลงานวิจัยนี้มาจากการศึกษาวิจัยของนักศึกษาเอง และได้แสดงความขอบคุณบุคคลที่มีส่วนช่วยเหลือแล้ว

ลงชื่อ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โรจน์จรรย์ย์ ด้านสวัสดิ์)
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ลงชื่อ
(ดร. ณัฐวรรณ ปิติพิชญ์)
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม)

ลงชื่อ
(ดร. สาครินทร์ ไชศรี)
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม)

ลงชื่อ
(นางสาวศิริภัทร ศิริกุลพิทักษ์)
นักศึกษา

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ผลงานวิจัยนี้ไม่เคยเป็นส่วนหนึ่งในการอนุมัติปริญญาในระดับใดมาก่อน
และไม่ได้ถูกใช้ในการยื่นขออนุมัติปริญญาในขณะนี้

ลงชื่อ

(นางสาวศิริภัทร ศิริกุลพิทักษ์)

นักศึกษา

ชื่อวิทยานิพนธ์	การวางแผนการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าจะนะ ในชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ของแอ่งสงขลา
ผู้เขียน	นางสาวศิริภัทร ศิริกุลพิทักษ์
สาขาวิชา	การจัดการสิ่งแวดล้อม
ปีการศึกษา	2558

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อวางแผนการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าจะนะในชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ของแอ่งสงขลา บนพื้นฐานของเทคโนโลยีการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในโครงสร้างธรณีวิทยา (Carbon Capture Storage; CCS) เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการนำเทคโนโลยี CCS มาจัดการกับ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะ

การดำเนินการวิจัยได้ดำเนินการ ในส่วนที่หนึ่งคือศึกษาทฤษฎี หลักการและบทบาทงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินปริมาณ CO₂ ธรณีวิทยาของแหล่งปิโตรเลียมสงขลา และการใช้ซอฟต์แวร์ Petrel และ Eclipse เป็นเครื่องมือในการจำลองโครงสร้างของแอ่งสงขลา ส่วนที่สองคือสังเคราะห์ข้อมูลปริมาณก๊าซ CO₂ เส้นทางการขนถ่าย CO₂ และโครงสร้างที่มีความเป็นไปได้ในการกักเก็บ CO₂ โดยใช้แบบจำลองเชิงตัวเลข เพื่อจำลองสถานการณ์ในการจัดการ CO₂

ผลการศึกษาประมาณการปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในปี 2014 – 2018 มีปริมาณ CO₂ รวม 14 ล้านตัน และการวิจัยได้จำลองโครงสร้างของแหล่งกักเก็บแอ่งสงขลาเป็นโครงสร้างที่ใช้ในการจัดการ CO₂ ออกเป็น 2 ลักษณะ ตามโครงสร้างทางธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บ นั่นคือ Songkhla Lower Miocene(SLM) และ Songkhla Lower Oligocene(SLO) และกำหนดลักษณะของรอยเลื่อนออกเป็น 2 รอยเลื่อน คือรอยเลื่อนปิดกั้นและรอยเลื่อนไม่ปิดกั้น พร้อมกำหนดอัตราการทดลองอัด CO₂ เป็น 2 เงื่อนไข คือ อัด 100 % และ อัด 50 % ของปริมาณ CO₂ ที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยพิจารณาดำเนินการในแต่ละโครงสร้างบริเวณที่มีความพรุนสูง และแบ่งสถานการณ์ในการทดลองออกเป็น 8 สถานการณ์ ภายใต้เงื่อนไขที่กล่าวแล้วพบว่าปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บในโครงสร้าง SLM เฉลี่ยประมาณ 2.24 ล้านตัน และโครงสร้าง SLO เฉลี่ยประมาณ 1.15 ล้านตัน ซึ่งเป็นผลมาจากการกำหนดเงื่อนไขของโครงสร้างแหล่งกักเก็บ อัตราการอัด และการควบคุมความดันในแหล่งกักเก็บไม่สูงเกิน 230 บาร์ ในขณะที่ปริมาตรโดยรวมของแหล่งกักเก็บทั้งสองชั้น ในส่วนที่จำลองสถานการณ์ไว้ นั้น คงเหลือปริมาณที่

จะรองรับ CO₂ เฉลี่ยประมาณ 98.67% สำหรับโครงสร้าง SLM และ 99.45% สำหรับโครงสร้าง SLO

ในภาพรวมงานวิจัยเสนอแนวทางในการจัดการ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะดักจับ CO₂ หลังการเผาไหม้ โดยใช้สารละลายเอมีนโดยพิจารณาจากกระบวนการและเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้า จากนั้นดำเนินการขนถ่าย CO₂ ทางท่อระยะทางรวม 64 กิโลเมตรจากบริเวณชายฝั่งโรงไฟฟ้าจะนะไปยังแหล่งกักเก็บแอ่งสงขลา และอัด CO₂ ในโครงสร้าง SLM และ SLO ภายใต้เงื่อนไขอัด CO₂ ด้วยปริมาณ 50% ของปริมาณที่เกิดขึ้น และควบคุมความดันในแหล่งกักเก็บไม่ให้สูงเกิน 230 บาร์

อย่างไรก็ตามเนื่องจากการจำลองสถานการณ์ดำเนินการในเงื่อนไขที่จำกัดและผลการศึกษาซึ่งชี้ถึงการใช้ประโยชน์แหล่งกักเก็บในระยะเวลายั่งยืนจึงเสนอแนะให้ศึกษาเพิ่มเติมปฏิกิริยาทางเคมีในกระบวนการดักจับ CO₂ จากก๊าซไอเสียที่ปล่อยสำรวจเส้นทางในการลำเลียง CO₂ ในรายละเอียด ศึกษาอัตราการอัด CO₂ ที่สามารถใช้ประโยชน์จากแหล่งกักเก็บได้สูงกว่าและนานกว่าที่ได้ทดลอง รวมทั้งศึกษาพฤติกรรมแปรของ CO₂ หลังการอัดและการเกิดปฏิกิริยากับของไหลตามธรรมชาติในแหล่งกักเก็บ และศึกษาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมบริเวณแหล่งอื่นๆ เพื่อรองรับปริมาณ CO₂ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

Thesis Title	Planning for Geological Carbon Storage from Chana Power Plant In Songkhla Petroleum Reservoir
Author	Miss Siriphat Sirikunpitak
Major Program	Environmental Management
Academic Year	2015

ABSTRACT

This research aimed at planning for geological carbon storage of CO₂ emission from Chana power plant in Songkhla petroleum reservoir, based on Carbon Capture Storage (CCS) technology and computer simulation.

The first part of this research reviewed theory and research related to evaluation of CO₂ emission, CCS technology, geology of Songkhla petroleum reservoir and Petrel and Eclipse software. An amount of CO₂ emission from Chana power plant during 2014 – 2018 was estimated using IPCC 2006 equation and mode of CO₂ transport assessed and propose. A computer simulation was then applied to assess the reservoir potential for CO₂ storage.

The study revealed that an estimated amount of CO₂ emission from Chana power plant during 2014 – 2018 is about 14 million tons (Mton). The potential reservoir of Songkhla basin was divided in 2 rock formations, Songkhla Lower Miocene (SLM) and Songkhla Lower Oligocene (SLO) with different fault structures, sealed and unsealed. Two different conditions of CO₂ injection 100% and 50% of CO₂ daily capture were experimented. The injection wells in high porosity area were selected. The simulating of CO₂ injection and distribution were divided in eight scenarios, six scenarios in SLM and two scenarios in SLO.

In SLM formation comprising six scenarios based on different fault structures (fault sealed (SLM1; East) and (SLM1; West) and fault unsealed (SLM)) and two different rate of CO₂ injection. The amount of CO₂ on an average, stored in SLM is 2.24 Mton. That stored in SLM1 (East) and SLM1 (West) with 50% of CO₂ daily injection is better. In SLO formation, with two scenarios, which fault unsealed with two different CO₂ injection rate. Overall average, SLO formation could store 1.15 Mton CO₂. In all scenarios, the reservoir pressure not exceeding 230

bar was controlled, with the volume of reservoir totaling 98.67 % of SLM and 99.45% of SLO remained.

Based on the above finding, a generic guidelines for CO₂ management of Chana power plants was proposed; perform post - combustion CO₂ capture using Amine solution, transport CO₂ solution through pipeline from the power plants to potential reservoirs, and inject CO₂ with injection rate of 50 % of CO₂ captured to store in the SLM1 (East), SLM1 (West) and SLO respectively given that the reservoir pressure during injection not exceeding 230 bar. After all regular monitoring of CO₂ distribution, reservoir pressure and leakage risks is suggested.

It is also suggested that detailed studies of chemical reactions of CO₂ in the exhaust gases, mode of CO₂ transport, CO₂ injection rate that optimize of the reservoir potential. The diffusion of CO₂ and the reaction with other fluid after injection in to the reservoir and further investigates into other reservoirs and also recommended.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยความอนุเคราะห์จากหลายภาคส่วน ข้าพเจ้าจึงมกรขอขอบพระคุณผู้ที่มีส่วนช่วยเหลือในการดำเนินการศึกษาวิจัยในครั้งนี้ด้วยความสำนึกในพระคุณของทุกท่านเป็นอย่างยิ่ง

ขอขอบคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โรจน์จรรย์ย์ ด่านสวัสดิ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลักในการทุ่มเทเอาใจใส่และให้ความช่วยเหลือเป็นอย่างดีที่ทุ่มเททั้งร่างกายและแรงใจคอยมอบความรู้ เสียสละเวลาให้คำแนะนำ คำปรึกษา ช่วยเหลือแก้ไขข้อบกพร่อง และกำลังใจจนทำวิทยานิพนธ์เล่มนี้เสร็จสิ้นด้วยความสมบูรณ์และถูกต้อง

ขอขอบคุณ ดร. ฉัฐวรรณ ปิติพิชญ์ และ ดร. ศาครินทร์ ไชศรี อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำ ตรวจสอบแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ ของงานวิจัย จนงานวิจัยฉบับนี้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณ ประธานกรรมการสอบ ผศ.ดร. เกื้ออนันต์ เตชะโต ผู้ทรงคุณวุฒิภายใน ผศ.ดร. สวัสดิ์ ยอดขັນ ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอก คุณสุวรรณ อำนวยผลวิวัฒน์ ที่ได้ให้ความกรุณาสละเวลาในการสอบโครงร่างและสอบวิทยานิพนธ์ พร้อม คำชี้แนะ แนะนำ ข้อเสนอเพิ่มเติมในการปรับปรุงมุมมองการดำเนินการวิจัย ซึ่งเป็นประโยชน์ทำให้วิทยานิพนธ์มีความครอบคลุมและสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณ คุณดำรงศักดิ์ ไสยะ ผู้อำนวยการโรงไฟฟ้าจะนะ คุณหญิง หมาะ พิชัย หัวหน้าแผนกเคมีและสิ่งแวดล้อม คุณศิริมา ถาวรวิสิทธิ์ นักวิทยาศาสตร์ และบุคลากรของโรงไฟฟ้าจะนะทุกๆคนที่มีส่วนถ่ายทอดองค์ความรู้ของกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าและดำเนินการช่วยเหลือเป็นอย่างดีในการศึกษาวิจัย

ขอขอบคุณบริษัทซัมเบอร์เจอร์ โอเวอร์ซีส์ เอส เอ ในการอนุเคราะห์ซอฟต์แวร์ Petrel และ Eclipse เพื่อใช้ในการดำเนินการวิจัย คุณวัชรน กุลศิษฏ์ วิศวกรแหล่งกักเก็บและบุคลากรของบริษัทซัมเบอร์เจอร์ โอเวอร์ซีส์ เอส เอ ในการถ่ายทอดความรู้ แนะนำ และให้คำปรึกษา พร้อมช่วยเหลือในการใช้ซอฟต์แวร์ในการศึกษาวิจัย

ขอขอบคุณ คุณอภิชาติ ชุมคง นักศึกษาปริญญาเอก คณะวิทยาศาสตร์ ภาควิชาฟิสิกส์ สาขาธรณีฟิสิกส์ ในการถ่ายทอดความรู้ในด้านธรณีฟิสิกส์ ประสพการณ์การดำเนินการวิจัยการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นหินใต้ดิน ช่วยเหลือและสนับสนุนกระบวนการต่างๆตั้งแต่เริ่มดำเนินการเขียนโครงร่างวิทยานิพนธ์จนวิทยานิพนธ์สำเร็จ

ขอขอบคุณเบญจวรรณ ชีระกุล คุณสะละมาะฮ์ มนูญดาหวิ และบุคคลากรในศูนย์วิจัยศึกษา
สิ่งแวดล้อมระบบโลกและการปรับตัวเพื่อความยั่งยืน ในการให้ความช่วยเหลือ แนะนำและติดต่อ
ประสานงาน และขอขอบคุณคณะอาจารย์ บุคลากร คณะการจัดการสิ่งแวดล้อม
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ สำหรับความรู้และการช่วยเหลือ รวมทั้งผู้ที่มีส่วนร่วมในร่วมในการ
ดำเนินการวิจัยในส่วนต่างๆ

ขอขอบคุณทุนวิจัยประกอบการดำเนินการศึกษาวิจัยซึ่งได้รับทุนอุดหนุนจากสำนักงาน
กองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) และ โรงไฟฟ้าจะนะ ภายใต้โครงการพัฒนานักวิจัยและงานวิจัย
เพื่ออุตสาหกรรม (พออ.) ระดับปริญญาโท และความเห็นในรายงานผลการวิจัยเป็นของผู้วิจัย
สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัยและโรงไฟฟ้าจะนะไม่จำเป็นต้องเห็นด้วยเสมอไป และ
ขอขอบคุณ บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ สำหรับเงินทุนสนับสนุนในการทำวิจัย
ครั้งนี้

ขอกราบขอบพระคุณพ่อชัยยุทธ คุณแม่พัชราลักษณ์ น้องชายสุขวัฒน์ ครอบครัวยุติคุณ
พิทักษ์ และคุณตาประเสริฐ สุริยวงษา คนน้อมนำคำพ่อสอน สำนักงานพิพิธภัณฑสถานธรรมชาติ
เกียรติพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว สำหรับแบบอย่าง องค์กรความรู้ ประสบการณ์ ถ่ายทอด
อุดมการณ์และมุมมองในการอนุรักษ์ห่วงแห่นสิ่งแวดล้อมและสังคม ทำให้ตัวของข้าพเจ้าเป็นคนดี
ในสังคม

ศิริภัทร ศิริกุลพิทักษ์

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ.....	(5)
ABSTRACT.....	(7)
กิตติกรรมประกาศ.....	(9)
สารบัญ.....	(11)
รายการตาราง	(16)
รายการรูปภาพ.....	(17)
บทที่ 1	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของการวิจัย.....	1
1.2 คำถามวิจัย	2
1.3 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	3
1.4 กรอบแนวคิดในการวิจัย.....	3
1.5 ขอบเขตของงานวิจัย.....	5
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย.....	7
1.7 นิยามศัพท์เฉพาะที่ใช้ในงานวิจัย.....	8
บทที่ 2	9
2.1 ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าจะนะและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมิน	9
2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการกักเก็บ CO ₂ ในชั้นหินใต้ดิน	13
2.3 ข้อมูลจำเพาะของอ่าวไทยและแอ่งสงขลา	36
2.4 โปรแกรมในการศึกษา.....	44
2.5 ต้นทุนการวัด CO ₂ ในส่วนการทวนวรรณกรรม.....	47

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
บทที่ 3	48
3.1 การคัดเลือกพื้นที่ศึกษา.....	48
3.2 การเตรียมการและรวบรวมข้อมูลพื้นฐาน	49
3.3 การสังเคราะห์ข้อมูล.....	51
3.4 ประมวลผลข้อมูล.....	54
บทที่ 4	55
4.1 ผลการรวบรวมและสังเคราะห์ข้อมูล.....	55
4.2 ผลของการใช้ข้อมูล.....	73
4.2.1 เงื่อนไขในการจำลองสถานการณ์อัด CO ₂	73
4.2.2 สถานการณ์ที่ทดลองการอัด CO ₂	75
สถานการณ์ที่ 1 ผลการกระจายตัวของ CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM1(ตะวันตก).....	78
สถานการณ์ที่ 2 ผลการกระจายตัวของอัด CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันออก).....	86
สถานการณ์ที่ 3 ผลการกระจายตัวของอัด CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM2.....	93
สถานการณ์ที่ 4 ผลการกระจายตัวของอัด CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันตก).....	100
สถานการณ์ที่ 5 ผลการกระจายตัวของอัด CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM (ตะวันออก).....	107
สถานการณ์ที่ 6 ผลการกระจายตัวของอัด CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM2.....	115
สถานการณ์ที่ 7 ผลการกระจายตัวของอัด CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLO.....	122
สถานการณ์ที่ 8 ผลการกระจายตัวของอัด CO ₂ ในแหล่งกักเก็บ SLO.....	129
4.2.3 การเปรียบเทียบของสถานการณ์การทดลองอัด CO ₂	136

สารบัญ(ต่อ)

หน้า

บทที่ 5.....	137
บทที่ 6.....	144
บรรณานุกรม.....	147
ประวัติผู้เขียน.....	152

รายการตาราง

	หน้า
ตาราง 1 เปรียบเทียบเทคโนโลยีการดักจับ CO ₂	16
ตาราง 2 คุณสมบัติของท่อ ที่ใช้ในการขนถ่าย CO ₂ แล้วสรุปโปรเจกต์ต่างๆ.....	21
ตาราง 3 เปรียบเทียบวิธีการกักเก็บ CO ₂	24
ตาราง 4 ข้อมูลที่รวบรวมได้เพื่อใช้สังเคราะห์เลียนแบบแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	43
ตาราง 5 แสดงแผนการผลิตกระแสไฟฟ้า กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า และ ชนิดเชื้อเพลิง ช่วงเวลา ค.ศ. 2014 – ค.ศ. 2018.....	50
ตาราง 6 สรุปขั้นตอนการสังเคราะห์ข้อมูล.....	53
ตาราง 7 แสดงผลการคำนวณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ช่วงเวลา 2014 - 2018.....	56
ตาราง 8 แสดงคุณสมบัติของผลการสังเคราะห์แบบจำลองโครงสร้าง SLM.....	62
ตาราง 9 แสดงคุณสมบัติของผลการสังเคราะห์แบบจำลองโครงสร้าง SLO.....	68
ตาราง 10 เงื่อนไขการอัด กรณีที่ 1	73
ตาราง 11 เงื่อนไขการอัดกรณีที่ 2	74
ตาราง 12 สรุปลักษณะจำเพาะของแต่ละ โครงสร้างย่อย.....	77
ตาราง 13 สถานการณ์การทดลอง	77
ตาราง 14 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 1	78
ตาราง 15 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 2.....	86
ตาราง 16 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 3.....	93
ตาราง 17 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 4.....	100
ตาราง 18 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 5.....	107
ตาราง 19 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 6.....	115
ตาราง 20 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 7.....	122
ตาราง 21 เงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 8.....	129
ตาราง 22 สรุปสถานการณ์การทดลองอัด CO ₂	136
ตาราง 23 แสดงการเปรียบเทียบปริมาณ CO ₂ จากการคำนวณ.....	138

รายการรูป

	หน้า
รูป 1 กรอบแนวคิดการดำเนินการวิจัย.....	4
รูป 2 พื้นที่ศึกษา.....	5
รูป 3 วิธีการประเมินปริมาณการเกิด CO ₂ จากการผลิตกระแสไฟฟ้า.....	10
รูป 4 เทคโนโลยี CCS (Carbon Capture and Storage).....	13
รูป 5 กระบวนการการดักจับ CO ₂ ก่อนการเผาไหม้.....	14
รูป 6 กระบวนการการดักจับ CO ₂ หลังการเผาไหม้.....	15
รูป 7 กระบวนการดักจับ CO ₂ หลังการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์.....	15
รูป 8 กระบวนการดักจับ CO ₂	19
รูป 9 ประเภทของแหล่งกักเก็บ CO ₂	23
รูป 10 กลไกเชิงธรณีวิทยาในชั้นหินใต้ดินกักเก็บ CO ₂	26
รูป 11 โครงสร้างการกักเก็บ CO ₂ ในแหล่งปิโตรเลียม.....	27
รูป 12 A ความพรุนภายในชั้นหิน, B ความซึมผ่าน.....	28
รูป 13 ความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิตั้งแต่และความดันต่อการเปลี่ยนแปลงสถานะของ CO ₂	29
รูป 14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง อุณหภูมิ ความลึกและความดัน ของ CO ₂ การเปลี่ยนแปลงของความดันและอุณหภูมิของ CO ₂ ที่ระดับความลึกต่างกัน.....	29
รูป 15 ความหนาแน่นของ CO ₂ ที่ระดับความลึกต่างกัน.....	30
รูป 16 การตรวจวัดและติดตาม CO ₂ ในแหล่งกักเก็บของเทคโนโลยี CCS.....	35
รูป 17 ธรณีสัณฐานของอ่าวไทย.....	37
รูป 18 โครงสร้างของรอยเลื่อนในอ่าวไทย.....	38
รูป 19 แอ่งสะสมตะกอนในอ่าวไทย.....	38
รูป 20 ธรณีวิทยาโครงสร้างของแอ่งสงขลา.....	40
รูป 21 วิธีการวัดความสามารถในการซึมผ่านของของไหลในตัวอย่างหิน.....	46
รูป 22 ผลการคำนวณปริมาณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2014.....	56
รูป 23 ผลการคำนวณปริมาณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2015.....	57
รูป 24 ผลการคำนวณปริมาณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2016.....	57

รายการรูป(ต่อ)

	หน้า
รูป 25 ผลการคำนวณปริมาณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2017.....	58
รูป 26 ผลการคำนวณปริมาณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2018.....	58
รูป 27 ผลการคำนวณปริมาณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในระยะเวลา 5 ปี 2014-2018.....	59
รูป 28 ผลการสังเคราะห์ข้อมูลในส่วนของ CO ₂ transport.....	61
รูป 29 แผนภูมิ 3 มิติจำลองการวางตัวของรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	63
รูป 30 แผนภูมิ 3 มิติ ระดับความลึกของแบบจำลอง SLM.....	64
รูป 31 แสดงการกระจายตัวของความพรุนในแบบจำลอง.....	64
รูป 32 แสดงค่าความซึมผ่านในแนวแกน X ของแบบจำลอง SLM.....	65
รูป 33 แสดงตำแหน่งหลุมผลิตปิโตรเลียมในแบบจำลอง SLM.....	67
รูป 34 การพิจารณาความดันของหลุมอัด ในแบบจำลองรูป 38.....	67
รูป 35 แผนภูมิ 3 มิติจำลองการวางตัวของรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	69
รูป 36 แผนภูมิ 3 มิติ ระดับความลึกของแบบจำลอง SLM.....	70
รูป 37 แบบจำลอง 3 มิติ ของ SLO.....	70
รูป 38 ค่าความแตกต่างของความซึมผ่าน ของแบบจำลอง SLO.....	71
รูป 39 แสดงตำแหน่งหลุมปิโตรเลียม ที่ใช้ในการพิจารณาการอัดก๊าซ CO ₂	72
รูป 40 การพิจารณาความดันของหลุมอัด ในแบบจำลองรูป 38.....	72
รูป 41 แนวรอยเลื่อนหลักของโครงสร้าง SLM.....	76
รูป 42 แนวรอยเลื่อนย่อยของโครงสร้าง SLO.....	76
รูป 43 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLM1(ตะวันตก).....	78
รูป 44 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังทดลองการอัดในแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันตก).....	79
รูป 45 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 3 เดือน.....	80
รูป 46 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 6 เดือน.....	81
รูป 47 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 10 เดือน.....	81
รูป 48 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO ₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 1.....	83

รายการรูป(ต่อ)

	หน้า
รูป 49 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO ₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 1.....	84
รูป 50 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLM1 (ตะวันออก).....	86
รูป 51 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังทดลองการอัดในแบบจำลองโครงสร้าง SLM1 (ตะวันตก).....	87
รูป 52 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 1 เดือน.....	88
รูป 53 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 11 เดือน.....	88
รูป 54 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO ₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 2.....	90
รูป 55 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO ₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 2.....	91
รูป 56 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLM2.....	93
รูป 57 เปรียบเทียบการกระจายตัวของ CO ₂ หลังทดลองการอัด.....	94
รูป 58 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 1 เดือน.....	95
รูป 59 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 15 เดือน.....	95
รูป 60 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO ₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 3.....	97
รูป 61 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO ₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 3.....	98
รูป 62 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLM1(ตะวันตก).....	100
รูป 63 เปรียบเทียบการกระจายตัวของ CO ₂ หลังทดลองการอัด.....	101
รูป 64 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 1 เดือน.....	102
รูป 65 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 22 เดือน.....	103
รูป 66 ความสัมพันธ์ของปริมาณการอัด CO ₂ ต่อวันของแต่ละเดือน และ การเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บ SLM1(ตะวันตก).....	104
รูป 67 กราฟแสดงปริมาณ CO ₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันตก).....	105
รูป 68 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLM1 (ตะวันออก).....	107
รูป 69 การกระจายตัวของ CO ₂ ตามเงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 5.....	108
รูป 70 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 1 เดือน.....	109
รูป 71 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 21 เดือน.....	110
รูป 72 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO ₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 5.....	112

รายการรูป(ต่อ)

หน้า

รูป 73 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO ₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 5.....	113
รูป 74 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLM1(ตะวันตก)	115
รูป 75 การกระจายตัวของ CO ₂ ตามเงื่อนไขทดลองการอัด CO ₂ ในสถานการณ์ที่ 6.....	116
รูป 76 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 1 เดือน.....	117
รูป 77 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังการอัด 22 เดือน.....	118
รูป 78 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO ₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 6.....	119
รูป 79 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO ₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 6.....	120
รูป 80 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLO.....	122
รูป 81 ภาพรวมการกระจายตัวของ CO ₂	123
รูป 82 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 1 เดือน.....	124
รูป 83 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 7 เดือน.....	124
รูป 84 ความสัมพันธ์ของอัตราการอัด CO ₂ ต่อวันในแต่ละเดือน และความดันในแหล่งกักเก็บ SLO.....	126
รูป 85 ความสัมพันธ์ของปริมาณ CO ₂ สะสมรวม และความดันในหลุมภายในแหล่งกักเก็บ SLO.....	127
รูป 86 ตำแหน่งหลุมอัด CO ₂ ในแบบจำลอง SLO.....	129
รูป 87 เปรียบเทียบการกระจายตัวของ CO ₂ หลังทดลองการอัด.....	130
รูป 88 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 1 เดือน.....	131
รูป 89 การกระจายตัวของ CO ₂ หลังอัด 15 เดือน.....	131
รูป 90 อัตราการอัด CO ₂ และแสดงการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บ SLO.....	133
รูป 91 ปริมาณ CO ₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ SLO.....	134

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของการวิจัย

การเพิ่มขึ้นของประชากรโลกอย่างต่อเนื่องส่งผลต่อความต้องการด้านพลังงานเพิ่มขึ้น ซึ่งเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานคือ การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการเผาไหม้ เป็นหนึ่งในสาเหตุสำคัญของการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ที่มีสัดส่วนมากที่สุด (Intergovernmental panel on climate change climate , Synthesis Report, 2007) ปริมาณ CO₂ มีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องหลังปฏิวัติอุตสาหกรรม จากการตรวจวัดก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศปี พ.ศ. 2403 มีปริมาณ 280 ppm และเพิ่มขึ้นเป็น 398.29 ppm ในปี พ.ศ. 2558 (NOAA, 2015) สาเหตุหลักมาจากกิจกรรมของมนุษย์ที่พึ่งพาพลังงานฟอสซิลเพื่อสนองความต้องการเรื่องพลังงานเพิ่มมากขึ้น ซึ่งสอดคล้องกับรายงานของประเทศไทยพบว่าภาคพลังงานเป็นภาคส่วนเศรษฐกิจหลักที่มีการปลดปล่อย CO₂ (องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก, 2557) และสอดคล้องกับ National Development and Reform Commission (2011) พบว่าในประเทศจีนภาคพลังงาน เป็นแหล่งปล่อย CO₂ ที่มากที่สุดเช่นกัน

เมื่อก๊าซ CO₂ ถูกปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศ แหล่งที่ดูดซับก๊าซ CO₂ ตามธรรมชาติมีอยู่ด้วยกัน 3 กลุ่มดังนี้คือ กลุ่มที่ 1 กลุ่มต้นไม้ ป่าไม้ กลุ่มที่ 2 มหาสมุทรและระบบนิเวศชายฝั่ง และกลุ่มที่ 3 บรรยากาศ ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่ก่อให้เกิดปัญหาใหญ่ เนื่องจาก ก๊าซ CO₂ ที่สะสมตัวในบรรยากาศจะดูดกลืนคลื่นความร้อน

แต่เนื่องจากปัจจุบันปริมาณของการปล่อย CO₂ มีปริมาณมากกว่าอัตราการดูดซับในทางธรรมชาติ ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก เช่น ทำให้อุณหภูมิเฉลี่ยโลกสูงขึ้น อุณหภูมิผิวน้ำทะเลสูงขึ้น ปริมาณน้ำแข็งในขั้วโลกเหนือลดลง แนวโน้มทำให้ระดับน้ำทะเลเพิ่มขึ้น (the national oceanic atmospheric administration, NOAA, 2005) ซึ่งเรียกรวมกันว่าปัญหาโลกร้อน (Global Warming) ซึ่งการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเป็นปัญหาที่คนทั้งโลกต้องเผชิญ (Al-mulali, 2012) ทุกประเทศตระหนักถึงปัญหาที่จะเกิดกับมนุษยชาติในอนาคต (Intergovernmental panel on climate change climate , Synthesis Report, 2007) จึงเป็นที่มาของการทำสนธิสัญญา “Kyoto protocol” เพื่อจำกัดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยมีเป้าหมายเพื่อรักษาปริมาณก๊าซเรือนกระจกให้อยู่ในระดับปลอดภัยกับระบบนิเวศน์ เป็นการประกันเพื่อไม่ให้กระทบกับอาหารและการพัฒนาทางเศรษฐกิจ (องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก, 2557)

ปัจจุบันมีเครื่องมือที่สามารถลดการปล่อยก๊าซ CO₂ ได้มากกว่า 85 – 95 % จากปริมาณทั้งหมดที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศ (Intergovernmental Panel on Climate Change., 2005) เรียกว่าเทคโนโลยี Carbon Capture and Storage (CCS) เป็นเทคโนโลยีเพื่อการดักจับก๊าซ CO₂ จากแหล่งที่มีการปล่อยก๊าซ CO₂ สูง จากนั้นจะขนถ่ายไปกักเก็บอย่างถาวรในแหล่งกักเก็บต่างๆ เช่น ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อเป็นการใช้พื้นที่ทั้งหมดศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมมาใช้ให้เกิดประโยชน์และการกักเก็บก๊าซ CO₂ นั้นเพื่อลดผลกระทบที่จะตามมาจากการใช้พลังงานของมนุษย์ ซึ่งมีเทคโนโลยี CCS เป็นแนวทางที่กลุ่มอุตสาหกรรมผลิตปิโตรเลียมของกลุ่มประเทศที่พัฒนาแล้วนำมาใช้ในการจัดการกับ CO₂

จากรายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2556 สำนักนโยบายและแผนพลังงานพบว่า มีการปล่อยก๊าซ CO₂ จากกระบวนการผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 95.7 ล้านตัน ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากในอดีต จากแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้นภาคพลังงานยังคงต้องผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการที่เพียงพอทั่วถึง ตลอดจนให้มีความมั่นคงทางพลังงาน แต่กระนั้นการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมต้องทำอย่างคู่ขนานไปด้วย โดยเฉพาะกระบวนการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยที่ยังคงใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลยังไม่มีแนวทางในการจัดการกับ CO₂ ที่เกิดขึ้น CCS จึงเป็นเทคโนโลยีที่น่าสนใจและเป็นเรื่องใหม่สำหรับประเทศไทย

จากประเด็นที่ต้องควบคุมการปล่อย CO₂ เพื่อศึกษาถึงกระบวนการทำงานของเทคโนโลยีนี้ให้ชัดเจน โดยการทดลองศึกษาการจัดการ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะไปกักเก็บยัง โครงสร้างแหล่งปิโตรเลียมแอ่งสงขลา เนื่องจากโรงไฟฟ้าจะนะเป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงและมีการขยายกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น ซึ่งจำเป็นต้องมีแนวทางการจัดการ CO₂ จึงเป็นที่มาของการศึกษารุ่นนี้ เพื่อเสนอแนวทางการนำเทคโนโลยี CCS เข้ามาปรับใช้ในประเทศไทยซึ่งอาจจะเป็นอีกแนวทางที่สามารถตอบโจทย์การพัฒนา ป้องกัน และบรรเทา ปัญหาภาวะโลกร้อนที่จะเกิดขึ้นในอนาคตได้

1.2 คำถามวิจัย

แนวทางในการกักเก็บก๊าซ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะ ในแหล่งปิโตรเลียมที่หมดศักยภาพในการผลิตได้อย่างไร

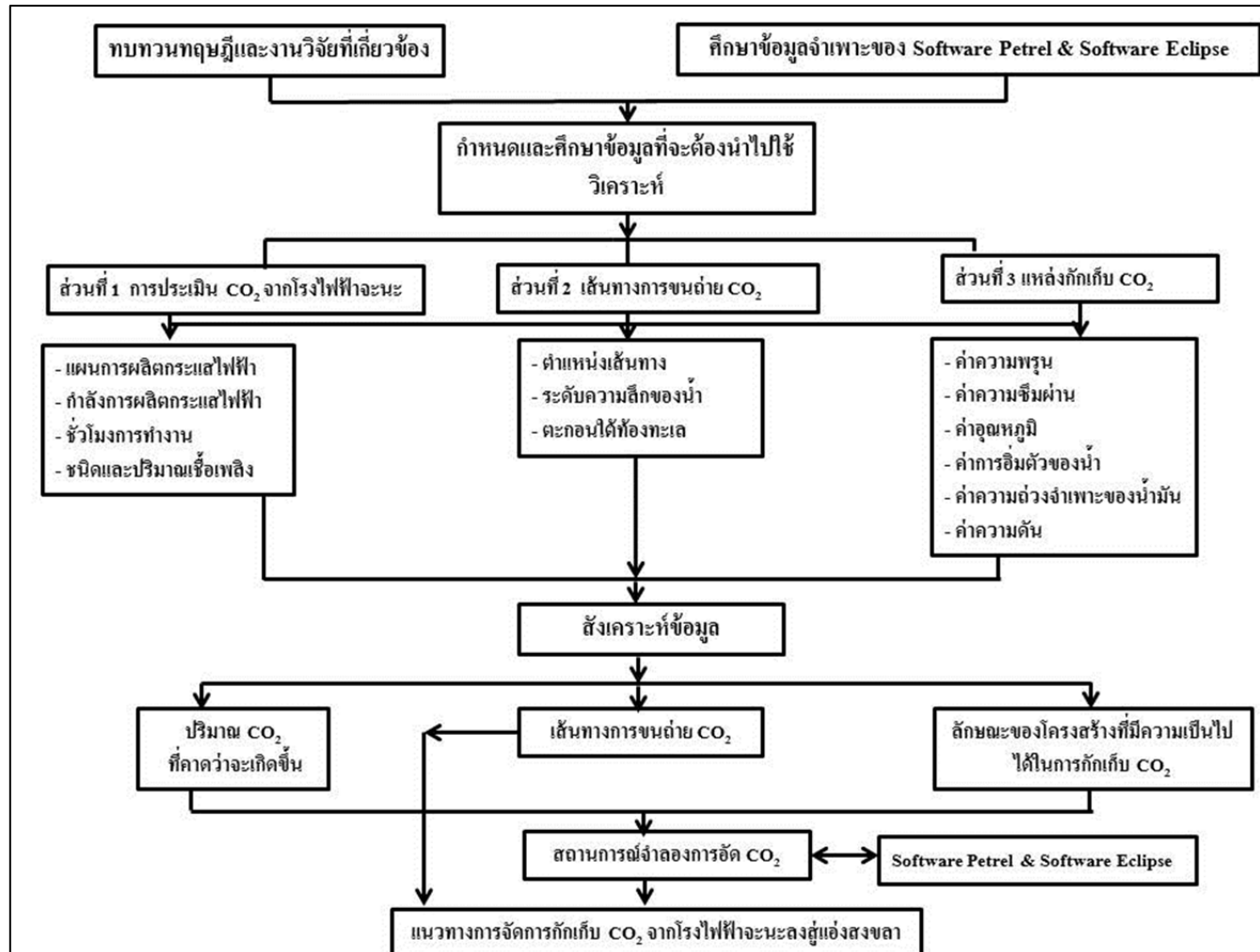
1.3 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1) ประเมินปริมาณก๊าซ CO₂ จากกระบวนการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะนะ จังหวัดสงขลา
- 2) สร้างแบบจำลองใต้ดินของแอ่งสงขลา
- 3) วางแผนการจัดการกักเก็บก๊าซ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะลงสู่แอ่งสงขลา

1.4 กรอบแนวคิดในการวิจัย

โดยงานวิจัยนี้เป็นการนำความรู้เกี่ยวกับเทคโนโลยี การกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ไว้ใต้ดิน หรือ CCS มาศึกษาเทคโนโลยีแนวทางในการจัดการ CO₂ เพื่อเสนอแนวทางให้กับโรงไฟฟ้าจะนะ ซึ่งประกอบไปด้วย 3 ส่วนสำคัญ มีปัจจัยและรายละเอียดที่ต้องคำนึงแตกต่างกัน ซึ่งมีความเชื่อมโยงซึ่งกันและกัน

กรอบแนวคิดในการวิจัยครั้งนี้จึงประกอบ ไปด้วยการศึกษาส่วนหลักๆ ที่สำคัญของเทคโนโลยี CCS ทั้ง 3 ส่วนได้แก่ ส่วนที่ 1 เทคโนโลยีเกี่ยวกับการดักจับ CO₂ ส่วนที่ 2 เทคโนโลยีเกี่ยวกับการขนถ่าย CO₂ จากบริเวณแหล่งปล่อยไปยังแหล่งกักเก็บ และส่วนที่ 3 เทคโนโลยีเกี่ยวกับการจัดการแหล่งกักเก็บ CO₂ ซึ่งประกอบด้วย การอัด CO₂ การกักเก็บ CO₂ การตรวจวัดและติดตาม CO₂ ในแหล่งกักเก็บ โดยกรอบแนวคิดในการวิจัยครั้งนี้แสดงได้ดังรูป 1

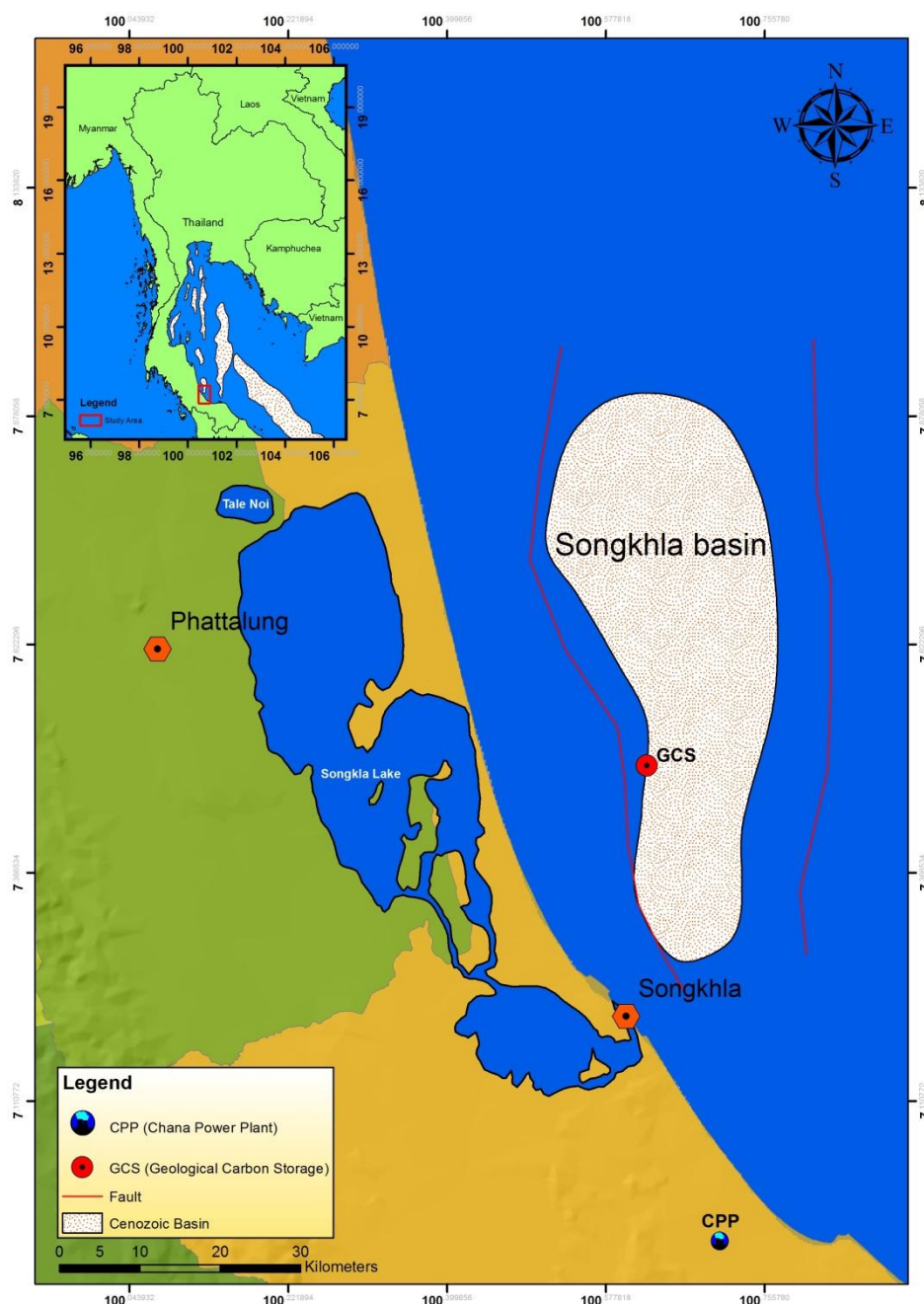


รูป 1 กรอบแนวคิดการดำเนินการวิจัย

1.5 ขอบเขตของงานวิจัย

1.5.1 ด้านพื้นที่

พื้นที่ศึกษาของงานวิจัยประกอบด้วย แหล่งปล่อย CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ และแหล่งกักเก็บ CO₂ บริเวณ แอ่งสงขลาของอ่าวไทยตอนล่าง แสดงดังรูป 2



รูป 2 พื้นที่ศึกษา

1.5.2 ด้านเนื้อหา

ประเด็นศึกษา	ข้อมูลทุติยภูมิที่ใช้
1. คำนวณปริมาณ CO ₂ และการจัดการ CO ₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะเฟส 1	ทฤษฎีการคำนวณ CO ₂ และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะนะ (2557-2561)
2. เสนอวิธีการและขั้นตอนการดักจับ CO ₂	ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
3. เสนอเส้นทางและวิธีการขนถ่าย CO ₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ ไปยังแหล่งกักเก็บ	ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ลักษณะของตะกอนในเส้นทางขนถ่าย CO ₂
4. แบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่สร้างขึ้น จำลองจากพื้นที่สัมปทานแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ของแอ่งสงขลา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อแสดงผล ปริมาณสะสมที่สามารถกักเก็บ CO ₂ การกระจายตัว ทิศทางเนื่องมาจากเงื่อนไขและสมมติฐานที่กำหนดขึ้น โดย แบบจำลองที่สร้างขึ้นจำลองเฉพาะชั้นแหล่งกักเก็บ (reservoir unit)	ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง วิธีการใช้งาน Software และแหล่งข้อมูลที่สามารถรวบรวมได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับปิโตรเลียม
5. เสนอวิธีการอัดและกักเก็บ CO ₂ ในชั้นใต้ดิน	ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ข้อมูลสังเคราะห์จำลองสถานการณ์การอัด
6. เสนอแผนการจัดการ CO ₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะ ลงสู่แหล่งกักเก็บแอ่งสงขลา	รวบรวมมาจากผลการวิจัยร่วมกับทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1.5.3 ด้านเวลา

ระยะเวลาในการดำเนินการวิจัย ภาคเรียนที่ 2 ปีการศึกษา 2556 ถึง ภาคเรียนที่ 1 ปีการศึกษา 2558

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย

ผลจากการศึกษาวิจัยนี้คาดว่าจะประโยชน์ แก่หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และผู้ที่สนใจศึกษาในเชิงวิชาการเกี่ยวกับเทคโนโลยี CCS

1.6.1 ประโยชน์ต่อหน่วยงาน (โรงไฟฟ้าจะนะ)

มีทางเลือกในการจัดการ CO₂ ที่เกิดขึ้น โดยงานวิจัยนี้จะเสนอแนวทางการเป็นไปได้ของการกักเก็บ CO₂ ในชั้นใต้ดิน โดยโรงไฟฟ้าจะนะสามารถนำข้อมูลจากการวิจัย จัดทำรายงานด้านเทคโนโลยี CCS เสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เพื่อพิจารณาเป็นอีกแนวทางหนึ่งในการลดการปลดปล่อย CO₂ สู่ชั้นบรรยากาศ ซึ่งมาจากกระบวนการผลิตไฟฟ้า

1.6.2 ประโยชน์ต่อการพัฒนา

เนื่องจากงานวิจัยนี้มีส่วนช่วยในเรื่องการลดและบรรเทาการเกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งมีหลายๆหน่วยงานให้ความสำคัญกับปัญหาดังกล่าว เช่น พิธีสารเกียวโต การประชุมว่าด้วยเรื่องการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศสมัยที่ 21 (COP21) ซึ่งอาจจะนำมารองรับการพัฒนาและเป็นแนวทางที่ช่วยจัดการ CO₂ ในอนาคต

1.6.3 ประโยชน์ในเชิงวิชาการ

สามารถใช้เป็นข้อมูลเบื้องต้นในงานวิจัยอื่นๆ ด้านการวางแผนและจัดการกักเก็บก๊าซ CO₂ ในชั้นหินใต้ดิน เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษา

1.7 นิยามศัพท์เฉพาะที่ใช้ในงานวิจัย

1.7.1 การวางแผนการกักเก็บ CO₂ หมายถึง การเสนอแนวทางเบื้องต้นสำหรับกักเก็บ CO₂ ภายใต้สมมติฐานของแหล่งกักเก็บที่สร้างขึ้น

1.7.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า หมายถึง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย กำหนดจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช) โดยคณะรัฐมนตรีลงมติเห็นชอบ ซึ่งในงานวิจัยนี้จะอ้างอิงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ 2555-2573 (PDP 2010)

1.7.3 เทคโนโลยีการกักเก็บ CO₂ ในเชิงธรณี หมายถึงเทคโนโลยีการกักเก็บ CO₂ ในชั้นใต้ดิน โดยประกอบด้วย 3 ส่วนสำคัญคือ

1.7.3.1 CO₂ capture คือ การแยกก๊าซ CO₂ ออกจากก๊าซผสม

1.7.3.2 CO₂ transport คือ การขนถ่าย CO₂ ไปยังแหล่งกักเก็บ

1.7.3.3 CO₂ storage คือแหล่งกักเก็บ CO₂ ซึ่งในงานวิจัยนี้หมายถึงการใช้โครงสร้างของชั้นหินเป็นตัวปิดกั้น CO₂

1.7.4 โรงไฟฟ้าจะนะ หมายถึง พื้นที่ศึกษาวิจัยปริมาณ CO₂ ที่ถูกปลดปล่อยจากปล่อง ของกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า

1.7.5 ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม หมายถึง โครงสร้างของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งงานวิจัยนี้พิจารณาความเหมาะสมที่จะเป็นแหล่งกักเก็บ CO₂

1.7.6 แหล่งปิโตรเลียมแอ่งสงขลา หมายถึง แหล่งปิโตรเลียม ที่ใช้ในการจำลองเพื่อการฝังกลบ CO₂ ใต้ดิน

1.7.7 แบบจำลองใต้ดิน หมายถึง การจำลองโครงสร้างของแหล่งปิโตรเลียมที่อยู่ใต้ดิน เพื่อใช้แสดงผลสถานการณ์ทดลองการอัด CO₂

บทที่ 2

การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นองค์ความรู้พื้นฐานในการดำเนินการวิจัยในเรื่องการวางแผนการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าจะนะในชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ของแอ่งสงขลา เพื่อให้ได้มาซึ่งผลการศึกษา ผู้ทำวิจัยได้ทำการศึกษาค้นคว้าทบทวนเอกสาร และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อนำมาใช้อ้างอิงในการทำวิจัยครั้งนี้ ประกอบด้วยหลายส่วนดังต่อไปนี้

- 2.1 ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าจะนะและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินปริมาณ CO₂
 - 2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการกักเก็บ CO₂ ในชั้นหินใต้ดิน การตรวจวัดและติดตาม CO₂
 - 2.3 ลักษณะทางธรณีวิทยา แอ่งสงขลา ภาคใต้ ของประเทศไทย
 - 2.4 โปรแกรมในการศึกษา
- โดยในแต่ละประเด็นประกอบไปด้วยหลายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าจะนะและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินปริมาณ CO₂

ในส่วนนี้จะประกอบไปด้วยการศึกษาในรายละเอียดย่อยซึ่งสามารถ สรุปได้ดังต่อไปนี้

- 2.1.1 ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าจะนะและกระบวนการเกิด CO₂
- 2.1.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินปริมาณ CO₂จากการผลิตกระแสไฟฟ้า
- 2.1.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณปริมาณ CO₂
- 2.1.4 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

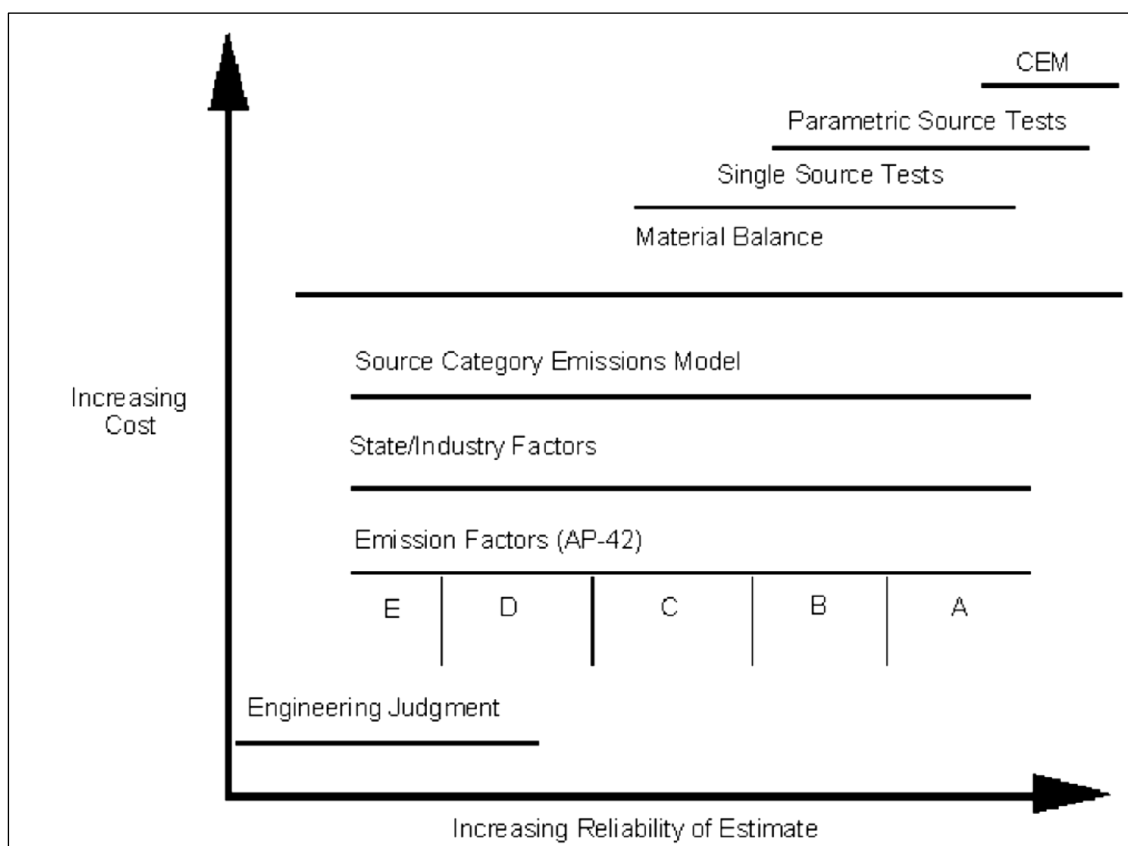
2.1.1 ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าจะนะและกระบวนการเกิด CO₂

โรงไฟฟ้าจะนะ เป็นการนำเอาเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำมาใช้งานเป็นระบบร่วมกัน (combine cycle) โดยการนำไอเสียจากกังหันก๊าซ ซึ่งมีความร้อนสูงประมาณ 500 องศาเซลเซียส ผ่านหม้อกำเนิดไอน้ำ (heat recovery steam generator) และถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำ ทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอ เพื่อขับเคลื่อนสำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้า (ฝ่ายสื่อสารองค์กร การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2558)

โรงไฟฟ้าจะนะเฟส 1 มีขนาดกำลังผลิต 731 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย เครื่องผลิตไฟฟ้า กังหันก๊าซ (gas turbine) จำนวน 2 เครื่อง เครื่องผลิตไอน้ำ (heat recover steam generator) จำนวน 1 เครื่อง และเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (steam turbine) จำนวน 1 เครื่อง โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิง วันละ 130 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยจะมีการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติโดยตรงที่ เครื่องกังหัน ก๊าซ และจุดนี้จะเป็นจุดที่มีการเกิดก๊าซ CO₂

2.1.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินปริมาณ CO₂ จากการผลิตกระแสไฟฟ้า

จากการทบทวนงานวิจัยพบว่า วิธีในการคำนวณปริมาณก๊าซ CO₂ ที่เกิดขึ้นสามารถคำนวณ ได้จากหลายวิธี ซึ่งขึ้นอยู่กับความละเอียดและสมบูรณ์ของข้อมูล รูป 3 แสดงวิธีในการคำนวณซึ่ง จะมีความสัมพันธ์กับการใช้จ่ายและความแม่นยำ โดยเรียงลำดับจากข้อจำกัดและระดับของความ ซับซ้อนของแต่ละวิธี ซึ่งการพิจารณาเลือกใช้ขึ้นอยู่กับความเหมาะสม



รูป 3 วิธีการประเมินปริมาณการเกิด CO₂ จากการผลิตกระแสไฟฟ้า

ที่มา (USEPA, 2000)

วิธีการประเมินปริมาณ CO₂ ที่ง่ายที่สุดและนิยมใช้คือจะเป็นค่า default ของ IPCC เนื่องจากข้อจำกัดในเรื่องของข้อมูลและค่าใช้จ่าย พร้อมทั้งความซับซ้อนและเฉพาะเจาะจงของเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต

วิธีที่ 1 การประเมินโดยการใช้อัตราการปล่อยไอเสียที่ปล่อยออกจากปล่อง

$$\text{Flue gas in 1 year} = \text{Flow rate} \times \text{Service Hours} \quad \text{สมการที่ 1}$$

โดยที่ Flue gas in 1 year = ปริมาณก๊าซไอเสียจากปล่องใน 1 ปี

Flow rate = อัตราการไหลของก๊าซไอเสียจากปล่อง (m³/hr)

Service Hours = ชั่วโมงการทำงานของกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า (hr)

$$\text{CO}_2 \text{ in 1 year} = (\text{Flue gas in 1 year}) \times (\% \text{ of CO}_2 \text{ in flue gas}) \times (\text{Density CO}_2) \quad \text{สมการที่ 2}$$

โดยที่ % of CO₂ in flue gas = ปริมาณเปอร์เซ็นต์ของก๊าซ CO₂ ที่มีในก๊าซไอเสีย

Density CO₂ = ความหนาแน่นของ CO₂ 1.977 kg/m³ @STP

ผลลัพธ์ที่ได้จากสมการที่ 1 คือปริมาณไอเสียที่ออกจากปล่อง (Flue gases) ในระยะเวลา 1 ปี ซึ่งประกอบไปด้วย ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และ ฝุ่นละออง (PM)

เนื่องจากในงานวิจัยจะศึกษาเฉพาะปริมาณก๊าซ CO₂ เพียงตัวเดียว จึงคำนวณปริมาณก๊าซ CO₂ ที่ถูกปล่อยออกมาพร้อมไอเสียชนิดอื่นๆ โดยปริมาณก๊าซ CO₂ ในระยะเวลา 1 ปี จะคิดจากเปอร์เซ็นต์และความหนาแน่นตามสมการที่ 2

วิธีที่ 2 ประเมินจากปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตกระแสไฟฟ้า

วิธีการคำนวณ ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศ เป็นการประมาณปริมาณ CO₂ ที่เกิดจากการใช้พลังงานของโรงไฟฟ้า ซึ่งคำนวณจากปริมาณการใช้พลังงาน (energy consumption) และค่าสัมประสิทธิ์การปล่อย CO₂ (emission factor) ตามชนิดเชื้อเพลิง โดยอ้างอิงระเบียบวิธีประมาณการและค่าสัมประสิทธิ์การปล่อย CO₂ ตามเกณฑ์ของ IPCC ฉบับปี 2007 โดยมีสูตรคำนวณดังนี้

$$\text{CO}_2 \text{ Emission} = \sum (\text{EF}_{\text{fuel}} \times \text{FC}_{\text{fuel}}) \quad \text{สมการที่ 3}$$

โดยที่ CO₂ emission = ปริมาณของก๊าซ CO₂ ที่ถูกปล่อยออกมาจากการใช้พลังงาน

EF_{fuel} หรือ emission factor = สัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซ CO₂ ตามชนิดเชื้อเพลิง (0.0554 kgCO₂/scf กรณีก๊าซธรรมชาติ และ 0.0934 kgCO₂/scf กรณีน้ำมันดีเซล)

FC_{fuel} หรือ fuel consumption = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิด (MM.scf)

วิธีที่ 3 ประเมินโดยคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า

$$\text{CO}_2 \text{ emission} = \text{Power Generation (kWh)} \times 0.561 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh} \quad \text{สมการที่ 4}$$

โดยที่ CO₂ emission = ปริมาณของก๊าซ CO₂ ที่ถูกปล่อยออกมาจากปล่อง

Power Generation = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh)

0.561 kgCO₂ /kWh = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)

0.741 kgCO₂ /kWh = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (กรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง)

2.1.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณปริมาณ CO₂

Jeon E' C' และคณะ (2010) ศึกษาการคำนวณ CO₂ ที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้ถ่านหินในประเทศเกาหลี โดยใช้สมการ IPCC เปรียบเทียบกับการตรวจวัดความเข้มข้นของ CO₂ จากตัวอย่างคุณภาพอากาศ พบว่าปริมาณที่ตรวจวัดมีค่าน้อยกว่าคำนวณได้จากสมการ 4-5%

Krittayakasem, Patumsawad, และ Garivait (2011) ศึกษาการจัดทำบัญชีข้อมูลแหล่งปล่อยมลพิษของโรงไฟฟ้าในประเทศไทย โดยการใช้ค่า default ของ IPCC เพื่อปรับปรุงค่า สัมประสิทธิ์การปล่อย CO₂ ให้มีค่าใกล้เคียงกับปริมาณการปล่อยจริงของโรงไฟฟ้า ซึ่งผลพบว่า ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อย CO₂ ที่ได้จากการศึกษาวิจัยมีค่าน้อยกว่า ค่า default ของ IPCC อยู่ 1- 4 เท่าและสรุปว่าความแตกต่างที่ทำให้มีค่าสัมประสิทธิ์ต่างกันนั้น ขึ้นอยู่กับหลายๆปัจจัย เช่น คุณสมบัติของเชื้อเพลิง กระบวนการผลิต และการควบคุมมลพิษ เป็นต้น

จากการทบทวนงานวิจัยเกี่ยวกับการประเมินปริมาณ CO₂ พบว่าส่วนใหญ่จะเป็นการใช้ค่า default ของสมการต่างๆ เพื่อคาดการณ์ปริมาณ CO₂ และก๊าซเรือนกระจกที่จะเกิดขึ้น และมีบางงานวิจัยทำการเปรียบเทียบค่าที่ได้จากการคำนวณ กับ ค่าที่วัดได้จริง ทั้งนี้สมการที่เกิดขึ้น จะมีความเฉพาะสำหรับพื้นที่ เชื้อเพลิง และกระบวนการแต่ละโรงไฟฟ้า

2.1.4 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

จากการตรวจเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง พบว่าสามารถนำหลักการงานและการประเมินปริมาณ CO₂ จากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ไปปรับใช้ในการคำนวณปริมาณ CO₂ จากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะนะ เพื่อตอบวัตถุประสงค์ข้อที่ 1 เรื่องการประเมินปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้น เพื่อจำลองปริมาณ CO₂ ที่จะใช้ในการวางแผนการกักเก็บในชั้นใต้ดิน

2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการกักเก็บ CO₂ ในชั้นหินใต้ดิน การตรวจสอบและติดตาม CO₂

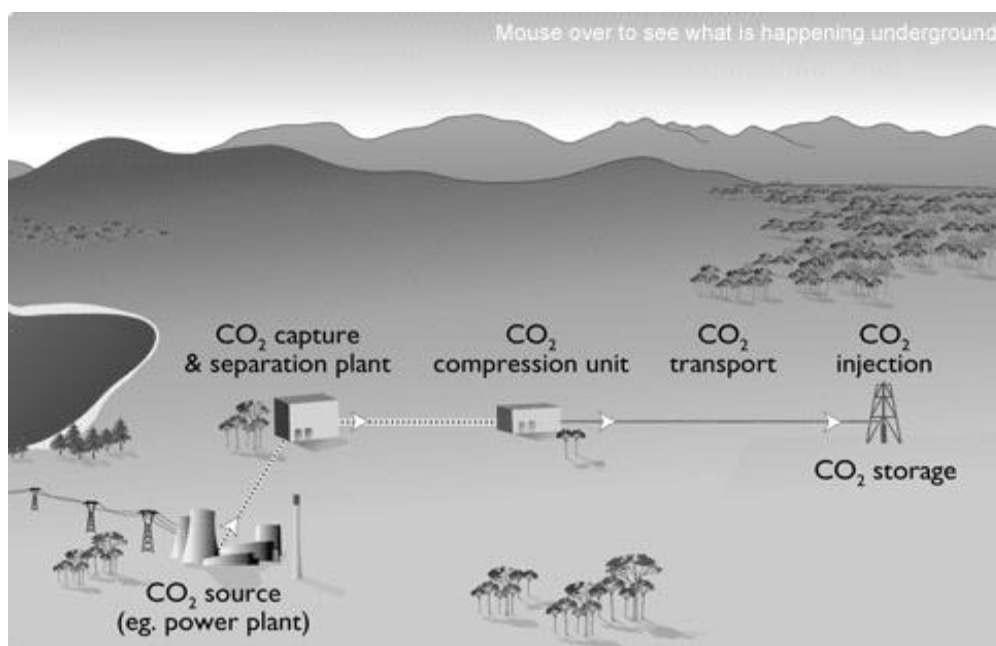
การกักเก็บ CO₂ ในชั้นใต้ดิน CCS เป็นเทคโนโลยีเพื่อการดักจับ CO₂ จากแหล่งที่มีการปล่อย CO₂ สูงเกิน 100,000 ตันต่อปี แล้วขนถ่ายไปกักเก็บอย่างถาวรในแหล่งกักเก็บ ซึ่งการดักจับและการกักเก็บ CO₂ ในชั้นใต้ดินเป็นวิธีการหนึ่งที่มีประสิทธิภาพที่ช่วยลดปริมาณการปล่อย CO₂ สู่ชั้นบรรยากาศ

องค์ประกอบของการกักเก็บ CO₂ ในชั้นหินใต้ดินจะประกอบด้วย 3 ส่วนหลักๆ ดังนี้

2.2.1 การดักจับ CO₂ (CO₂ Capture)

2.2.2 การขนถ่าย CO₂ (CO₂ Transport)

2.2.3 การกักเก็บ CO₂ ในชั้นใต้ดิน (CO₂ Storage)



รูป 4 เทคโนโลยี CCS (Carbon Capture and Storage)

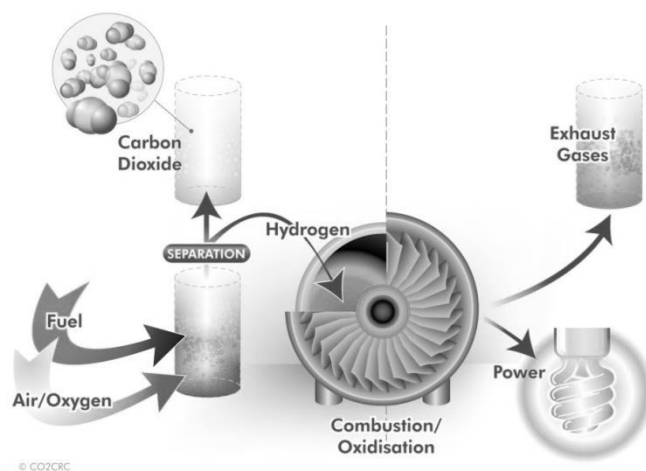
ที่มา Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies: CO2CRC (2015)

2.2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการดักจับ (CO₂ Capture)

เทคโนโลยีการดักจับ CO₂ เป็นจุดเริ่มต้นที่สำคัญของกระบวนการ CCS และมีความสำคัญเป็นลำดับต้นๆ เนื่องจากการดักจับ CO₂ ที่เกิดขึ้นจากปลายปล่อง เพื่อลดการปลดปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศ

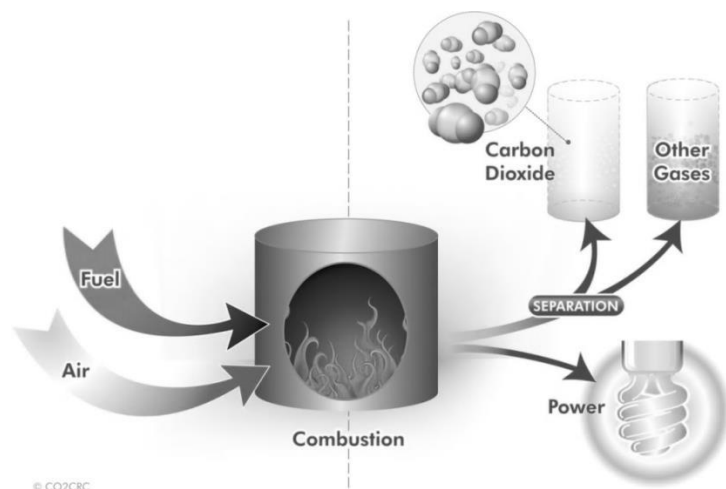
2.1.1.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการดักจับประกอบด้วย 3 แบบ

แบบที่ 1 การดักจับก่อนการเผาไหม้ (pre-combustion capture) เป็นกระบวนการดักจับ CO₂ จากเชื้อเพลิงก่อนการเผาไหม้ (Gupta, 2003) โดยกระบวนการ Gasification เกิดเป็นก๊าซสังเคราะห์ (CO และ H₂) ต่อจากนั้นก๊าซสังเคราะห์ที่เกิดขึ้นจะทำปฏิกิริยา water gas shift ทำให้เกิดเป็น CO₂ และ H₂ ซึ่งจะมีสัดส่วนของ CO₂ ประมาณ 40% (ชงไทย วิฑูรย์, 2554) จากรูป 5 แสดงกระบวนการดักจับ CO₂ ก่อนการเผาไหม้ นั่นคือแยก CO₂ ที่มาจากก๊าซธรรมชาติก่อน แล้วนำ H₂ เข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ เพื่อผลิตพลังงาน



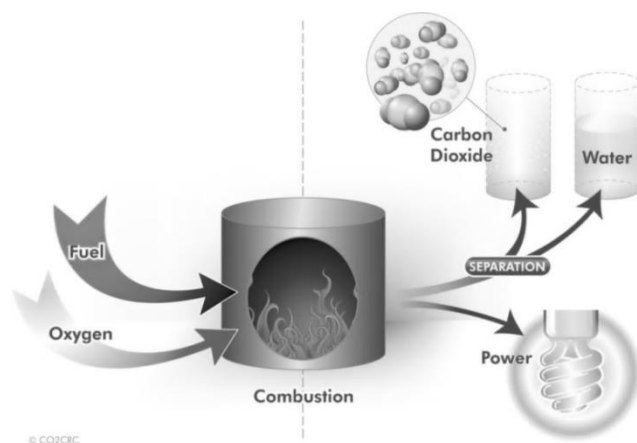
รูป 5 กระบวนการการดักจับ CO₂ ก่อนการเผาไหม้
ที่มา CO2CRC (2015)

แบบที่ 2 การดักจับหลังการเผาไหม้ (post-combustion capture) เป็นกระบวนการดักจับ CO₂ ที่เกิดขึ้นหลังจากกระบวนการที่เชื้อเพลิงเผาไหม้ ซึ่งกระบวนการนี้จะมีสัดส่วนของ CO₂ อยู่เพียง 4-8 % ในกรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้ (Gupta, 2003) จากรูป 5 จะแตกต่างจากรูป 6 เนื่องจากกระบวนการนี้จะให้เชื้อเพลิง และอากาศเกิดการเผาไหม้ก่อน หลังจากการเผาไหม้จะได้พลังงานและ ไอเสีย ซึ่งกระบวนการดักจับ CO₂ หลังการเผาไหม้จะทำการแยก CO₂ จากไอเสียชนิดอื่นๆ



รูป 6 กระบวนการการดักจับ CO₂ หลังการเผาไหม้
ที่มา CO2CRC (2015)

แบบที่ 3 การดักจับหลังการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ (Oxy-fuel combustion capture) การดักจับด้วยวิธีนี้เป็นการดักจับหลังการเผาไหม้ โดยการให้ออกซิเจนบริสุทธิ์ทำปฏิกิริยา ซึ่งจะทำให้ได้สัดส่วนของ CO₂ สูงถึง 80% (ชงไทย วิฑูรย์, 2554) จากรูป 7 จะมีกระบวนการใกล้เคียงกับกระบวนการดักจับ CO₂ หลังการเผาไหม้ ต่างกันตรงกระบวนการนี้จะใช้ ออกซิเจนบริสุทธิ์ในการเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ ผลลัพธ์หลังกระบวนการเผาไหม้ จะได้พลังงาน น้ำ และ CO₂



รูป 7 กระบวนการดักจับ CO₂ หลังการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์
ที่มา CO2CRC (2015)

ตาราง 1 เปรียบเทียบเทคโนโลยีการดักจับ CO₂

เทคโนโลยี	ข้อดี	ข้อด้อย
การดักจับก่อนการเผาไหม้	- มีปริมาณก๊าซ CO ₂ มาก สามารถใช้เทคโนโลยีการแยกได้หลายวิธี - ลดค่าใช้จ่าย	- เป็นเรื่องใหม่ ต้องมีการปรับปรุงกระบวนการที่รองรับเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ เนื่องจากการดักจับก๊าซ CO ₂ ก่อนเผาไหม้จะทำให้เชื้อเพลิงมีค่าความร้อนสูงขึ้น ซึ่งจะกระทบกับเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้อยู่เดิม
การดักจับหลังการเผาไหม้	- สามารถดำเนินการได้กับกระบวนการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากการจัดการ ก๊าซ CO ₂ จากปล่องก่อนการปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศ	- มีการผสมของก๊าซหลายชนิดและปริมาณของก๊าซ CO ₂ เจือจาง ต้องใช้เทคนิคการแยกที่มีประสิทธิภาพสูง
การดักจับหลังการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์	- มีปริมาณก๊าซ CO ₂ สูง สามารถเลือกเทคโนโลยีได้หลายวิธี	- ค่าใช้จ่ายสูง สำหรับการทำให้ก๊าซออกซิเจนบริสุทธิ์

ที่มา ดัดแปลงจาก ชงไทย วิทยุรย์ (2554)

2.1.1.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับเทคนิคการแยกก๊าซ CO₂

เทคนิคการแยกก๊าซ CO₂ ออกจากก๊าซผสมที่ถูกปล่อยออกจากปล่อง ประกอบด้วยหลายเทคนิค โดยในการเลือกใช้ที่เหมาะสมจะพิจารณาจากหลายๆปัจจัย เช่น ลักษณะของก๊าซผสมที่ถูกปล่อยออกมาจากปล่อง ความดันของก๊าซ ปริมาณความต้องการที่จะแยก CO₂ และความไวของสารปนเปื้อน (ก๊าซผสมภายในระบบ) White และคณะ (2003) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) เทคนิคการดูดซึม (absorption) เทคนิคส่วนนี้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ การดูดซึมทางกายภาพ และการดูดซึมทางเคมี

ก. การดูดซึมทางกายภาพ (physical absorption) เป็นกระบวนการที่ก๊าซ CO_2 ถูกดูดซึมในตัวทำละลาย โดยมีปัจจัยที่เกี่ยวข้อง คือ อุณหภูมิและความดัน ซึ่งการดูดซึมจะเกิดขึ้นได้ดีกว่าเป็นอุณหภูมิต่ำ ความดันสูง ตัวดูดซึมที่นิยมใช้เช่น “เมทานอล ไดเมทิลอีเทอร์ พอลิเอทีลีน และ โพรพิลีน-คาร์บอเนต” (Olajire, 2010)

ข. การดูดซึมทางเคมี (chemical absorption) ในกรณีที่มีปริมาณก๊าซ CO_2 ระดับต่ำ การใช้สารเคมีในการดูดซึมจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพ ซึ่งสารละลายต้องมีคุณสมบัติเป็นเบส เพราะจะสามารถดูดซึมก๊าซ CO_2 ที่มีคุณสมบัติเป็นกรดได้ ตัวดูดซึมที่ใช้จะอยู่ในหมู่เอมีน และสารละลายแอมโมเนีย (Stewart และ Hessami, 2005)

2) เทคนิคการดูดซับ (adsorption) เป็นกระบวนการที่ก๊าซ CO_2 ถูกดูดซับด้วยปฏิกิริยาระหว่างเฟสก๊าซและเฟสของแข็ง เช่น การดูดซับในรูพรุนของของแข็ง โดยการดูดซับมีกระบวนการทั้งทางกายภาพและทางเคมี

3) เทคนิคไครโอเจนิค (cryogenics) เป็นเทคนิคที่เหมาะสมในกรณีที่มีก๊าซผสมมีปริมาณก๊าซ CO_2 มากกว่า 50% โดยเทคนิคนี้จะเป็นการลดอุณหภูมิเพื่อให้ก๊าซ CO_2 เปลี่ยนสถานะเป็นของเหลว เพื่อแยกก๊าซ CO_2 ออกจาก ก๊าซไนโตรเจนและ ก๊าซออกซิเจน (Hart และ Genanendran, 2009)

4) เทคนิคการเลือกผ่านโดยใช้เมมเบรน (membrane) เป็นเทคนิคที่ใช้กลไกหลายอย่าง ได้แก่ การละลาย การแพร่ การดูดซับ โดยใช้ได้ทั้งในส่วนวัสดุที่มีรูพรุนและไม่มีรูพรุน แต่ในกรณีที่มีก๊าซผสมจำนวนมากขนาดของเมมเบรนต้องปรับตามความเหมาะสมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ

2.1.1.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการดักจับ CO_2 (CO_2 Capture)

ธงไทย วิฑูรย์ (2554) ศึกษาเทคโนโลยีการกักเก็บและการแยกก๊าซ CO_2 จากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยได้พูดถึงและให้รายละเอียดความเป็นไปได้ ข้อจำกัดในการนำเทคโนโลยีและการพัฒนาเทคโนโลยีการแยกก๊าซ CO_2 ไว้

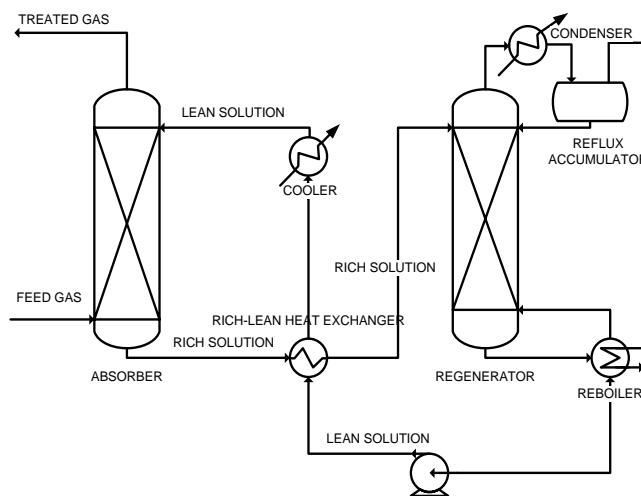
Demontigny และ Saskatchewan (2004) ศึกษาเปรียบเทียบระหว่างแพ็คคอลัมน์กับเมมเบรนต่อการดูดซึม CO_2 ซึ่งผลการศึกษาพบว่า การใช้เมมเบรนสามารถดูดซึม CO_2 ได้ดีกว่าการใช้แพ็คคอลัมน์ แต่ขึ้นอยู่กับกระบวนการ เงื่อนไขและลักษณะของระบบด้วย

2.1.1.4 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

จากการตรวจเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีและเทคนิคในการดักจับ CO₂ พบว่า จะสามารถนำองค์ความรู้ได้จะเป็นพื้นฐานที่เป็นแนวทางในการปรับใช้กับงานวิจัยในการดักจับ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ระหว่างไอเสียของโรงไฟฟ้าจะนะกับเทคโนโลยีและเทคนิคที่เหมาะสมเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพ

พบว่าจากการพิจารณาข้อดี ข้อเสียของแต่ละเทคโนโลยี (การดักจับก่อนการเผาไหม้ การดักจับหลังการเผาไหม้ และการดักจับหลังการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์) เทคโนโลยีที่เหมาะสมมากที่สุดและกระทบกับกระบวนการทำงานของโรงไฟฟ้าจะนะน้อยที่สุด คือ เทคโนโลยีการดักจับหลังการเผาไหม้ และเทคนิค (การดูดซึม การดูดซับ ไครโอเจนิค และเมมเบรน) เทคนิคที่เหมาะสมคือ การดูดซึม ซึ่งจากการทบทวนทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังกล่าวจะนำไปเป็นแนวทางในการเสนอต่อโรงไฟฟ้าจะนะ โดยการอ้างอิงงานของ Kladkaew (2010) ศึกษาเกี่ยวกับการกักคาร์บอนและสารยับยั้งการกักคาร์บอนในระบบดูดซึม CO₂ ในก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้โดยใช้สารละลายเอมีน จากโรงไฟฟ้า โดยได้กล่าวถึงกระบวนการในการดักจับ CO₂ จากโรงไฟฟ้า ดังแสดงรูป 8 ขั้นตอนการวางแผนส่วนการดักจับจะเริ่มจากปลายปล่องไอเสียของโรงไฟฟ้าจะนะ โดยทั่วไปก๊าซไอเสีย (flue gas) จะถูกฉีด (feed gas) เข้าทางด้านล่างของคอลัมน์ดักจับ (absorber) ไอเสียจะเคลื่อนที่ขึ้นด้านบนเพื่อสวนทางกับสารละลายเอมีนที่ถูกฉีดจากด้านบนของคอลัมน์

ซึ่งภายในคอลัมน์ ก๊าซ CO₂ ในไอเสียจะดูดซึมลงไปโดยสารละลายเอมีน ไอเสียที่ผ่านกระบวนการดักจับ CO₂ จะถูกปล่อยขึ้นทางด้านบนของคอลัมน์ สารละลายเอมีนที่ดูดซึม CO₂ (rich absorber) จะถูกส่งต่อมาเพิ่มอุณหภูมิ (rich-lean heat exchanger) และส่งต่อคอลัมน์ regenerator ภายในคอลัมน์ จะได้รับความร้อนจาก reboiler ทางด้านล่างของคอลัมน์ ทำให้ก๊าซ CO₂ ที่ถูกดูดซึมในสารละลายเอมีนระเหยแยกตัวออกมาจากสารละลายเอมีนและลอยสู่ด้านบนของคอลัมน์ regenerator และอาจมีไอน้ำบางส่วนเจือปนออกมาพร้อมกับก๊าซ CO₂ ส่วนสารละลายเอมีนที่ปล่อย CO₂ ออกไปแล้ว (lean solution) จะถูกไหลลงสู่ด้านล่างของคอลัมน์ regenerator จะถูกบีบผ่าน rich-lean heat exchanger และ cooler เพื่อทำให้สารละลายเอมีนมีอุณหภูมิต่ำเพื่อป้อนเข้าสู่คอลัมน์ดักจับอีกครั้ง CO₂ ที่ถูกแยกออกมาแล้วจะผ่านการเพิ่มความดันเพื่อให้ก๊าซ CO₂ กลายเป็นของเหลวเพื่อเข้าสู่กระบวนการขนถ่ายต่อไป



รูป 8 กระบวนการดักจับ CO₂

ที่มา (Kladkaew, 2010)

2.2.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการขนถ่าย (CO₂ Transport)

การขนถ่าย CO₂ เป็นส่วนที่เชื่อมต่อระหว่างแหล่งปล่อย CO₂ ไปยังแหล่งกักเก็บ CO₂ ทั้งนี้มีตัวเลือกในการขนถ่ายได้หลายวิธี เช่น การขนถ่ายทางท่อ ทางเรือ ทางรถบรรทุก และทางรถไฟ ซึ่งต้องพิจารณาดำเนินการและระยะทาง ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และเศรษฐศาสตร์

2.2.2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับปัจจัยในการขนถ่าย CO₂ ทางท่อประกอบด้วย

ก. ความดันลด (Pressure Drop)

การไหลของของไหล (CO₂) ในท่อเกี่ยวข้องกับความดันลด ซึ่งปัจจัยที่ควบคุมความดันลดในท่อ ประกอบด้วย 1. อัตราการไหลของ CO₂ 2. ความหนืดของ CO₂ 3. ความขรุขระของท่อ 4. ความหนาแน่นของ CO₂

การเพิ่มขึ้นของตัวแปรข้างต้นส่งผลต่อความดันที่เพิ่มขึ้น จึงจำเป็นต้องมีการติดตั้งปั๊ม (compressors) เพื่อรักษาระดับความดันให้ CO₂ สามารถเคลื่อนที่ได้ตามกรอบระยะเวลาที่กำหนด

การประเมินหรือศึกษาความดันลดในท่อ จะเป็นประโยชน์ต่อการกำหนดขนาดของท่อ การประเมินค่าใช้จ่าย อุปกรณ์ควบคุมและขับเคลื่อนของไหล (สุธรรม สุขมณี, 2550)

ข. การประเมินขนาดของท่อ

การประเมินขนาดของท่อซึ่งจะสัมพันธ์กับการไหลและปริมาณของ CO₂ ที่ต้องการขนถ่าย ซึ่งสามารถประเมินได้จากการใช้สมการที่ 5 แสดงการคำนวณดังต่อไปนี้

$$(P_1 - P_2) = 32Lfm^2 / (\pi^2 \rho D^5) \quad \text{สมการที่ 5}$$

โดยที่ P₁ และ P₂ คือความดันเริ่มต้นและสิ้นสุดภายในท่อส่ง CO₂ (Pa)

L คือ ความยาวของท่อ (m.)

f คือ แรงเสียดทาน

m คือ อัตราการไหลของมวล (kg/s)

ρ คือ ความหนาแน่นของของไหล (kg/m³)

D คือ เส้นผ่าศูนย์กลาง (m.)

ที่มา (MIT, 2009)

2.2.2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับส่วนของการขนถ่าย CO₂

Martynov, Mahgerifeh, และ Brown (2012) ศึกษาการขนถ่าย CO₂ ผลการศึกษากล่าวถึงสถานะของการขนถ่าย CO₂ ทางท่อเหมาะสมกับการขนถ่ายในสถานะของเหลว

Santos (2012) ศึกษาการขนถ่าย CO₂ ผลการศึกษาได้นำเสนอประเภทของการขนถ่าย CO₂ ประกอบด้วย การขนถ่ายทางรถบรรทุก รถไฟ เรือ และท่อ

จากการทบทวนงานวิจัยของโปรเจกต์ที่ได้ดำเนินการจริงเกี่ยวกับ คุณสมบัติของท่อ ที่ใช้ในการขนถ่าย CO₂ แล้วสรุปโปรเจกต์ต่างๆ ดังแสดงในตาราง 2

ตาราง 2 คุณสมบัติของท่อ ที่ใช้ในการขนถ่าย CO₂ แล้วสรุปโปรเจกต์ต่างๆ

ชื่อโปรเจกต์	ประเทศ	เริ่มดำเนินการ	ขนาดของท่อ	ความยาวของท่อ (km)	ความดัน (บาร์)	ที่มา
Canyon Reef Carriers	USA	1972	16"	352	140	(Serpa, Morbee, & Tzimas, 2011)
Bati Raman	Turkey	1983	10"	80.5	N/A	(Martynov, Mahgerefteh, & Brown, 2012)
Cortez	USA	1984	30"	803	186	(Serpa, Morbee, & Tzimas, 2011)
Central Basin	USA	1985	16-26"	278	170	(Martynov, Mahgerefteh, & Brown, 2012)
Reconcavo	Brazil	1987	N/A	183	N/A	
Sleipner	Norway	1996	N/A	160	N/A	
Weyburn	USA และ Canada	2000	12-14"	328	152	(Serpa, Morbee, & Tzimas, 2011)
In Salah	Algeria	2004	N/A	14	N/A	(Martynov, Mahgerefteh, & Brown, 2012)
Snohvit	Norway	2008	8"	153	N/A	(Martynov, Mahgerefteh, & Brown, 2012)
Lacq	France	2010	8"-12"	27	27	

หมายเหตุ: N/A ไม่สามารถหาคำตอบได้

2.2.2.3 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

จากการตรวจเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง พบว่าขนถ่ายทางท่อ และทางเรือ เป็น 2 ตัวเลือกที่เหมาะสม เมื่อพิจารณาถึงลักษณะภูมิประเทศของเส้นทางและระยะทางจากโรงไฟฟ้าจะนะไปยังแหล่งกักเก็บ แต่เมื่อคำนึงถึงความเสี่ยงของการบรรทุก CO₂ ทางเรือ เส้นทางไปและกลับ มีโอกาสจะเกิดอุบัติเหตุได้สูงกว่า ทางท่อ ซึ่งก็เป็นตัวเลือกที่ได้เหมาะสม ประกอบกับพื้นที่บริเวณดังกล่าวก็มีการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติผ่านทางท่อด้วย เช่น ท่อในทะเลจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย นอกจากนี้ในการทบทวนเอกสาร ได้กล่าวถึงคุณสมบัติของท่อ สิ่งที่ต้องคำนึงในการขนถ่าย ซึ่งเป็นประโยชน์ทำให้มองเห็นกระบวนการขนถ่าย CO₂ ได้ชัดเจนยิ่งขึ้น

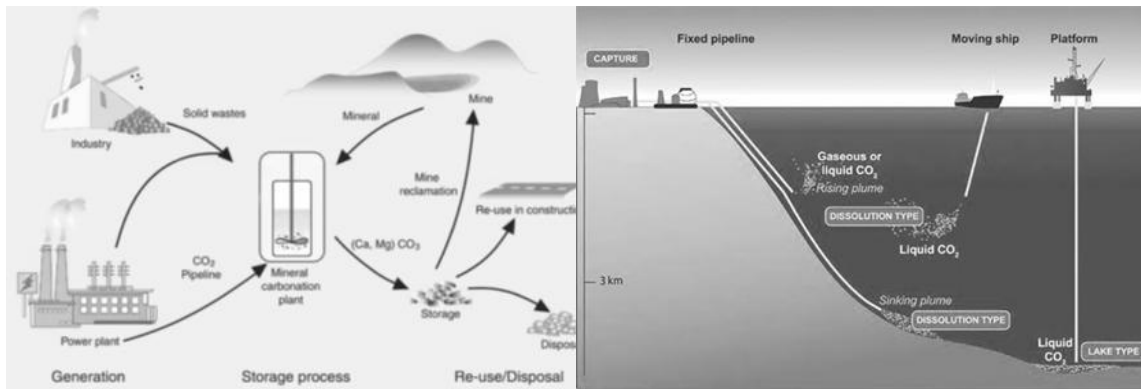
2.2.3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บ CO₂ (CO₂ Storage)

2.2.3.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บ CO₂

แหล่งกักเก็บ CO₂ ในเทคโนโลยี CCS จะหมายถึงการนำเทคโนโลยีเข้ามาประกอบการเปลี่ยนแปลงสถานะของก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศไปกักเก็บในบริเวณอื่นๆ ประกอบด้วย 3 แหล่งกักเก็บ

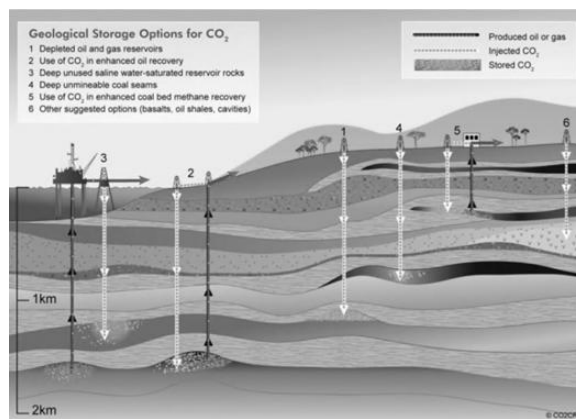
1. การเปลี่ยนแปลงสถานะของก๊าซ CO₂ เป็นของแข็ง ไปกักเก็บในแร่ เรียกว่า mineral storage
2. การเปลี่ยนแปลงสถานะของก๊าซ CO₂ เป็นของเหลว ไปกักเก็บในมหาสมุทร เรียกว่า ocean storage

3. การเปลี่ยนแปลงสถานะของก๊าซ CO₂ เป็น supercritical ไปกักเก็บในโครงสร้างเชิงธรณีวิทยาใต้ดิน เรียกว่า Geological Storage



ก Mineral Storage

ข Ocean Storage



ค Geological Storage

รูป 9 ประเภทของแหล่งกักเก็บ CO₂
ที่มา (IPCC, 2005)

ตาราง 3 เปรียบเทียบวิธีการกักเก็บ CO₂

รายละเอียด	Ocean Storage	Mineral Storage	Geological Storage
เงื่อนไขของวิธีการกักเก็บ	เป็นการอัด CO ₂ ที่ความลึกของน้ำทะเล มากกว่า 3 กิโลเมตร (เป็นตำแหน่งที่ CO ₂ มีความหนาแน่นมากกว่าน้ำทะเล)	เป็นการทำปฏิกิริยาทางเคมี	เป็นการกักเก็บ CO ₂ ในช่องว่างของชั้นหิน โดยมีโครงสร้างของชั้นดินเป็นตัวปิดกั้น
ข้อดี	<p>เชิงพื้นที่</p> <ul style="list-style-type: none"> - พื้นที่มหาสมุทรในโลก มีสัดส่วน 70 % ของโลก <p>เชิงผลลัพธ์</p> <ul style="list-style-type: none"> - สามารถรองรับ CO₂ ได้มาก 	<p>เชิงพื้นที่</p> <ul style="list-style-type: none"> - พื้นที่ปิด มีการควบคุมให้เกิดปฏิกิริยาทางเคมี <p>เชิงผลลัพธ์</p> <ul style="list-style-type: none"> - CO₂ เปลี่ยนสภาพเป็นแร่ 	<p>เชิงพื้นที่</p> <ul style="list-style-type: none"> - โครงสร้างที่มีช่องว่าง และต้องมีโครงสร้างปิดกั้น ซึ่งเป็นการใช้โครงสร้างเดิมที่ผลิตปิโตรเลียมมาใช้ <p>เชิงผลลัพธ์</p> <ul style="list-style-type: none"> - CO₂ จะสะสมอย่างถาวรในชั้นใต้ดิน
ข้อเสีย	กระทบต่อความเป็นกรดในตำแหน่งที่ทำการอัด CO ₂ กระทบต่อสิ่งมีชีวิต	ต้องใช้เทคโนโลยีเกี่ยวกับกระบวนการทางเคมีเพื่อทำให้เกิดแร่ตัวใหม่ เมื่อเปลี่ยนแปลงได้แล้ว ผลลัพธ์แร่ตัวใหม่ยังไม่คุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ที่จะดำเนินการ	ต้องประเมินขนาดของโครงสร้างของแหล่งกักเก็บ

จากประเภทของแหล่งกักเก็บ CO₂ ทั้ง 3 แหล่งข้างต้นพบว่า แหล่งกักเก็บ geological storage มีข้อได้เปรียบมากกว่าแหล่งกักเก็บประเภทอื่น ทั้งนี้ยังลดต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากมีข้อมูลการสำรวจโครงสร้างของแหล่งกักเก็บที่ได้จากอุตสาหกรรมการผลิตปิโตรเลียม และสามารถกักเก็บ CO₂ ได้ในระยะยาว โดยการกักเก็บ CO₂ ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเดิม ซึ่งเป็นข้อดีทั้งในด้านการลดการปล่อย CO₂ แล้ว ยังช่วยเพิ่มกระบวนการผลิตปิโตรเลียมให้มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น นั่นคือการใช้ CO₂ เพื่อลดความหนืดของน้ำมันและก๊าซ ทำให้สามารถเพิ่มกระบวนการผลิตได้ เรียกว่า enhanced oil ในกรณีอัด CO₂ ในแหล่งน้ำมัน และเรียกว่า enhance gas ในกรณีอัด CO₂ ในแหล่งก๊าซ

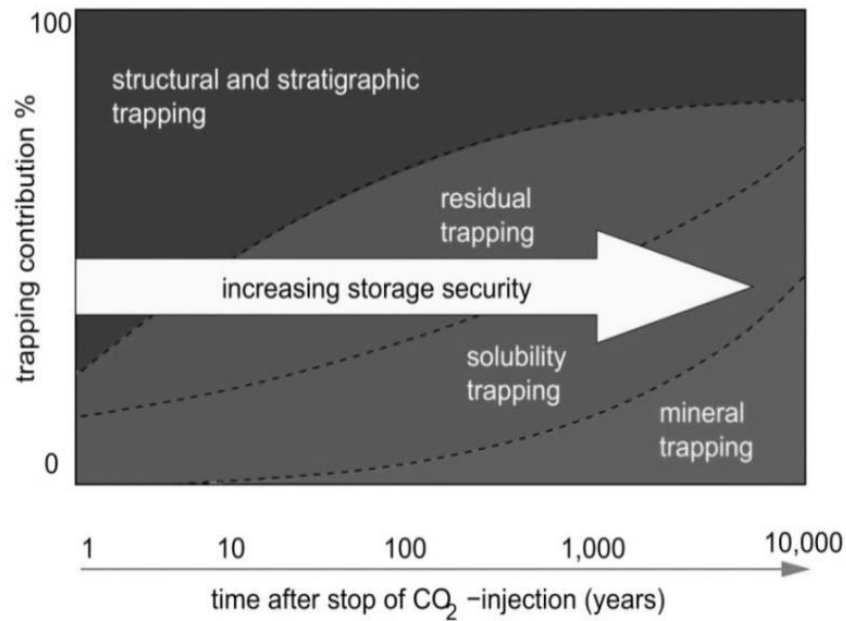
2.2.3.2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการกักเก็บแบบ geological storage

การกักเก็บ CO₂ ในเชิงธรณีวิทยาในชั้นหินใต้ดิน (geological storage) เป็นการอัด CO₂ ลงไปในชั้นกักเก็บที่ระดับลึกมากกว่า 800 เมตร มีอุณหภูมิที่ 31.1 องศาเซลเซียส และความดัน ที่ 73.8 บาร์ เพื่อให้กลไกเชิงธรณีวิทยาในชั้นหินใต้ดินกักเก็บ CO₂ ไว้ (Holloway และ Savage, 1993)

บริเวณที่มีโครงสร้างสามารถกักเก็บ CO₂ ได้นั้นจะประกอบไปด้วยลักษณะโครงสร้างต่างๆ ทั้งที่อยู่บนบกและในทะเล เช่น 1. โครงสร้างแหล่งกักเก็บน้ำมันหรือก๊าซ 2. โครงสร้างชั้นถ่านหิน 3. โครงสร้างชั้นหินอุ้มน้ำ เป็นต้น

2.2.3.3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับกลไกเชิงธรณีวิทยาชั้นหินใต้ดินในการกักเก็บ CO₂

การกักเก็บ CO₂ โดยอาศัยกลไกเชิงธรณีวิทยาในชั้นหินใต้ดิน จะขึ้นอยู่กับ ระยะเวลา โดยแบ่งออกเป็น 4 กลไก เริ่มต้นจากการอัด CO₂ เข้าไปในโครงสร้างใต้ดิน จะมีกลไกการกักเก็บโดยโครงสร้างทางธรณีวิทยาและการลำดับชั้นหิน เรียกว่า structural and stratigraphy ต่อมาเมื่อระยะเวลาเพิ่มขึ้น CO₂ เริ่มมีการเคลื่อนที่ระหว่างรูพรุนในชั้นหิน ส่วนหนึ่งจะคงค้างในช่องว่างเดิม เรียกว่า residual trapping และต่อมาส่วนที่คงค้างจะเริ่มเกิดการทำปฏิกิริยาและละลายภายในช่องว่างของรูพรุน เรียกว่า Solubility trapping และตกผลึกเป็นแร่ตัวใหม่เรียกว่า mineral trapping ดังแสดงในรูป 10

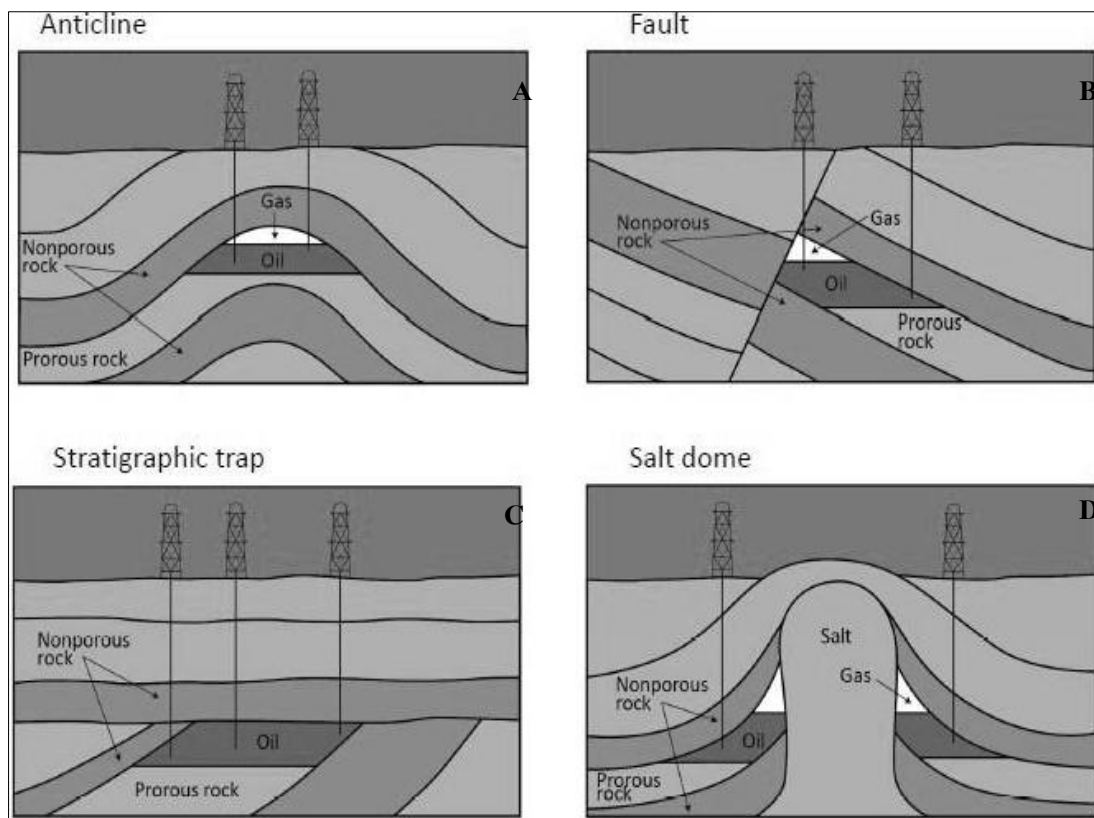


รูป 10 กลไกเชิงธรณีวิทยาในชั้นหินใต้ดินกักเก็บ CO₂
ที่มา (IPCC, 2005)

2.2.3.4 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับปัจจัยที่มีผลต่อการกักเก็บ CO₂ ภายในโครงสร้างแบบ geological storage

1) โครงสร้างของชั้นหิน

หมายถึง โครงสร้างของชั้นหินใต้ดินที่มีที่มีศักยภาพในการกักเก็บ CO₂ ภายในชั้นหิน เช่น โครงสร้างโค้งประทุนคว่ำ โครงสร้างรอยเลื่อนของชั้นหิน โครงสร้างตามแนวลำดับชั้นหิน และ โครงสร้างโดมดั่งแสดงในรูป 11



รูป 11 โครงสร้างการกักเก็บ CO₂ ในแหล่งปิโตรเลียม

ที่มา (<http://hotcopper.com.au>)

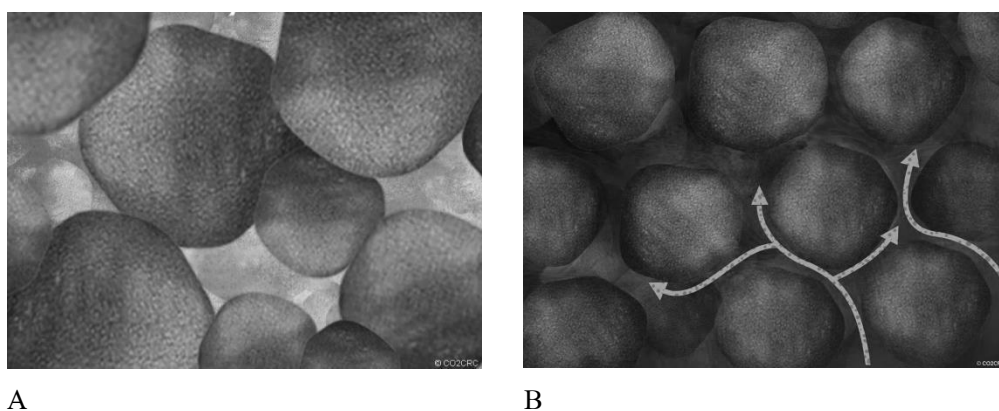
2) ความพรุนภายในชั้นหิน

หมายถึงช่องว่างทั้งหมดของชั้นหิน โดยความพรุนจะเป็นลักษณะทางกายภาพที่สำคัญต่อการกำหนดปริมาณของ CO₂ โดยสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนร้อยละของปริมาตรช่องว่างในเนื้อหิน (pore space, vp) กับปริมาตรรวม (bulk volume) ของชั้นหิน (khamsein, 2004) ความพรุนสามารถแบ่งการเกิดออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่ 1 (primary) ที่เกิดจากรูปร่าง ขนาดของเม็ดตะกอน การเรียงตัวและการกระจายตัวของเม็ดตะกอนภายในชั้นหิน ส่วนที่ 2 (secondary) เกิดจากมีกลไกเข้ามากระทำเช่น แรงดันที่เกิดจากการอัด (stress compaction) การเปลี่ยนรูปแบบพลาสติก (plastic deformation) การเปลี่ยนแปลงแบบเปราะ (brittle deformation) เป็นต้น (Boisestate.edu)

3) ความสามารถในการซึมผ่าน

หมายถึง ความต่อเนื่องในช่องว่างระหว่างเม็ดตะกอน การศึกษาความสามารถในการซึมผ่าน จะใช้สมการความสัมพันธ์ ของ Darcy's Law โดยการศึกษาความเร็วของการไหลของของเหลวผ่านตัวกลางที่มีความพรุนแสดงดังรูป 12

นั่นคือกรณีมีค่าความซึมผ่านสูงแสดงว่า ตัวกลางมีความพรุน มีช่องว่างของความพรุนต่อเนื่อง เช่นในหินทราย จะมีความต่อเนื่องของความพรุนสูงทำให้ของเหลวสามารถเคลื่อนที่ได้เร็วกว่า หินดินดานจะมีความหนาแน่นของเม็ดตะกอนสูงทำให้มีความต่อเนื่องของช่องว่างน้อย



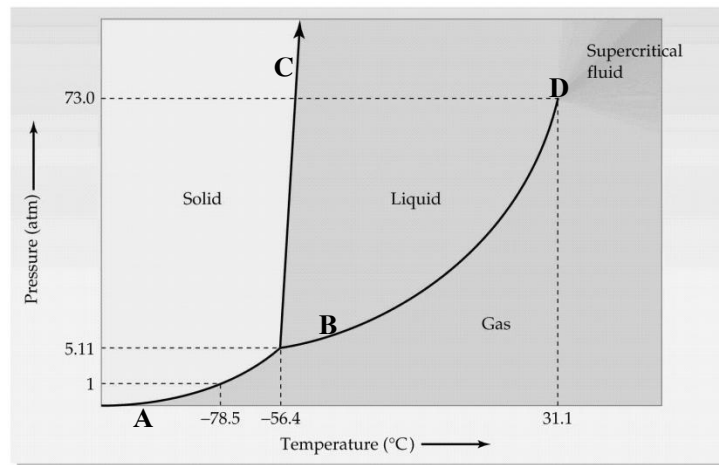
รูป 12 A ความพรุนภายในชั้นหิน, B ความซึมผ่าน
ที่มา (CO2CRC, 2015)

นอกจากนั้นในการกักเก็บ CO_2 ในชั้นใต้ดินที่มีความลึกจะมีการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ ตามความลึก (geothermal gradient) และการเปลี่ยนแปลงความดัน ตามความลึก (hydrostatic pressure gradient)

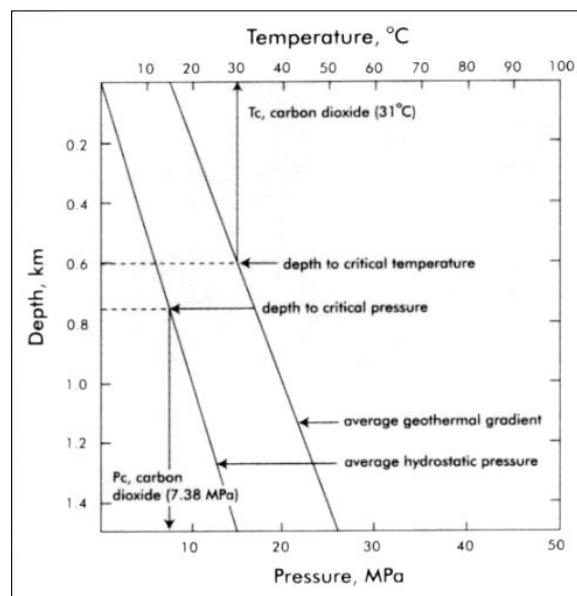
2.2.3.5 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของ CO_2

1) สถานะของ CO_2 ที่ใช้พิจารณาในการกักเก็บ

สถานะของ CO_2 จะมีความสัมพันธ์กับอุณหภูมิและความดัน โดยความสัมพันธ์จะแบ่งเป็น 3 สถานะ คือ ของแข็ง ของเหลว ก๊าซ รูป 13 เส้น AB เป็นเส้น แสดงสถานะของ CO_2 คือ ของแข็งกับก๊าซ เส้น BC คือของแข็งกับของเหลว และเส้น BD คือของเหลวกับก๊าซ และสถานะของ CO_2 ที่มีความสำคัญต่อการกักเก็บ CO_2 ภายในแหล่งกักเก็บคือที่ตำแหน่ง D ความดันมากกว่า 73 บาร์ และอุณหภูมิ 31.1 องศาเซลเซียส แสดงดังรูป 14



รูป 13 ความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิและความดันต่อการเปลี่ยนสถานะของ CO₂ ที่มา (scienceline, 2015)

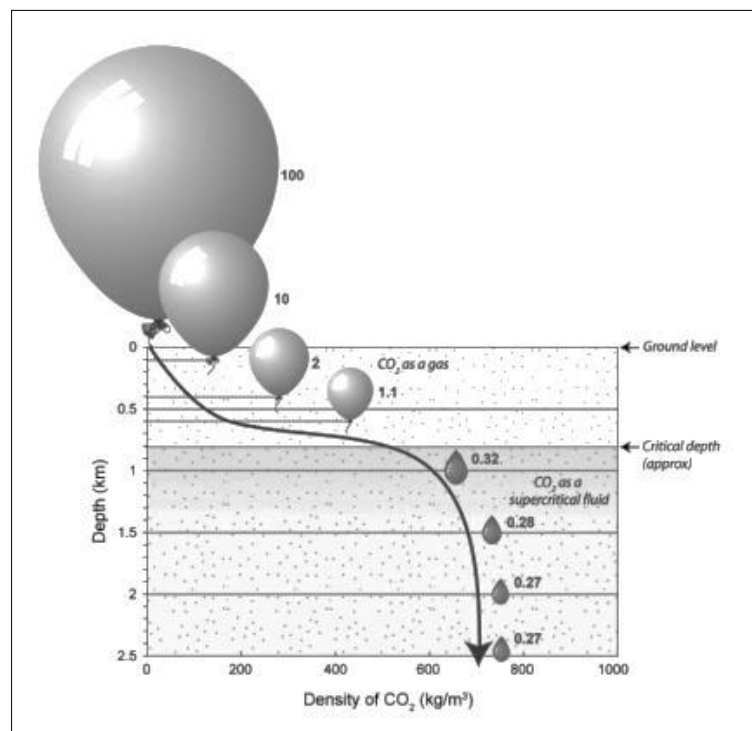


รูป 14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง อุณหภูมิ ความลึกและความดัน ของ CO₂ การเปลี่ยนแปลงของความดันและอุณหภูมิของ CO₂ ที่ระดับความลึกต่างกัน ที่มา (Holliday *et al.*, 1991)

จากรูป 14 ระดับความลึก ระหว่าง 600 - 800 เมตร สถานะของ CO₂ จะเข้าสู่จุดวิกฤติ (critical point) จะเปลี่ยนสถานะจากก๊าซกลายเป็นของเหลว เมื่อทำการอัด CO₂ เข้าไปในแหล่งกักเก็บที่มีความลึกระดับเกิน 800 เมตร CO₂ จะเปลี่ยนสถานะเป็น supercritical

2) ความหนาแน่นของ CO₂

การอัด CO₂ ลงไปกักเก็บในเชิงธรณีวิทยาใต้ดิน นอกจากสถานะของ CO₂ แล้ว ส่วนที่สำคัญคือความหนาแน่น แสดงในรูป 15 กล่าวคือ จากปล่อง CO₂ มีสถานะเป็นก๊าซ มีปริมาณขนาดใหญ่ ความหนาแน่นน้อย แต่เมื่ออัดลงไปด้วยระดับความลึกที่เพิ่มขึ้น มีความดันและแรงบีบอัดสูงกว่า บนพื้นดิน ทำให้ปริมาตรของ CO₂ เล็กลง แต่ความหนาแน่นเพิ่มขึ้น Holliday *et al.*, (1991)



รูป 15 ความหนาแน่นของ CO₂ ที่ระดับความลึกต่างกัน
ที่มา (IPCC, 2005)

3) ความหนืดของ CO₂

ความหนืดของ CO₂ หมายถึงความต้านทานต่อการไหลของของเหลว โดยที่ความหนืดของของเหลวทุกชนิดจะมีค่าลดลงเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้น ส่วนความหนืดของก๊าซทุกชนิด จะเพิ่มขึ้นเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น โดยเมื่อ CO₂ เปลี่ยนสถานะเป็น supercritical จะมีความหนาแน่นเหมือนของเหลว และจะมีความหนืดเหมือนก๊าซ คือมีความหนืดน้อยสามารถไหลเข้าไปในชั้นหินของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้

2.2.3.6 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับองค์ประกอบของของไหลภายในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ปิโตรเลียม เป็นคำที่นิยมใช้เรียกสารไฮโดรคาร์บอนที่ถูกกักเก็บไว้ในโครงสร้างทางธรณีวิทยาตามธรรมชาติ ซึ่งเกิดจากธาตุ C และ H โดยมีอุณหภูมิ ความดัน และสภาพแวดล้อม ทำให้เกิดขึ้น ซึ่งภายในแหล่งกักเก็บดังกล่าว องค์ประกอบภายในแหล่งกักเก็บประกอบด้วย

1) น้ำมันดิบ (crude oil) จัดเป็นปิโตรเลียมที่มีสถานะเป็นของเหลว โดยแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ I. น้ำมันดิบที่มีค่าความหนาแน่น API น้อยกว่า 20 องศา API จะมีความหนืดสูง เรียกว่า Heavy Oil, II. น้ำมันดิบที่มีความหนาแน่น ระหว่าง 20-34 องศา API จะมีความหนืดปานกลาง เรียกว่า Medium Oil, III. น้ำมันดิบที่มีค่าความหนาแน่น API มากกว่า 34 องศา API จะมีความหนืดต่ำ เรียกว่า light Oil

2) ก๊าซธรรมชาติ (natural gas) จัดเป็นปิโตรเลียมที่มีสถานะเป็นก๊าซ เนื่องจากความร้อนและความดัน ก๊าซธรรมชาติไม่มีสี ไม่มีกลิ่น มีสถานะเป็นก๊าซที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศเบากว่าอากาศ (DMF, 2015)

3) น้ำเค็ม (brine) หมายถึงน้ำที่มีความเค็มมากกว่า 35,000 มิลลิกรัมต่อลิตร อยู่ภายในแหล่งกักเก็บ (Burruss, et al., 2009)

4) น้ำ (water) หมายถึงน้ำที่แทรกตัวภายในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

โดยที่องค์ประกอบทั้ง 4 จะมีผลต่อการละลายของ CO₂ กล่าวคือ เมื่อทำการอัด CO₂ ลงไปในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเดิม CO₂ สามารถละลายได้ใน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับความสามารถในการเคลื่อนที่ของ CO₂ ภายในช่องว่างของเม็ดตะกอน แต่ CO₂ จะไม่สามารถละลายได้ใน brine เรียกว่า immiscible fluid คือ ของไหลไม่สามารถละลายได้ในของไหลชนิดอื่น

2.2.3.7 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับปัจจัยภายในแหล่งกักเก็บที่ส่งผลต่อการกักเก็บ CO₂

1) ความดัน

ก. ความดันในชั้นหิน (formation pressure) คือ ความดันของของไหลในชั้นหิน ที่แทรกอยู่ในช่องว่างของชั้นหิน ซึ่งประกอบด้วย ก๊าซ น้ำมัน หรือ น้ำ ซึ่งองค์ประกอบเหล่านี้จะมีความดันภายในตัวเองที่เกิดจากน้ำหนักตัวของของไหล และแรงบีบอัด ที่เกิดจากน้ำหนักหินกดทับลงมา แล้วทำให้ช่องว่างในหินลดขนาดลง (compaction) ของไหลที่อยู่ในช่องว่างของหินก็จะออกแรงดันต้านกลายเป็นความดันของไหลในชั้นหิน (Department of Mineral Fuels; DMF, 2015)

ข. ความดันชั้นหินปิดทับ (overburden pressure) คือ ความดันที่เกิดจากน้ำหนักของหินด้านบนที่กดทับลงมา รวมทั้งน้ำหนักของของไหลที่แทรกอยู่ในช่องว่างระหว่างหิน ทั้งสองอย่างนี้รวมกันจะให้ค่าความดันที่เรียกว่า “ความดันของชั้นหินปิดทับ” (DMF, 2015)

ค. ความดันของน้ำใต้ดิน (hydrostatic pressure) คือ ความดันของน้ำใต้ดิน ณ จุดใด จุดหนึ่งในน้ำนิ่ง ซึ่งมีค่าเพิ่มขึ้นตามระดับความลึก สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 6 ซึ่งเป็นความสัมพันธ์ของความดันกับระดับความลึก (กรมชลประทาน, ม.ป.ป.)

$$P = P_0 + Pgh$$

สมการที่ 6

โดยที่ P: ความดัน (Pa)

P₀: ความดันบรรยากาศ มีค่าเท่ากับ 1.013x10⁵ Pa หรือ 1 atm

P: ความหนาแน่นของของเหลว มีหน่วยเป็น Kg/m³

g: ความเร่งจากแรงดึงดูดของโลก มีหน่วยเป็น m/s²

h: ความลึก มีหน่วยเป็น m

2.2.3.8 งานวิจัยและโครงการที่เกี่ยวข้องกับ CO₂ Storage

วิธีการกักเก็บ CO₂ ในเชิงธรณีวิทยาในชั้นใต้ดิน (geological carbon storage) ได้ถูกนำมาใช้ในการจัดการกับ CO₂ ที่จะถูกปลดปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า อุตสาหกรรมเหล็ก อุตสาหกรรมผลิตปูนซีเมนต์ โดยเฉพาะกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ในต่างประเทศได้มีหลายโครงการนำวิธีการนี้มาใช้และประสบผลสำเร็จเป็นอย่างดีดังต่อไปนี้

1) โครงการ Sleipner ประเทศนอร์เวย์ เป็นโครงการขนาดใหญ่ที่ทำการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมที่อยู่นอกชายฝั่งบริเวณทะเลเหนือในชั้นหินทราย โดยสามารถแยก CO₂ จากก๊าซธรรมชาติไปกักเก็บในชั้นหินทราย (Baklid *et al.*, 1996)

Chadwick *et al.*, (2013) ได้ทำการศึกษาโครงการ Sleipner ที่มีจุดประสงค์เพื่อลดการปล่อย CO₂ เนื่องจากประเทศนอร์เวย์มีกฎหมายสิ่งแวดล้อมว่าด้วยการปลดปล่อยก๊าซ CO₂ ขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศ โดยโครงการนี้สามารถลดการปล่อย CO₂ ปีละ 1 ล้านตัน โดย CO₂ จะถูกลำเลียงผ่านหลุมอัดไปยังชั้นหินทรายอุ้มน้ำเค็มที่ระดับความลึก 1,012 เมตร โดยทำการอัดตั้งแต่ปี ค.ศ. 1996 ถึง ค.ศ. 2011 มีปริมาณ CO₂ ที่กักเก็บที่ 13 ล้านตัน ตำแหน่งที่อัดจะอยู่ใต้โครงสร้างทางธรณีวิทยาที่มีลักษณะเป็นโดมหรือรูปประทุนคว่ำขนาดเล็กยาวประมาณ 12 เมตร เมื่อ CO₂ ถูกอัดเข้าไปในชั้นหินทรายอุ้มน้ำเค็ม CO₂ จะลอยตัวขึ้นเนื่องจากมีความถ่วงจำเพาะน้อยกว่าน้ำเกลือและไม่มีส่วนที่ไหลย้อนกลับเข้ามายังหลุมที่ทำการอัด ในส่วนของธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บเป็นชั้นหินทรายอุ้มน้ำเค็มที่ชื่อ Utsira มีอายุอยู่ในช่วงปลายของมหายุค Cenozoic วางตัวในทิศเหนือ-ใต้ มีความยาวกว่า 400 กิโลเมตร และมีความกว้างตั้งแต่ 50-100 กิโลเมตร ด้านบนสุดของชั้นหินทรายจะถูกชั้นหินดินดานที่แทรกสลับกับหินโคลนเป็นชั้นปิดกั้นส่วนด้านล่างสุดของชั้นหินทรายจะมีโครงสร้างที่ซับซ้อนประกอบไปด้วยหิน

นอกจากนั้นในงานวิจัยนี้จะใช้วิธีการทางธรณีฟิสิกส์ตรวจวัดและติดตามพฤติกรรมของ CO₂ หลังจากทำการอัด ได้แก่คลื่นไหวสะเทือน แบบสะท้อนทั้ง 2-3 มิติ การสำรวจความโน้มถ่วง และการสำรวจโดยใช้สนามแม่เหล็กโดยวิธี controlled-source electromagnetics (CSEM) ไม่ปรากฏการรั่วไหลของ CO₂ ออกจากแหล่งกักเก็บแต่อย่างใด

2) โครงการ Weyburn ประเทศแคนาดา เป็นแหล่งผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่ใช้ CO₂ จากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่อยู่ตอนเหนือของรัฐนอร์ทดาโคตา ประเทศอเมริกา ซึ่งโครงการนี้สามารถลดการปล่อย CO₂ ได้มากกว่า 8,000 ตัน CO₂ ต่อวัน โดยการอัด CO₂ ลงไปในชั้นหินปูน Charles ยุคเพอร์เมียน ของแอ่ง Williston ที่มีความลึกระหว่าง 1,300 – 1,500 เมตร (Verdon, 2012) โดยมีชั้นเกลือหินเป็นชั้นหินปิดกั้น ซึ่งมีความซึมผ่านน้อยมีความหนาประมาณ 2-10 เมตร และชั้นหินที่รองรับแหล่งกักเก็บจะมีค่าความซึมผ่านน้อย (Wilson *et al.*, 2004)

การตรวจวัดและติดตามผลหลังจากอัด CO₂ ของโครงการ Weyburn จะใช้วิธีการเปรียบเทียบผลที่ได้จากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ด้วยวิธีคลื่นไหวสะเทือนทั้งก่อนและหลังการอัด CO₂ และใช้วิธีการทางธรณีเคมีในการตรวจวัดความเข้มข้นของ CO₂ จากตัวอย่างชั้นดิน (Soil samples) ทั้งก่อนและหลังการอัด พบว่าจากทั้งสองวิธีไม่พบการรั่วไหลของ CO₂ ออกจากแหล่งกักเก็บ

3) โครงการ In Salah ประเทศแอลจีเรีย ได้ทำการกักเก็บ CO₂ ในชั้นหินทราย Krechba ยุคคาร์บอนิเฟอรัส โดยอัด CO₂ ประมาณ 4,000 ตันต่อวัน ด้วยสถานะเป็น supercritical โดยในชั้นหินทราย Krechba ของแอ่ง Ahnet-Timimoun มีความลึกประมาณ 1,800 เมตร ความหนาของชั้น

หินกักเก็บ 29 เมตร ซึ่งมีค่าความพรุน 17% ค่าความซึมผ่านอยู่ที่ 5 mD ก๊าซ CO₂ ที่นำมาอัดถูกแยกจากกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติโดยมีสัดส่วนของ CO₂ อยู่ที่ประมาณ 1 ถึง 9 % ซึ่งมีอัตราของ CO₂ ที่ถูกแยกประมาณ 1.4 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อวันจากโรงไฟฟ้าใน Krechba โดยที่แหล่งกักเก็บมีอุณหภูมิ 93 องศา ความดัน 175 บาร์ (Iding และ Ringrose, 2009) และ (Rutqvist, Vasco และ Myer, 2009) ได้ทำการศึกษาถึงความดันสูงสุดของแหล่งกักเก็บที่สามารถทนแรงอัดจาก CO₂ ในชั้นหินกักเก็บ Krechba อยู่ที่ 185 บาร์ ซึ่งจากปริมาณสะสม 2.5 ล้านตัน มีความดันของแหล่งกักเก็บอยู่ที่ 100 บาร์

โครงการ In Salah ได้ทำการติดตามตรวจวัด CO₂ ด้วยวิธี วัดความเข้มข้นของ CO₂ บริเวณพื้นดิน (soil gas monitoring) ในหลุม (down-hole gas measurements) ของแต่ละหลุมที่ทำการอัด CO₂ และตรวจวัดการเคลื่อนที่ของ CO₂ โดยการใช้ภาพถ่ายดาวเทียม ผลที่ได้จากการตรวจวัดพบว่า ยังไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

4) โครงการ Snøvit ประเทศนอร์เวย์ เริ่มดำเนินการอัด CO₂ ในปี 2006 โดยทำการแยก CO₂ จากก๊าซธรรมชาติเหลว (liquified natural gas) ด้วยสารละลายเอมีน CO₂ ที่เกิดจากการแยกจับ ทำการอัดลงไปชั้นหินทราย ด้วยอัตราการอัดวันละ 2,000 ตัน ซึ่งแหล่งกักเก็บมีความพรุน 10 – 15% และความซึมผ่านอยู่ในช่วง 185 – 883 mD ความหนาของแหล่งกักเก็บประมาณ 45 -75 เมตร อยู่ในยุคกลางจูแรสซิก มีชั้นหินปิดกั้นที่อยู่ลึกลงไปจากชั้นหิน Nordmela ระหว่าง 60-105 เมตร และ Estublier และ Lackner, (2009) ได้ทำการศึกษาโดยการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บพบว่าสามารถรองรับปริมาณในการอัด CO₂ ได้ถึง 4 ล้านตันต่อปีภายใต้ความดันไม่เกิน 390 บาร์และจากการประเมินพบว่าจะสามารถกักเก็บ CO₂ ได้ประมาณ 23 ล้านตัน

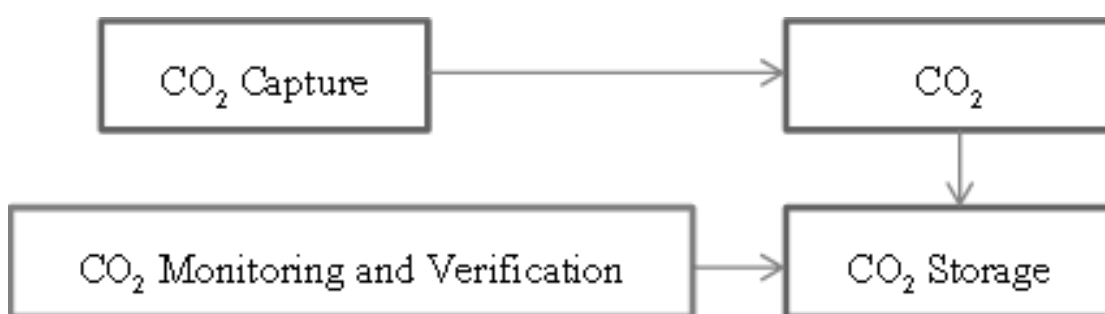
โครงการ Snøhvit ได้ทำการติดตามภายหลังการอัด CO₂ โดยการใช้วิธีตรวจวัดความดัน โดยใช้ sensors ในหลุมอัด CO₂

2.2.3.9 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

จากการตรวจเอกสารงานวิจัยและโครงการที่เกี่ยวข้องกับ CO₂ storage พบว่าเป็นประโยชน์ต่องานวิจัยในส่วนของ การตอบวัตถุประสงค์ข้อที่ 3 เรื่องจำลองแหล่งกักเก็บ CO₂ เนื่องจากจะทำให้รู้โครงสร้างของแหล่งกักเก็บที่เหมาะสมในการกักเก็บ CO₂ และปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงในการกักเก็บ CO₂

2.2.4 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดและติดตาม CO₂ (CO₂ Monitoring and Verification)

การใช้เทคโนโลยี CCS เพื่อการจัดการกับ CO₂ จากแหล่งปลดปล่อย CO₂ ขนาดใหญ่เกิน 100,000 ตันต่อปี โดยการนำไปกักเก็บในเชิงธรณีวิทยาใต้ดินให้มีประสิทธิภาพนั้น นอกจากกระบวนการทั้งสามส่วนหลักๆคือ การดักจับ (CO₂ capture) การขนถ่าย (CO₂ transport) และการกักเก็บ (CO₂ storage) แล้วนั้นในการกักเก็บระยะยาวจำเป็นต้องมีการตรวจวัดและติดตาม CO₂ (CO₂ monitoring and verification)



รูป 16 การตรวจวัดและติดตาม CO₂ ในแหล่งกักเก็บของเทคโนโลยี CCS

เนื่องจากที่ความลึกเกิน 800 เมตรลงไปในพื้นที่ดินสถานะของ CO₂ จะเปลี่ยนจากสถานะของเหลวเป็น super critical คือมีคุณสมบัติคล้ายของเหลวที่เคลื่อนที่ได้เหมือนก๊าซ ดังนั้นภายหลังจากการอัด CO₂ ก็จะเริ่มเคลื่อนที่เข้าไปในช่องว่างระหว่างเม็ดหินและกระจายไปรอบๆบริเวณหลุมอัด เมื่อระยะเวลาผ่านไปปริมาณของ CO₂ จากกระบวนการอัดก็จะเพิ่มมากขึ้นและจะเคลื่อนที่ภายในแหล่งกักเก็บ ซึ่งการเคลื่อนที่ของ CO₂ จะขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของของไหลและคุณลักษณะของหินภายในแหล่งกักเก็บ

นอกจากของไหลภายในชั้นกักเก็บจะเกิดการเคลื่อนที่แล้ว ความดันในแหล่งกักเก็บก็จะเพิ่มขึ้นตามปริมาณสะสมของ CO₂ ที่อัดเข้ามาอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นกระบวนการตรวจวัดและติดตามพฤติกรรมของ CO₂ และความดันที่เพิ่มขึ้นจึงมีความสำคัญ

2.2.4.1 วิธีที่ใช้ในการตรวจวัดและติดตาม CO₂

โดยในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอวิธีการตรวจวัดและติดตาม CO₂ มีด้วยกันหลายวิธี แต่วิธีที่ได้จากการทบทวนโครงการ CCS ที่ดำเนินการแล้วนั้น ส่วนใหญ่จะใช้คลื่นไหวสะเทือนและการสำรวจจากการเปลี่ยนแปลงของความดันทั้งในหลุมที่ทำการอัดและความดันภายในแหล่งกักเก็บ

1) วิธีการสำรวจโดยใช้คลื่นไหวสะเทือน (Seismic Surveying)

การตรวจวัดและติดตามสามารถใช่วิธีการทางธรณีฟิสิกส์เข้ามาช่วยโดยเฉพาะ การสำรวจโดยใช้คลื่นไหวสะเทือน (seismic surveying) จะเป็นวิธีที่หลายๆโครงการเช่น โครงการ Sleipner และโครงการ Snøhvit ในประเทศนอร์เวย์ โครงการ Weyburn ประเทศแคนาดา และโครงการ In Salah ในประเทศแอลจีเรียนำมาใช้เพื่อศึกษาภาพการเคลื่อนที่ของ CO₂ สามารถระบุตำแหน่งต่างๆของ CO₂ ที่กระจายรอบๆหลุมที่ทำการอัดและภายในแหล่งกักเก็บ

โดยปัจจุบันสามารถพัฒนาจากการสำรวจแบบ 2 มิติมาเป็นการสำรวจด้วยคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 และ 4 มิติ ซึ่งสามารถทำให้เห็นความละเอียด (resolution) ของการเคลื่อนที่ของ CO₂ ได้ชัดเจนยิ่งขึ้นและเห็นความแตกต่างของการสำรวจในแต่ละครั้ง ที่ถูกนำมาเปรียบเทียบจากการสำรวจทั้งก่อนและหลังการอัด CO₂ หรือตามระยะเวลาที่วางแผนการสำรวจไว้ ในการสำรวจด้วยคลื่นไหวสะเทือนจะอาศัยคุณสมบัติของคลื่นที่เมื่อคลื่นเดินทางผ่านตัวกลางที่มีความหนาแน่นแตกต่างกันจะทำให้เกิดปรากฏการณ์สะท้อนและหักเห

2) การตรวจวัดการเปลี่ยนแปลงของความดัน CO₂ ในระยะยาวการกักเก็บ CO₂ จะต้องปลอดภัยไม่สามารถรั่วไหลออกมาจากแหล่งกักเก็บได้ ซึ่งปัจจัยที่มีผลต่อการรั่วไหลนั้นอาจเกิดจากการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติของหินจากปฏิกิริยาเคมีระหว่างชั้นหินกักเก็บและของไหล การรั่วตามแนวผนังหลุมอัด CO₂ โดยเฉพาะหลุมที่มีอายุการใช้งานมาหลายปี และการแตกร้าวของชั้นหินที่มีแรงดันที่เกิดจากความดันมากกระทำมากจนชั้นหินด้านแรงไว้ไม่ไหว

2.2.4.2 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

โดยในงานวิจัยนี้จะเป็นการเสนอแนวทางให้กับโรงไฟฟ้าจะนะ ในการตรวจวัดและติดตาม CO₂ โดยใช้คลื่นไหวสะเทือนและการสำรวจจากการเปลี่ยนแปลงของความดันทั้งในหลุมที่ทำการอัดและความดันภายในแหล่งกักเก็บ

2.3 ข้อมูลจำเพาะของอ่าวไทยและแอ่งสงขลา

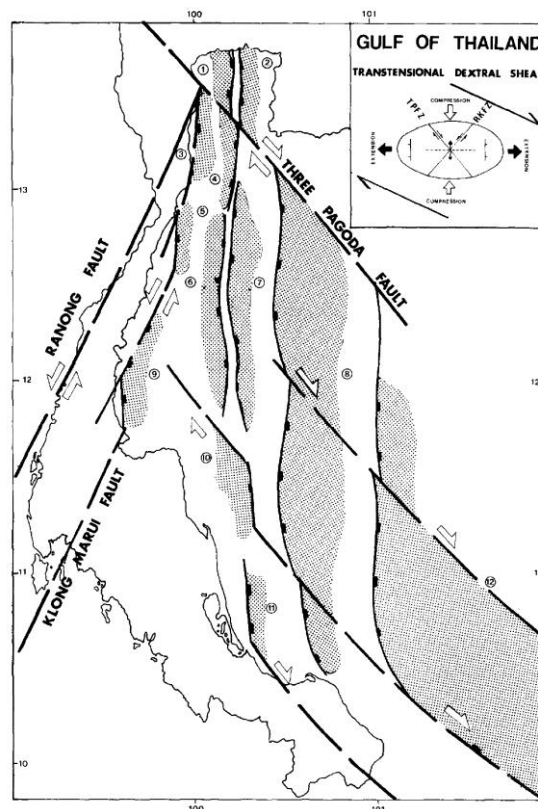
2.3.1 ตำแหน่งที่ตั้งของอ่าวไทย

อ่าวไทยตั้งอยู่ระหว่างเส้นละติจูดที่ 6-14 องศาเหนือ และเส้นลองจิจูดอยู่ที่ 94-103 องศาตะวันออก เป็นส่วนด้านในสุดของมหาสมุทรแปซิฟิกฝั่งตะวันตกที่เชื่อมต่อเนื่องมาจากด้านตะวันตกของทะเลจีนใต้ อ่าวไทยมีลักษณะที่เป็นอ่าวกึ่งปิด โดยฝั่งทิศตะวันตกถูกปิดล้อมด้วยของคาบสมุทรมาลายู (Malay Peninsula) ต่อเนื่องไปยังตอนบนของอ่าวไทยจะติดกับดินดอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำเจ้าพระยา ฝั่งตะวันออกจนถึงตะวันออกเฉียงเหนือจะติดกับชายฝั่งของประเทศเวียดนาม

และประเทศกัมพูชาตามลำดับและด้านทิศใต้ก่อนไปทางตะวันออกจะเป็นส่วนของทะเลที่เปิดออกไปเชื่อมกับทะเลจีนใต้

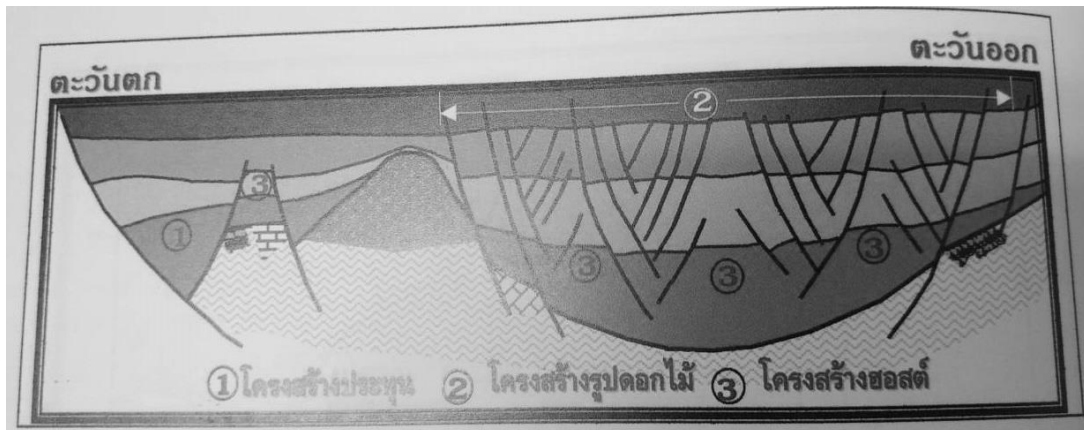
2.3.2 ธรณีสัณฐานของอ่าวไทย

ธรณีสัณฐานของอ่าวไทย คาดว่าเริ่มเกิดขึ้นในสมัยอีโอซีนจากการเคลื่อนที่ของแผ่นเปลือกโลกอินเดียชนกับแผ่นเปลือกโลกยูเรเชีย ทำให้เกิดรอยเลื่อนหลัก 2 แนว คือรอยเลื่อนเจดีย์ 3 องค์วางตัวในทิศตะวันตกเฉียงเหนือ - ตะวันออกเฉียงใต้ และรอยเลื่อนระนอง-คลองมะรุ่ย ซึ่งวางตัวในทิศตะวันออกเฉียงเหนือ - ตะวันตกเฉียงใต้ ดังรูป 17 ซึ่งการเคลื่อนตัวของรอยเลื่อนทั้ง 2 แนวนั้นเป็นการเคลื่อนที่แบบ strike-slip fault โดยรอยเลื่อนเจดีย์ 3 องค์เคลื่อนตัวไปทางขวา และรอยเลื่อนระนอง-คลองมะรุ่ยเคลื่อนตัวไปทางซ้าย การเคลื่อนตัวของรอยเลื่อนทั้งหมด ทำให้เกิดรอยเลื่อนแบบ normal faults ทำให้เกิดเป็นแอ่งสะสมตะกอนและโครงสร้างต่าง ๆ ดังรูป 18 โดยมีลักษณะของแอ่งแบบ grabens และ half-grabens ทำให้แอ่งในอ่าวไทยมีลักษณะเป็นบล็อก โดยมีสันเกาะกระเป็นตัวแบ่งแอ่งตะกอน ออกเป็น 2 ฟัง ดังรูป 19

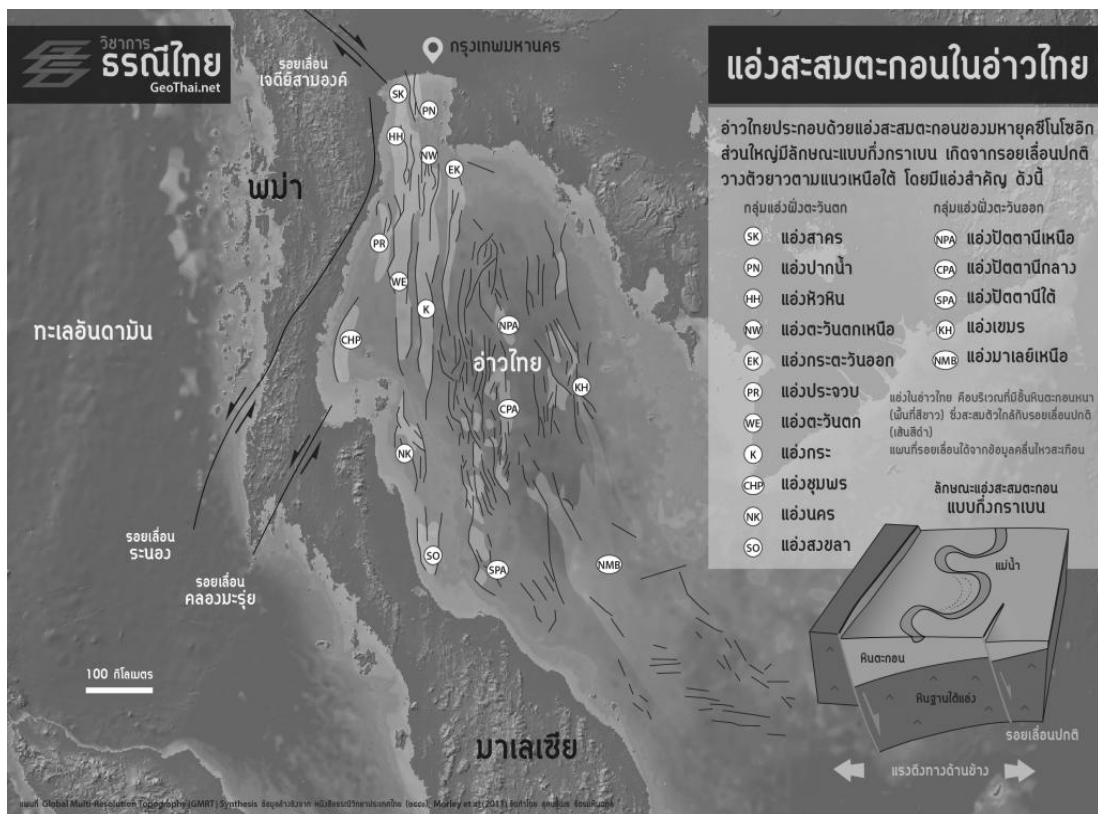


รูป 17 ธรณีสัณฐานของอ่าวไทย

ที่มา (Ploochan *et al.*, 1991; Lacassin *et al.*, 1997; Chantraprasert 2000)



รูป 18 โครงสร้างของรอยเลื่อนในอ่าวไทย
 ที่มา (ธรณีวิทยาประเทศไทย, 2542)



รูป 19 แอ่งสะสมตะกอนในอ่าวไทย
 ที่มา (วิชาการธรณีไทย, 2554)

จากรูป 19 แสดงแอ่งสะสมตะกอนในอ่าวไทย แบ่งออกเป็น 2 ฟัน ประกอบด้วย

1. แอ่งฝั่งตะวันออกจะมีแอ่งขนาดใหญ่อยู่ 2 แอ่งคือแอ่งปัตตานี (Pattani basin) กับแอ่งมาเลย์ (Malay basin) โดยแอ่งปัตตานีจะเป็นแอ่งที่มีศักยภาพด้านปิโตรเลียมที่มีทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน

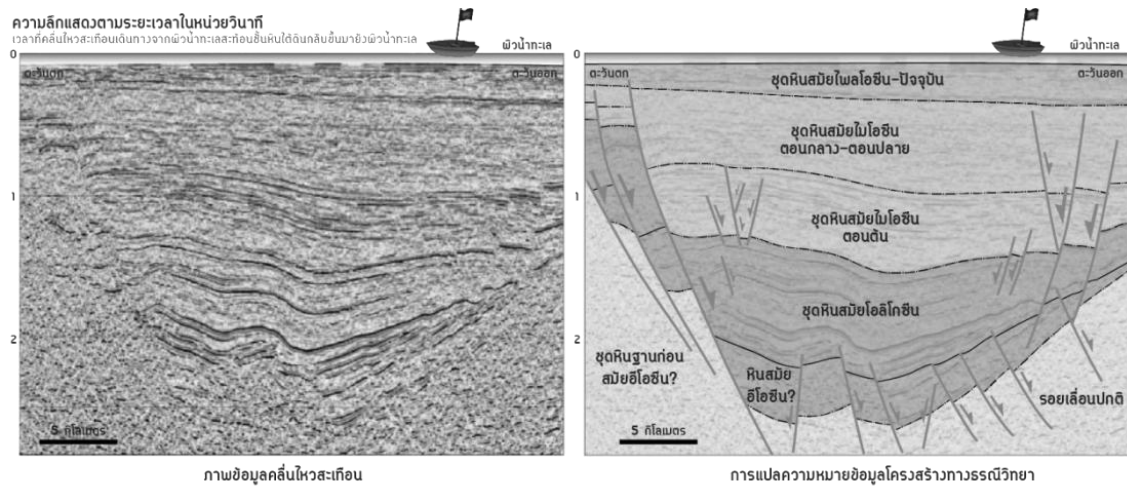
2. แอ่งที่อยู่ทางฝั่งตะวันตกมีทั้งหมด 10 แอ่งประกอบด้วย แอ่งสาคร (Sakhon), แอ่งปากน้ำ (Paknam basin), แอ่งหัวหิน (Hua Hin basin), แอ่งเหนือตะวันตก (N. Western basin), แอ่งประจวบ (Prachuap basin), แอ่งตะวันตก (Western basin) แอ่งกระ (Kra basin), แอ่งชุมพร (Chumphon basin) แอ่งนคร (Nakhon basin) และแอ่งสงขลา (Songkhla basin) (Ploochan *et al.*, 1991; Lacassin *et al.*, 1997; Chantraprasert 2000)

2.3.3 ธรณีสัณฐานของแอ่งสงขลา

แอ่งสงขลาเกิดในมหายุคซีโนโซอิก อยู่ทางตะวันตกของ graben ซึ่งอยู่บริเวณตอนปลายของรอยเลื่อนหลัก โดยแอ่งสงขลาเกิดจากการดึงกันของรอยเลื่อนในช่วงที่เกิดการเปิดของแอ่งในอ่าวไทย เป็นการดึงกันแบบ pull apart ในยุคเทอร์เชียรี เกิดการทรุดตัวทางขอบโค้ง (listric boundary) ทางตะวันตกของรอยเลื่อน โดยโครงสร้างของแอ่งสงขลามีขนาดความยาวในทิศเหนือ-ใต้ ประมาณ 70 กิโลเมตร และความกว้างในทิศ ตะวันออก - ตะวันตก ประมาณ 20-40 กิโลเมตร ซึ่งระดับความลึกสุดของแอ่งสงขลาอยู่ที่ 3,500 เมตร

2.3.4 โครงสร้างทางธรณีวิทยาของแอ่งสงขลา

แอ่งสงขลาเป็นแอ่งขนาดเล็ก แคบ และ ยาว วางตัวในแนวเหนือ-ใต้ เป็น half-graben จากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์พบว่าสามารถแบ่งการสะสมตัวของตะกอนเป็น 4 ชั้น ดังรูป 20 ซึ่งเป็นผลมาจากการแปรสัณฐานของแผ่นเปลือกโลก



รูป 20 ธรณีวิทยาโครงสร้างของแอ่งสงขลา
ที่มา ดัดแปลงจาก (Morley และ Racey, 2011)

2.3.5 ธรณีวิทยาและการลำดับชั้นหินของแอ่งสงขลา

ศตวรรษวัด อัก โกศล (2544) ศึกษาธรณีวิทยาปิโตรเลียมของแอ่งสงขลาในอ่าวไทย ได้กล่าวถึงการลำดับชั้นหินของแอ่งสงขลาแบ่งออกตามการสะสมตัวของตะกอน พบว่าส่วนใหญ่เป็นตะกอนรูปพัด ตะกอนแบบทะเลสาบและตะกอนแบบแม่น้ำพา แบ่งเป็น 5 สมัยดังต่อไปนี้

สมัยที่ 1 สมัยโอลิโกซีน เป็นหินฐานซึ่งประกอบไปด้วยหินแกรนิตและหินแปร เกิดจากการสะสมตะกอนแบบ alluvial/fluviat เป็นหินทราย แทรกสลับหินโคลนหรือหินดินดาน

สมัยที่ 2 สมัยไมโอซีนตอนต้น เป็นหินที่อยู่เหนือหินฐาน เป็นการสะสมตะกอนแบบ lacustrine โดยประกอบด้วย หินโคลนหรือหินดินดาน แทรกสลับกับหินทรายแป้ง

สมัยที่ 3 สมัยไมโอซีนตอนกลาง อยู่เหนือชั้นหินสมัยที่ 2 เป็นการสะสมตะกอนแบบ lacustrine/fluviat โดยประกอบด้วยหินดินดานแทรกสลับหินทรายแป้ง

สมัยที่ 4 สมัยไมโอซีนตอนกลางจนถึงไมโอซีนตอนปลาย อยู่เหนือชั้นหินสมัยที่ 3 เป็นการสะสมตะกอนแบบ fluviat โดยประกอบด้วย หินโคลนหรือหินดินดานแทรกสลับหินทรายและหินปูน

สมัยที่ 5 สมัยไมโอซีนตอนปลายถึงปัจจุบัน เป็นชั้นหินที่อยู่บนสุดของแอ่งสงขลา เป็นการสะสมตะกอนแบบ fluviat/mangrove swamp/coastal plain โดยประกอบด้วย หินทรายแทรกสลับหินโคลนหรือหินดินดาน

2.3.6. ธรณีปิโตรเลียมของแอ่งสงขลา

2.3.6.1 หินต้นกำเนิด

หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแอ่งสงขลาเป็นหินโคลนหรือหินดินดาน ที่เกิดจากการสะสมตะกอนแบบทะเลสาบน้ำจืด โดยมีปริมาณอินทรีย์วัตถุสูง ประกอบด้วย

ชนิดที่ 1 เป็น kerogen ที่มาจากสารอินทรีย์สาหร่ายในสภาวะทะเลสาบ

ชนิดที่ 2 เป็น kerogen ที่มาจากหินตะกอนที่สะสมในทะเล จำพวกอินทรีย์สารกลุ่มสาหร่าย

ชนิดที่ 3 เป็น kerogen ที่มาจากพืชบก กลุ่มที่มีเซลลูโลส

ซึ่งของแอ่งสงขลาพบว่าเป็นกลุ่มสาหร่ายและพืชบก โดยหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแอ่งสงขลาอยู่ที่ระดับความลึกมากกว่า 2,000 เมตร

2.3.6.2 ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม

ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมของแอ่งสงขลาเป็นหินทรายอยู่ในชั้นหินสมัย ที่ 1, 2 และ 3 ซึ่งหินทรายนั้นส่วนใหญ่เกิดจากการสะสมตะกอนรูปพัด และตามช่วงเวลาการสะสมตัวดังที่กล่าวไปข้างต้นเรื่องธรณีวิทยาและการลำดับชั้นหิน ซึ่งชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมของแอ่งสงขลา มีคุณภาพค่อนข้างพอใช้ และมีค่าความพรุนอยู่ในช่วงพอใช้คือ 11-13 % (Premier, 1990)

2.3.6.3 โครงสร้างกักเก็บและชั้นหินปิดกั้น

โครงสร้างกักเก็บในแอ่งสงขลาเกิดจากการเคลื่อนตัวของรอยเลื่อน และชั้นหินปิดกั้นของแอ่งสงขลาจะเป็นชั้นหินโคลนหรือหินดินดานซึ่งแทรกสลับ

2.3.7 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

จากการตรวจสอบเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับแอ่งสงขลา เพื่อจะนำข้อมูลไปสังเคราะห์โครงสร้างของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อใช้จำลองสถานการณ์ทดลองการอัด CO₂

แอ่งสงขลาประกอบไปด้วยหลายแอ่งย่อยที่อยู่ภายใน 3 แอ่งหลักๆ คือ เบญจรงค์ บัวบาน และสงขลา ด้วยข้อจำกัดเรื่องข้อมูลในการสร้างแบบจำลองและระยะเวลาในการวิจัย ในงานวิจัยนี้จึงใช้เพียง 2 แอ่งย่อย ในการสร้างแบบจำลองเลียนแบบสภาพแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเดิมที่มีอยู่เพื่อใช้เป็นโครงสร้างสถานการณ์ทดลองการอัด CO₂

2.3.7.1 โดยชื่อของแบบจำลอง

ชื่อของแบบจำลองทั้งสองคือ SLM และ SLO มาจากการให้ความสำคัญ ชื่อของชั้นหินกักเก็บตามสมัยธรณีบรรพกาล (geologic time scale) นั่นคือ SLM ย่อมาจาก Songkhla Lower Miocene หรือ สมัยไมโอซีนตอนต้น และ SLO ย่อมาจาก Songkhla Lower Oligocene หรือสมัยโอลิโกซีนตอนต้น

2.3.7.2 สภาพธรณีวิทยาโครงสร้างชั้นหินกักเก็บ และรอยเลื่อน

สภาพธรณีวิทยาโครงสร้างชั้นหินกักเก็บ รอยเลื่อนหลักและรอยเลื่อนขนาดเล็ก ทั้งนี้เนื่องจากโครงสร้างของรอยเลื่อนในอ่าวไทยประกอบด้วยหลายโครงสร้าง ทำให้แอ่งสงขลามีลักษณะเป็นบล็อก ซึ่งไม่สามารถทราบได้อย่างแน่ชัดว่ารอยเลื่อนแนวใดเป็นรอยเลื่อนปิดกั้นหรือไม่ปิดกั้น จึงกำหนดให้รอยเลื่อนภายในแหล่งกักเก็บแบ่งเป็น 2 กรณี คือกรณีรอยเลื่อนปิดกั้นและไม่ปิดกั้น

2.3.7.3 ค่าความพรุนและความซึมผ่าน

ค่าความพรุนและความซึมผ่าน จำลองจากข้อมูลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เนื่องจากผลการศึกษาพบว่า อ่าวไทยมีชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมเป็นหินทราย มีค่าความพรุนอยู่ในระดับพอใช้ จึงกำหนดค่าให้อยู่ในช่วง 11 – 13% และความซึมผ่านเป็นข้อมูลที่สามารถเข้าถึงได้จากข้อมูลสาธารณะที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

2.3.7.4 ค่าการอิ่มตัวของน้ำ (water saturation) เป็นค่าสมมุติฐาน โดยอ้างอิงจากข้อมูลสาธารณะที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

2.3.7.5 ค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน (oil gravity) จากการทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่า แอ่งสงขลาเป็นแหล่งน้ำมัน ที่มีความหนืดต่ำถึงปานกลาง จึงกำหนดให้ แบบจำลองที่สร้างขึ้นมีค่าความถ่วงจำเพาะ ในช่วง 22 – 36 API

2.3.7.6 ค่าความดันในชั้นหินกักเก็บของชั้นหินและความดันที่สูงสุด (initial pressure และ limit pressure เป็นค่าที่กำหนดขึ้น

ตาราง 4 ข้อมูลที่รวบรวมได้เพื่อใช้สังเคราะห์เลียนแบบแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

Reservoir Model	Depth (m)	คุณสมบัติของหิน		คุณสมบัติของไหล			
		Porosity (%)	Permeability (mD)	Water saturation (%)	Oil Gravity (API)	Initial Pressure (bar)	Pressure limit (bar)
SLM	800-1,000	12	55	20	22 - 36	180	230
SLO	2,000-2,200	12	55	20	22 - 36	180	230

ที่มา ข้อมูลที่รวบรวมได้จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (กล่าวถึงในส่วนของคุณสมบัติเฉพาะของอ่าวไทยและแอ่งสงขลา)

โดยตาราง 4 จะเป็นการกำหนดคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บเบื้องต้นให้มีค่าตามรายละเอียดในตาราง

สมมุติฐานในการจำลองโครงสร้างแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในบริบทเพื่อใช้ในการกักเก็บ CO₂ จากข้อจำกัดในเรื่องข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บเบื้องต้นในตาราง 4 สมมุติฐานให้โครงสร้างของแหล่งกักเก็บแอ่งสงขลา มีค่าคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บเพียงค่าเดียว ต่อจากนั้นสมมุติฐานให้มีการเปลี่ยนแปลงของคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บมีแรงกระทำ ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงรูปร่าง (รอยเลื่อน) ของโครงสร้าง คุณสมบัติของหิน ซึ่งจะเป็นผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการกระจายตัวของความพรุนตามแนวรอยเลื่อน และโครงสร้างที่เปลี่ยนแปลงไป

เกณฑ์ในการพิจารณาตำแหน่งหลุมอัด CO₂

1. ตำแหน่งบริเวณหลุมอัด CO₂ ควรมีค่าความพรุนและความซึมผ่านสูงกว่าบริเวณอื่นๆ
2. อัตราการเพิ่มขึ้นของความดันในหลุมอัด ควรมีการเพิ่มขึ้นน้อยกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับตำแหน่งอื่นๆของแบบจำลอง

2.4 โปรแกรมในการศึกษา

การศึกษาครั้งนี้ได้นำเอาคอมพิวเตอร์ซึ่งประกอบด้วยโปรแกรม Petrel และ Eclipse มาเป็นเครื่องมือพัฒนาแบบจำลอง ช่วยในการนำเสนอโครงสร้างแบบจำลองและจำลองสถานการณ์ทดลองการอัด CO₂ ซึ่งแบบจำลองที่สร้างขึ้น ใช้ในการทำความเข้าใจเกี่ยวกับกายภาพของแหล่งกักเก็บ การประเมินปริมาณสำรอง วางแผนตำแหน่งหลุมอัด ศึกษาพฤติกรรมของ CO₂ และเพิ่มประสิทธิภาพและการตรวจวัดการเปลี่ยนแปลงของแหล่งกักเก็บ

ซึ่งโปรแกรม Petrel และ Eclipse เป็นลิขสิทธิ์ของ บริษัท Schlumberger โดยได้รับความอนุเคราะห์ในการใช้เพื่อการศึกษาวิจัย ในเวอร์ชัน 2013 พร้อมการถ่ายทอดและให้ความช่วยเหลือแนะนำจากผู้เชี่ยวชาญ ซึ่งทำให้งานวิจัยดำเนินการได้อย่างสะดวกและสมบูรณ์ โดยในแต่ละโปรแกรมมีรายละเอียดเบื้องต้นดังต่อไปนี้

2.4.1 โปรแกรม Petrel

โปรแกรม Petrel ใช้สำหรับสร้างแบบจำลอง ของโครงสร้างธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม สามารถแสดงรายละเอียดโครงสร้างและลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บ

ข้อมูลเบื้องต้นที่ใช้ในโปรแกรม Petrel ประกอบด้วย ข้อมูลโครงสร้างของชั้นหิน (ความหนา ขอบเขต รอยเลื่อนและรอยแตก) คุณสมบัติของชั้นหิน (ความพรุน ความซึมผ่าน และความดันในชั้นหิน) ข้อมูลของไหลในชั้นหิน (องค์ประกอบ และความหนาแน่น) เงื่อนไขเบื้องต้นของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (น้ำ น้ำมัน การอิมตัวของน้ำมัน ความดัน และตำแหน่งของของไหล) และชั้นน้ำ (ขนาดและ ตำแหน่ง)

2.4.1.1 สมการที่เกี่ยวข้องในการสร้างแบบจำลอง

แบบจำลองธรณีวิทยา เกิดจากการรวบรวมข้อมูลธรณีสัณติเชิงพื้นที่ จากการตรวจวัดและนำข้อมูลที่ได้ที่มามีประมวลผลโดยใช้สมการอนุพันธ์ย่อย (Partial Differential Equation) ตามสมการที่ 7

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \right] \Delta y \quad \text{สมการที่ 7}$$

$$= \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi(1 - S_w)}{B_o} \right) - q_{osc}$$

โดยที่ β_c แฟกเตอร์การแปลงค่าการไหล
 K_x ค่าความซึมผ่านในแนวแกน X
 K_y ค่าความซึมผ่านในแนวแกน Y
 A_x พื้นที่หน้าตัดตั้งฉากกับการไหลในแกน X

- A_y พื้นที่หน้าตัดตั้งฉากกับการไหลในแกน Y
- K_{ro} สภาพให้ซึมได้สัมพัทธ์ของน้ำมัน
- B_o แฟกเตอร์การแปลงปริมาตรของน้ำมันจากปริมาตรในแหล่งกักเก็บไปเป็นปริมาตรบนพื้นผิว
- P_o ความดันในชั้นน้ำมัน
- Δx ระยะทางที่เพิ่มขึ้นในแนวแกน X เพื่อใช้ในกระบวนการไฟไนต์เอลิเมนต์
- Δy ระยะทางที่เพิ่มขึ้นในแนวแกน Y เพื่อใช้ในกระบวนการไฟไนต์เอลิเมนต์
- V_b ปริมาตรรวม (ปริมาตรของของแข็ง + ปริมาตรของช่องว่าง)
- \emptyset ความพรุน
- S_w ค่าการอิ่มตัวของน้ำ
- $q_{o,sc}$ อัตราการไหลของน้ำมันที่สภาพพื้นผิว

ที่มา: (Chukwudinwosa, 2013)

จากสมการข้างต้นเป็นสมการแสดงความสัมพันธ์ของการกระจายตัวเชิงพื้นที่ในแนวแกน X และแกน y ของพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องในเชิงธรณีวิทยา เช่น ค่าความซึมผ่าน ความดัน และปริมาณของน้ำมันในพื้นที่

การสร้างแบบจำลองที่เป็นสามมิติในเชิงธรณีวิทยาจะหมายถึงการศึกษาที่ให้รายละเอียดที่ลึกกลงไปของแต่ละระดับความลึก ซึ่งเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงทางแนวตั้ง จะมีตัวแปรที่ส่งผลการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรในเชิงพื้นที่ในแนวแกน X และ Y เช่น อุณหภูมิ ความดัน มากระทำกับแผ่น (layer) แรกที่ทำให้ความพรุนความซึมผ่านและพารามิเตอร์อื่นเปลี่ยนแปลง

2.4.2 โปรแกรม Eclipse

เป็นโปรแกรมที่จำลองสถานการณ์ทดลองการอัด CO_2 ตามวัตถุประสงค์ที่จะศึกษาโดยทำงานร่วมกับ โปรแกรม Petrel เพื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เมื่อทำการอัด CO_2 ในแหล่งกักเก็บ และสามารถที่จะคาดการณ์การเปลี่ยนแปลงของแหล่งกักเก็บ ทำให้สามารถเข้าใจการเปลี่ยนแปลงของแหล่งกักเก็บที่ส่งผลต่อพฤติกรรมของ CO_2

2.4.2.1 สมการที่เกี่ยวข้องแสดงพฤติกรรมของการไหล

สมการที่อธิบายการไหลของ CO₂ ในแบบจำลอง ประกอบด้วย

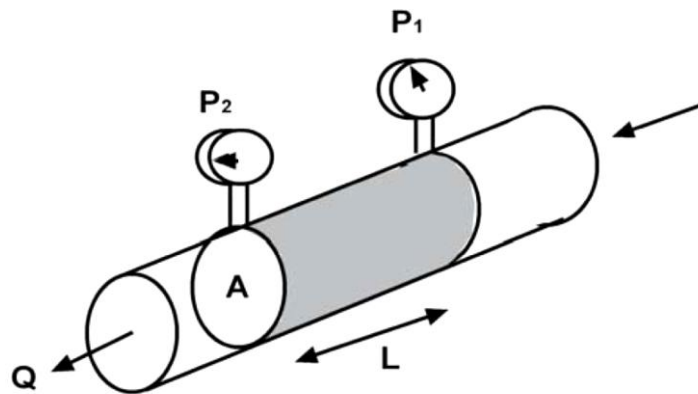
1) Mass balance (Conservation of mass)

เป็นหลักการพื้นฐานที่อธิบายถึงการเคลื่อนที่ของมวลต่อพื้นที่ต่อระยะเวลา โดยในงานวิจัยนี้จะเปรียบเทียบกับปริมาณของน้ำมันภายในแหล่งกักเก็บ - ปริมาณการผลิตน้ำมัน = ปริมาณน้ำมันสะสม + หรือ - การอัดหรือการผลิตปิโตรเลียม

$$IN - OUT = ACCUMULATION + \text{or} - INJECTION \text{ or} PRODUCTION \quad \text{สมการที่ 8}$$

2) Darcy's Law (Relate pressure and flow rate, control flow)

สมการความสัมพันธ์ของ Darcy's Law โดยการศึกษาความเร็วของการไหลของของเหลวผ่านตัวกลางที่มีความพรุนแสดงดังรูป 21



รูป 21 วิธีการวัดความสามารถในการซึมผ่านของของไหลในตัวอย่างหินที่มา (Hurst & Goggin, 1995)

$$\text{Darcy's Law: } Q = A \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{\Delta P}{L} \right)$$

สมการที่ 9

โดยที่ Q: อัตราการไหลของของไหล (m³/s)

A: พื้นที่หน้าตัดของของไหลที่ไหลผ่าน (m²)

k: ความซึมผ่าน (mD)

μ ความหนืดของของไหล (Pa-s)

$\Delta P/L$: การเปลี่ยนแปลงของความดันตามแนวความยาว (Pa/m)

2.4.3 การนำไปปรับใช้ในงานวิจัย

ในงานวิจัยส่วนนี้เป็นส่วนสำคัญที่ใช้ในการแสดงผลการจำลองแหล่งกักเก็บใต้ดิน เพื่อใช้เป็นเครื่องมือแสดงผลการอัด CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะ เพื่อให้เห็นปริมาณการอัด และการคาดการณ์การเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

2.5 ต้นทุนการวัด CO₂ ในส่วนการทวนวรรณกรรม

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโครงการ CCS ประกอบด้วย กระบวนการดักจับ CO₂ กระบวนการขนถ่าย กระบวนการกักเก็บและกระบวนการตรวจวัดและติดตาม ซึ่งจากการทบทวนงานวิจัยพบว่าค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโครงการ CCS จะอยู่ในกระบวนการดักจับนั่นคือในส่วนของการปรับอุณหภูมิ ขนาดสูงต่ำของคอลัมน์ที่ใช้ในกระบวนการดักจับ และสารละลายเอมีน และส่วนที่มีค่าใช้จ่ายอีกส่วนคือกระบวนการขนถ่าย ซึ่งจะขึ้นอยู่กับระยะทาง ขนาดและความยาวของท่อ การบำรุงรักษา และการควบคุมความดันในการขนถ่ายเพื่อให้ CO₂ มีความดันมากกว่าในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ในส่วนของการกักเก็บจะเป็นมีค่าใช้จ่ายน้อยกว่าส่วนอื่นๆเนื่องจากให้แหล่งปิโตรเลียมและอุปกรณ์เดิมในการอัด CO₂ ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายจะอยู่ในส่วนการตรวจวัดและติดตามการกระจายตัวของ CO₂ ซึ่งจะใช้องค์ความรู้ทาง ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมี เป็นต้น

บทที่ 3

ขั้นตอนการวิจัย

ขั้นตอนในการวิจัย ประกอบด้วย การคัดเลือกพื้นที่ศึกษา การเตรียมการและการรวบรวมข้อมูลพื้นฐาน การสังเคราะห์ข้อมูลและการประมวลผลข้อมูล ซึ่งในแต่ละส่วนจะมีรายละเอียดดังนี้

3.1 การคัดเลือกพื้นที่ศึกษา

ในงานวิจัยนี้จะประกอบไปด้วย 2 พื้นที่ศึกษา ซึ่งใช้เกณฑ์ในการพิจารณาที่มาของพื้นที่ศึกษาดังรายละเอียดต่อไปนี้

3.1.1 พื้นที่ศึกษาในส่วนของแหล่งปล่อย CO₂

วิธีการคัดเลือกพื้นที่ศึกษาจะจงเลือกจากภาคการผลิตพลังงานเนื่องจากเป็นแหล่งปล่อย CO₂ ขนาดใหญ่ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาปริมาณรวมของ CO₂ จากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อวางแผนการจัดการลดการปลดปล่อย CO₂ ออกสู่ชั้นบรรยากาศ โดยกำหนดเกณฑ์การพิจารณาการเลือกแหล่งปล่อย CO₂ ดังต่อไปนี้

ลำดับที่ 1 เลือกโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

ลำดับที่ 2 กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุด

ลำดับที่ 3 ได้รับความร่วมมือ จากหน่วยงานในการสนับสนุนด้านข้อมูล

3.1.2 พื้นที่ศึกษาในส่วนของแหล่งกักเก็บ CO₂

วิธีการคัดเลือกกลุ่มตัวอย่างพื้นที่ศึกษาจะจงเลือกจากแหล่งปิโตรเลียมบริเวณอ่าวไทยตอนล่าง ที่หมดศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียม โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้นกับแหล่งกักเก็บ เพื่อใช้ในการวางแผนการจัดการฝังกลบ CO₂ ในแหล่งกักเก็บ โดยกำหนดเกณฑ์การพิจารณาการเลือก ดังต่อไปนี้

ลำดับที่ 1 มีโครงสร้างทางธรณีวิทยาที่มีศักยภาพสามารถกักเก็บ CO₂

ลำดับที่ 2 การเข้าถึงข้อมูลและโอกาสในการใช้ข้อมูลเพื่อจำลองสถานการณ์

ลำดับที่ 3 ระยะทางใกล้กับแหล่งปล่อย CO₂

3.2 การเตรียมการและรวบรวมข้อมูลพื้นฐาน

3.2.1 การเตรียมการ

ขั้นตอนนี้จะกำหนดวัตถุประสงค์และศึกษาทฤษฎี หลักการ และทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อกำหนดแนวทางการศึกษาวิจัย ซึ่งประกอบด้วย

- การศึกษาและรวบรวมข้อมูลเบื้องต้นด้านกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าและการคำนวณ CO₂

- การศึกษาหลักการเบื้องต้นเกี่ยวกับเทคโนโลยี CCS และโปรเจกต์ที่มีการดำเนินการจริง

- การสังเคราะห์ข้อมูลจากการศึกษาทบทวนทฤษฎี หลักการ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

3.2.2 การรวบรวมข้อมูลพื้นฐาน

การรวบรวมข้อมูลในงานวิจัยนี้จะเป็นการรวบรวมข้อมูลปฐมภูมิและข้อมูลทุติยภูมิ โดยแบ่งออกเป็นส่วนต่างๆ คือ ส่วนของแหล่งปล่อย CO₂ (พื้นที่ศึกษาโรงไฟฟ้าจะนะ), ส่วนของเส้นทางการขนถ่าย CO₂, ส่วนของแหล่งปิโตรเลียม (พื้นที่ศึกษาแอ่งสงขลา) รายละเอียดของข้อมูลดังนี้

3.2.2.1 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัยส่วนของแหล่งปล่อย CO₂

ส่วนนี้จะเป็นข้อมูลทุติยภูมิที่ได้จากโรงไฟฟ้าจะนะ และ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติ โดยประกอบด้วย แผนการผลิตกระแสไฟฟ้า, กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า และชนิดเชื้อเพลิง ดังรายละเอียดของแต่ละส่วนต่อไปนี้

ตาราง 5 แสดงแผนการผลิตกระแสไฟฟ้า กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า และชนิดเชื้อเพลิง ช่วงเวลา
ค.ศ. 2014 – ค.ศ. 2018

Plant	Fuel	Energy Generation 2014 (GWh)												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
CHN-C1	Gas	449	424	486	473	486	186	323	473	461	469	321	121	4,672
CHN-C1	Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16
Plant	Fuel	Energy Generation 2015 (GWh)												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
CHN-C1	Gas	429	400	455	443	316	386	447	322	434	443	425	431	4,932
CHN-C1	Diesel	0	0	0	0	87	0	0	124	0	0	0	0	212
Plant	Fuel	Energy Generation 2016 (GWh)												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
CHN-C1	Gas	429	414	457	442	190	321	446	448	434	443	426	429	4,879
CHN-C1	Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Plant	Fuel	Energy Generation 2017 (GWh)												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
CHN-C1	Gas	429	400	457	441	455	336	446	448	434	443	426	428	5,143
CHN-C1	Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Plant	Fuel	Energy Generation 2018 (GWh)												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
CHN-C1	Gas	430	401	456	443	456	336	447	448	433	444	426	429	5,147
CHN-C1	Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2

ที่มา (โรงไฟฟ้าจะนะ, Yearly Operating Program 2557, 2557)

ข้อมูลที่รวบรวมได้ในส่วนแหล่งปล่อย CO₂ จะใช้ในขั้นตอนต่อไป คือขั้นตอนการ
สังเคราะห์ปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต

3.2.2.2 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัยส่วนของเส้นทางขนถ่าย CO₂

ส่วนนี้จะเป็นข้อมูลปฐมภูมิ ที่ได้จากการเก็บรวบรวมข้อมูลจากพื้นที่จริงประกอบด้วยระดับความลึกของน้ำและตะกอนใต้ท้องทะเลจากตำแหน่งของโรงไฟฟ้าจะนะไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ทั้งหมดจำนวน 29 ตัวอย่าง ข้อมูลที่รวบรวมได้ในส่วนนี้จะนำมาสังเคราะห์เส้นทางที่จะใช้ในการขนถ่าย CO₂

3.2.2.3 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัยส่วนของแหล่งปิโตรเลียม (พื้นที่ศึกษาเองสงขลา)

ส่วนนี้จะเป็นข้อมูลทุติยภูมิที่รวบรวมได้จาก รายงาน เอกสาร งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ข้อมูลสาธารณะที่เกี่ยวข้องกับปิโตรเลียม ข้อมูลที่รวบรวมได้เพื่อใช้สังเคราะห์เลียนแบบแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยข้อมูลที่รวบรวมได้ดังตาราง 4 ซึ่งได้กล่าวถึงไปในส่วนของบทที่ 2

3.3 การสังเคราะห์ข้อมูล

งานวิจัยนี้จะนำข้อมูลปฐมภูมิและทุติยภูมิที่รวบรวมได้จาก ส่วนที่ 3.2 มาสังเคราะห์ชุดข้อมูลเพื่อไปใช้ในการกระบวนการประมวลผลข้อมูลการก่อสร้างสถานการณ์จำลองการอัด CO₂

3.3.1 สังเคราะห์ข้อมูลปริมาณ CO₂ ที่ในอนาคต

จากข้อมูลในข้อ 3.2.2 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัยส่วนของแหล่งปล่อย CO₂ นำมาคำนวณปริมาณ CO₂ ในอนาคต โดยใช้สมการดังนี้

วิธีการประเมินปริมาณ CO₂

วิธีการประเมินปริมาณ CO₂ อ้างอิงจากการทบทวนงานวิจัยคือ จากทั้ง 3 วิธีในการคำนวณข้างต้น(ส่วนของบทที่ 2) พบว่าจะใช้วิธีการที่ 3 (สมการที่ 4) ในการปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต เพราะมีข้อมูลแผนการวางแผนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะนะ ซึ่งจะใช้เป็นข้อมูลในการคำนวณเพื่อคาดการณ์ปริมาณ CO₂ ได้

วิธีที่ 3 ประเมินโดยคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า

$$\text{CO}_2 \text{ emission} = \text{Power Generation (kWh)} \times 0.561 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh} \quad \text{สมการที่ 4}$$

โดยที่ CO₂ emission = ปริมาณของก๊าซ CO₂ ที่ถูกปล่อยออกมาจากปล่อง

$$\text{Power Generation} = \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh)}$$

0.561 kgCO₂ /kWh = ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)

3.3.2 สังเคราะห์ข้อมูลในส่วนเส้นทางการขนถ่าย

ส่วนนี้จะนำข้อมูลที่เก็บรวบรวมได้ (ตะกอนท้องทะเล ระดับความลึกของน้ำ) มาวิเคราะห์ผลในห้องปฏิบัติการโดยการทำ Grain Size Analysis เพื่อดูการกระจายตัวของตะกอนในพื้นที่

3.3.3 สังเคราะห์แหล่งปิโตรเลียม (พื้นที่ศึกษาแอ่งสงขลา)

ส่วนของการสังเคราะห์แหล่งปิโตรเลียมจะจำลองผ่านระบบคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม Petrel และ Eclipse จาก บริษัทชลัมเบอร์เจอร์

3.3.3.1 การสร้างแบบจำลอง

แบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ

1) Static model คือ การจำลองโครงสร้างทางธรณีวิทยา ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งในงานวิจัยนี้หมายถึง แบบจำลองการกักเก็บปิโตรเลียมที่จะใช้ในการอัด CO₂ ลงไปในชั้นกักเก็บปิโตรเลียม มีขั้นตอนการสร้างดังต่อไปนี้

ก. นำเข้าข้อมูลซึ่งประกอบด้วย แผนที่โครงสร้างทางธรณีวิทยา ข้อมูลหลุมเจาะ และการเทียบลำดับความสัมพันธ์ของชั้นหิน โดยอ้างอิงจาก แผนที่โครงสร้างทางธรณีวิทยา พร้อมทั้งจำลองโครงสร้างของรอยเลื่อนและแหล่งกักเก็บ

ข. การกำหนดคุณสมบัติของหินและคุณสมบัติของของไหลประกอบด้วย ค่าความพรุน ค่าความซึมผ่าน ตำแหน่งของรอยต่อระหว่างชั้นน้ำกับน้ำมัน และก๊าซ

2) Dynamic model คือ การนำแบบจำลองจากส่วนที่ 1 มากำหนดเงื่อนไขการอัด CO₂ เพื่อแสดงพฤติกรรมของ CO₂ ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ตาราง 6 สรุปขั้นตอนการสังเคราะห์ข้อมูล

ส่วนของปริมาณ CO ₂			
ข้อมูลทุติยภูมิ	เครื่องมือในการสังเคราะห์	ผลการสังเคราะห์ข้อมูล	การนำไปใช้
<ul style="list-style-type: none"> - อัตราการไหลของก๊าซไอเสียจากปล่อง - ชั่วโมงการทำงานของกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า - ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิด - แผนการผลิตกระแสไฟฟ้า - กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า - ชนิดเชื้อเพลิง 	สมการการคำนวณ	ปริมาณ CO ₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้น	<ul style="list-style-type: none"> - กำหนดอัตราในการอัด CO₂ ในแบบจำลอง เพื่อแสดงการเปลี่ยนแปลงและพฤติกรรมของ CO₂ ในแหล่งกักเก็บ
ส่วนของแหล่งกักเก็บ CO ₂			
ข้อมูลทุติยภูมิ	เครื่องมือในการสังเคราะห์	ผลการสังเคราะห์ข้อมูล	การนำไปใช้
<ul style="list-style-type: none"> - โครงสร้างทางธรณีวิทยา - การกำหนดคุณสมบัติของหิน - คุณสมบัติของของไหล 	โปรแกรม Petrel และ Eclipse	แบบจำลองแหล่งกักเก็บ	แบบจำลองแสดงการจัดการกักเก็บ CO ₂ ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

3.4 ประมวลผลข้อมูล

จากการสังเคราะห์ข้อมูลของปริมาณ CO₂ และการสังเคราะห์โครงสร้างแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม จะนำข้อมูลทั้ง 2 ส่วนมากำหนดเงื่อนไขในการประมวลผลข้อมูล กำหนดสถานการณ์จำลองการอัด CO₂ มีเกณฑ์ในการพิจารณาประกอบด้วย

3.4.1 กำหนดสถานการณ์การอัด CO₂

แบ่งออกเป็น 2 โครงสร้าง โครงสร้างละ 2 กรณี (ตามตาราง 4) และกำหนดแผนการการอัด CO₂ ในแต่ละกรณี

3.4.2 นำเข้าข้อมูลตามสถานการณ์

3.4.3 พัฒนาแบบจำลอง

การพัฒนาแบบจำลองโครงสร้างของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ในบริบททดลองการอัด CO₂ จะกำหนดขอบเขตให้ครอบคลุมตัวแปรและปัจจัยในการศึกษา ซึ่งตัวแปรที่ใช้ในการศึกษาประกอบด้วย โครงสร้างของแหล่งกักเก็บ ค่าความพรุน ความซึมผ่าน และความดัน ส่วนปัจจัยที่ใช้ในการศึกษา จะสังเกตพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บที่ส่งผลต่อการกักเก็บ CO₂ โดยการสังเกตผ่านการกระจายตัวของสีในแบบจำลอง และกราฟการเปลี่ยนแปลงความดัน

บทที่ 4

ผลการศึกษา

ในส่วนนี้จะประกอบไปด้วยการศึกษาในรายละเอียดย่อยซึ่งสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

4.1 ผลการรวบรวมและสังเคราะห์ข้อมูล ประกอบไปด้วย ผลการสังเคราะห์ข้อมูล ปริมาณ CO₂ ผลการสังเคราะห์ข้อมูลในส่วนของ CO₂ capture ผลการสังเคราะห์ข้อมูลในส่วนของ CO₂ transport และ ผลการสังเคราะห์ข้อมูลแบบจำลอง

4.2 ผลของการใช้ข้อมูล ประกอบไปด้วย การกำหนดสถานการณ์การอัด CO₂

4.3 การเสนอแนวทางในการจัดการกักเก็บ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะลงสู่แอ่งสงขลา ประกอบไปด้วย กระบวนการดักจับ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ กระบวนการขนถ่าย CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ ไปสู่แหล่งกักเก็บ CO₂ กระบวนการอัด CO₂ ลงสู่แหล่งกักเก็บ CO₂ และ กระบวนการภายในแหล่งกักเก็บ CO₂

4.1 ผลการรวบรวมและสังเคราะห์ข้อมูล

ผลการพิจารณาเกณฑ์ในการเลือกพื้นที่ศึกษา (บทที่ 3 หน้า 45) พบว่า แหล่งปล่อย CO₂ ได้แก่ โรงไฟฟ้าจะนะ และแหล่งกักเก็บ CO₂ ได้แก่ แอ่งสงขลา

4.1.1 ผลการสังเคราะห์ข้อมูล ปริมาณ CO₂

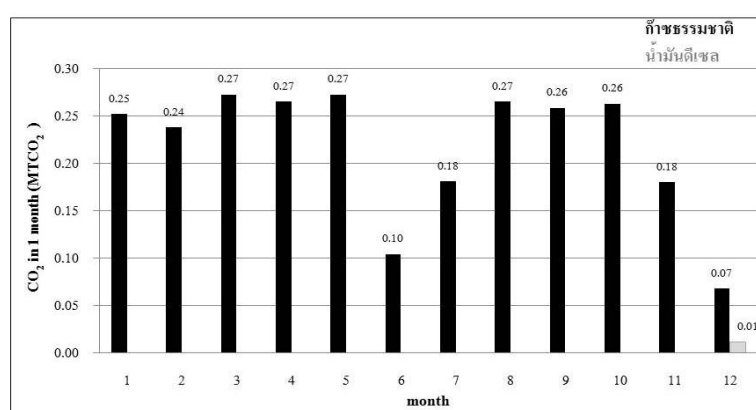
ส่วนนี้จะเป็นการนำข้อมูลที่รวบรวมได้ ตาราง 5 มาสังเคราะห์ข้อมูลโดยการใช้วิธีที่ 3 สมการที่ 4 ดังแสดงหน้า 48 ผลของการสังเคราะห์จะประกอบไปด้วย

ปริมาณ CO₂ ของโรงไฟฟ้าที่ประเมินว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต

จากแผนการผลิตไฟฟ้าในตาราง 5 จะสามารถคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (วิธีที่ 3 แสดงสมการในบทที่ 3 หน้า 48) ตามระยะเวลาของแผนการผลิตกระแสไฟฟ้า

ตาราง 7 แสดงผลการคำนวณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ช่วงเวลา 2014 - 2018

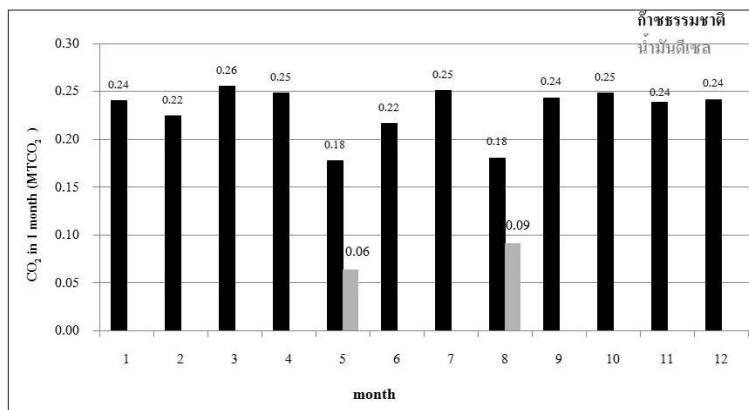
เดือน	ปริมาณ CO ₂ ในแต่ละปี (พ.ศ.) Mton				
	2014	2015	2016	2017	2018
มกราคม	0.2519	0.2407	0.2407	0.2407	0.2412
กุมภาพันธ์	0.2379	0.2244	0.2323	0.2244	0.2250
มีนาคม	0.2727	0.2553	0.2564	0.2564	0.2558
เมษายน	0.2654	0.2485	0.2480	0.2474	0.2485
พฤษภาคม	0.2727	0.1773	0.1066	0.2553	0.2558
มิถุนายน	0.1044	0.2166	0.1801	0.1885	0.1885
กรกฎาคม	0.1812	0.2508	0.2502	0.2502	0.2508
สิงหาคม	0.2654	0.1806	0.2513	0.2513	0.2513
กันยายน	0.2586	0.1806	0.2435	0.2435	0.2429
ตุลาคม	0.2631	0.2435	0.2485	0.2390	0.2491
พฤศจิกายน	0.1801	0.2485	0.2390	0.2390	0.2390
ธันวาคม	0.0797	0.2384	0.2575	0.2401	0.2407
รวม(MtCO ₂ /yr)	2.632851	2.705146	2.753947	2.8757	2.88861
รวม CO₂ ระยะเวลา (2014 - 2018) เท่ากับ 14 MtCO₂					



รูป 22 ผลการคำนวณปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2014

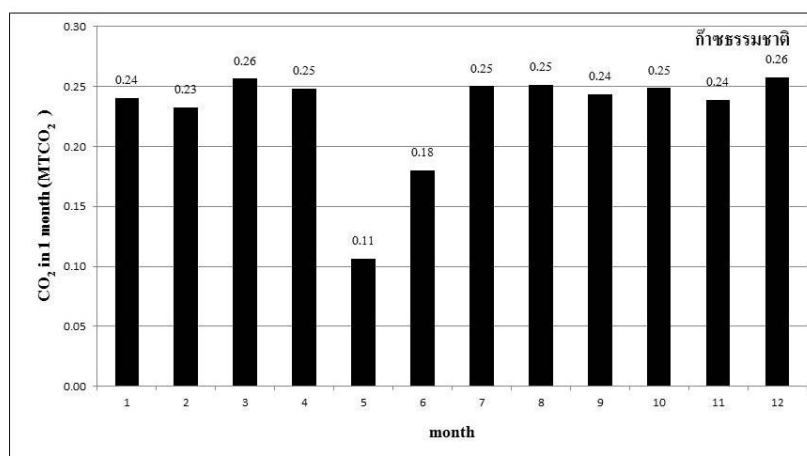
โดยในวันที่ 22-27 พฤษภาคม 2014 มีการหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA-B17 และในวันที่ 13 มิถุนายน - 10 กรกฎาคม 2014 มีการหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA-A18

นอกจากนั้นยังมีการลดปริมาณก๊าซธรรมชาติและใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงเข้าไปแทนในระยะเวลา 16 วันของเดือนธันวาคม 2014

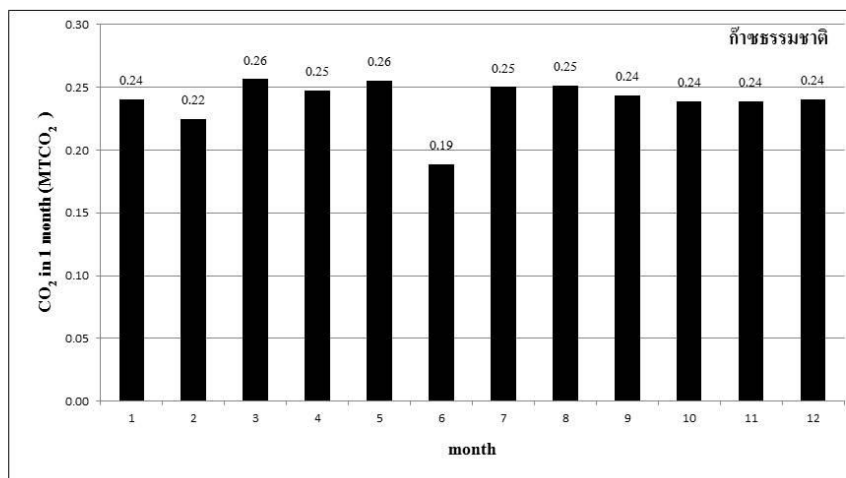


รูป 23 ผลการคำนวณปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2015

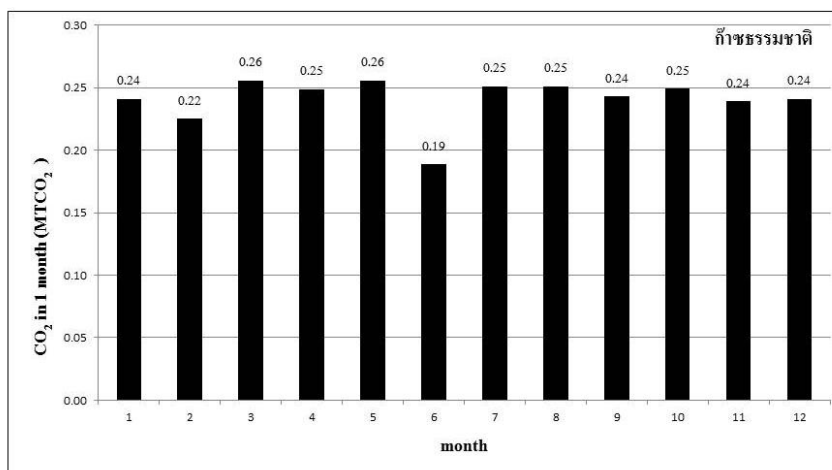
โดยในวันที่ 8 – 13 มิถุนายน 2015 มีการหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA-A18 7 วัน และ หยุดจ่ายก๊าซอีกครั้งในระยะเวลา 10 วัน ของเดือนสิงหาคม 2015



รูป 24 ผลการคำนวณปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2016

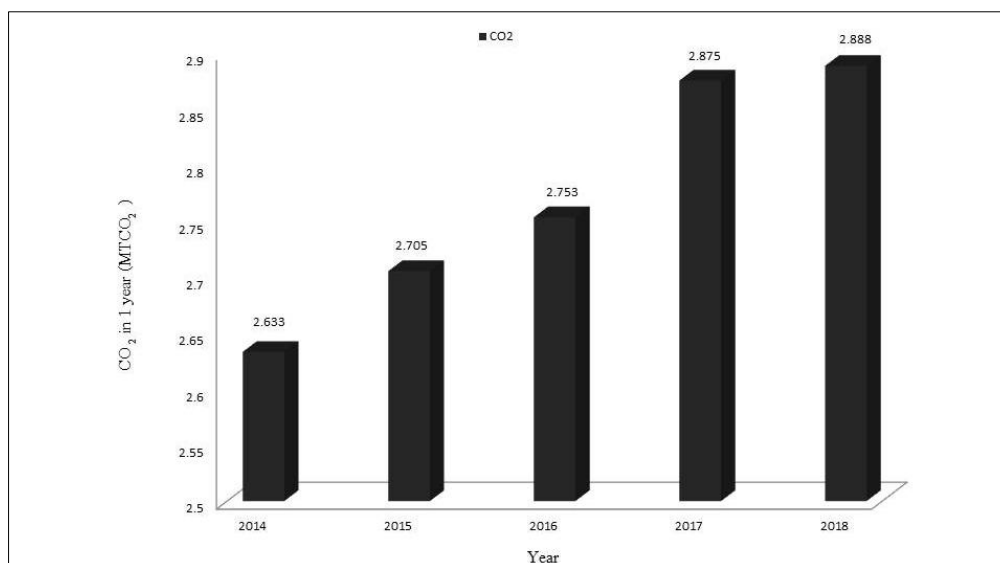


รูป 25 ผลการคำนวณปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2017



รูป 26 ผลการคำนวณปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในรายเดือน ประจำปี 2018

จากการคำนวณปริมาณก๊าซ CO₂ (Quantities of CO₂) จากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะนะทั้งระบบ ในระยะเวลา 5 ปี (2014 - 2018) จะมีปริมาณ CO₂ ประมาณ 14 ล้านตัน จะนำค่าที่ได้จากการคำนวณไปวางแผนกำหนดการอัด CO₂ ในส่วนของการ ข้อ 4.2



รูป 27 ผลการคำนวณปริมาณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ในระยะเวลา 5 ปี 2014-2018

4.1.2 ผลการตั้งคราะห์ข้อมูลในส่วนของ CO₂ capture

ก๊าซไอเสียที่ปลดปล่อยออกจากโรงไฟฟ้าจะนะที่ปล่อยไอเสีย ประกอบไปด้วย ก๊าซ CO, ก๊าซ NO_x, ก๊าซ SO₂ ฝุ่นละออง และ CO₂ โดยอุณหภูมิปลายปล่องที่ตรวจวัดได้อยู่ที่ 103 องศาเซลเซียส (รายงานผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศโรงไฟฟ้าจะนะ, 2556) ซึ่งเป็นอุณหภูมิที่สูงมาก ใกล้เคียงกับอุณหภูมิห้อง ที่จะใช้ในกระบวนการดักจับ จึงต้องลดอุณหภูมิปลายปล่อง ก่อนที่จะผ่านเข้าคอลัมน์ดักจับ

จากการทบทวนงานวิจัย พบว่า วิธีที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าจะนะคือ การดักจับหลังการเผาไหม้ โดยใช้เทคนิค การดูดซึม (absorption) ซึ่งในงานวิจัยจะใช้ปริมาณ CO₂ ที่ได้จากการคำนวณที่ จะถูกสมมติให้มีการดักจับได้ 100%

4.1.3 ผลการตั้งคราะห์ข้อมูลในส่วนของ CO₂ transport

การพิจารณาวิธีในการขนถ่าย CO₂ (ทางท่อ ทางเรือ ทางรถบรรทุก และทางรถไฟ) จากการตรวจเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง พบว่าในการศึกษาวิจัยนี้จะใช้การขนถ่ายทางท่อ จึงได้ดำเนินการศึกษาเก็บข้อมูลตะกอนและระดับความลึก ตลอดแนวเส้นทางเลียบชายฝั่ง โรงไฟฟ้าจะนะ ไปยังแหล่งกักเก็บ ดังแสดงรูป 28 เพื่อใช้ในการออกแบบการขนถ่าย CO₂ ซึ่งระยะทางจากการสำรวจพบว่า มีระยะทางประมาณ 50 กิโลเมตรจากบริเวณโรงไฟฟ้าจะนะ และประโยชน์ของการเก็บตะกอนและระดับความลึกของน้ำในบริเวณดังกล่าวเปรียบเทียบกับ ชุดแผนที่เดินเรือไทย 205

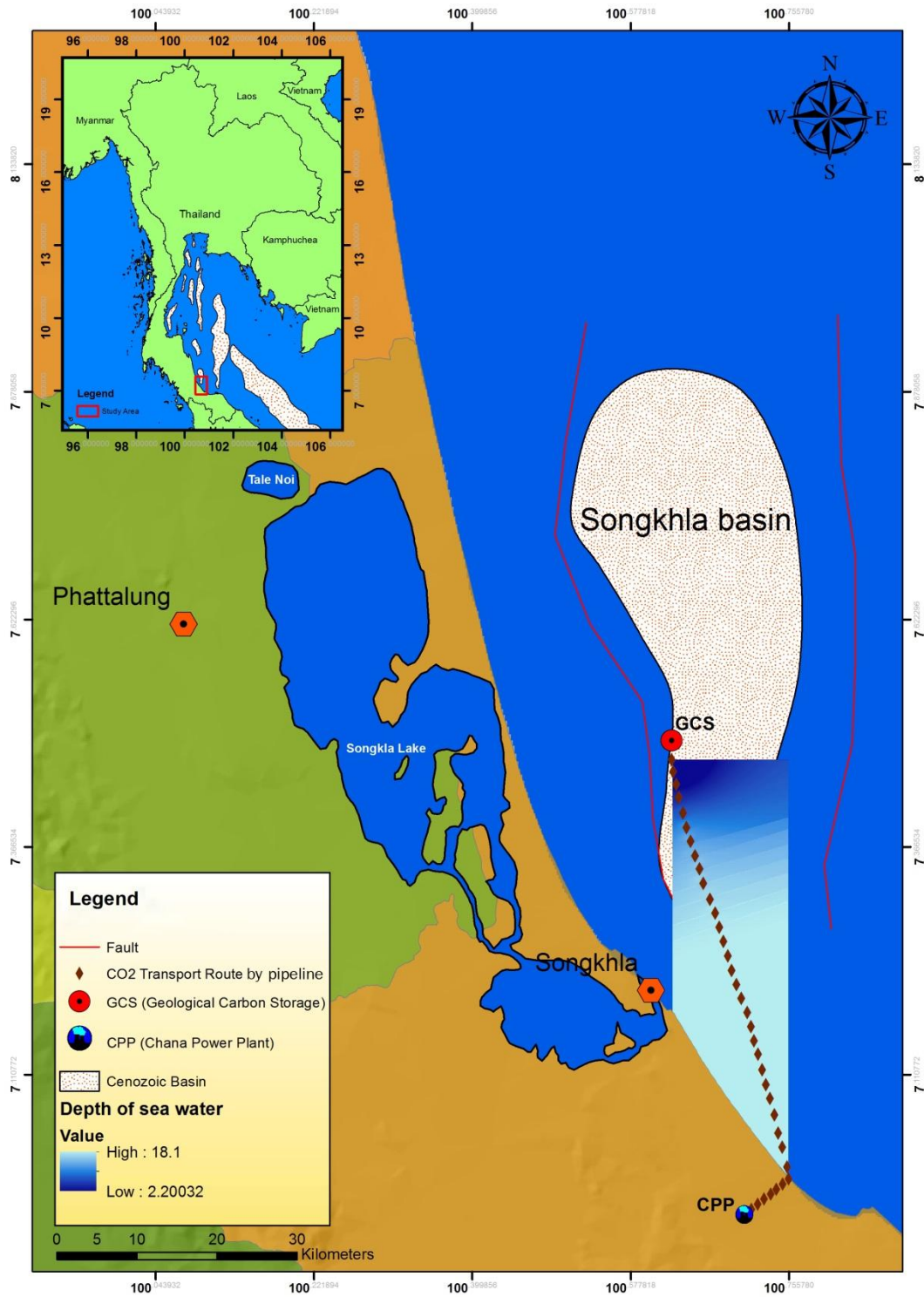
สงขลาถึงแหลมคอกวางและ 206 สงขลาถึงถ้ำตัน ได้ระบุระดับความลึกของน้ำในพิภพมาตรา ส่วน 1: 240,000 โดยในงานวิจัยได้เอาผลการตรวจวัดการกระจายตัวและชนิดของตะกอนมาศึกษา ประกอบกับระดับความลึกที่ผู้ศึกษาสำรวจเองร่วมกับข้อมูลจากแผนที่เดินเรือ

ผลของกระบวนการทดสอบวิเคราะห์ผลจากห้องปฏิบัติการพบว่าตะกอนในเส้นทาง ดังกล่าวเป็น clayey sand with silt (ทรายปนดินเหนียวที่มีทรายแป้งเล็กน้อย) sandy clay with silt (ดินเหนียวปนทรายที่มีทรายแป้งน้อย) clayey sand with gravel (ทรายปนดินเหนียวที่มีเม็ดกรวด) clayey silt (ทรายแป้งปนดินเหนียว) silt sand with clay (ทรายปนทรายแป้งที่มีดินเหนียว) sandy silt with clay (ทรายแป้งปนทรายที่มีดินเหนียวเล็กน้อย) เท่ากับ 52%, 14%, 14%, 10%, 7%, 3% ตามลำดับ

จากการทดสอบลักษณะการกระจายตัวของตะกอนเบื้องต้น ร่วมกับข้อมูลความลึกของน้ำ สามารถนำมาเสนอเป็นแนวทางการวางท่อเบื้องต้นได้ ดังนี้

ส่วนที่ 1 ระยะทาง ในการขนถ่าย ซึ่งระยะทางจากโรงไฟฟ้าถึงชายฝั่งประมาณ 14 กิโลเมตร และในทะเล ระยะทาง ประมาณ 50 กิโลเมตร รวมความยาวของท่อลำเลียง CO₂ ประมาณ 64 กิโลเมตร

ส่วนที่ 2 เส้นผ่านศูนย์กลาง ความหนา และความสามารถในการจุ CO₂ มีความสัมพันธ์กับ ปริมาณของ CO₂ ที่เฉลี่ยอยู่ประมาณ +/-0.05 ถึง +/- 3 ล้านตันต่อปี ความดันในการขนถ่ายควรอยู่ในช่วง 11 – 250 บาร์ เนื่องจาก ให้ เป็นความดันที่ CO₂ อยู่ในสถานะของเหลว และความดัน ปลายทาง ต้องไม่น้อยกว่า 230 บาร์เพื่อไปถึงยังบริเวณแหล่งกักเก็บ สามารถอัด CO₂ ลงไปใน แหล่งกักเก็บและเกิดการแพร่กระจายและละลายตัว ซึ่งปลอดภัยทั้งในระยะขนถ่าย และระยะยาว หลังการกักเก็บ



รูป 28 ผลการสังเคราะห์ข้อมูลในส่วนของ CO₂ transport

4.1.4 ผลการสังเคราะห์ข้อมูลแบบจำลอง

โครงสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่ใช้ในการสร้างสถานการณ์การอัด CO₂ แบ่งออกเป็น 2 โครงสร้างคือ โครงสร้างที่ 1 : โครงสร้าง SLM และโครงสร้างที่ 2 : โครงสร้าง SLO

4.1.4.1 โครงสร้าง SLM

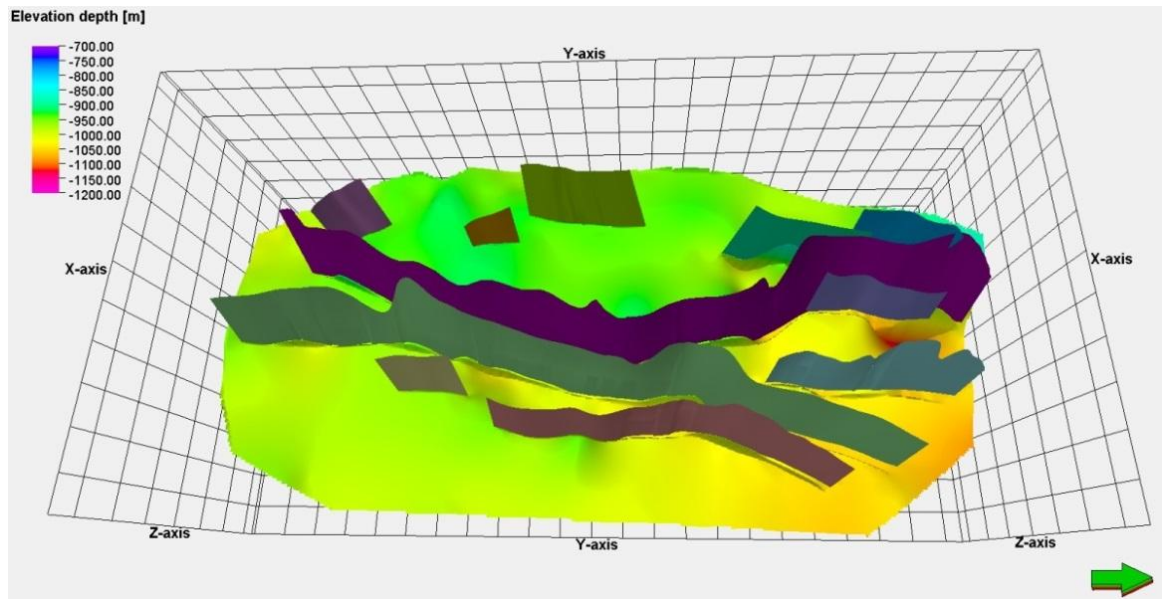
โครงสร้าง SLM คุณสมบัติที่เกิดจากการสังเคราะห์ข้อมูลแสดงดังตาราง 8 โดยรายละเอียดของโครงสร้างที่จำลองขึ้นแสดงดังรูป 29 ถึง 32

ตาราง 8 แสดงคุณสมบัติของผลการสังเคราะห์แบบจำลองโครงสร้าง SLM

Model dimensions			Grid size		Properties	
	Layer 1	Layer 2				
Number of cells in x direction	151	151	X grid block sizes	30 m	Porosity	12 %
Number of cells in y direction	301	301	Y grid block sizes	30 m	Permeability	55 mD
Number of cells in z direction	2	2	Z grid block sizes	100 m	Net to gross ration	100

ที่มาของลักษณะโครงสร้างแบบจำลอง SLM จะเกิดจากการทำขอบเขตและลักษณะของโครงสร้างธรณีวิทยาใต้ดิน เลียนแบบแผนที่โครงสร้างธรณีวิทยา ซึ่งในแบบจำลอง SLM จะมีลักษณะเป็นแอ่งที่ปิดล้อม ก่อขึ้นข้างบน และมีระดับความแตกต่างของความลึกแสดงดังรูป 29 ซึ่งเกิดจากการกำหนดระดับความลึก โดยการใช้ตำแหน่ง well เทียบลำดับความลึกของชั้นหินตามแผนที่โครงสร้างธรณีวิทยา

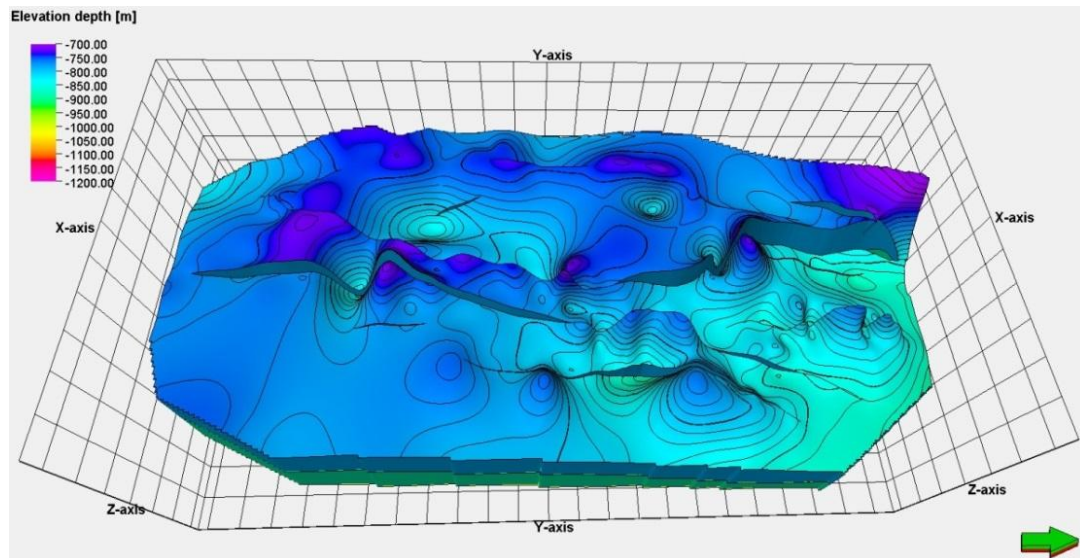
ที่มาของขนาดของแบบจำลองที่สร้างขึ้นจะเกิดจากการกำหนดความละเอียดของการนำเสนอ โดยขนาดของ grid จะขึ้นอยู่กับ ความสามารถของคอมพิวเตอร์ในการประมวลผล กรณีที่ต้องการขนาดของ grid ที่มีความละเอียด คอมพิวเตอร์ต้องมีประสิทธิภาพสูง ทั้งนี้ถ้ากำหนดให้ grid มีขนาดใหญ่จะทำให้เป็นเห็นโครงสร้างไม่ชัดเจน ซึ่งในส่วนนี้ผู้วิจัยได้กำหนดโดยคำนึงถึงความสามารถของคอมพิวเตอร์และความละเอียดของการแสดงผลโครงสร้าง



รูป 29 แผนภูมิ 3 มิติจำลองการวางตัวของรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

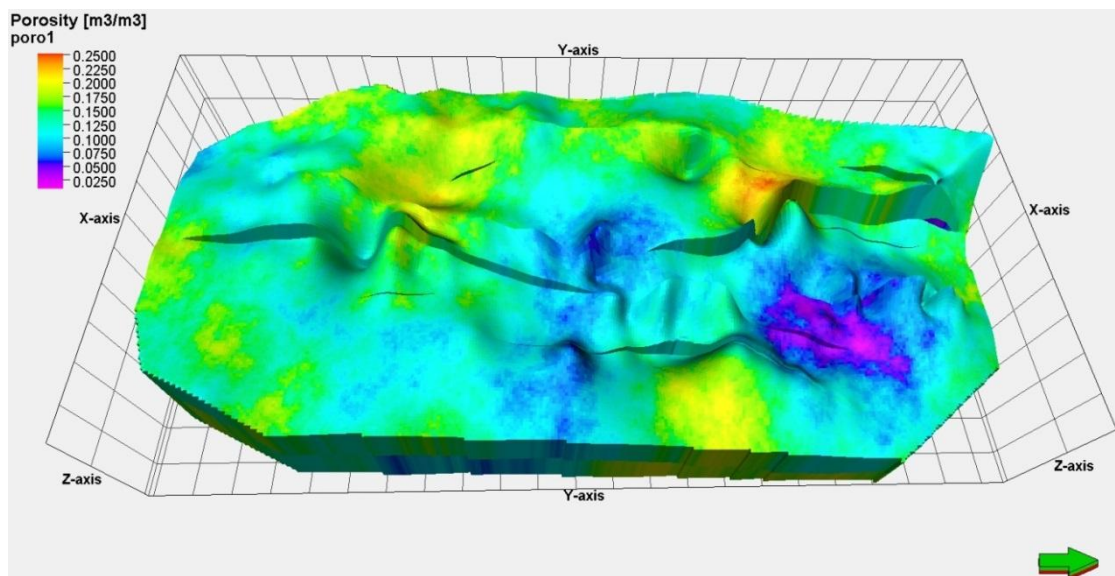
จากรูป 29 แผนภูมิ 3 มิติจำลองการวางตัวของรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ประกอบด้วย รอยเลื่อนหลัก 2 แนว แบ่งแบบจำลองออกเป็น 2 ฟัง และรอยเลื่อนขนาดเล็ก 7 แนว ที่กระจายอยู่ในแบบจำลอง โดยรอยเลื่อนทั้งหมด วางตัวในทิศเหนือ-ใต้ โดยหัวลูกศรแสดงทิศเหนือ

การจำลองการวางตัวของรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เนื่องจากต้องการศึกษาถึง โครงสร้างของรอยเลื่อนเดิมต่ออิทธิพลการเปลี่ยนแปลงของ CO_2 ทั้งนี้ในโครงสร้าง SLM จะแบ่ง กรณีการศึกษาออกเป็น 2 กรณีจากแนวรอยเลื่อนที่กำหนดคือ กรณีรอยเลื่อนปิดกั้นคือ CO_2 ไม่สามารถทะลุผ่านรอยเลื่อนไปได้ และกรณีรอยเลื่อนไม่ปิดกั้น คือ CO_2 สามารถทะลุผ่านรอยเลื่อนได้



รูป 30 แผนภูมิ 3 มิติ ระดับความลึกของแบบจำลอง SLM

จากรูป 30 แสดงระดับความลึกของแบบจำลอง Static 3D SLM โดยแถบสีแสดงค่าระดับความลึกในแบบจำลอง โดยค่าความลึกของแบบจำลองจะอยู่ในช่วง 800 – 1,000 เมตร โดยเป็นการสังเคราะห์มาจากการอ้างอิงระดับความลึกของแผนที่โครงสร้างธรณีวิทยา ให้มีค่าใกล้เคียงกับสภาพแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

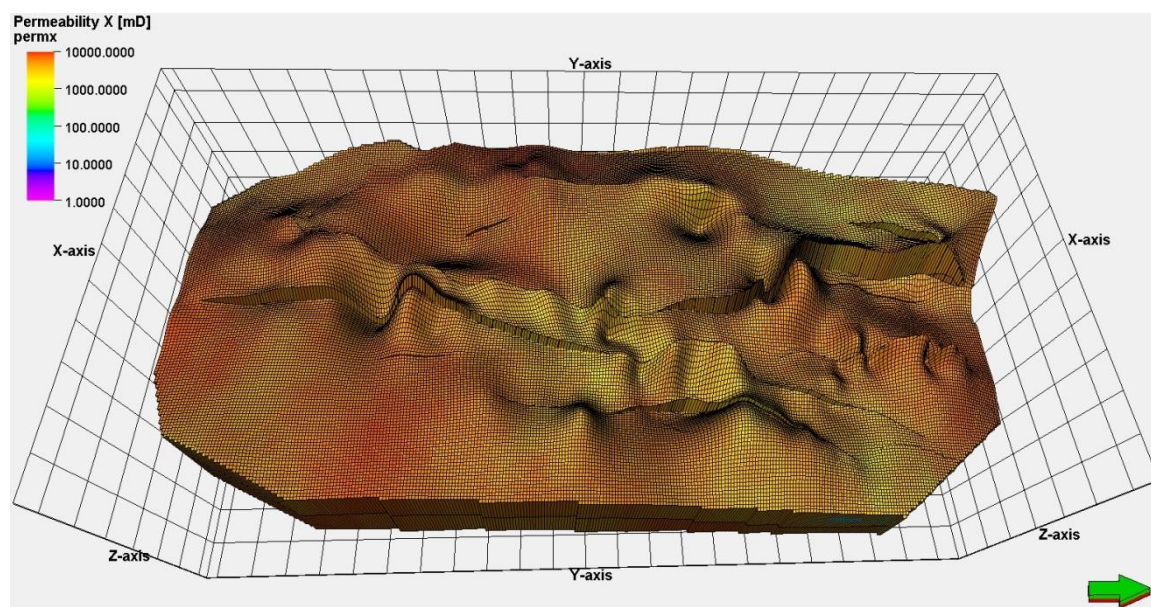


รูป 31 แสดงการกระจายตัวของความพรุนในแบบจำลอง

จากรูป 31 ซึ่งให้เห็นระดับความลึกของชั้นหินและการกระจายตัวของความพรุนในแบบจำลอง โดยความพรุนในแบบจำลองเกิดจากการกำหนดค่าความพรุนตามตารางที่ 4 และรอยเลื่อนในโปรแกรม petrel และเมื่อโปรแกรมประมวลผลรวมกันจะเห็นการกระจายตัวของความพรุนที่แตกต่างกัน ทั้งนี้เพราะรอยเลื่อน จำลองขึ้นจะทำให้ในแต่ละบริเวณของแบบจำลองมีค่าความพรุนที่แตกต่างกัน

ธรณีวิทยาโดยทั่วไปการตกตะกอนของชั้นหินจะมีความพรุนระหว่างเม็ดตะกอนหรือเม็ดหินค่าหนึ่งเมื่อมีแรงภายนอกกระทำเช่น การแตก การเลื่อน เป็นต้น ทำให้เนื้อหินมีการเปลี่ยนแปลง เป็นไปได้ทั้งทำให้รูพรุนเพิ่มขึ้นและลดลง ในกรณีนี้ก็เช่นกัน ผู้ศึกษาได้กำหนดค่าความพรุน 1 ค่า และกำหนดตำแหน่งของรอยเลื่อน เมื่อประมวลผลพบว่า ตำแหน่งของความพรุนสัมพันธ์กับตำแหน่งของรอยเลื่อน ซึ่งก็เป็นไปตามหลักธรณีวิทยาทั่วไป

พบว่าแบบจำลองที่สร้างขึ้นมีทั้งรอยเลื่อนตัดผ่านชั้นหิน ทำให้ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมมีลักษณะเป็นบล็อกเล็กๆเกิดขึ้น โดยที่แถบสีด้านซ้ายมือของแบบจำลองจะสะท้อนค่าของตำแหน่งและค่าของความพรุน โดยแถบสีแสดงค่าความพรุนจากสีแดงที่มีค่าความพรุนสูงสุดและไล่ระดับสีตามแถบสีจนกระทั่งถึงสีม่วงจะมีค่าความพรุนต่ำสุดของแบบจำลอง



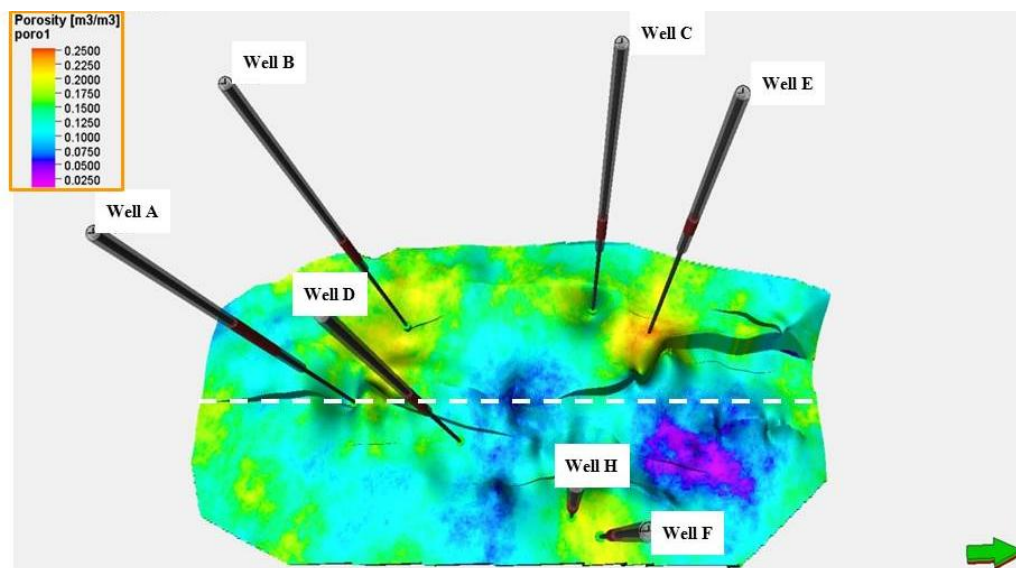
รูป 32 แสดงค่าความซึมผ่านในแนวแกน X ของแบบจำลอง SLM

จากรูป 32 จะเป็นรูปแสดงค่าความซึมผ่านของแบบจำลอง SLM ซึ่งแถบสีแสดงค่าความซึมผ่าน สีแดง มีค่าความซึมผ่านสูงสุด และไล่ระดับสีตามแถบสี จนกระทั่งถึงสีม่วง จะมีค่าความซึมผ่านต่ำสุดของแบบจำลอง ซึ่งข้อมูลตั้งเคราะห์ที่สร้างขึ้นจะมีค่าความพรุนในช่วงที่สัมพันธ์ถึงสีเหลือง

จากรูป 29 -32 จะนำเสนอรูปประกอบ ผลการสังเคราะห์ข้อมูล ซึ่งจำลองสภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อจะใช้ในการทดลองการอัด CO_2 ซึ่งพารามิเตอร์ที่สังเคราะห์ขึ้นประกอบด้วย ค่าความพรุน (รูป 31) ค่าความซึมผ่าน (รูป 32) และกำหนดค่าการอิ่มตัวของน้ำ ค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน ค่าความดันในชั้นกักเก็บของชั้นหินซึ่งในส่วนนี้จะกำหนดค่าไว้ในแบบจำลอง เพื่อดูพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บต่อ CO_2

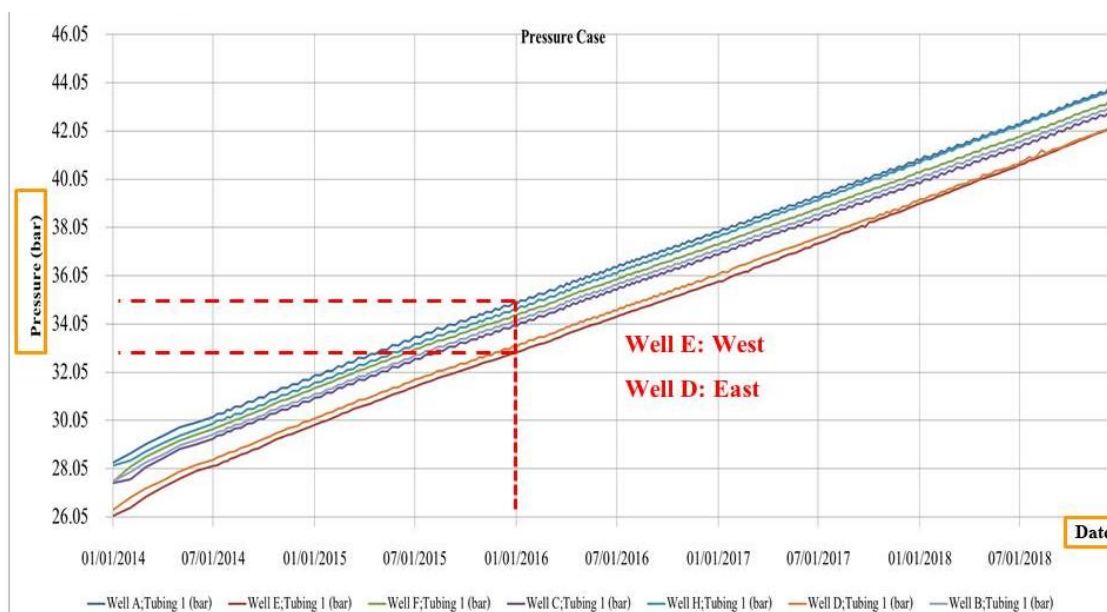
1) ผลการพิจารณาค่าแห่งหลุมในการอัดโครงสร้าง SLM

หลังจากสังเคราะห์ข้อมูลส่วน Static model จะได้โครงสร้างที่จะใช้ในการจำลองการกักเก็บ CO_2 จากนั้นจะต้องพิจารณาค่าแห่งหลุมในการอัด CO_2 ซึ่งตำแหน่งหลุมอัดในรูป 32 เป็นตำแหน่งเดิมของหลุมที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียมที่หมดศักยภาพในการผลิต โดยใช้ตำแหน่งหลุมที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม เป็นหลุมที่ใช้ในการอัด CO_2 กล่าวคือภายหลังจากเสร็จกระบวนการผลิตปิโตรเลียม จะมีการสละหลุม ซึ่งในขั้นตอนนี้จะเสนอแผนให้ทางโรงไฟฟ้าจะนะทำข้อตกลงขอใช้พื้นที่ดังกล่าวเพื่อเป็นพื้นที่ในการกำจัด CO_2 โดยการกักเก็บภายใต้โครงสร้างธรณีวิทยาเดิมที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยอัตราการอัด CO_2 จะถูกกำหนดขึ้นจากแผนในการดักจับ CO_2



รูป 33 แสดงตำแหน่งหลุมผลิตปิโตรเลียมในแบบจำลอง SLM

จากรูป 33 เป็นการจำลองหลุมผลิตปิโตรเลียมในแบบจำลอง Static model เพื่อทดสอบการอัด CO₂ แสดงพฤติกรรมของของไหลที่เปลี่ยนแปลงใน static model แต่ละเงื่อนไขการอัด (dynamic model) ผลการทดสอบจะแสดงค่าการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บดังรูป 34



รูป 34 การพิจารณาความดันของหลุมอัด ในแบบจำลองรูป 38

การพิจารณาหลุมอัดต้องพิจารณาเลือก 1 หลุมในการอัด CO₂ ตามเกณฑ์ที่ได้กล่าวไปแล้ว ในส่วนต้นของ บทที่ 4 ส่วนที่ 1 ผลการรวบรวมและสังเคราะห์ข้อมูล ซึ่งจะแสดงผลเปรียบเทียบ ระหว่างตำแหน่งหลุมในรูปแบบ 33 กับการทดลองการอัด CO₂ จะเกิดการเพิ่มขึ้นของความดันในรูปแบบ 34 รูป 34 แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดันของบริเวณใกล้เคียงหลุมอัด CO₂ และ ระยะเวลาที่กำหนดอัตราการอัด CO₂ โดยที่สีของเส้นกราฟแสดงชื่อหลุมอัด

โดยพิจารณาตั้งแหล่งหลุมอัด 2 กรณีเนื่องจากตำแหน่งของหลุมอัด CO₂ ถูกแบ่งด้วยรอยเลื่อนหลักเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มฝั่งตะวันตกของแบบจำลอง ประกอบด้วย หลุม A, B, C และ E กลุ่ม ที่สองฝั่งตะวันออกของแบบจำลอง ประกอบด้วย หลุม D, H และ F

ผลจากการทดลองการอัด CO₂ พบว่า กราฟสีน้ำเงินเส้นกราฟบนสุด (หลุม A) มีความดัน เพิ่มขึ้นมากที่สุดและเส้นกราฟล่างสุด (หลุม E) มีความดันน้อยที่สุด รองลงมาคือ หลุม D

จากการพิจารณาจึงได้ข้อสรุปในการจำลองสถานการณ์ในการอัด CO₂ โดยแบ่งออกเป็น สถานการณ์โครงสร้าง SLM รอยเลื่อนปิดกั้น พื้นที่ฝั่งตะวันตกใช้หลุม E เป็นหลุมอัด และพื้นที่ฝั่ง ตะวันออกใช้หลุม D เป็นหลุมอัด และกรณีไม่มีรอยเลื่อน (รอยเลื่อนไม่ปิดกั้น) ใช้หลุม E เนื่องจาก เมื่อทำการอัด CO₂ ทำให้ความดันในแหล่งกักเก็บเปลี่ยนแปลงน้อยกว่าหลุมอื่นๆ

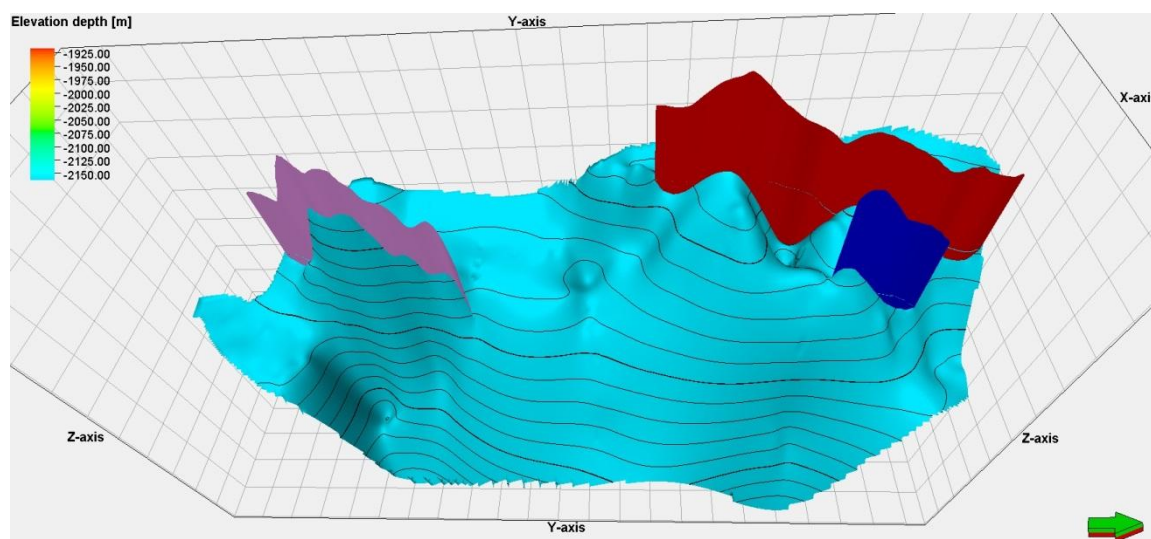
4.1.4.2 โครงสร้าง SLO

โครงสร้าง SLO คุณสมบัติที่เกิดจากการสังเคราะห์ข้อมูลแสดงดังตาราง 9 ซึ่งแสดงผลการ จำลองดังรูปดังรูป 35 ถึง 38

ตาราง 9 แสดงคุณสมบัติของผลการสังเคราะห์แบบจำลองโครงสร้าง SLO

Model dimensions			Grid size		Properties	
	Layer 1	Layer 2				
Number of cells in x direction	92	92	X grid block sizes	30 m	Porosity	12 %
Number of cells in y direction	301	301	Y grid block sizes	30 m	Permeability	55 mD
Number of cells in z direction	2	2	Z grid block sizes	100 m	Net to gross ration	100

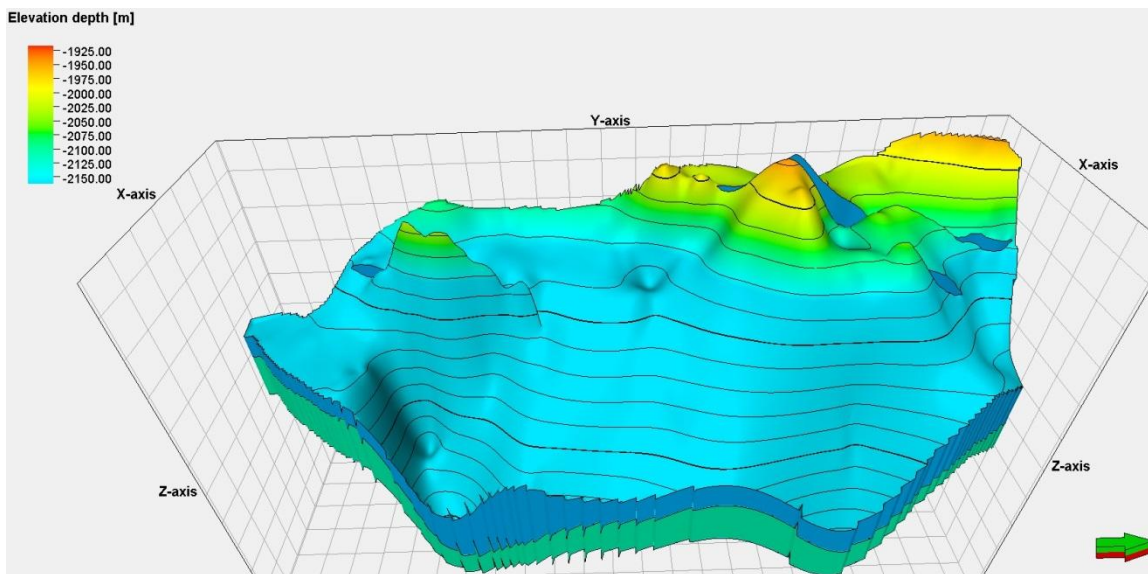
ที่มาของลักษณะโครงสร้างแบบจำลอง SLO จะมีขั้นตอนและการได้มาของลักษณะโครงสร้างแบบจำลองตามแบบจำลอง SLM ซึ่งแบบจำลอง SLO จะมีลักษณะ ดังรูป 36 ซึ่งเกิดจากการสะสมตะกอนในสมัยโอลิโกซีน ที่มีความแตกต่าง และ ตำแหน่งแบบจำลอง SLO อยู่บริเวณขอบของรอยเลื่อนหลัก ทำให้มีลักษณะลาดเทเอียงไหลระดับลงไป



รูป 35 แผนภูมิ 3 มิติจำลองการวางตัวของรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

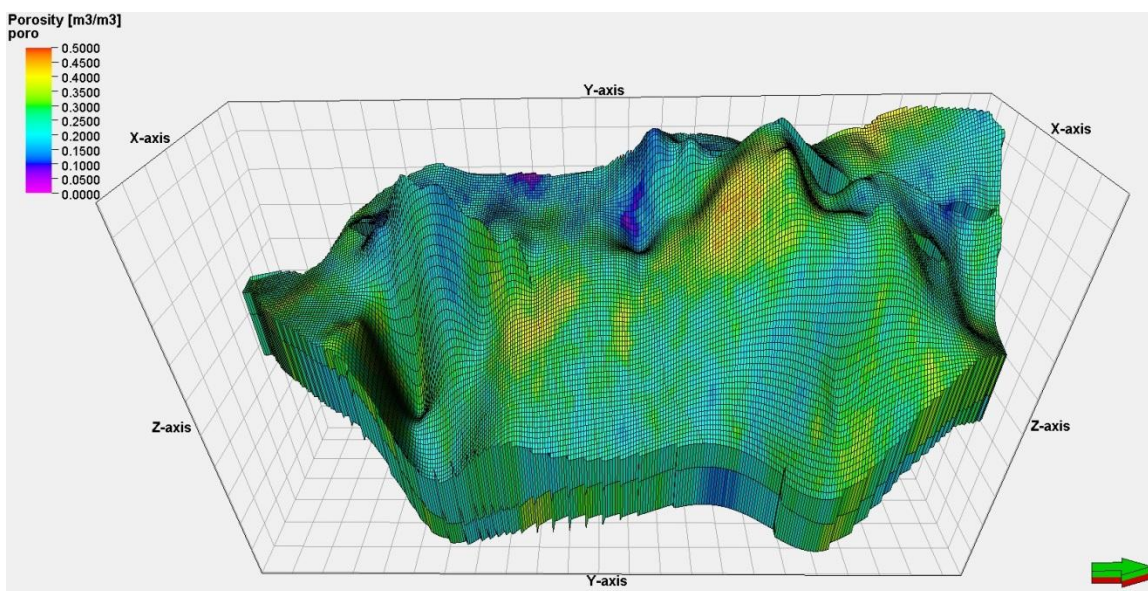
จากรูป 35 แผนภูมิ 3 มิติจำลองการวางตัวของรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ประกอบด้วย รอยเลื่อน 3 แนว บริเวณทางตอนเหนือของแบบจำลอง 2 แนว และตอนปลายของแบบจำลอง 1 แนว ซึ่งหัวลูกศรแสดงทิศเหนือ

ด้วยความแตกต่างทางโครงสร้างของระดับความลึกและตำแหน่งของรอยเลื่อนเป็นการจำลองเพื่อศึกษาพฤติกรรมการเปลี่ยนแปลงของ CO_2 ต่อโครงสร้างปิโตรเลียมเดิม ทั้งนี้ในโครงสร้าง SLO จะศึกษาเพียงกรณีเดียวเนื่องจากไม่มีรอยเลื่อนหลักตัดแบ่งพื้นที่ออกเป็น 2 ฝั่งเหมือนในกรณี SLM



รูป 36 แผนภูมิ 3 มิติ ระดับความลึกของแบบจำลอง SLM

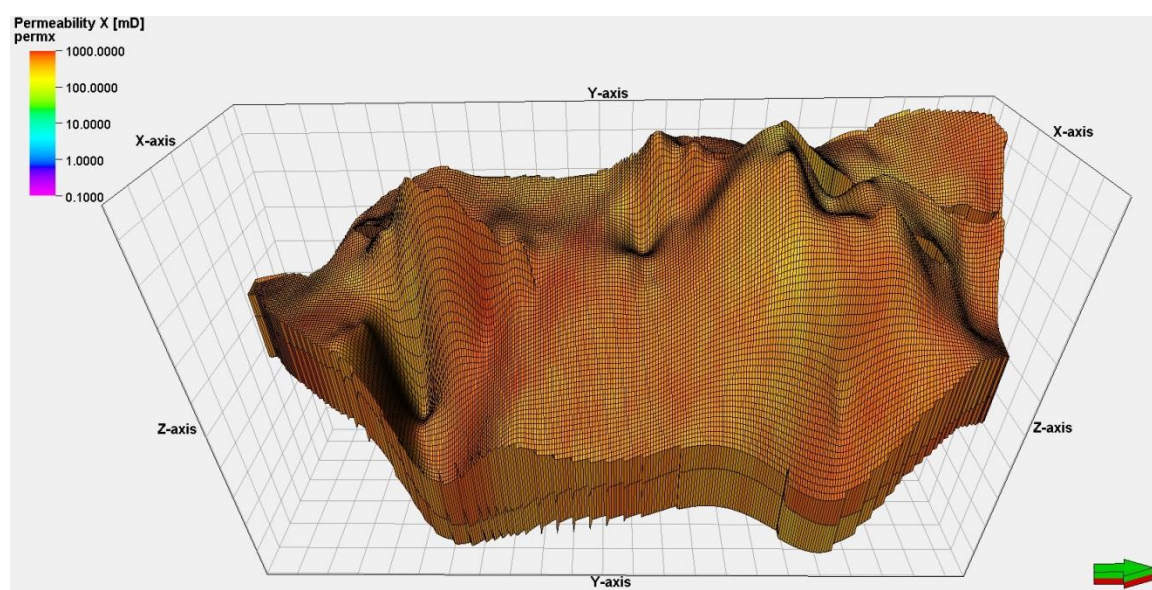
จากรูป 36 แสดงระดับความลึกของแบบจำลอง Static 3D SLO โดยแถบสีซ้ายมือแสดงค่าระดับความลึกของแบบจำลอง โดยค่าความลึกของแบบจำลองจะอยู่ในช่วง 2,000 – 2,200 เมตร โดยแบบจำลอง SLM มีลักษณะวางตัวแนวเหนือใต้



รูป 37 แบบจำลอง 3 มิติ ของ SLO

จากรูป 37 แสดงระดับความลึกและการกระจายตัวของความพรุนในแบบจำลอง ซึ่งกระบวนการได้มาของรูปดังกล่าวมีกระบวนการและที่มาดังได้รายละเอียดในส่วน of แบบจำลอง SLM

ซึ่งพบว่าแบบจำลองที่สร้างขึ้นมีทั้งรอยเลื่อนตัดผ่านชั้นหินรูป 35 ทำให้ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมมีลักษณะเป็นบล็อกเล็กๆเกิดขึ้น โดยที่แถบสีด้านซ้ายมือของแบบจำลองจะสะท้อนค่าของตำแหน่งและค่าของความพรุน ซึ่งสีส้มมีค่าความพรุนสูงสุดและไล่ระดับสีตามแถบสีจนกระทั่งถึงสีน้ำเงินจะมีค่าความพรุนต่ำสุดของแบบจำลอง



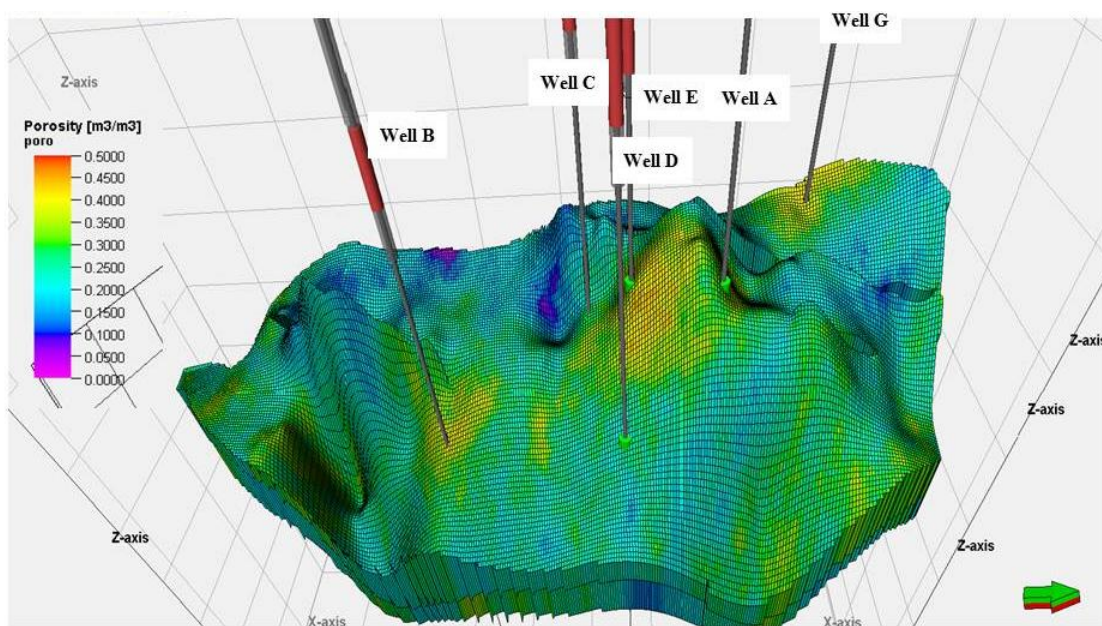
รูป 38 ค่าความแตกต่างของความซึมผ่าน ของแบบจำลอง SLO

จากรูป 38 จะเป็นรูปแสดงค่าความซึมผ่านของแบบจำลอง SLO โดยสีแสดงค่าความซึมผ่าน สีส้มจะมีค่าความซึมผ่านสูงสุด และไล่ระดับสีตามแถบสี จนกระทั่งถึงสีเหลือง จะมีค่าความซึมผ่านต่ำสุดของแบบจำลอง

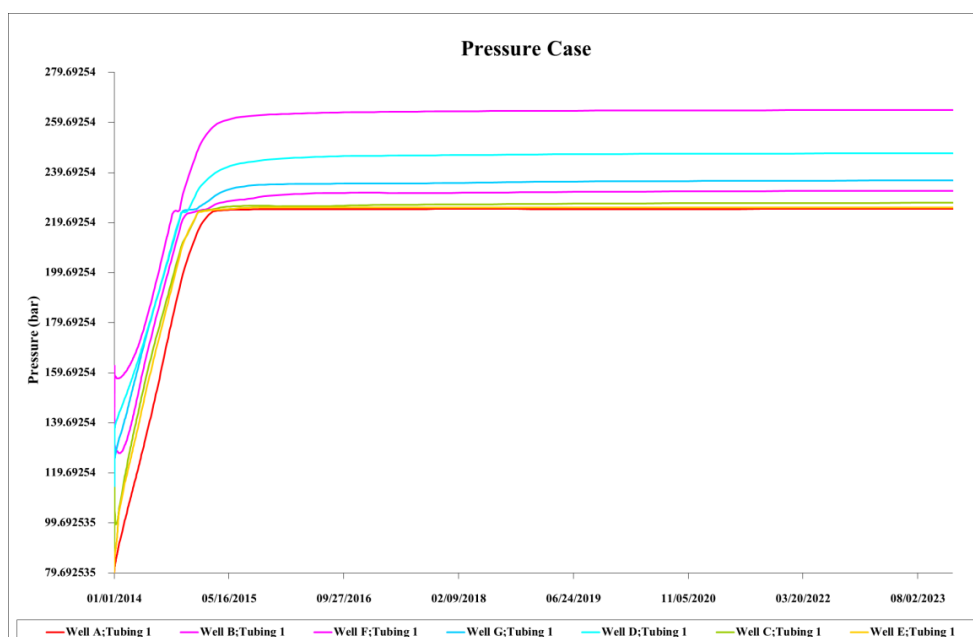
จากรูป 35 -38 จะนำเสนอรูปประกอบ ผลการสังเคราะห์ข้อมูล จำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อจะใช้ในการทดลองการอัด CO_2 ซึ่งพารามิเตอร์ที่สังเคราะห์ขึ้นประกอบด้วย ค่าความพรุน (รูป 37) ค่าความซึมผ่าน (รูป 38)

1) ผลการพิจารณาดำเนินการหลุม SLO

พิจารณาดำเนินการหลุมในการอัด CO_2 ซึ่งตำแหน่งหลุมอัดในรูป 38 เป็นตำแหน่งเดิมของหลุมที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม



รูป 39 แสดงตำแหน่งหลุมปิโตรเลียม ที่ใช้ในการพิจารณาการอัดก๊าซ CO_2



รูป 40 การพิจารณาความดันของหลุมอัด ในแบบจำลองรูป 38

จากรูป 39 กราฟแสดงความดันของหลุมเจาะ ที่แสดงตำแหน่งหลุมดังรูป 39 ซึ่งจะเห็นได้ชัดเจนว่าเส้นกราฟบนสุด (หลุม B) มีความดันเพิ่มขึ้นมากที่สุดและเส้นกราฟล่างสุด (หลุม A) มีความดันน้อยที่สุด ดังนั้นจะสามารถเลือกหลุมที่มีประสิทธิภาพที่จะใช้เป็นหลุมอัด CO₂ ของแหล่ง SLO คือหลุม A

4.2 ผลของการใช้ข้อมูล

โดยข้อมูลที่หมายถึงคือจากส่วนที่ 4.1 ทั้งข้อมูลที่รวบรวมได้ แล้วนำมาสังเคราะห์เพื่อใช้ในการจำลองสถานการณ์การอัดตามเงื่อนไขต่อไป

ส่วนที่ 2 จะนำข้อมูลที่ได้จากการ 4.1 มาวางแผนการอัดลงในแหล่งกักเก็บ โดยที่อัตราในการกำหนดการอัดจะแปรผันตรงกับปริมาณการดักจับ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ

4.2.1 เงื่อนไขในการจำลองสถานการณ์อัด CO₂

เงื่อนไขในการจำลองการอัดจะแบ่งเป็น 2 กรณีดังนี้ คือ กรณีที่ 1 กรณีอัดทั้งหมดที่ดักจับได้ในแต่ละวันคิดเป็นปริมาณการอัด 100% (ตาราง 10) และกรณีที่ 2 จะทำการกักเก็บไว้ชั่วคราวโดยจะอัดวันละ 50% ที่ดักจับมาได้ (ตาราง 11)

ตาราง 10 เงื่อนไขการอัด กรณีที่ 1

แสดงอัตราการอัด CO₂ ในแต่ละสถานการณ์จำลองกรณีอัดทั้งหมดที่ดักจับได้ในแต่ละวันคิดเป็นปริมาณการอัด 100%

อัตราในการอัด CO ₂ (Ton/D)					
เดือน	2014	2015	2016	2017	2018
มกราคม	8,396	8,022	8,022	8,022	8,041
กุมภาพันธ์	7,928	7,480	7,741	7,480	7,498
มีนาคม	9,088	8,508	8,546	8,546	8,527
เมษายน	8,845	8,284	8,265	8,246	8,284
พฤษภาคม	9,088	5,909	3,553	8,508	8,527
มิถุนายน	3,478	7,218	6,002	6,283	6,283
กรกฎาคม	6,040	8,359	8,340	8,340	8,359
สิงหาคม	8,845	6,021	8,377	8,377	8,377
กันยายน	8,620	6,021	8,116	8,115	8,097

อัตราในการอัด CO ₂ (Ton/D)					
เดือน	2014	2015	2016	2017	2018
ตุลาคม	8,770	8,115	8,284	7,966	8,302
พฤศจิกายน	6,002	8,284	7,966	7,966	7,966
ธันวาคม	2,658	7,947	8,583	8,003	8,022

ตาราง 11 เงื่อนไขการอัดครั้งที่ 2

แสดงอัตราการอัด CO₂ ในแต่ละสถานการณ์จำลอง โดยจะอัดวันละ 50% ที่ดักจับ CO₂ ได้

อัตราในการอัด CO ₂ (Ton/D)					
เดือน	2014	2015	2016	2017	2018
มกราคม	4,198	4,011	4,011	4,011	4,020
กุมภาพันธ์	3,964	3,740	3,870	3,740	3,749
มีนาคม	4,544	4,254	4,273	4,273	4,263
เมษายน	4,422	4,142	4,132	4,123	4,142
พฤษภาคม	4,544	2,954	1,776	4,254	4,263
มิถุนายน	1,739	3,609	3,001	3,141	4,141
กรกฎาคม	3,020	4,179	4,170	4,170	4,179
สิงหาคม	4,422	3,010	4,188	4,188	4,188
กันยายน	4,310	3,010	4,058	4,057	4,048
ตุลาคม	4,385	4,057	4,142	3,983	4,151
พฤศจิกายน	3,001	4,142	3,983	3,983	3,983
ธันวาคม	1,329	3,973	4,291	4,001	4,011

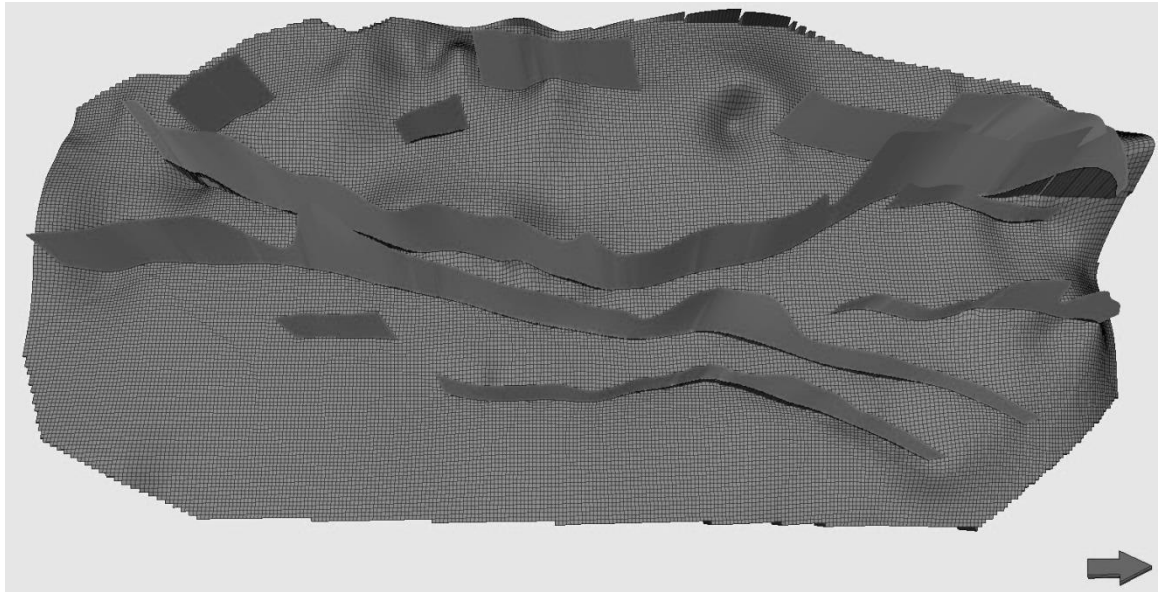
จากตาราง 10 และ ตาราง 11 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในแบบจำลอง เพื่อดูพฤติกรรม CO₂ การกระจายตัว ปริมาณที่สามารถกักเก็บได้ในแต่ละ โครงสร้าง (SLM, SLO) และพื้นที่ที่มีความเสี่ยงต่อการรั่วไหล (weak zone)

4.2.2 สถานการณ์ทดลองการอัด CO₂

การจำลองสถานการณ์ทดลองการอัด เป็นการนำข้อมูลประมาณการปริมาณ CO₂ (ตาราง 7) มาสู่กระบวนการศึกษาและออกแบบการอัดในตาราง 10 หน้า 69 และ ตาราง 11 หน้า 70 เพื่อจำลองการอัด CO₂ ในโครงสร้าง SLM (รูป 30) และ โครงสร้าง SLO (รูป 36) ทั้งนี้เพื่อศึกษาพฤติกรรมการแพร่กระจายของ CO₂ ภายใต้เงื่อนไขปัจจัย (พารามิเตอร์) ซึ่งประกอบด้วย

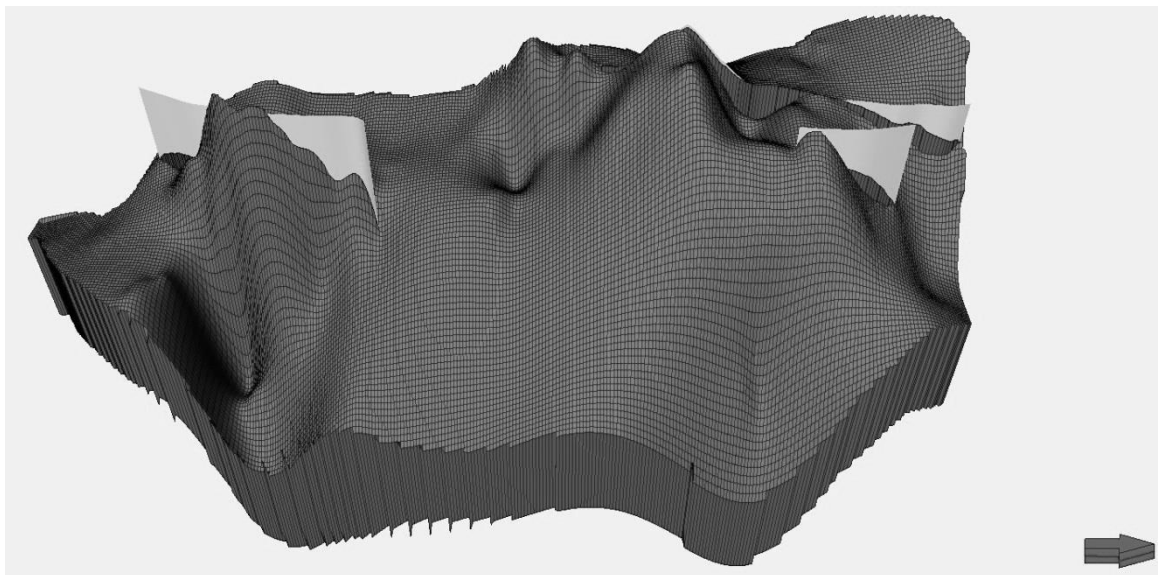
4.2.2.1 โครงสร้าง ในส่วนนี้จะแบ่งโครงสร้างตามลำดับการสะสมตัวของตะกอน (ธรณีบรรพกาล) โดยโครงสร้าง SLO จะเกิดขึ้นก่อน อยู่ด้านล่าง (ระดับลึก) มีลักษณะโครงสร้างเป็นกึ่งกรabenมีการลำดับของตะกอนได้ระดับความลึก เกิดการซูดตัวลงทางทิศตะวันออกของแบบจำลอง ส่วนโครงสร้าง SLM จะเกิดขึ้นหลัง อยู่ด้านบน (ระดับตื้นกว่า โครงสร้าง SLO) มีลักษณะเป็นโครงสร้างคล้ายสี่เหลี่ยมพื้นผ้า กว้างยาวในแนวระนาบ

4.2.2.2 รอยเลื่อน ภายในโครงสร้าง SLM และ SLO นอกจากจะมีโครงสร้างที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน ยังมีจำนวนแนวรอยเลื่อนที่แตกต่างกัน (รูป 41 และรูป 42) กล่าวคือ โครงสร้าง SLM จะมีแนวรอยเลื่อนหลักแบ่งกึ่งกลาง โครงสร้าง และมีแนวรอยเลื่อนย่อยกระจายอยู่ภายใน โครงสร้าง ซึ่งจะสามารถพื้นที่ออกเป็น 2 ส่วนคือ SLM1(ตะวันตก) และ SLM1(ตะวันออก)



รูป 41 แนวรอยเลื่อนหลักของโครงสร้าง SLM

แต่โครงสร้าง SLO จะมีไม่มีแนวรอยเลื่อนหลักพาดผ่านแต่จะมีแนวรอยเลื่อนย่อยบริเวณ
ตอนเหนือ 2 แนว และตอนใต้ 1 แนว



รูป 42 แนวรอยเลื่อนย่อยของโครงสร้าง SLO

3. ความพรุณ ความซึมผ่าน ความอึดตัวของน้ำ ความดัน ทั้งสองโครงสร้างถูกสมมติฐาน
ให้มีค่าเท่ากันคือ 12%, 55mD, 20%, 180 บาร์ ตามลำดับ

ตาราง 12 สรุปลักษณะจำเพาะของแต่ละโครงสร้างย่อย

โครงสร้าง	หมายเหตุ
SLM1(ตะวันตก)	มีลักษณะแนวรอยเลื่อนย่อยในพื้นที่ ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะทางธรณีวิทยาในที่นี้หมายถึงเกิดการคดโค้ง และทำให้บริเวณดังกล่าวมีค่าความพรุน ความซึมผ่านกระจายตัวสูง
SLM1(ตะวันออก)	รอยเลื่อนหลักซึ่งแบ่งกึ่งกลางแบบจำลองทำให้เกิดการคดโค้งบริเวณตอนเหนือและใต้ของแบบจำลอง ซึ่งจะมีการกระจายตัวของความพรุนในบริเวณดังกล่าวแต่ถ้าเปรียบเทียบกับ SLM1 (ตะวันตก) พบว่าฝั่งตะวันตกการกระจายของรอยเลื่อนทำให้เกิดค่าความพรุนสูงกว่า (รูป 30)
SLM2	โครงสร้างนี้จะกำหนดให้รอยเลื่อนไม่ปิดกั้นนั่นคือเท่ากับไม่มีรอยเลื่อนในแบบจำลอง
SLO	โครงสร้างนี้มีลักษณะที่แตกต่างจาก โครงสร้างทั้ง 3 ข้างต้น เนื่องจากต่างกันในระดับความลึกและรอยเลื่อน

โดยโครงสร้าง SLM มีปริมาตรความพรุนเท่ากับ 471,239,649 RM³ และ โครงสร้าง SLO มีปริมาตรความพรุนเท่ากับ 480,239,525 RM³

สถานการณ์ทดลองการอัด CO₂ จะแบ่งออกเป็น 8 สถานการณ์ (ตาราง 14) ซึ่งจำลองขึ้นจากข้อมูลของแหล่งกักเก็บ

ตาราง 13 สถานการณ์การทดลอง

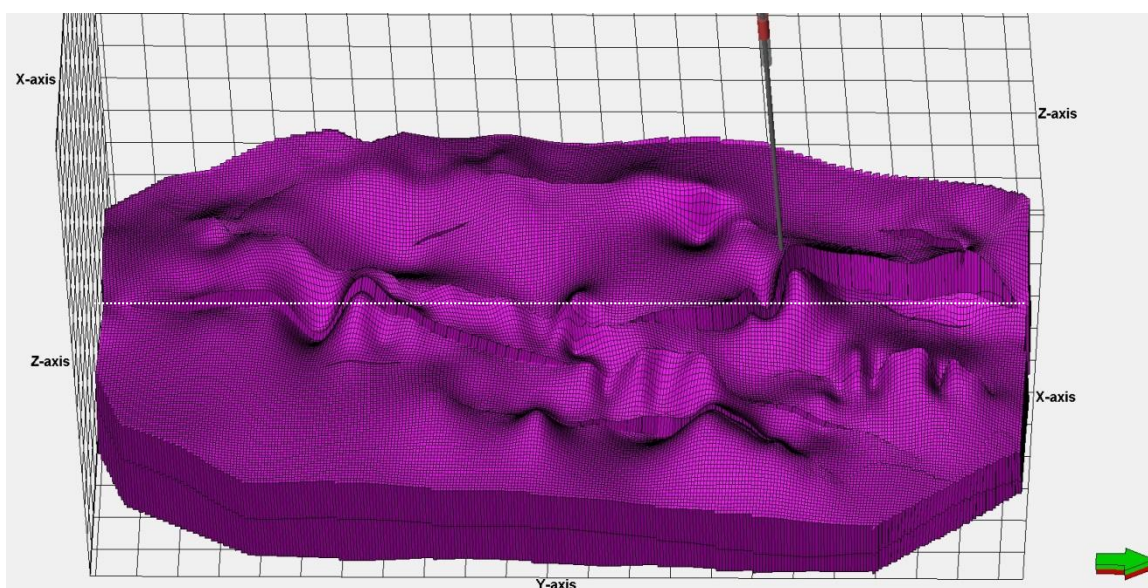
สถานการณ์	โครงสร้าง	หลุม
1	SLM1(ตะวันตก)	E
2	SLM1 (ตะวันออก)	D
3	SLM2	E
4	SLM1(ตะวันตก)	E
5	SLM1 (ตะวันออก)	D
6	SLM2	E
7	SLO1	A
8	SLO2	A

สถานการณ์ที่ 1 ผลการกระจายตัวของ CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM1(ตะวันออก)

สถานการณ์ที่ 1 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLM1 ฝั่งตะวันตก

ตาราง 14 เงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 1

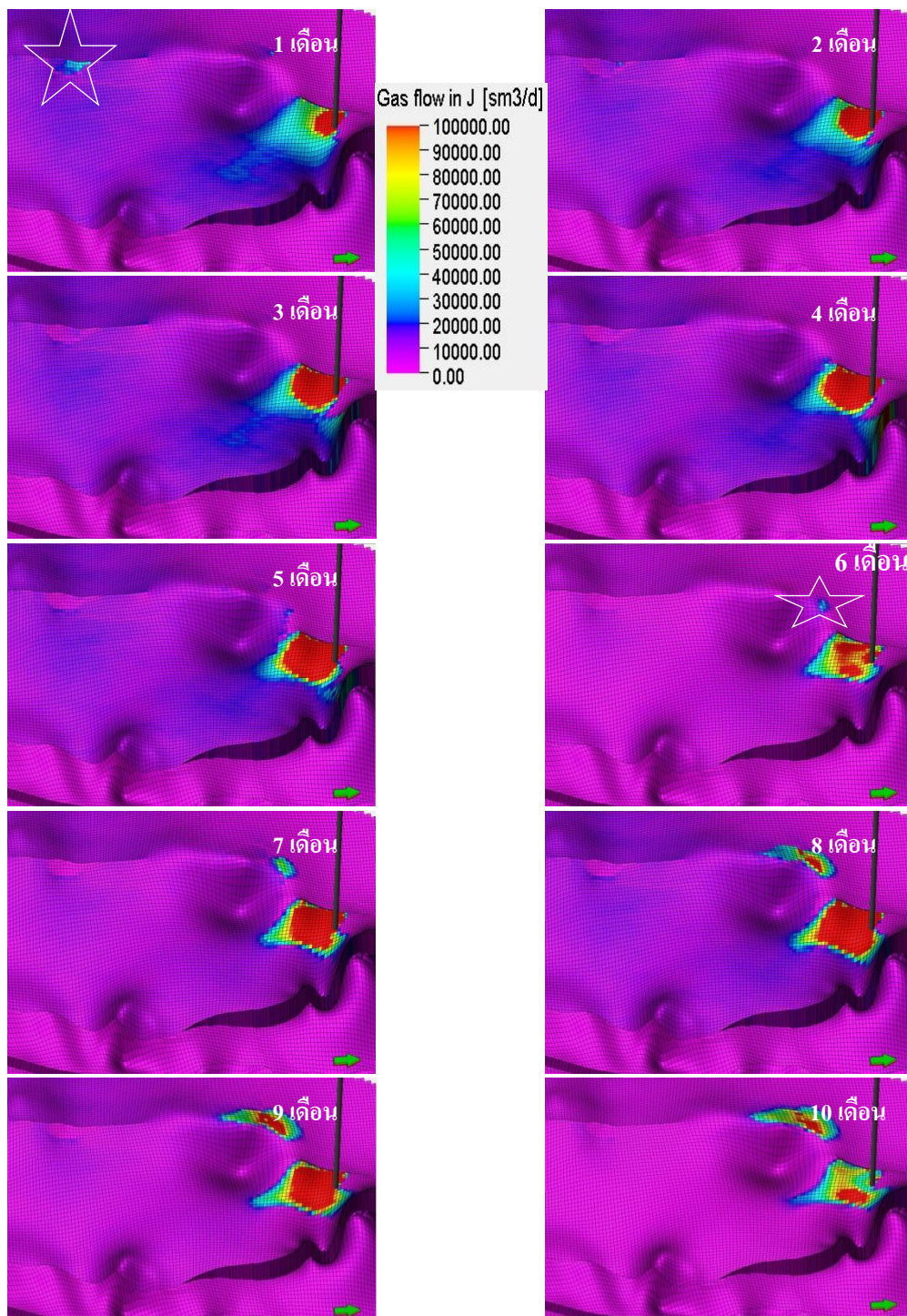
หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
E	ตาราง 10	เริ่มอัด 2014	180	230



รูป 43 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLM1(ตะวันออก)

หมายเหตุ: เส้นประแสดงแนวรอยเลื่อน

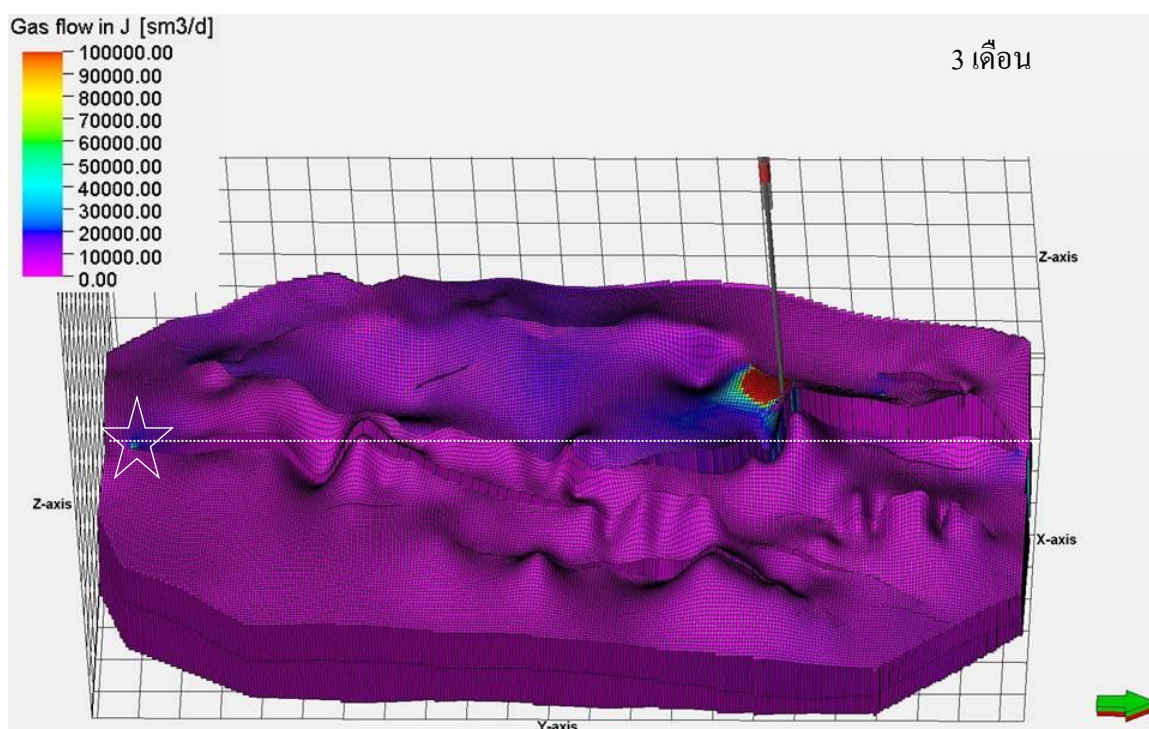
ผลการกระจายตัวของ CO₂ ตามระยะเวลาภายใต้เงื่อนไขการอัด CO₂ ตาราง X แสดงดังรูป 43



รูป 44 การกระจายตัวของ CO₂ หลังทดลองการอัดในแหล่งกักเก็บ SLM1(ตะวันตก)

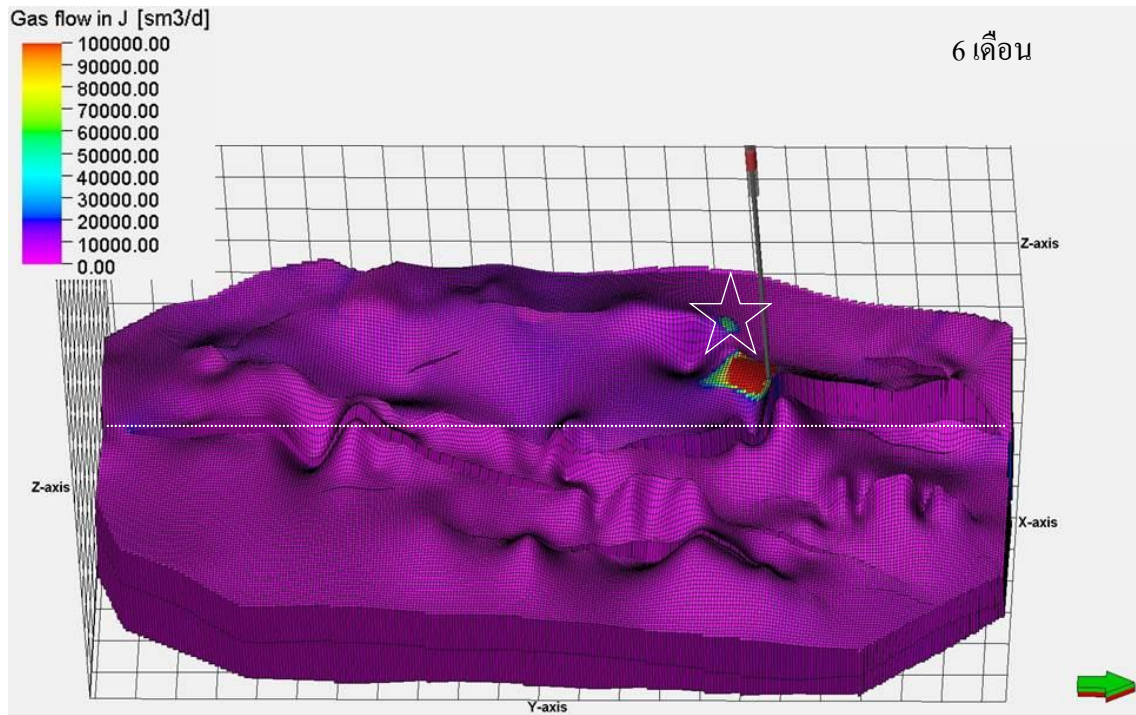
หมายเหตุ: ตำแหน่งดาวในรูปคือ แนวรอยเลื่อนย่อยในแบบจำลอง

ซึ่งในสถานการณ์ที่ 1 จะพบการกระจายตัวหรือพฤติกรรมของ CO₂ มีการเคลื่อนตัวตาม ทฤษฎีของ ความพรุน (รูป 31 บทที่ 4 หัวข้อย่อยที่ 4.1.4 ผลการสังเคราะห์ข้อมูล) และจากรูป 45 ในระยะการอัด 3 เดือน CO₂ เริ่มมีการกระจุกตัวเกิดขึ้นบริเวณทางทิศใต้ของรอยเลื่อน (รูป 45) และ เดือนที่ 6 CO₂ มีการกระจายตัวไปบริเวณรอยเลื่อนขนาดเล็กตรงทิศเหนือของแบบจำลอง และ แสดงผลการเปรียบเทียบตามระยะเวลาการอัด CO₂ ดังแสดงรูป 44 ถึง รูป 47 ซึ่งค่าที่เกิดขึ้นจะ สัมพันธ์กับปริมาณในการอัด CO₂

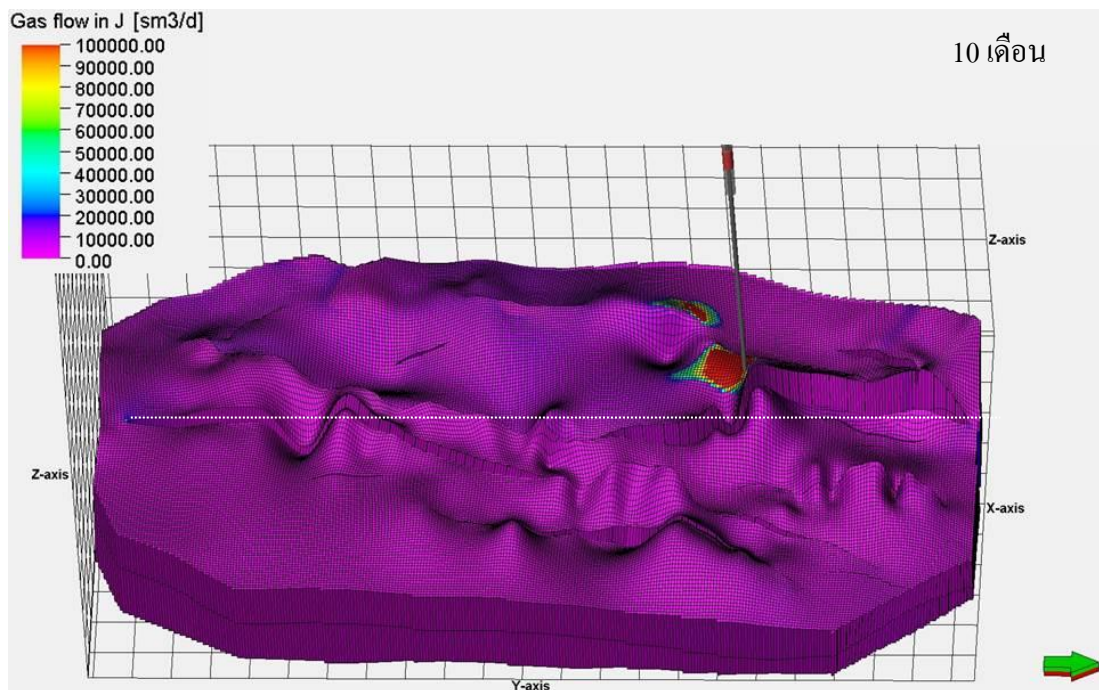


รูป 45 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 3 เดือน

หมายเหตุ: ตำแหน่งเส้นประคือ แนวรอยเลื่อนหลัก และตำแหน่งดาวในรูป 45 – 47 คือ รอยเลื่อน ย่อยในแบบจำลอง



รูป 46 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 6 เดือน



รูป 47 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 10 เดือน

ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

การเปลี่ยนแปลงของกราฟความดันแสดงดังรูป 48 ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกราฟความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดและการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ โดยที่เส้นกราฟสีเทาแสดงถึงปริมาณในการอัด CO₂ และเส้นกราฟสีดำแสดงการเปลี่ยนแปลงของความดัน แบ่งออกเป็น 2 ช่วง ดังนี้

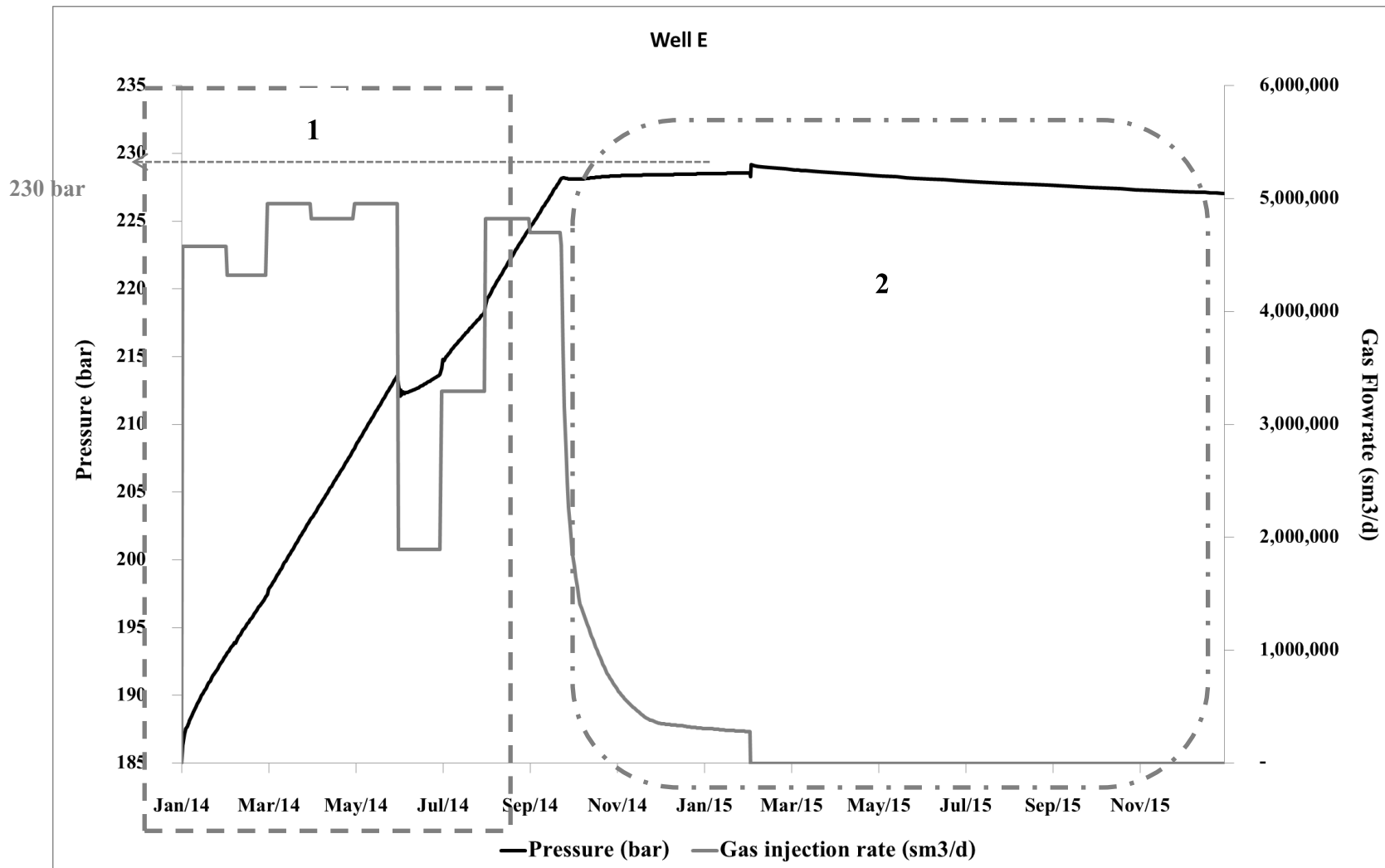
ช่วงที่ 1 อัตราการอัด ทำให้ความดันแหล่งกักเก็บเปลี่ยนแปลง

คือจากตารางการกำหนดอัตราการอัดตาราง 10 ในช่วงเดือนที่ 1 ถึง เดือนที่ 9 พบว่า อัตราการอัดเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดขึ้น โดยเริ่มต้นเมื่ออัด CO₂ กราฟความดันของแหล่งกักเก็บเพิ่มขึ้นจาก 180 บาร์ โดยมีแนวความชันของกราฟขึ้นเป็นแนวโค้ง และในช่วงเดือนที่ 6 มีการปรับอัตราการอัด CO₂ ลดลงจากเดิมมากทำให้กราฟความดันลดลงอยู่ช่วงหนึ่ง และเมื่อเพิ่มอัตราการอัด CO₂ ในเดือนที่ 7 ถึงเดือนที่ 9 ความดันเพิ่มขึ้นจนเข้าใกล้ 230 บาร์

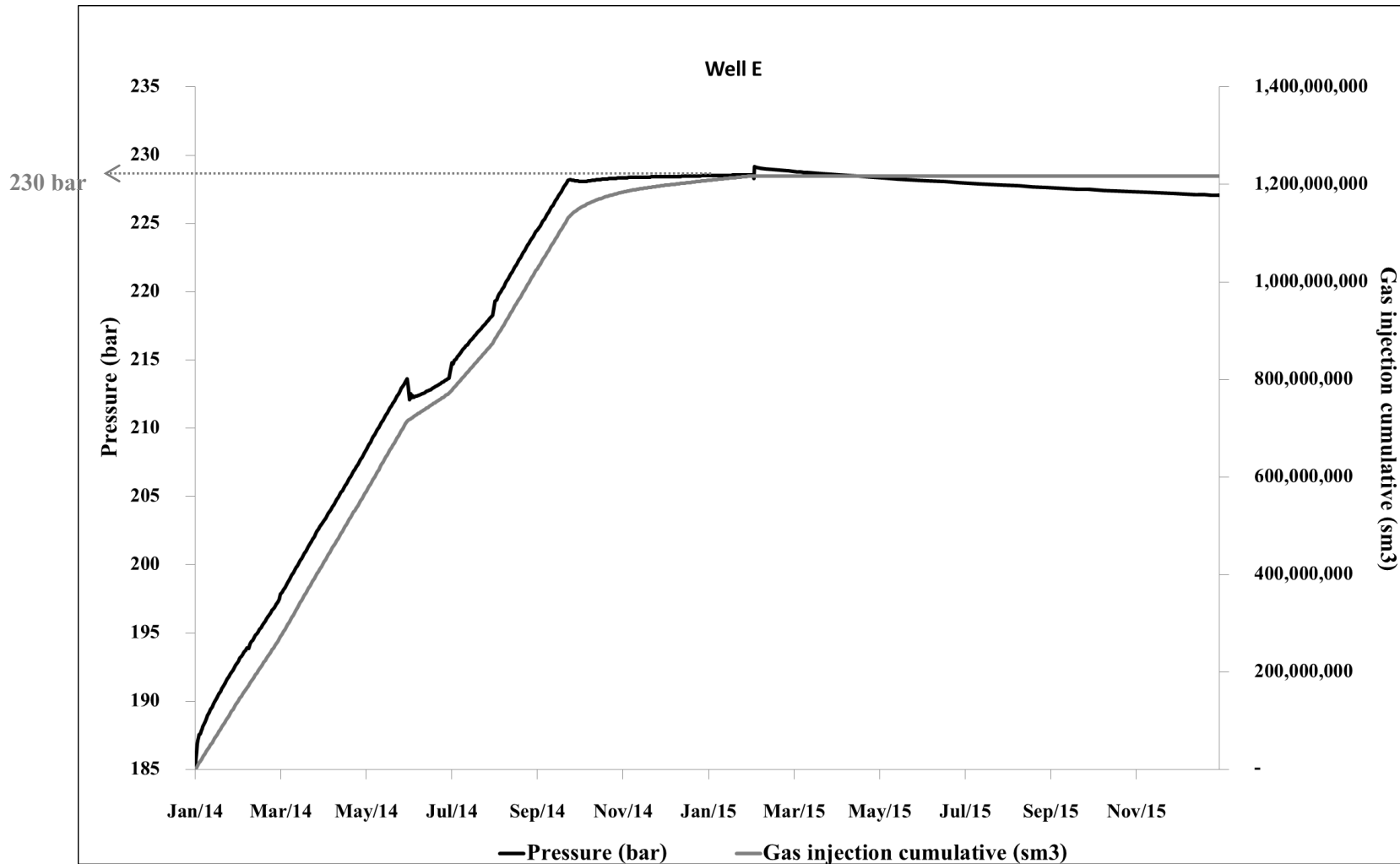
ช่วงที่ 2 ความดัน ควบคุมการเปลี่ยนแปลงการอัด

เมื่อเลยช่วงที่ 1 ไปนั้น ผู้ศึกษาได้ควบคุมความดันไว้ไม่ให้เกินค่า 230 บาร์ ซึ่งเป็นค่าความดันเริ่มต้นก่อนการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเมื่อกำหนดค่าไว้เช่นนั้น แบบจำลองจะพยายามรักษาระดับความดัน โดยเมื่ออัตราการอัด CO₂ ทำให้ความดันของแหล่งกักเก็บเข้าใกล้ 230 บาร์ แบบจำลองจะควบคุมอัตราการอัดที่ถูกกำหนดไว้ให้มีการลดลงเรื่อยๆ จนกระทั่งถึงเดือน 11 อัตราการอัดถูกควบคุมให้หยุด

เมื่อพิจารณากราฟความดันในช่วงที่ 2 พบว่า หลังจากอัตราการอัด CO₂ ได้ถูกปรับให้ลดลง จะมีตำแหน่งหนึ่งของกราฟความดันที่พิกัดขึ้น สาเหตุเกิดมาจากการอัด CO₂ วันสุดท้ายก่อนหยุดอัด ทำให้ความดันสูงสุดเกิดขึ้น และเมื่อระยะเวลาเปลี่ยนไป CO₂ ที่อัดไปมีการแพร่กระจายไปยังตำแหน่งรูพรุนเพิ่มขึ้น ทำให้ค่าเฉลี่ยของกราฟความดันดรอปลง



รูป 48 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 1



รูป 49 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 1

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLM1 (ตะวันตก)

1. การกระจายตัวของ CO₂

จากรูป 43 การกระจายตัวของ CO₂ พบว่า ค่าความพรุน ความซึมผ่าน ของไหลในแหล่งกักเก็บ ซึ่งค่าทั้ง 3 ส่วนนี้ได้มาจากการสังเคราะห์ข้อมูลขึ้น (บทที่ 4 ข้อย่อยที่ 4.1.4) เพื่อศึกษาพฤติกรรมของ CO₂ เมื่ออัด CO₂ พบว่า บริเวณหลุมอัด CO₂ จะมีค่าเป็นสีแดงเนื่องจากบริเวณดังกล่าวจะเป็นตำแหน่งที่ CO₂ ถูกอัดเมื่อระยะเวลายาวนานขึ้น CO₂ จะกระจายไล่สีไปยังบริเวณต่างๆ ตามรอยต่อของรูพรุนในแบบจำลอง ทั้งนี้ ค่าความถ่วงจำเพาะของของไหลในแหล่งกักเก็บ ส่งผลให้สีที่แสดงลอยตัวอยู่ในชั้นบนของแบบจำลอง เนื่องจากความถ่วงจำเพาะของ CO₂ มีค่าต่ำกว่าของไหลในแหล่งกักเก็บ และนอกจากนั้นในแบบจำลองกรณีนี้กำหนดให้รอยเลื่อนปิดกั้นจะเห็นแถบสีกระจายขนานไปกับรอยเลื่อน และเมื่อทำการอัดผ่านไป ประมาณเดือนที่ 6 จะเห็นการกระจายของ CO₂ เพิ่มขึ้นอีกบริเวณหนึ่งซึ่งห่างจากตำแหน่งหลุมอัด โดยบริเวณนั้นเป็นรอยเลื่อนอีกแนวในแบบจำลอง

จากการกระจายตัวของ CO₂ จะเห็นความสัมพันธ์กับบริเวณที่มีค่าความพรุนสูง (รูป 31) และมีแนวรอยเลื่อนหลัก(รูป 29) ปิดกั้นไม่ให้กระจายตัวไปยังอีกส่วนหนึ่งของแบบจำลอง เพราะจากรูป 29 จะเห็นรอยเลื่อนหลักแบ่งแบบจำลองออกเป็น 2 ด้าน ซึ่งอีกด้านหนึ่งของแบบจำลอง จะไม่พบการกระจายตัวของ CO₂

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้ในแบบจำลอง SLM1 (ตะวันตก)

ผลจากการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 1 สามารถกักเก็บ CO₂ รวมได้ประมาณ 2.23 ล้านตัน ในระยะเวลา 398 วันหรือประมาณ 1 ปี 13 เดือน

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM

พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM จะอยู่บริเวณตอนปลายของรอยเลื่อนหลัก ในรูป 45 จะเห็นการกระจุกตัวของ CO₂ จากสี เนื่องจากปริมาณการอัดและความดันของแหล่งกักเก็บเพิ่มขึ้น ซึ่งต้องสังเกตกราฟความดันควบคู่กับรูปการกระจายตัวนั้นคือ ถ้ากราฟความดันในแหล่งกักเก็บ มีการลดลงอย่างผิดปกติหรือส่วนทางกับอัตราการอัด แสดงว่า CO₂ มีการรั่วไหลไปยังบริเวณอื่นผ่านบริเวณข้างต้นที่ได้กล่าวมา แต่ในกรณีนี้คาดว่าเกิดจากปริมาณอัตราการอัดที่มีค่าสูงขึ้นต่อเนื่องทำให้เกิดการกระจุกตัวของพื้นที่ดังกล่าว

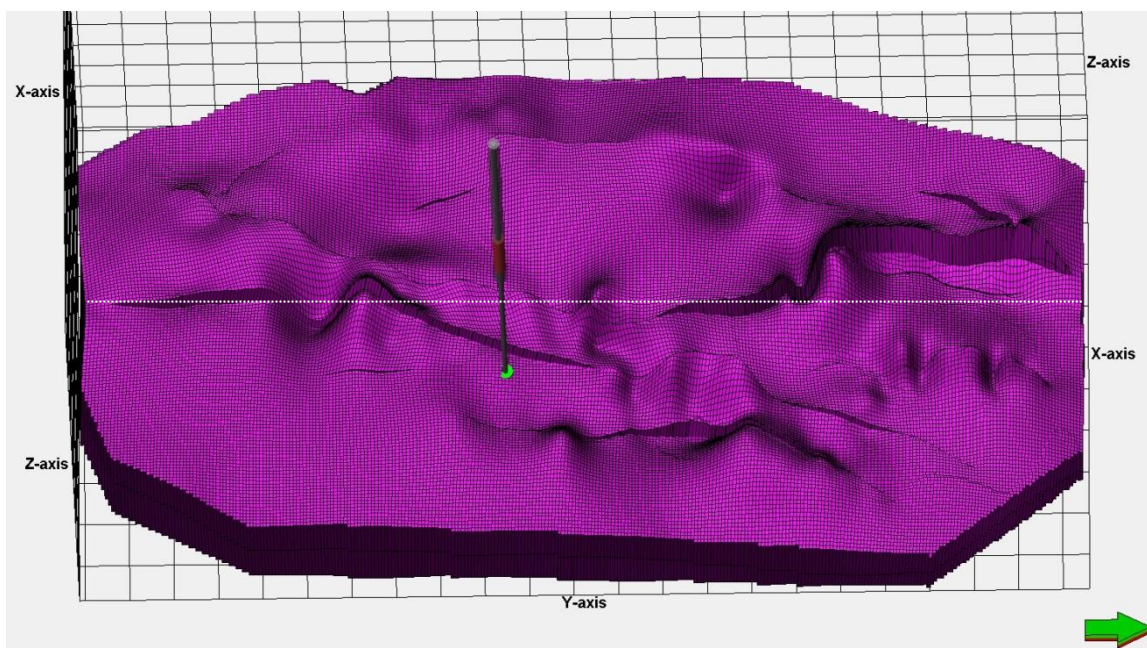
สาเหตุของการกำหนดควบคุมอัตราการอัดและความดันของแหล่งกักเก็บเพิ่มขึ้นไม่สูงกว่า 230 บาร์ เพื่อจะป้องกันการพังของหลุมอัด โครงสร้างของแหล่งกักเก็บและป้องกันการเกิดการเกิด การรั่วไหลของ CO₂ โดยกำหนดความดันสูงสุดไว้ให้เท่ากับความดันเริ่มต้นก่อนการเปิดหลุมผลิต น้ำมัน

สถานการณ์ที่ 2 ผลการกระจายตัวของการอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันออก)

สถานการณ์ที่ 2 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันออก)

ตาราง 15 เงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 2

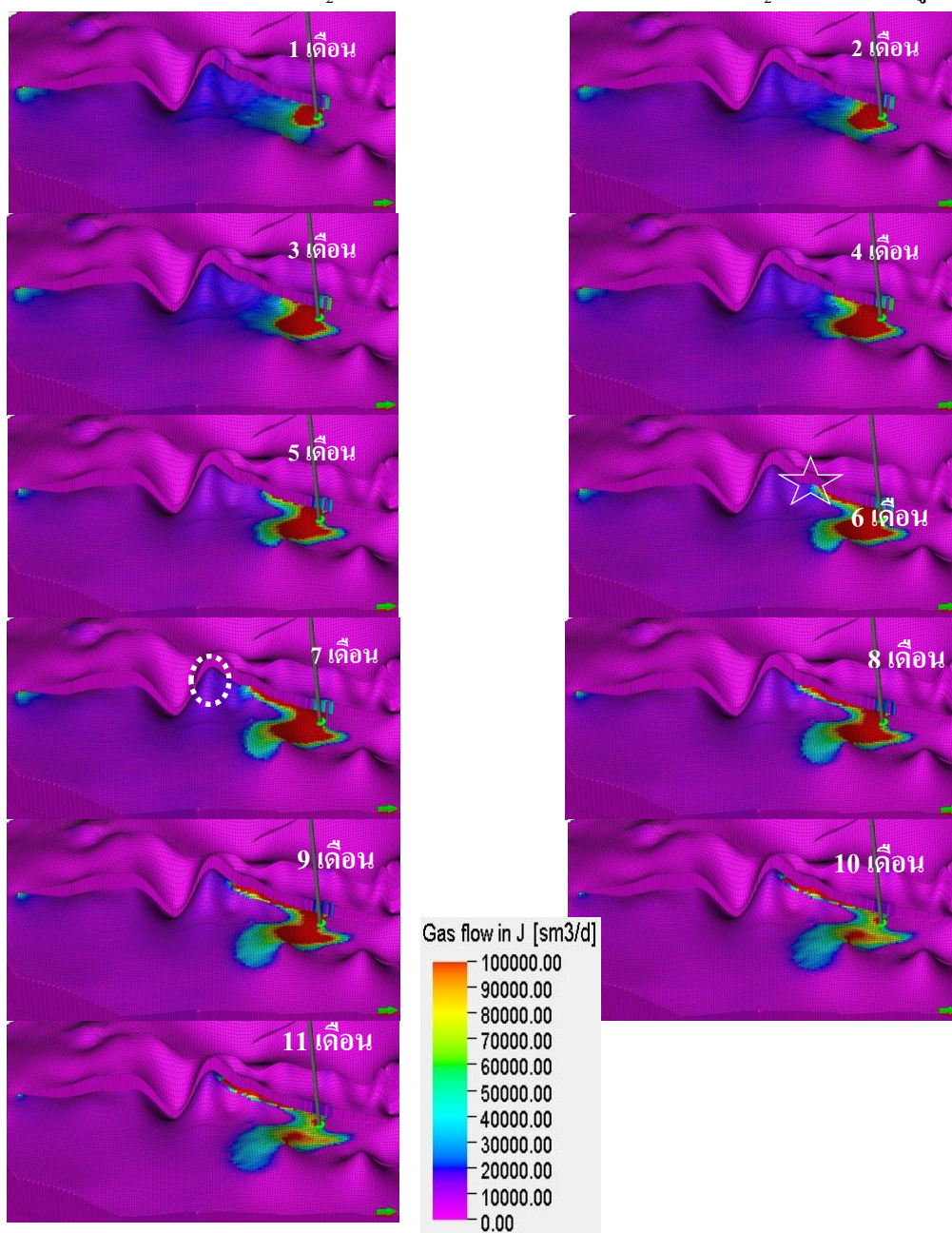
หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
D	ตาราง 10	เริ่มอัด 2015	180	230



รูป 50 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLM1 (ตะวันออก)

หมายเหตุ: เส้นประในรูป 50 ถึง 53 แสดงแนวรอยเลื่อน

ผลการกระจายตัวของ CO₂ ตามระยะเวลาภายใต้เงื่อนไขการอัด CO₂ ตาราง 10 ดังรูป 48



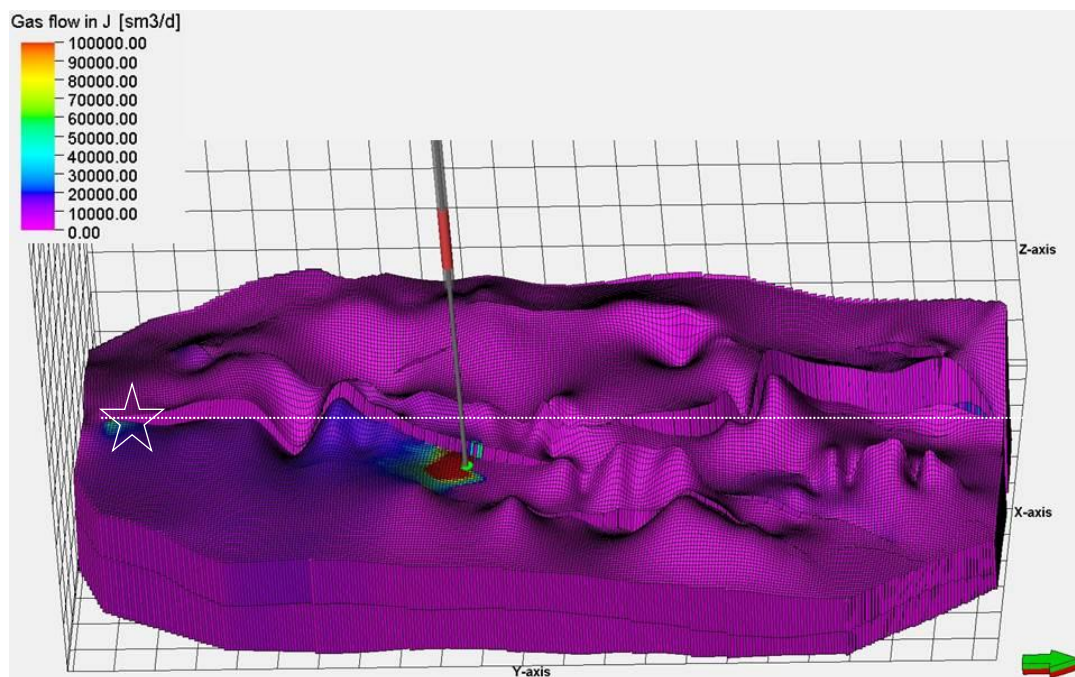
รูป 51 การกระจายตัวของ CO₂ หลังทดลองการอัดในแบบจำลองโครงสร้าง SLM1 (ตะวันตก)

หมายเหตุ: รูป 50 ตำแหน่งดาว คือ แนวรอยเลื่อนย่อยในแบบจำลอง

ตำแหน่งวงกลม คือ จุดสูงสุดของพื้นที่แบบจำลอง SLM1 (ตะวันตก)

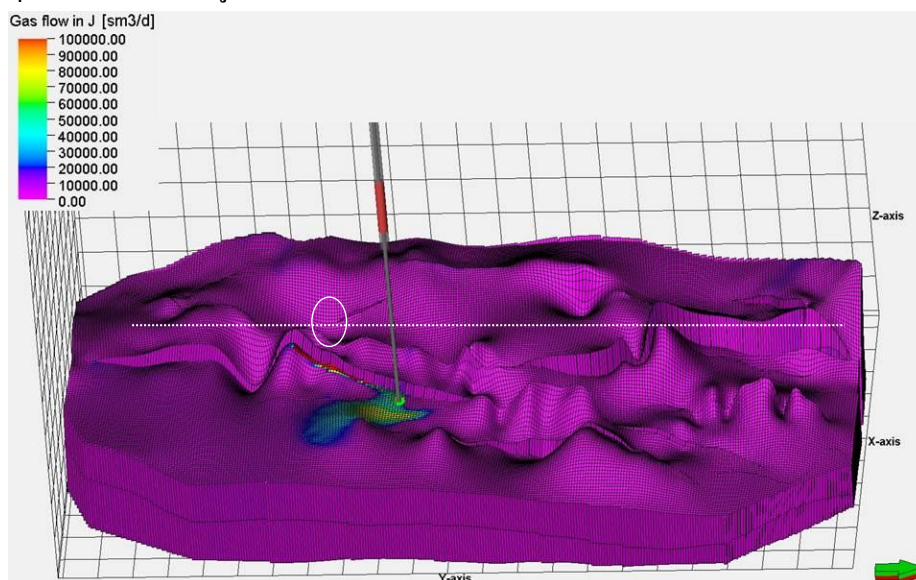
สถานการณ์การอัด CO₂ ในโครงสร้าง SLM1 (ตะวันออก) นี้จะพบการกระจายตัวของ CO₂ ไปทางทิศใต้ของแบบจำลอง (หัวลูกศรในแบบจำลองแทนทิศเหนือ) ขนานไปกับรอยเลื่อนหลัก เนื่องมาจากการพิจารณารูปความพรุน (รูป 31) บริเวณห่างไปจากหลุมอัดทางทิศเหนือ เป็นบริเวณ

ที่มีค่าความพรุนต่ำกว่า ถ้าเปรียบเทียบกับทางทิศใต้ของหลุมอัด โดยจะแสดงด้วยรูป 52 เพื่อให้เห็นการกระจายเริ่มต้น และหลังจากผ่านการอัดมา 11 เดือน (รูป 53)



รูป 52 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 1 เดือน

หมายเหตุ: ตำแหน่งดาวในรูป 49 คือ แนวรอยเลื่อนย่อยใน โครงสร้าง SLM1 (ตะวันออก)



รูป 53 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 11 เดือน

หมายเหตุ: ตำแหน่งวงกลมในรูป 50 คือ ตำแหน่งสูงสุดของโครงสร้าง SLM1 (ตะวันออก)

ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกราฟความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัด(เส้นกราฟสีเทา) และการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ (กราฟสีดำ) แสดงดังรูป 54 โดยกราฟความดันจะแบ่งออกได้เช่นเดียวกับสถานการณ์ที่ 1 ดังนี้

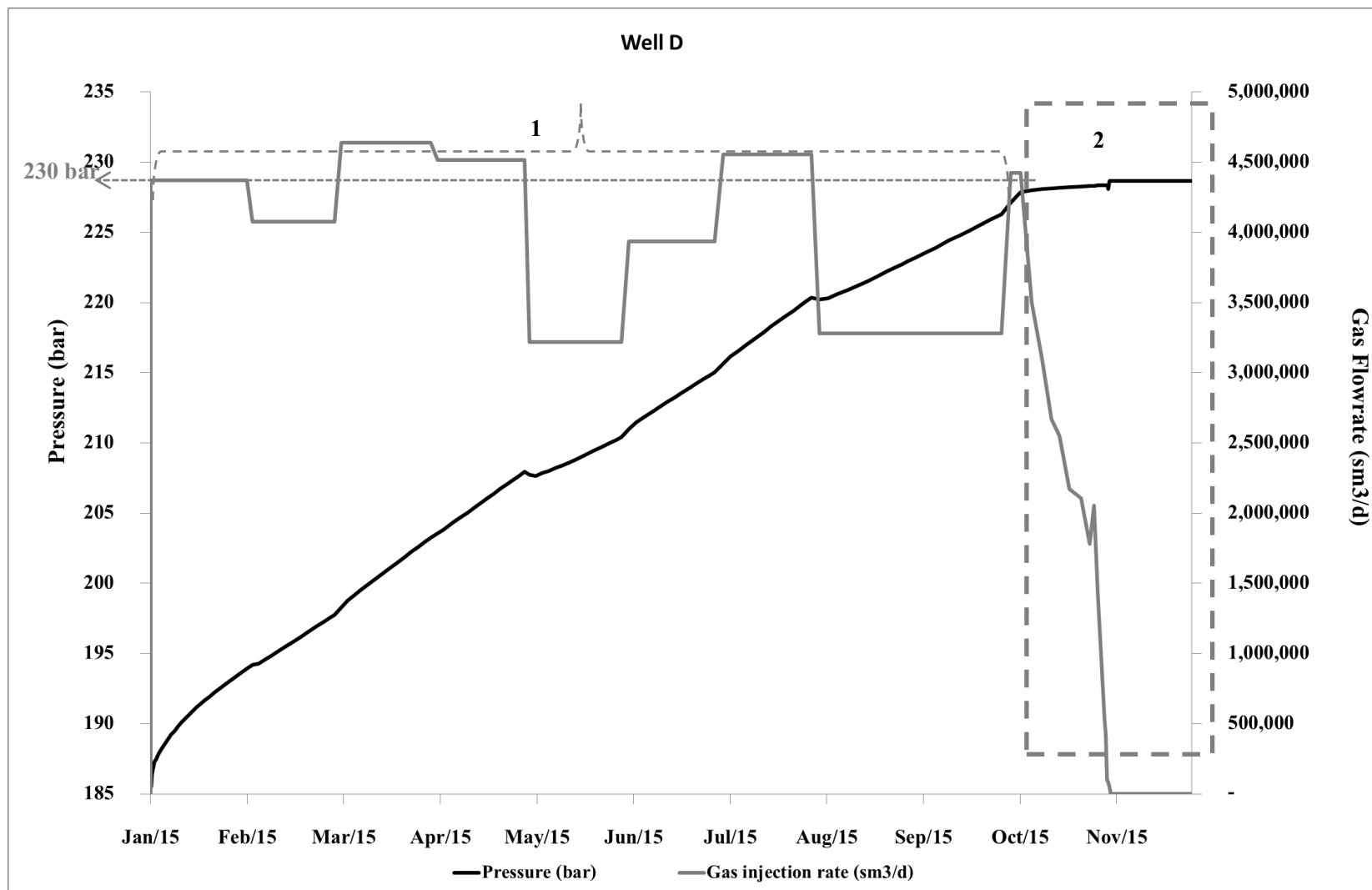
ช่วงที่ 1 อัตราการอัด ทำให้ความดันแหล่งกักเก็บเปลี่ยนแปลง

จากปริมาณการอัด CO₂ ในตาราง 10 พบว่า ปริมาณการอัดต่อเดือนมีการปรับขึ้นลงในแต่ละเดือนทำให้ความชันของกราฟความดันมีการแปรผันตรงกับปริมาณ การอัด CO₂ จนกระทั่งถึงเดือนที่ 9 เข้าสู่เดือนที่ 10 อัตราการอัด CO₂ เพิ่มขึ้นจากเดิมกระทันหันทำให้ ความชันของกราฟความดันเข้าใกล้ 230 บาร์ ซึ่งทำให้ CO₂ ถูกปรับลดอัตราการอัด อย่างเห็น ได้ชัดเข้าสู่ช่วงที่ 2

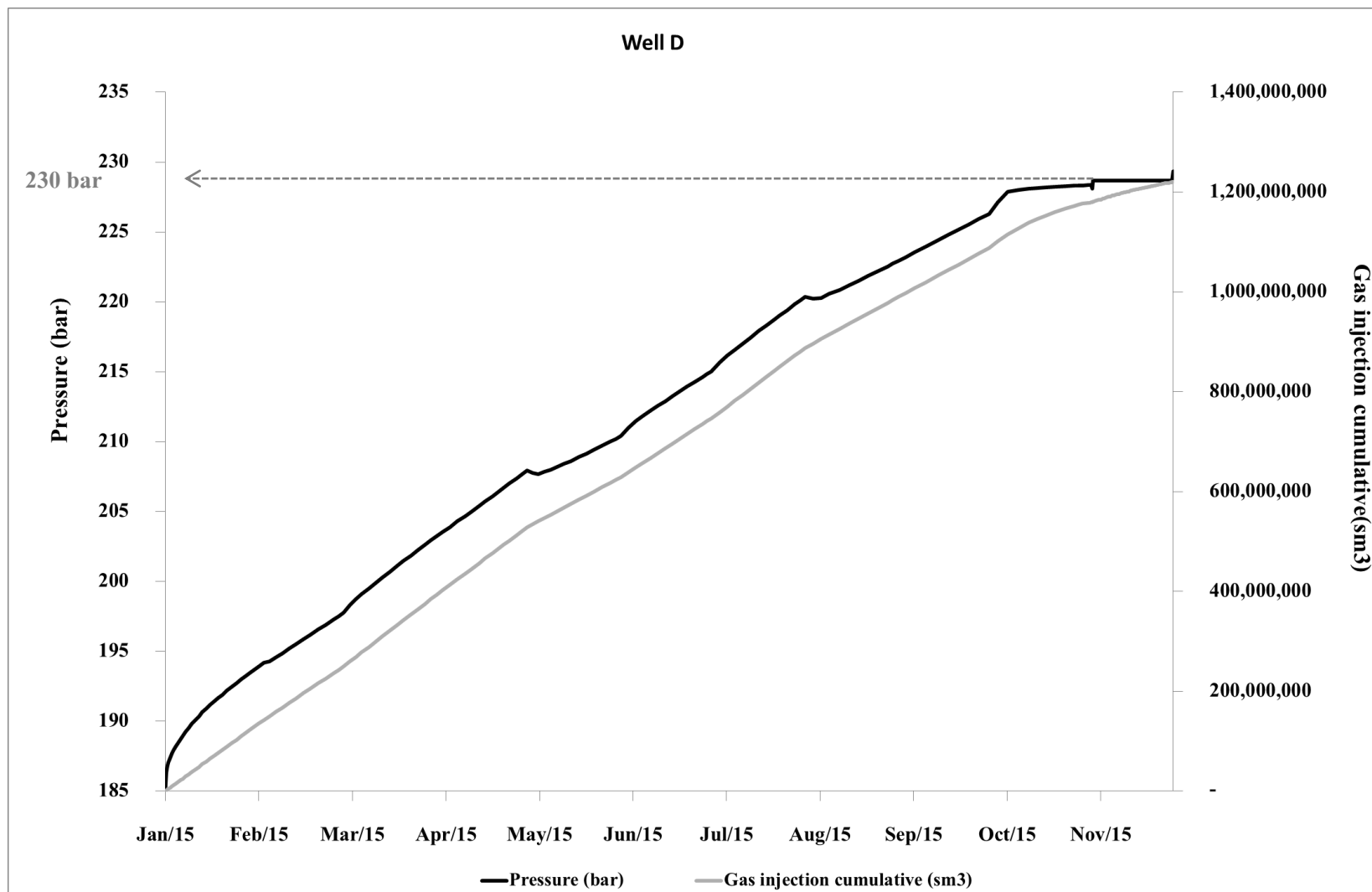
ช่วงที่ 2 ความดัน ควบคุมการเปลี่ยนแปลงการอัด

เมื่อเลยเดือนที่ 10 โปรแกรมซึ่งได้ถูกกำหนดความดันของแหล่งไม่ให้เกิน 230 บาร์ ได้ปรับลดค่าปริมาณการอัดให้น้อยลง เพื่อรักษาสภาพความดัน จนกระทั่งถึงเดือนที่ 11 กราฟความดันมีการพิกขึ้นหนึ่งจุด ซึ่งเป็นตำแหน่งที่อัตราการอัด CO₂ พิกขึ้นก่อนลดลงอย่างต่อเนื่องจนหยุดการอัด

เมื่อพิจารณารูป 55 ความสัมพันธ์ระหว่างกราฟความดันและอัตราการอัดสะสมพบว่าตอนปลายของกราฟความดันสัมพันธ์กับปริมาณสะสมสูงสุดที่เกิดจากการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 2 ซึ่งเป็นความดันที่ไม่เกิน 230 บาร์ และเป็นปริมาตรที่กักเก็บ CO₂ ได้สูงสุดของ โครงสร้าง SLM1 (ตะวันออก)



รูป 54 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO₂ และความดันของสถานการณที่ 2



รูป 55 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 2

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLM1 (ตะวันออก)

1. การกระจายตัวของ CO₂

การกระจายตัวของ CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLM1 (ตะวันออก) พบว่า มีการเคลื่อนตัวสัมพันธ์กับค่าความพรุน ความซึมผ่าน ของไหลในแหล่งกักเก็บ นั่นคือ

เมื่ออัด CO₂ พบว่า จะกระจายไปในพื้นที่ที่มีความพรุนสูงกว่าเปรียบเทียบกับรูปความพรุน (รูป 31) และพบว่าในสถานการณ์ที่ 2 CO₂ จะมีการกระจายตัวไปในแนวนานกับรอยเลื่อน โดยจะมีการกระจุกตัวบริเวณปลายของแนวรอยเลื่อนทางทิศตะวันตกของแบบจำลองเพราะบริเวณนั้นจะมีค่าความพรุนที่เกิดจากแนวรอยเลื่อน

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้ในแบบจำลอง SLM1 (ตะวันออก)

สถานการณ์ที่ 2 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ โดยได้เริ่มอัด ตั้งแต่ 01/01/2015 พบว่า สามารถกักเก็บ CO₂ ได้ทั้งหมด 2.16 ล้านตัน ในระยะเวลา 11 เดือน

เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ 1 พบว่า สามารถกักเก็บ CO₂ ได้น้อยกว่า สถานการณ์ที่ 1 เนื่องจากแบบจำลองโครงสร้าง SLM เมื่อกำหนดให้รอยเลื่อนปิดกันพบว่า สามารถแบ่งพื้นที่ในการกักเก็บ CO₂ ได้ออกเป็น 2 ส่วนคือ ฝั่งตะวันออกและฝั่งตะวันตก โดยเมื่อเปรียบเทียบในเชิงพื้นที่พบว่า ฝั่งตะวันตกจะมีความพรุนสูงกว่า (รูป 31) เนื่องจากในฝั่งตะวันออกจะมีรอยเลื่อนย่อยน้อยกว่า ทั้งนี้การมีรอยเลื่อนจะเป็นการเพิ่มความพรุนและความซึมผ่านให้ในพื้นที่ที่มีความสามารถในการรองรับ CO₂ สูงกว่า

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM

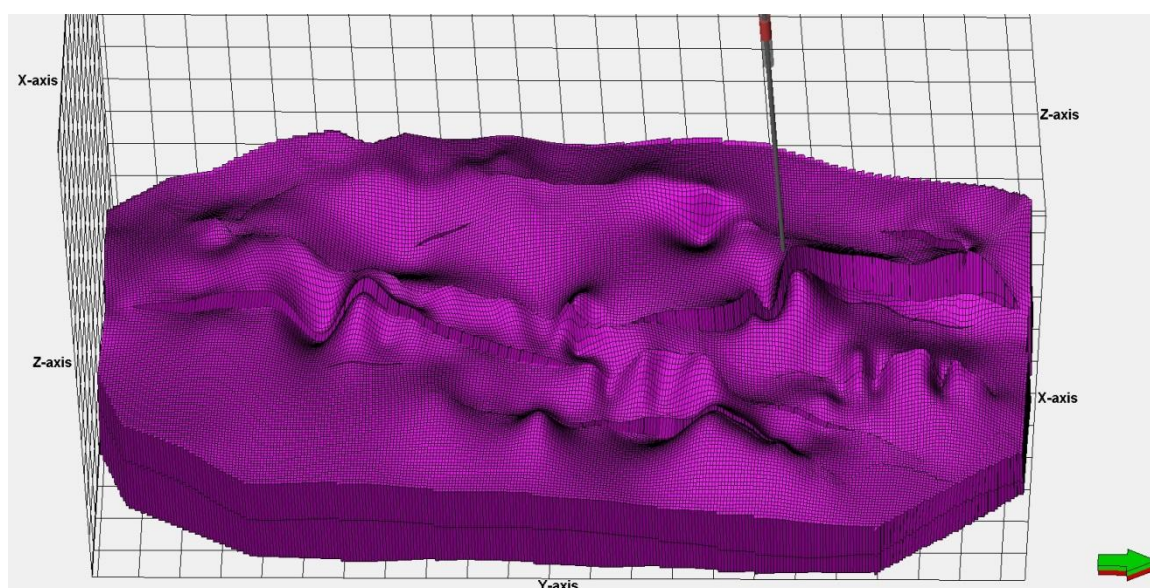
พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM1 (ตะวันออก) จะอยู่บริเวณตอนปลายของรอยเลื่อนหลักในรูป 52 – 53 จะเห็นจากการอัด CO₂ เมื่อเริ่มอัด CO₂ จะเริ่มมีการกระจุกตัวในบริเวณดังกล่าวใกล้เคียงกับสถานการณ์การที่ 1 ทั้งนี้ได้ควบคุมความดันของแบบจำลองให้มีการเปลี่ยนแปลงไม่เกิน 230 บาร์

สถานการณ์ที่ 3 ผลการกระจายตัวของอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM2

สถานการณ์ที่ 3 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLM2

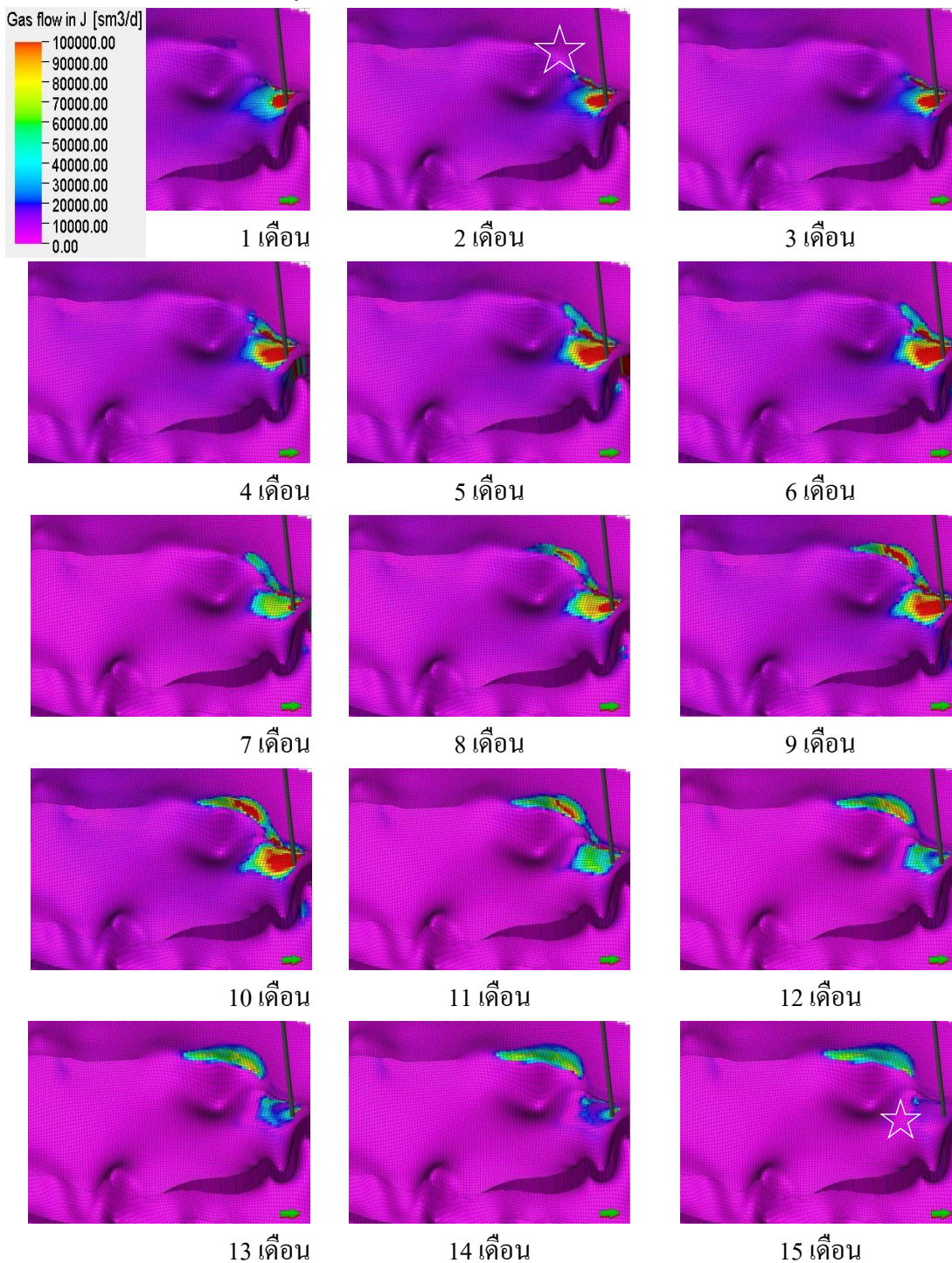
ตาราง 16 เงื่อนไขขดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 3

หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
E	ตาราง 10	เริ่มอัด 2014	180	230



รูป 56 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLM2

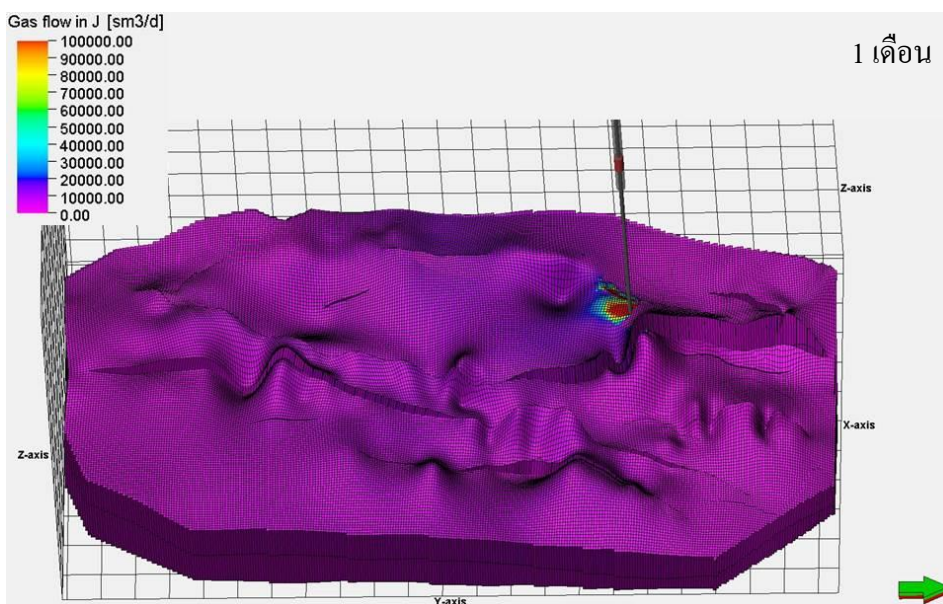
ผลการกระจายตัวดังรูป 56 ตามระยะเวลาการอัด



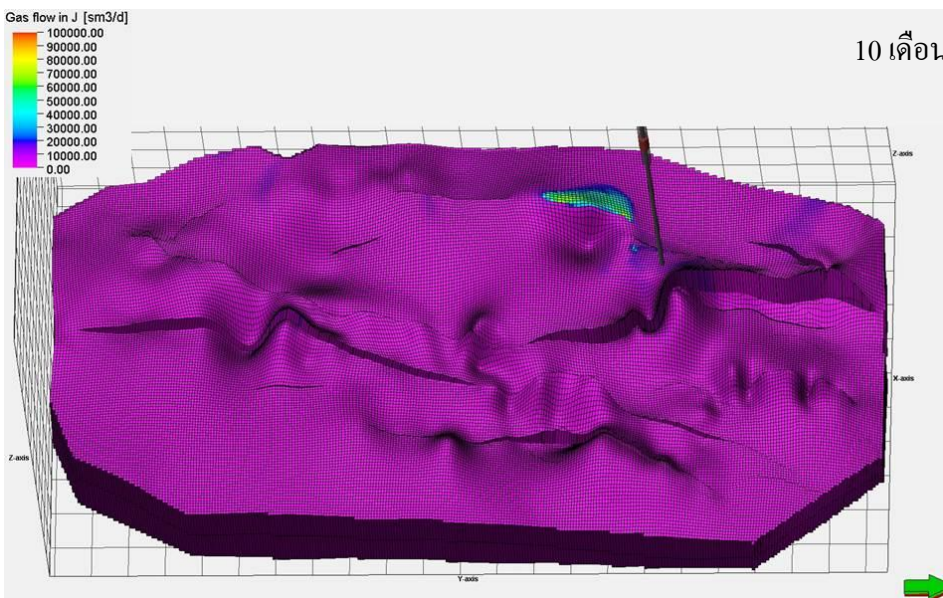
รูป 57 เปรียบเทียบการกระจายตัวของ CO₂ หลังทดลองการอัด

หมายเหตุ: ตำแหน่งดาวในรูป 57 คือ แนวรอยเลื่อนย่อยในแบบจำลอง

สถานการณ์ที่ 3 กำหนดให้รอยเลื่อนในโครงสร้าง SLM ไม่ปิดกั้น นั่นคือไม่มีรอยเลื่อนในแหล่งกักเก็บ การอัดนี้จะพบการกระจายตัวหรือพฤติกรรมของ CO₂ มีการกระจายตัวผ่านบริเวณรอยเลื่อนขนาดเล็กตรงทิศเหนือของแบบจำลอง รูป 57 (ตรงสัญลักษณ์รูปดาว) และจากการจำลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในกรณีโครงสร้าง SLM2 CO₂ มีการกระจายทิศตะวันออก ตะวันตกมากกว่า ในสถานการณ์ ที่ 1 และ 2 แสดงผลการเปรียบเทียบตามระยะเวลาการอัด CO₂ ดังแสดงรูป 58 และ 59



รูป 58 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 1 เดือน



รูป 59 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 10 เดือน

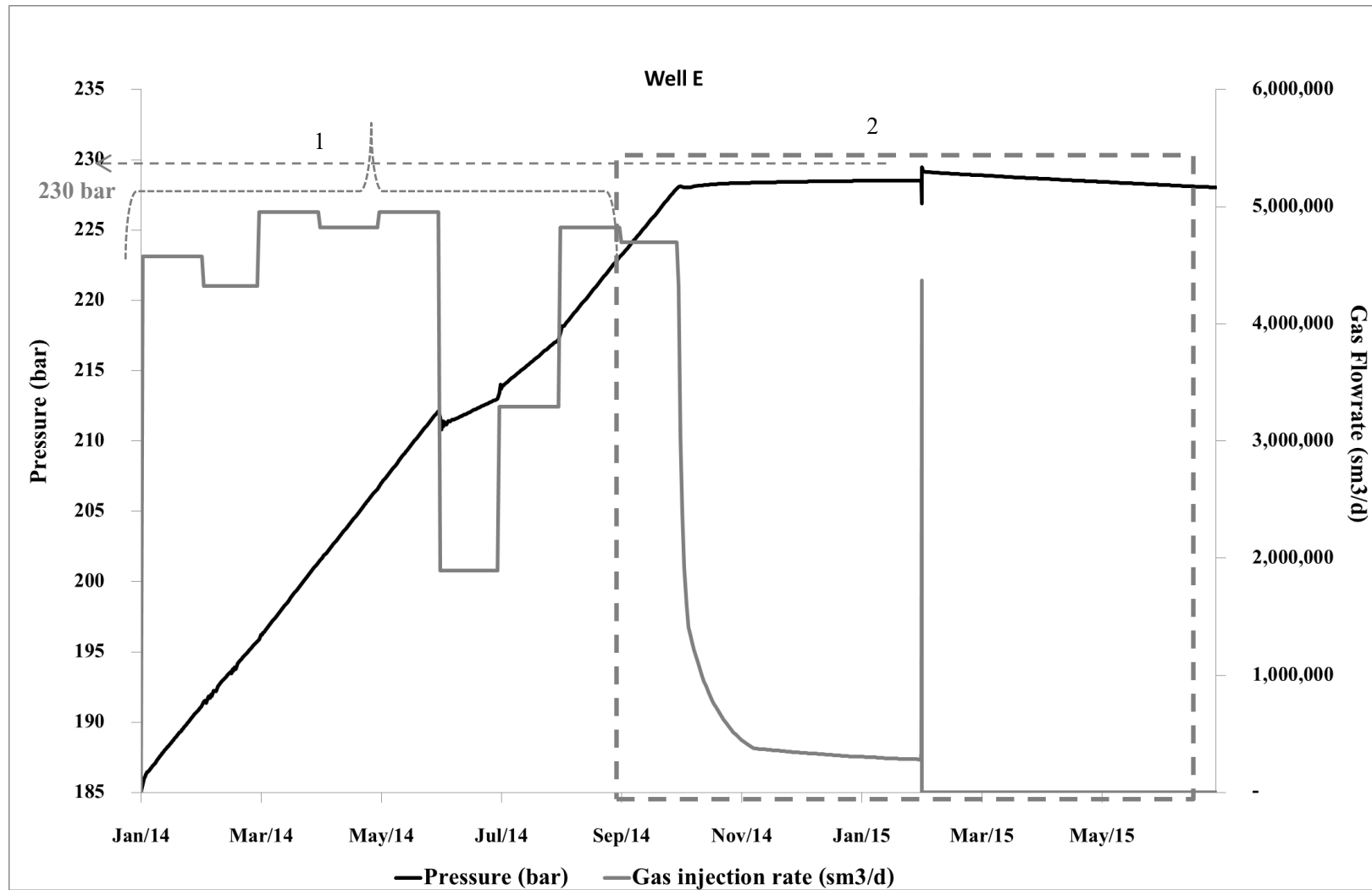
ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

กราฟความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดและการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ โดยที่เส้นกราฟสีเทาแทนอัตราการอัด CO₂ และเส้นกราฟสีดำแทนการเปลี่ยนแปลงความดัน แสดงดังรูป 60 โดยได้กำหนดอัตราการอัดเริ่มต้นตั้งแต่ 01/01/2014 เพื่อวางแผนเปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ 1 และ 2

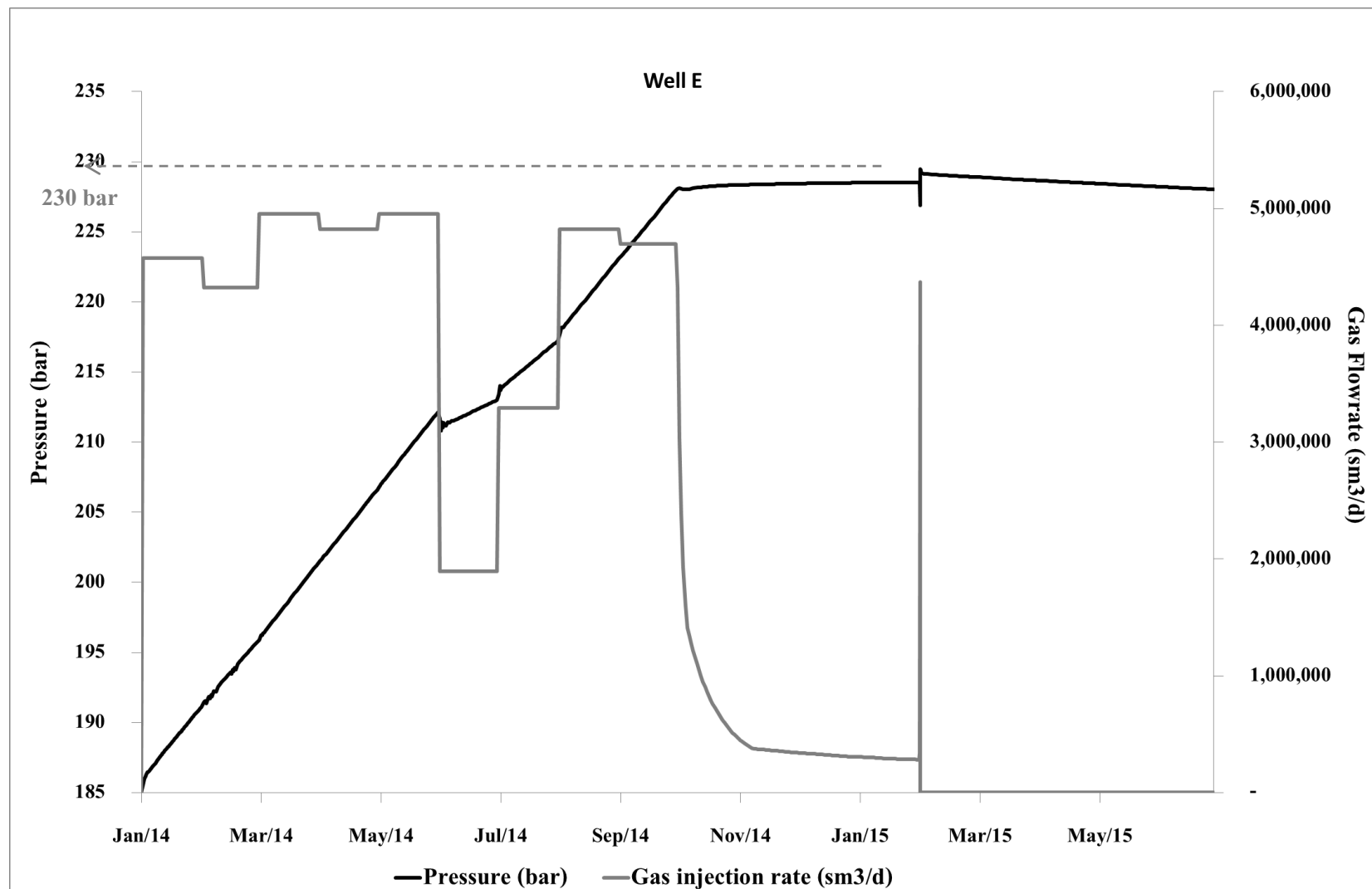
จากรูป 60 จะพบว่ากราฟของความดันมีการเปลี่ยนแปลงของความชันน้อยกว่าในสถานการณ์ที่ 1 และ 2 ซึ่งกำหนดอัตราการเท่ากับสถานการณ์ที่ 1 ทั้งนี้เป็นผลมาจากการกำหนดให้รอยเลื่อนไม่ปิดกั้น ทำให้ความดันของแหล่งมีการกระจาย และ CO₂ ก็สามารถซึมผ่านรอยเลื่อนและกราฟยังคงแบ่งออกเป็น 2 ช่วง ใกล้เคียงกับสถานการณ์ที่ 1 และ 2 แต่จะเห็นผลชัดเจนในเรื่องของปริมาณที่จะกักเก็บ CO₂ สะสม แสดงดังรูป 58

ซึ่งเมื่อสังเกตและเปรียบเทียบกราฟรูป 48 ของสถานการณ์ที่ 1 รูป 54 ของสถานการณ์ที่ 2 กับ รูป 60 ในสถานการณ์ที่ 3 พบว่า กราฟของสถานการณ์ที่ 1 และ 3 เหมือนกันเนื่องจากกำหนดอัตราการอัดเริ่มต้นในปี 2014 แต่จะต่างกับสถานการณ์ที่ 2 เนื่องจากกำหนดอัตราการอัดเริ่มต้นในปี 2015 สาเหตุเกิดมาจากการวางแผนการจัดการ CO₂ ในกรณีทั้ง 3 สถานการณ์นี้พบว่า ถ้าแหล่งกักเก็บมีรอยเลื่อนเป็นลักษณะปิดกั้น ก็จะสามารถใช้พื้นที่ทั้งฝั่งตะวันออกและตะวันตกกักเก็บ CO₂ ได้ แต่ถ้าในแหล่งกักเก็บไม่มีรอยเลื่อน (สถานการณ์ที่ 3) ก็จะสามารถกักเก็บ CO₂ ได้ในพื้นที่เดียวและเกิดการแพร่กระจายไปได้ทั่วทิศทางตามรอยต่อของช่องรูพรุน

แต่ในรูปกราฟเรื่องปริมาณการอัด CO₂ สะสมกับความดันของแหล่งพบว่า สถานการณ์ที่ 1 รูป 49 กับสถานการณ์ที่ 3 รูป 61 การเปลี่ยนแปลงความชันของกราฟต่างกัน โดยที่สถานการณ์ที่ 1 จะมีค่าสูงกว่าและความดันมีการเพิ่มขึ้นถึง 230 บาร์ก่อน สถานการณ์ที่ 3 ทั้งนี้เกิดมาจากรอยเลื่อนหลักในสถานการณ์ที่ 1 ส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของความดันในแหล่งกักเก็บ



รูป 60 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 3



รูป 61 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 3

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLM กรณีรอยเลื่อนไม่ปิดกั้น

1. การกระจายตัวและการสะสมตัวของ CO₂

จากรูป 57 การกระจายตัวของ CO₂ พบว่า มีการกระจายตัวใกล้เคียงกับสถานการณ์ ที่ 1 เป็นผลมาจากคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บใกล้เคียงกับกรณีรอยเลื่อนปิดกั้น แต่ในกรณีรอยเลื่อนไม่ปิดกั้นพบว่า CO₂ กระจายตัวไปทั่วทิศทางจากหลุมอัด โดยรอยเลื่อนไม่มีผลต่อทิศทางการไหล เนื่องจากกรณีนี้กำหนดให้รอยเลื่อนไม่ปิดกั้นทำให้ CO₂ สามารถกระจายตัวผ่านรอยเลื่อนไปได้

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้

ผลจากการอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM2 กรณีรอยเลื่อนไม่ปิดกั้น พบว่าความดันในแหล่งกักเก็บเพิ่มขึ้นช้ากว่าสถานการณ์ที่ 1 และ 2 โดยสถานการณ์ที่ 3 กราฟความดันเพิ่มสูงขึ้นถึงความดันที่กำหนดไว้ใช้ระยะเวลา 15 เดือนซึ่งเป็นระยะเวลานานกว่าใน 2 สถานการณ์แรก และ CO₂ สามารถกักเก็บได้ประมาณ 2.25 ล้านตัน ซึ่งสามารถกักเก็บได้มากกว่า 2 สถานการณ์ดังกล่าว เพราะการกำหนดให้รอยเลื่อนไม่ปิดกั้นจะทำให้ CO₂ สามารถกระจายหรือซึมผ่านรอยเลื่อนไปยังบริเวณอื่นได้ทำให้ความดันเปลี่ยนแปลงช้ากว่ากรณีรอยเลื่อนปิดกั้น

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM

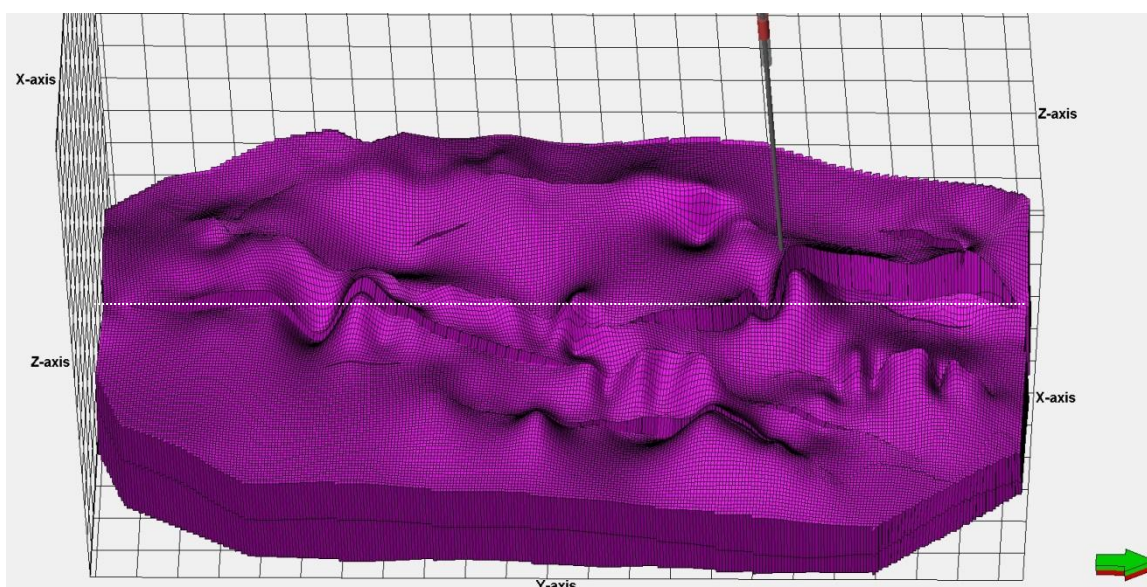
พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM2 แตกต่างจากกรณีรอยเลื่อนไม่ปิดกั้นคือในกรณีนี้ในแบบจำลองไม่แสดงตำแหน่งที่คาดว่าจะเกิดการรั่วไหลแต่ต้องคำนึงถึงความดันไม่ให้สูงกว่าค่าที่กำหนดไว้เพื่อป้องกันโครงสร้างของแหล่งกักเก็บ

สถานการณ์ที่ 4 ผลการกระจายตัวของอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM1(ตะวันออก)

สถานการณ์ที่ 4 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLM1 ฝั่งตะวันตก เหมือนสถานการณ์ที่ 1 แต่เปลี่ยนแปลงเงื่อนไขอัตราการอัด CO₂

ตาราง 17 เงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 4

หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
E	ตาราง 11	เริ่มอัด 2015	180	230

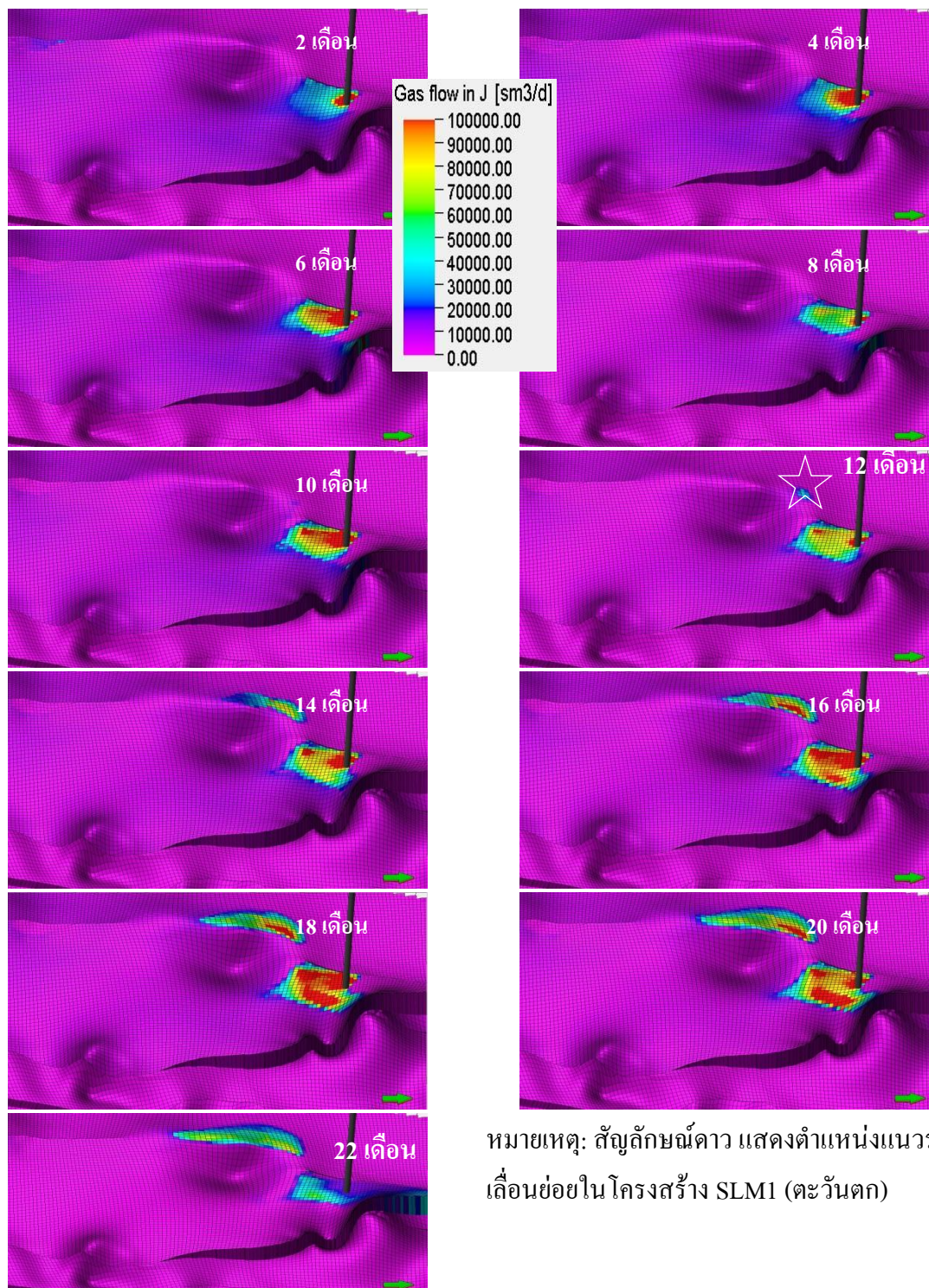


รูป 62 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLM1(ตะวันออก)

หมายเหตุ: เส้นประแสดงแนวรอยเลื่อน

ผลการกระจายตัวของ CO₂ ตามระยะเวลาภายใต้เงื่อนไขการอัด CO₂ ตาราง 11 แสดงดังรูป

63

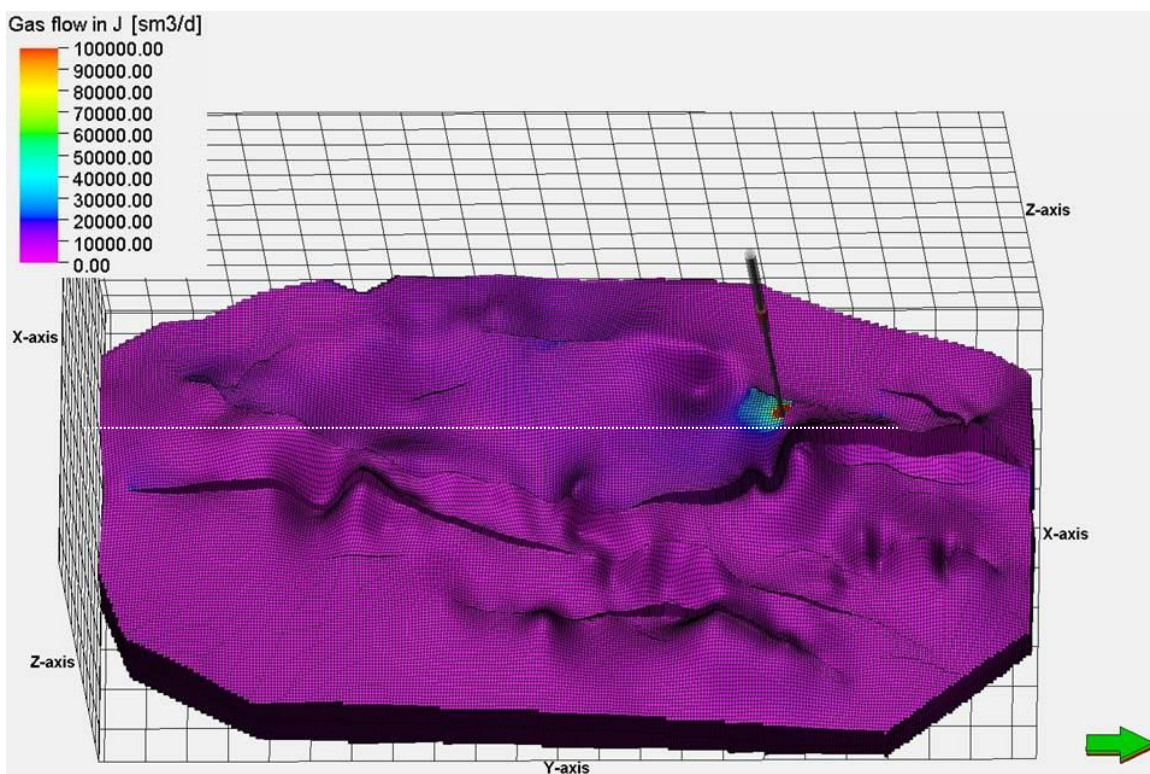


หมายเหตุ: สัญลักษณ์ดาว แสดงตำแหน่งแนวรอย
เลื่อนย่อยใน โครงสร้าง SLM1 (ตะวันตก)

รูป 63 เปรียบเทียบการกระจายตัวของ CO₂ หลังทดลองการอัด

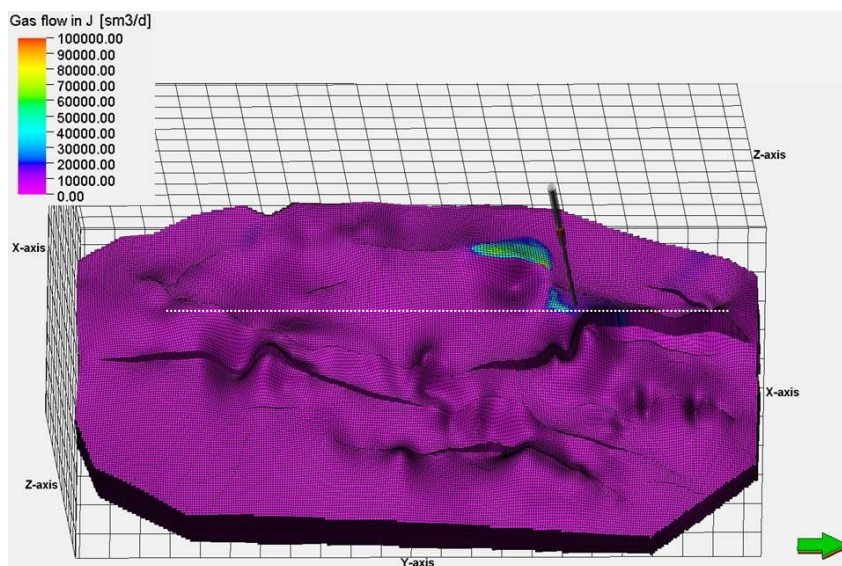
ผลการอัด CO_2 ในแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันตก) การกระจายตัวจะเปรียบเทียบกับ สถานการณ์ที่ 1 พบว่าการกระจายตัวของ CO_2 มีลักษณะเป็นกลุ่มเคลื่อนที่ได้น้อยกว่าใน สถานการณ์ที่ 1 เนื่องจากปริมาณการอัดในแต่ละเดือน และพบว่าในสถานการณ์ที่ 4 ไม่พบการ กระจุกตัวของ CO_2 บริเวณปลายรอยเลื่อน แต่พบว่า CO_2 สามารถเคลื่อนที่ได้มากกว่า สถานการณ์ ที่ 1 ซึ่งสามารถเปรียบเทียบได้จากรูป 44 (สถานการณ์ที่ 1) และรูป 64 (สถานการณ์ที่ 4) เพราะด้วย ปริมาณอัตราการอัดในสถานการณ์ที่ 1 อัดด้วยปริมาณที่มากกว่า ทำให้เห็นการกระจายตัวเป็นกลุ่ม และความดันเพิ่มขึ้นเร็วทำให้ไม่สามารถเคลื่อนที่ได้ระยะทางไกล แต่ในสถานการณ์ที่ 4 อัด CO_2 ด้วยปริมาณที่น้อยกว่า ทำให้ความดันเปลี่ยนแปลงช้ากว่า CO_2 จึงเกิดการเคลื่อนที่ได้ระยะทาง มากกว่าแต่ปริมาณหรือลักษณะของสีจะอ่อนกว่า (ปริมาณ CO_2 ต่อวันน้อย)

ผลการกระจาย CO_2 ในพื้นที่ทั้ง โครงสร้าง แสดงดังรูป 64 และ 65



รูป 64 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 1 เดือน

หมายเหตุ: ตำแหน่งเส้นประในรูป 62 ถึง 65 คือแนวรอยเลื่อนหลัก



รูป 65 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 22 เดือน

ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

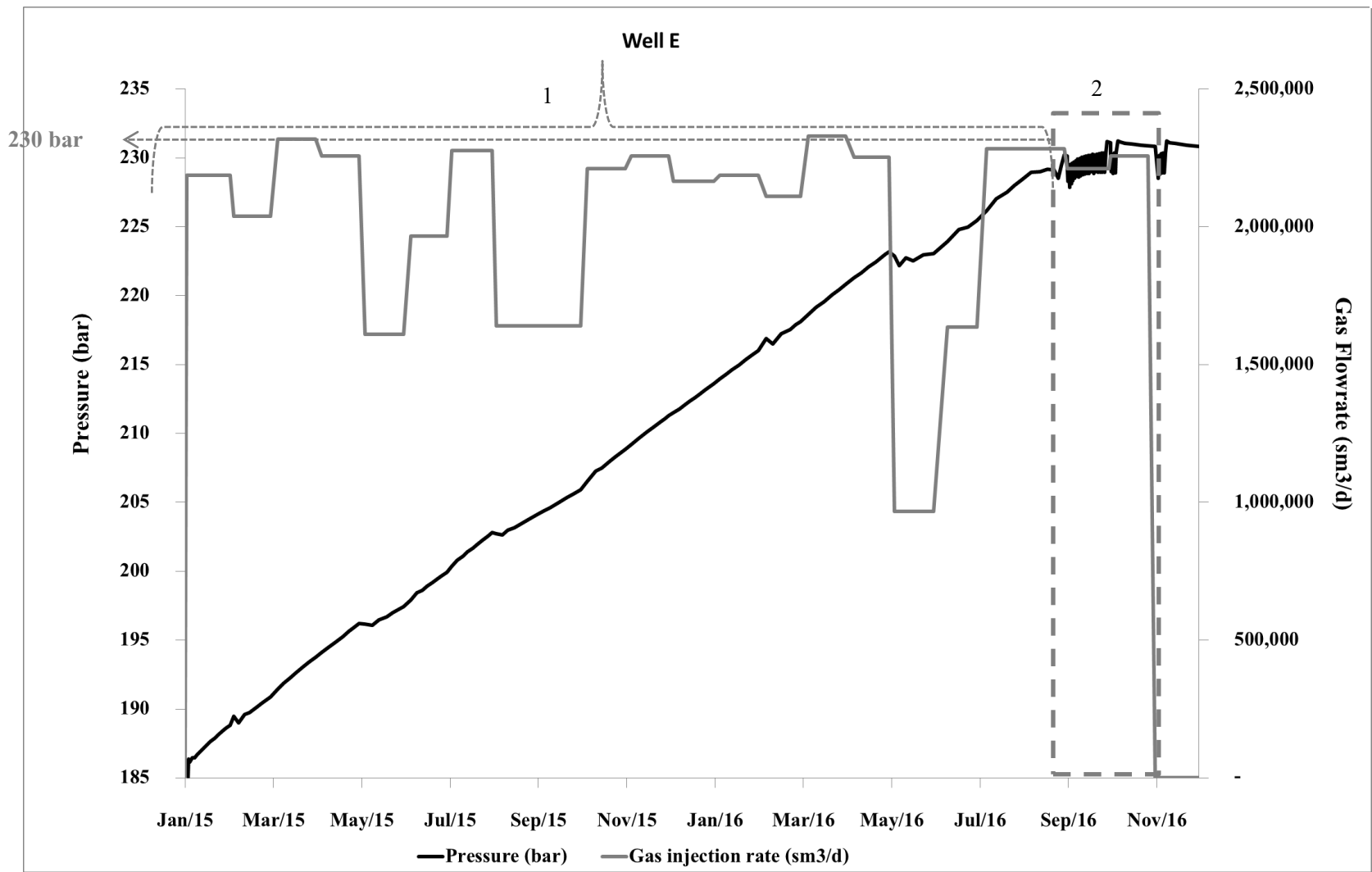
กราฟความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดและความดันของแหล่งกักเก็บ โดยที่เส้นกราฟสีเทาแทนอัตราการอัด CO₂ และเส้นกราฟสีดำแทนความดัน แสดงดังรูป 66

พบว่าสถานการณ์ที่ 4 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ด้วยปริมาณการอัดที่ลดลงจากในสถานการณ์ที่ 1 – 3 ทำให้การเปลี่ยนแปลงของความดันที่เกิดจากปริมาณการอัดมีการเปลี่ยนแปลงคือจากในสถานการณ์ที่ 1-3 จะอัด CO₂ คิดเป็น 100 % ที่ดักจับได้ แต่ในสถานการณ์ที่ 4-6 จะอัด CO₂ เพียง 50 % จากกระบวนการดักจับ CO₂ ซึ่งทำให้ความชันมีค่าน้อยกว่าทั้ง 3 สถานการณ์ก่อนหน้า ทั้งนี้เนื่องจากการอัด CO₂ ทำให้ความดันของแหล่งเพิ่ม ซึ่งจากเดิมหลังจากผลิตน้ำมัน พื้นที่ดังกล่าวจะเหลือช่องว่าง ทำให้ความดันของแหล่งลดลง การอัด CO₂ กลับไปแทนที่ช่องว่าง ก็ทำให้ความดันของแหล่งเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ดังรูป 66 ทั้งนี้ยังคงสามารถแบ่งกราฟออกเป็น 2 ช่วงได้เหมือนกัน คือ อัด CO₂ แล้วทำให้ความดันเพิ่มขึ้น และเมื่อความดันเพิ่มถึงค่าที่กำหนดไว้ ความดันจะเป็นตัวควบคุมปริมาณการอัด CO₂ ให้ลดลงดังนี้

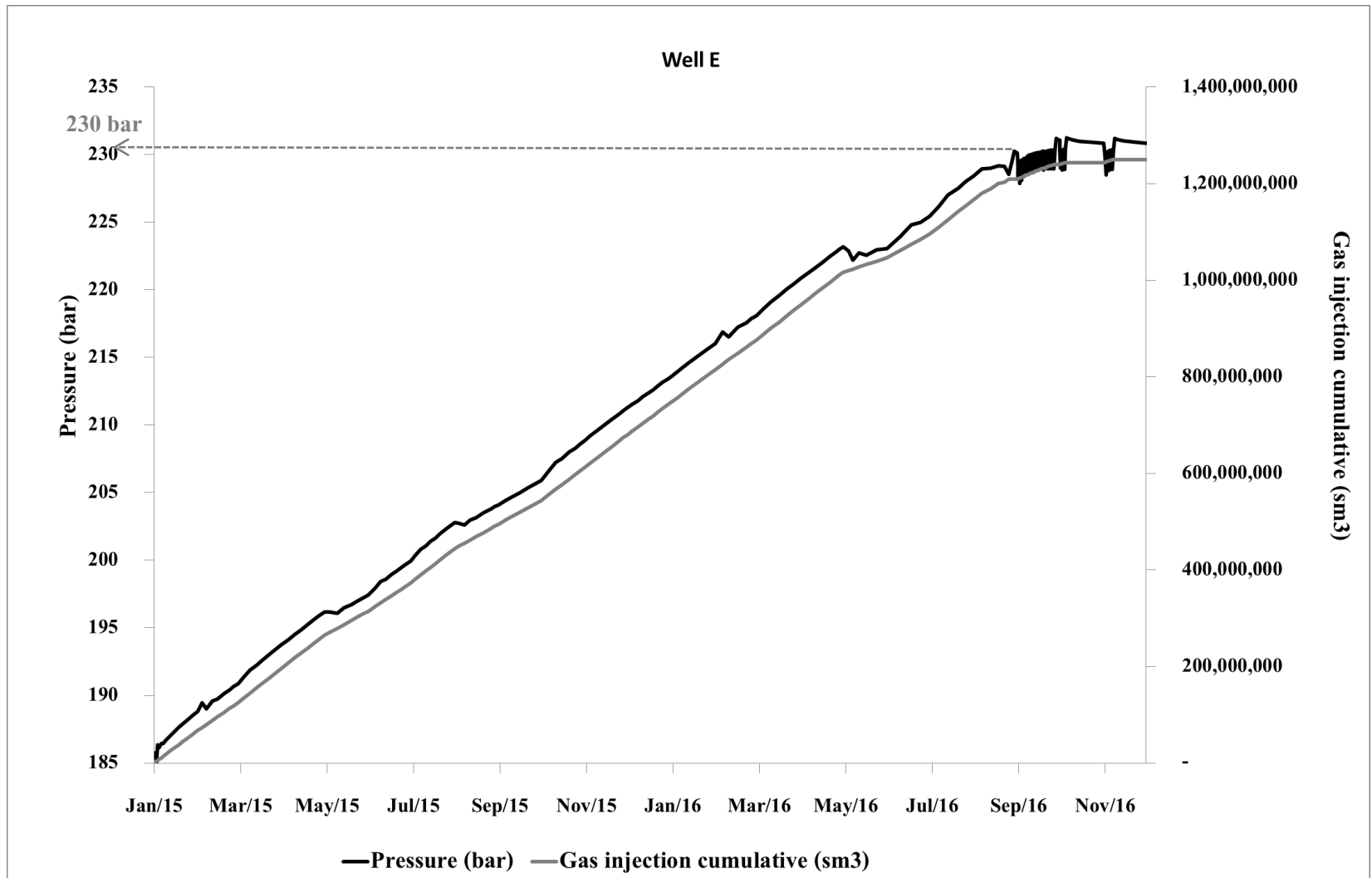
ช่วงที่ 1 อัด CO₂ ทำให้ความดันเพิ่มขึ้น

จากการวางแผนการอัดตาราง 11 พบว่า ในเดือนที่ 1 ถึง 21 สามารถอัด CO₂ ได้ตามเงื่อนไขที่กำหนดโดยในระหว่างเดือนที่ 1 – 21 มีการปรับลดและเพิ่มการอัด CO₂ จะเห็นความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงความดัน จนกระทั่งกราฟความดันเพิ่มถึง 230 บาร์ จะเข้าสู่ช่วงที่ 2

ช่วงที่ 2 ความดันควบคุมปริมาณการอัด CO₂ โดยในส่วนนี้จะลดอัตราการอัด CO₂ ลงเรื่อยๆจนกระทั่งหยุดการอัดเพื่อรักษาความดันของแหล่งกักเก็บ



รูป 66 ความสัมพันธ์ของปริมาณการอัด CO₂ ต่อวันของแต่ละเดือน และการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บ SLM1(ตะวันตก)



รูป 67 กราฟแสดงปริมาณ CO₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันตก)

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLM1 (ตะวันตก)

สถานการณ์ที่ 4 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะในปี 2015 – 2017 โดยมีปริมาณ CO₂ ที่ต้องการอัดรวมเท่ากับ 8.33 ล้านตัน ซึ่งจะใช้ค่านี้ในการจำลองการอัดในสถานการณ์ที่ 4 ถึง สถานการณ์ที่ 6

1. การกระจายตัวและการสะสมตัวของ CO₂

จากรูป 63 การกระจายตัวของ CO₂ มีการเคลื่อนที่ขนานไปกับรอยเลื่อนย่อย (แทนด้วยสัญลักษณ์ดาวในรูป 63) ซึ่งอยู่บริเวณใกล้หลุมเจาะ เมื่อทำการอัดผ่านไป 12 เดือนพบการกระจายตัวของ CO₂ บริเวณอีกตำแหน่งห่างจากรอยเลื่อนย่อย ซึ่งพบว่าบริเวณดังกล่าวมีตำแหน่งสูงกว่า และมีความพรุนมากกว่าบริเวณอื่น (ดังรูป 31) นั้นหมายความว่า CO₂ จะกระจายตัวตามความพรุน และด้วยค่าความถ่วงจำเพาะของ CO₂ ที่มีค่าต่ำกว่าของไหลในแหล่งกักเก็บ ทำให้ CO₂ กระจายตัวไปยังตำแหน่งที่สูงกว่า และด้วยปริมาณการอัดที่น้อยกว่า สถานการณ์ที่ 1 -3 จึงเห็นการเคลื่อนที่และการกระจายตัวของ CO₂ ได้น้อยกว่า เป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของความดันและปริมาณการอัด CO₂ และทั้งนี้กลับเป็นประโยชน์ในมุมมองของความสามารถในการรองรับ CO₂

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้

กราฟความสัมพันธ์ระหว่าง ความดันในแหล่งกักเก็บ ปริมาณ CO₂ สะสม เปรียบเทียบกับระยะเวลาในการอัด CO₂ โดยเส้นกราฟสีเทาแสดงปริมาณการอัด CO₂ สะสม และเส้นกราฟสีดำแสดงปริมาณความดันของแหล่งกักเก็บ (รูป 67)

เนื่องจากสถานการณ์ที่ 4 เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ 1 พบว่าสามารถกักเก็บ CO₂ ได้เพิ่มขึ้นจากเดิม 2.20 ล้านตันในระยะเวลา 13 เดือน เปลี่ยนเป็น 2.28 ล้านตันในระยะเวลา 22 เดือน โดยที่ความดันยังคงไม่เปลี่ยนแปลงเกินค่าที่กำหนด

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของสถานการณ์ที่ 4

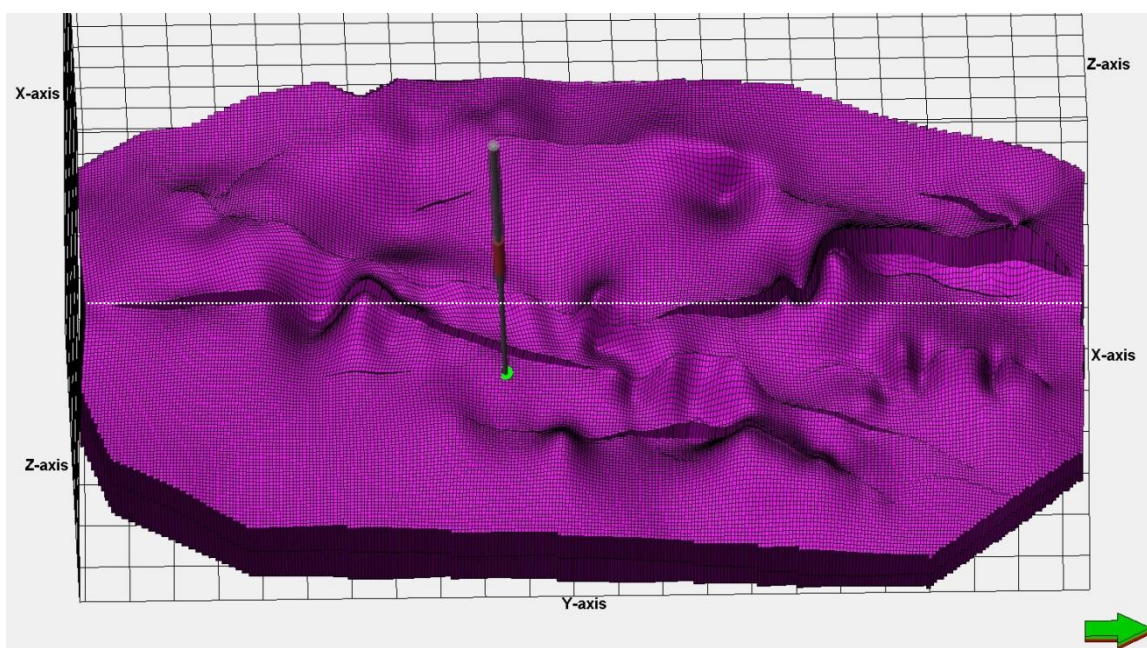
พบว่าการลดปริมาณการอัดลงทำให้ไม่เกิดการกระจุกตัวของ CO₂ บริเวณรอยเลื่อนทางทิศใต้ของแบบจำลอง ทั้งนี้เป็นการลดพื้นที่เสี่ยงได้

สถานการณ์ที่ 5 ผลการกระจายตัวของอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM (ตะวันออก)

สถานการณ์ที่ 5 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLM1 (ตะวันออก) ซึ่งเป็นการจำลองการอัดในโครงสร้างแหล่งกักเก็บเดียวกันกับ สถานการณ์ที่ 2 ซึ่งแตกต่างกันในส่วนองปริมาณในการอัดต่อเดือน

ตาราง 18 เงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 5

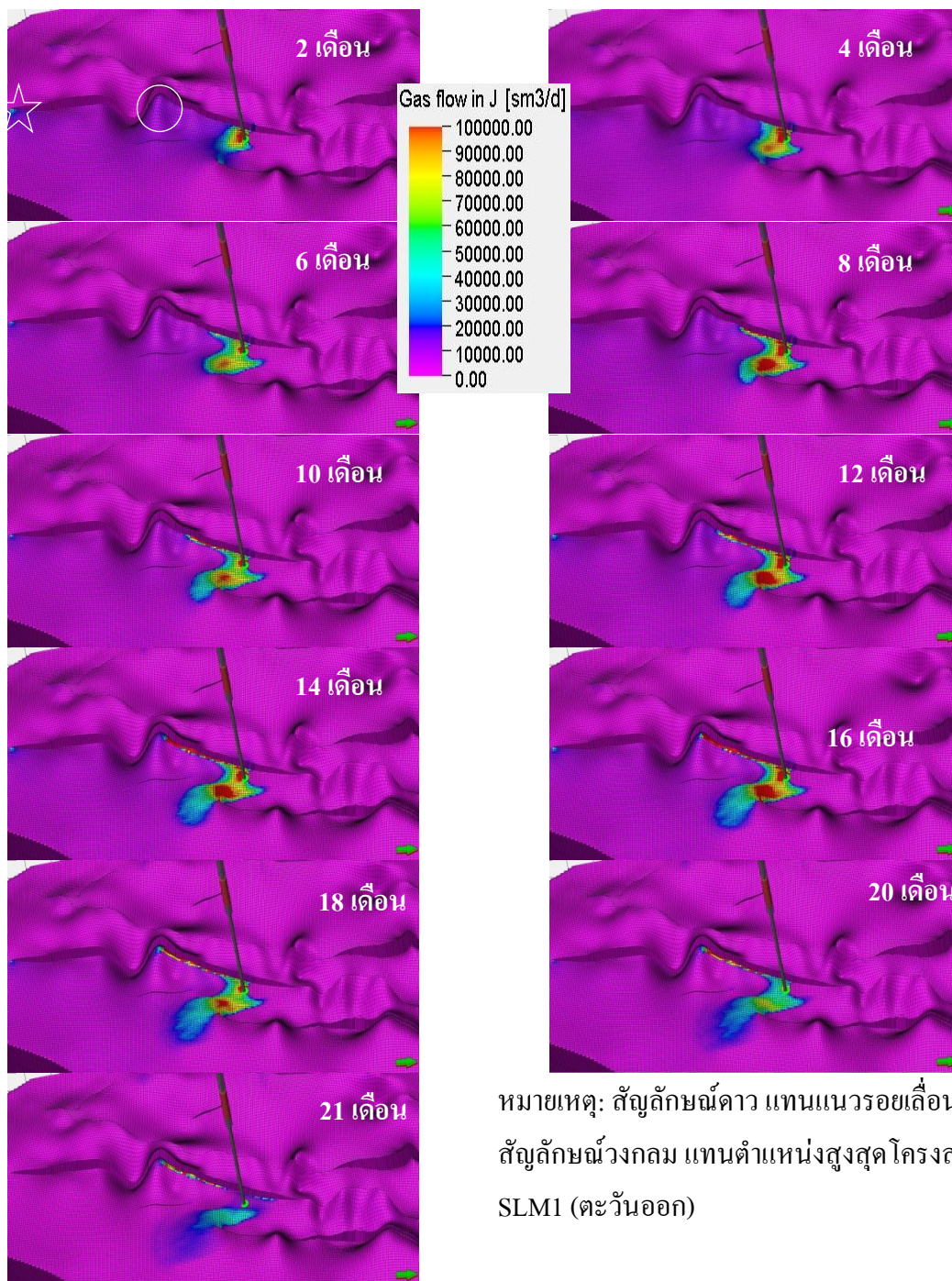
หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
D	ตาราง 11	เริ่มอัด 2015	180	230



รูป 68 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLM1 (ตะวันออก)

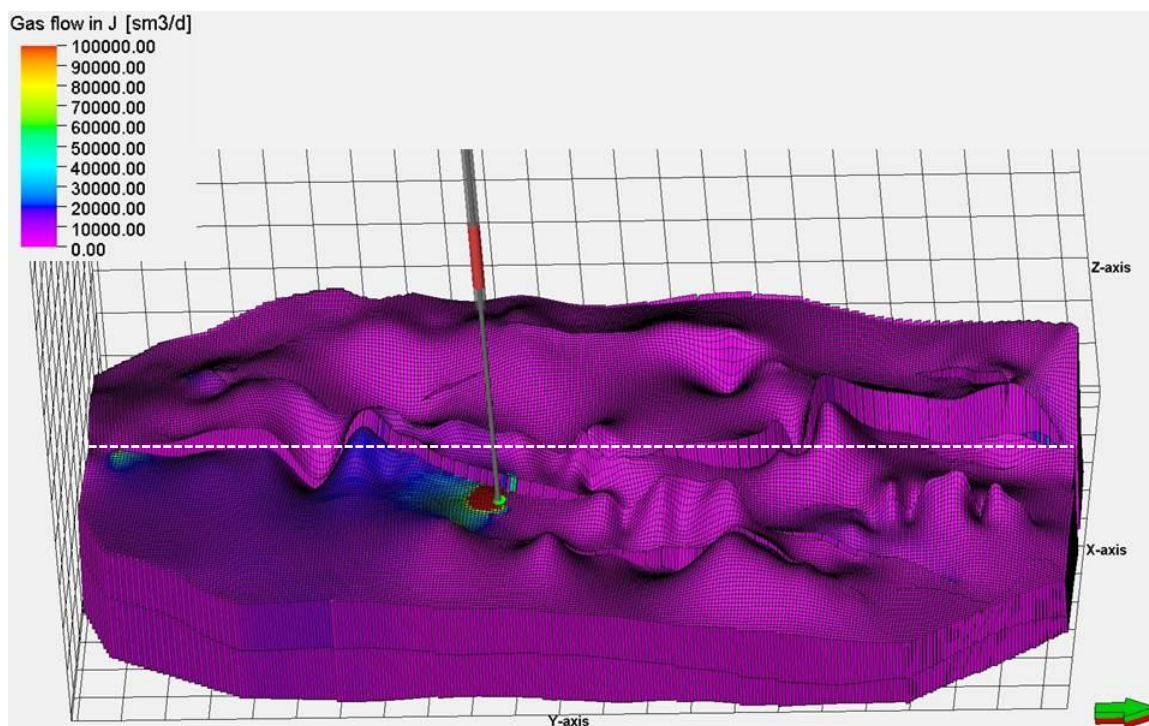
หมายเหตุ: เส้นประในรูป 68 ถึง 71 แสดงแนวรอยเลื่อน

ผลการกระจายตัวของ CO₂ ตามระยะเวลาภายใต้เงื่อนไขการอัด CO₂ ตาราง 11 แสดงดังรูป 69

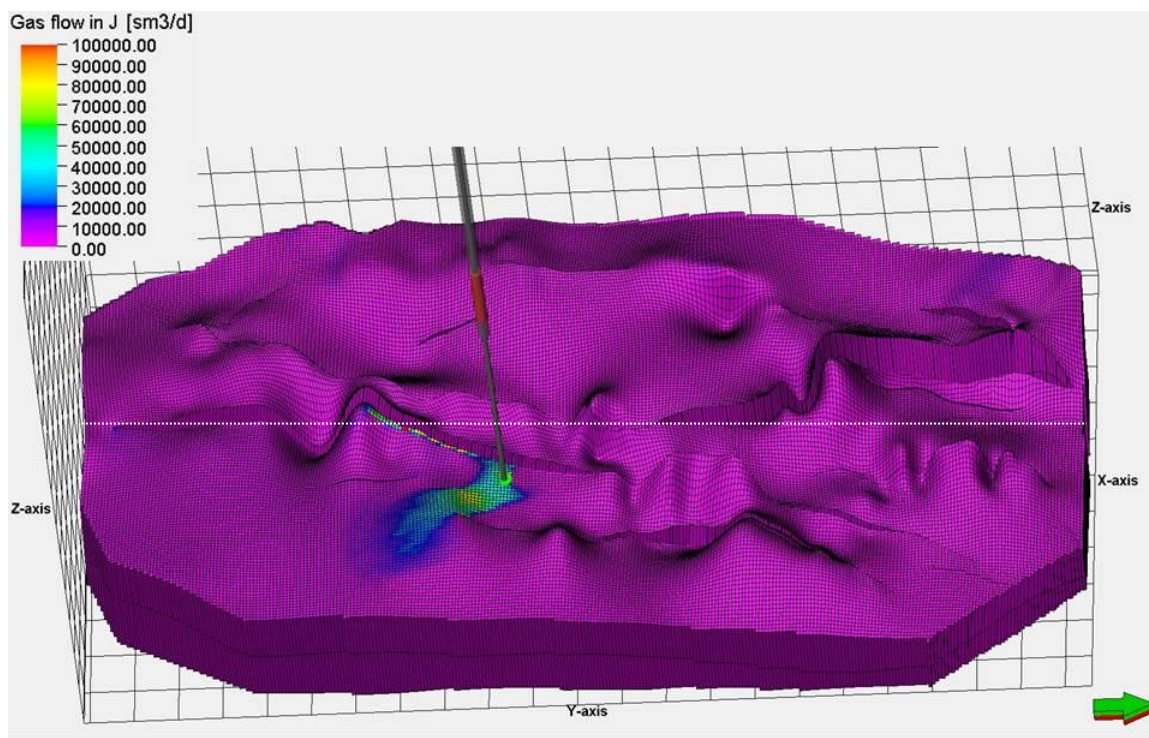


รูป 69 การกระจายตัวของ CO₂ ตามเงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 5

ผลการอัด CO_2 ในสถานการณ์ที่ 5 การกระจายตัวจะเปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ 2 เนื่องจากใช้โครงสร้างแหล่งกักเก็บเหมือนกันคือ SLM1 (ตะวันออก) เมื่อกำหนดการอัดในระยะเริ่มต้นช่วงเดือนที่ 1 ถึง เดือนที่ 4 CO_2 มีการกระจายจากบริเวณหลุมอัด และเมื่อทำการอัดในระยะเวลาเพิ่มขึ้น พบว่า CO_2 จะเคลื่อนที่ไปในบริเวณแนวรอยเลื่อน ทางทิศใต้ของแบบจำลอง แต่ไม่สามารถซึมผ่านรอยเลื่อนไปอีกฝั่งพื้นที่หนึ่งได้ เนื่องจากได้กำหนดให้รอยเลื่อนดังกล่าวเป็นรอยเลื่อนปิดกั้น แต่ด้วยปัจจัยของความพรุน และความถ่วงจำเพาะของ CO_2 ทำให้พบการกระจายตัวของ CO_2 ในแนวของรอยเลื่อน เนื่องจากบริเวณใกล้เคียงหลุมอัด ในตำแหน่งอื่นๆเป็นที่ราบ บริเวณรอยเลื่อนตัดผ่านนั้นเกิดการโค้งเป็นเนินทำให้ CO_2 ลอยตัวและกระจายตัวไปในบริเวณดังกล่าว ซึ่งแสดงผลการอัดในโครงสร้างแบบจำลองดังรูป 70 และ 71



รูป 70 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 1 เดือน



รูป 71 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 21 เดือน

ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

กราฟรูป 71 เป็นความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดเส้นกราฟสีเทาและการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ เส้นกราฟสีดำ

สามารถแบ่งกราฟออกเป็น 2 ช่วงคือ ช่วงเดือนที่ 1 ถึง เดือนที่ 20 กราฟความดันมีการเพิ่มขึ้นตามปริมาณการอัด CO_2 คือ ความชันของกราฟมีการเพิ่มขึ้นเมื่ออัด CO_2 ในปริมาณที่มาก และมีการลดความชันของเส้นกราฟความดันลง เมื่อปรับลดอัตราการอัด CO_2 ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับโครงสร้างแหล่งกักเก็บเดียวกัน นั่นคือจะตรงกับสถานการณ์ที่ 2 พบว่ากราฟความชันของสถานการณ์ที่ 2 มีความชันมากกว่า ความชันของกราฟในสถานการณ์ที่ 5

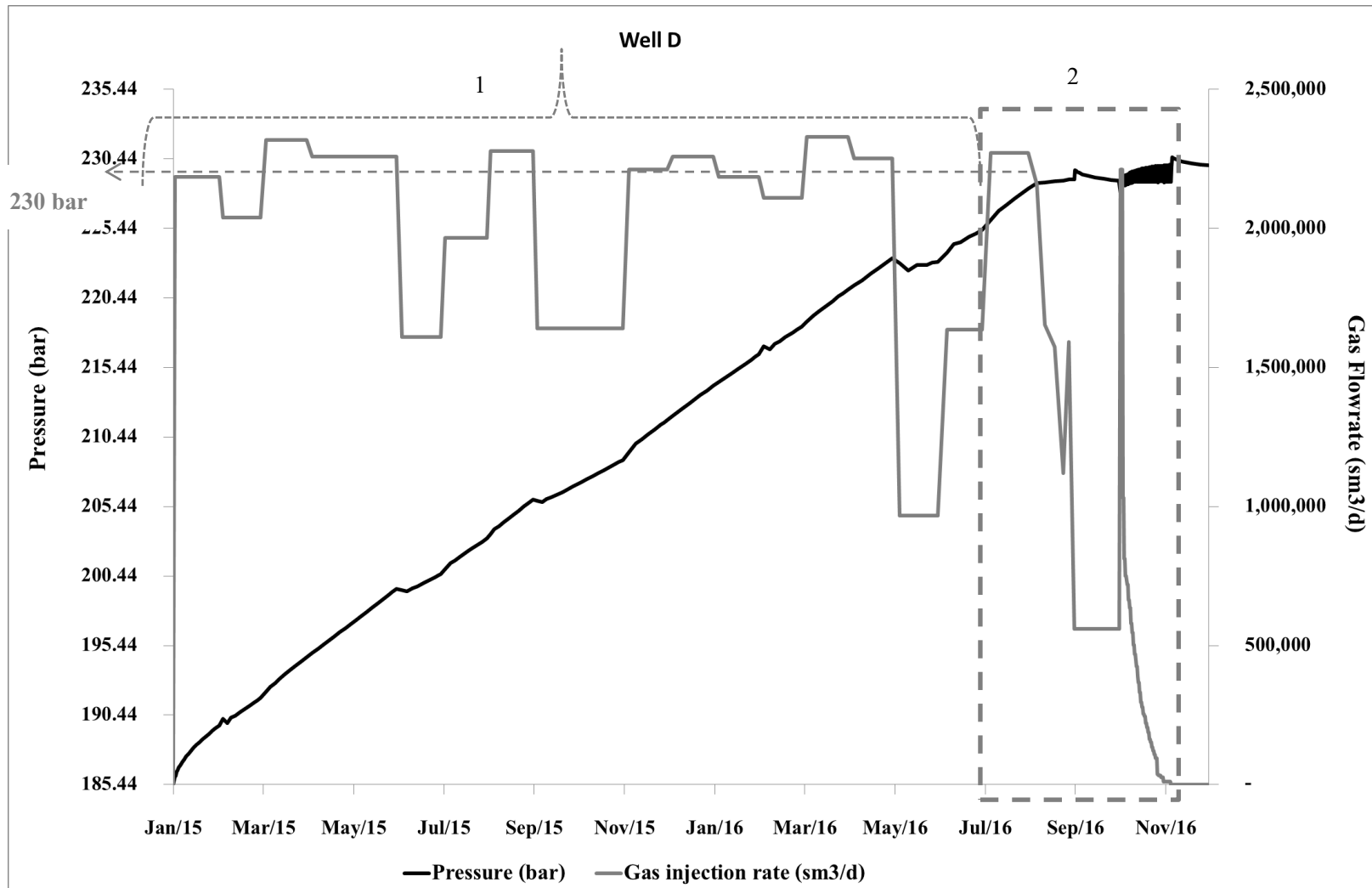
การเปลี่ยนแปลงความดัน แสดงดังรูป 72 แบ่งออกเป็น 2 ช่วง ใกล้เคียงกับสถานการณ์ที่ 2 (รูป 54) เพราะ คุณสมบัติของแหล่งกักเก็บเหมือนกัน แต่แตกต่างกันตรงปริมาณการอัด CO_2 ทำให้ค่าความดันมีการเปลี่ยนแปลงช้ากว่าสถานการณ์ที่ 2 ซึ่งจะเห็นผลชัดเจนในเรื่องของปริมาณที่จะกักเก็บ CO_2 สะสม แสดงดังรูป 73

พบว่าสถานการณ์ที่ 4 เป็นการวางแผนการอัด CO_2 ด้วยปริมาณการอัดที่ลดลงจากในสถานการณ์ที่ 1 – 3 ทำให้การเปลี่ยนแปลงของความดันที่เกิดจากปริมาณการอัดมีการเปลี่ยนแปลงคือแบ่งกราฟออกเป็น 2 ช่วงได้เหมือนกัน คือ อัด CO_2 แล้วทำให้ความดันเพิ่มขึ้น และเมื่อความดันเพิ่มถึงค่าที่กำหนดไว้ ความดันจะเป็นตัวควบคุมปริมาณการอัด CO_2 ให้ลดลงดังนี้

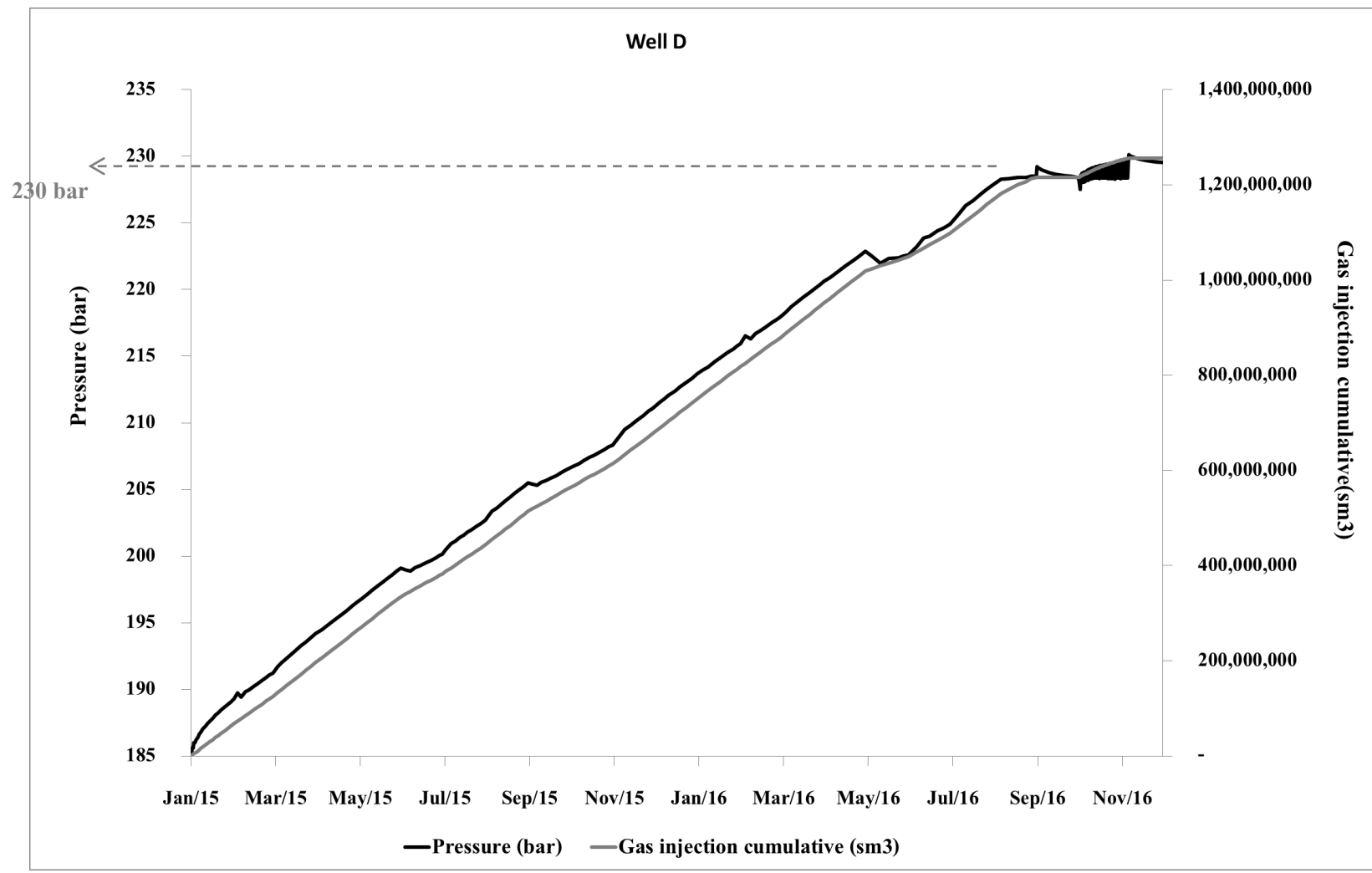
ช่วงที่ 1 อัด CO_2 ทำให้ความดันเพิ่มขึ้น

จากการวางแผนการอัดตาราง 11 พบว่า ในเดือนที่ 1 ถึง 19 สามารถอัด CO_2 ได้ตามเงื่อนไขที่กำหนด โดยในระหว่างเดือนที่ 1 – 19 มีการปรับลดและเพิ่มการอัด ซึ่งจะเห็นความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงความดัน จนกระทั่งกราฟความดันเพิ่มถึง 230 บาร์ จะเข้าสู่ช่วงที่ 2

ช่วงที่ 2 ความดันควบคุมปริมาณการอัด CO_2 โดยในส่วนนี้จะลดอัตราการอัด CO_2 ลงเรื่อยๆจนกระทั่งหยุดการอัดเพื่อรักษาความดันของแหล่งกักเก็บ 01/12/2016



รูป 72 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO₂ และความดันของสถานการณ์ที่ 5



รูป 73 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 5

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLM1 (ตะวันออก)

1. การกระจายตัวและการสะสมตัวของ CO₂

จากรูป 68 แสดงผลการกระจายตัวในแต่ละเดือนพบว่า CO₂ มีการกระจายใกล้เคียงกับสถานการณ์ที่ 2 แต่จะเห็นการกระจายตัวเคลื่อนที่ได้ช้ากว่า เนื่องจากในสถานการณ์ที่ 5 อัตราการอัดมีค่าน้อยกว่า แต่ CO₂ ยังมีทิศทางกระจายตัวไปยังบริเวณรอยเลื่อนทางทิศใต้ของแบบจำลอง แสดงโดยตำแหน่งดาว และวงกลม ในรูป 69

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้

กราฟความสัมพันธ์ระหว่าง ความดันในแหล่งกักเก็บกับปริมาณ CO₂ สะสม โดยเส้นกราฟสีดำแสดงปริมาณความดันของแหล่งกักเก็บและเส้นกราฟสีเทาแสดงปริมาณการอัด CO₂ สะสมดังรูป 72

ผลจากการอัด CO₂ ใน โครงสร้าง SLM1(ตะวันออก) พบว่าความดันในแหล่งกักเก็บเพิ่มขึ้นช้ากว่าสถานการณ์ที่ 2 เนื่องจากกราฟความดันเพิ่มสูงขึ้นถึงความดันที่กำหนดไว้ใช้ระยะเวลา 21 เดือน สามารถกักเก็บได้ประมาณ 2.23 ล้านตัน แต่ถ้าเปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ 4 ซึ่งใช้ปริมาณการอัด CO₂ เท่ากันพบว่า สถานการณ์ที่ 5 มีการเพิ่มขึ้นของกราฟความดันสูงกว่า และสามารถกักเก็บ CO₂ ได้น้อยกว่า เพราะ สถานการณ์ที่ 4 สามารถกักเก็บ CO₂ ได้ 2.28 ล้านตัน แต่สถานการณ์ที่ 5 กักเก็บได้ 2.23 ล้านตัน ซึ่งแตกต่างกันประมาณ 0.05 ล้านตัน สาเหตุเกิดมาจากค่าความพรุน และรอยเลื่อนในพื้นที่แหล่งกักเก็บ จากความพรุนรูป 31 และ แนวรอยเลื่อนรูป 29 พบว่าโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLM1 ฝั่งตะวันตกมีคุณสมบัติเป็นแหล่งกักเก็บที่ดีกว่าเปรียบเทียบจากพารามิเตอร์ของทั้งสองตัวดังกล่าว

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM2

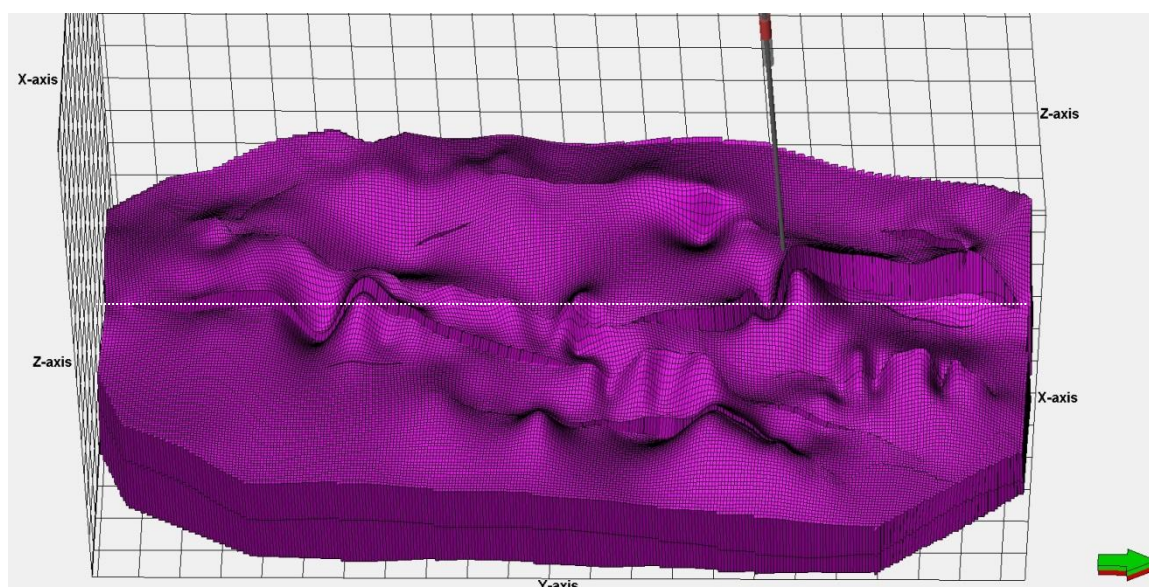
พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของสถานการณ์ที่ 5 จะอยู่บริเวณตอนปลายของรอยเลื่อนทางทิศใต้ ซึ่งเกิดขึ้นในเดือนที่ 1 ถึง เดือนที่ 16 ซึ่งเมื่อลดอัตราการอัดลงในเดือนที่ 17 พบว่าไม่เกิดการกระจุกตัวในบริเวณดังกล่าว

สถานการณ์ที่ 6 ผลการกระจายตัวของอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLM2

สถานการณ์ที่ 6 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLM1 ฝั่งตะวันตก เหมือนสถานการณ์ที่ 3 แต่เปลี่ยนแปลงเงื่อนไขอัตราการอัด CO₂

ตาราง 19 เงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 6

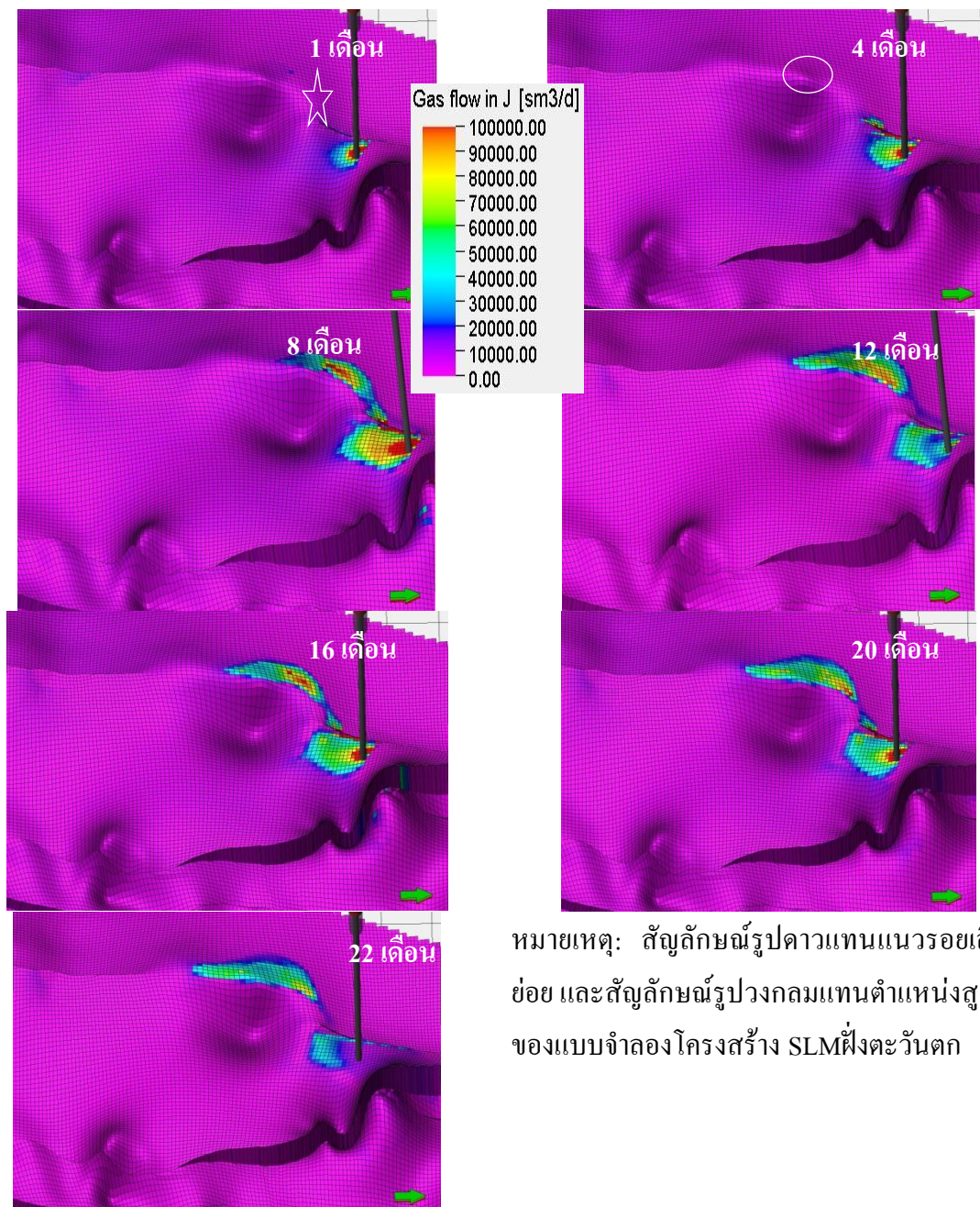
หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
E	ตาราง 11	เริ่มอัด 2015	180	230



รูป 74 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLM1(ตะวันตก)

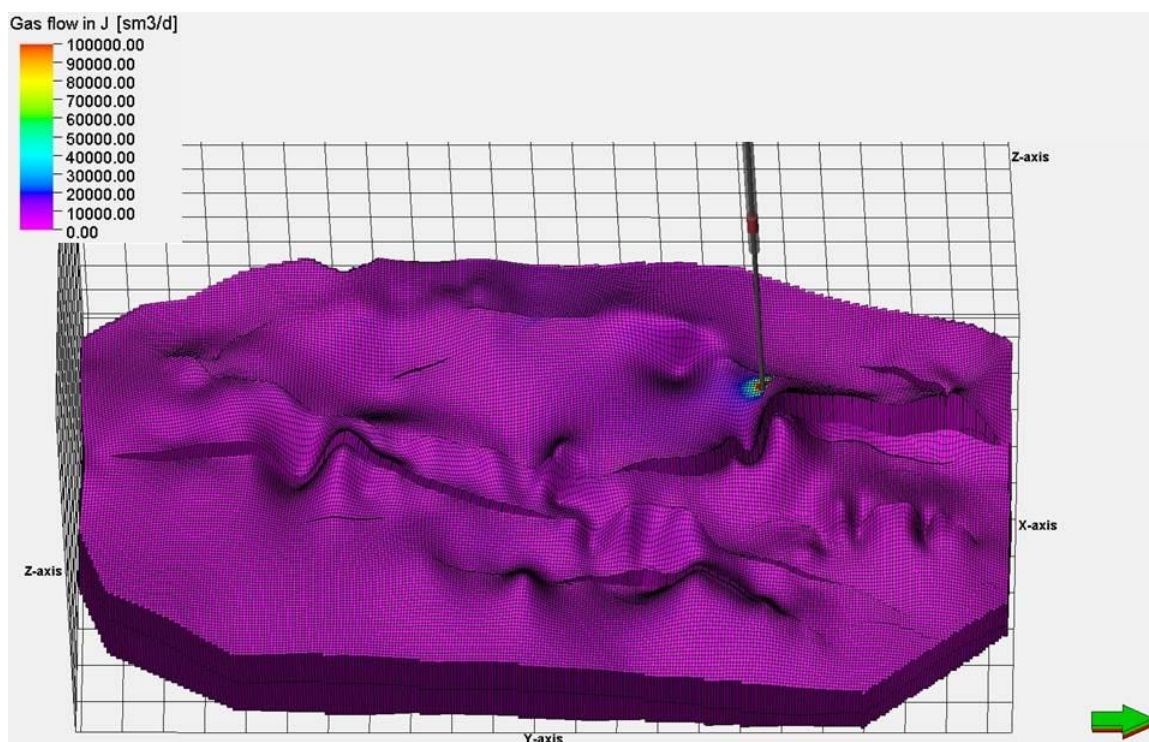
หมายเหตุ: เส้นประแสดงแนวรอยเลื่อน

แสดงผลการกระจายตัวของ CO₂ ตามระยะเวลาการอัด ดังรูป 75

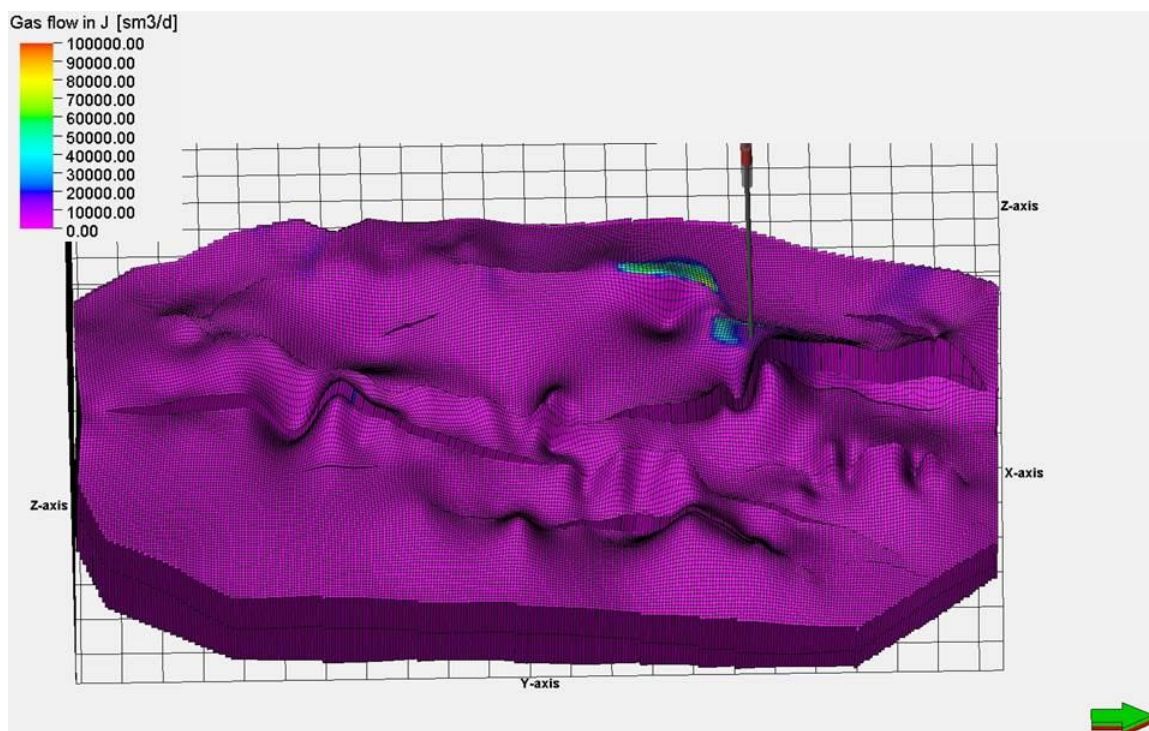


รูป 75 การกระจายตัวของ CO₂ ตามเงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 6

ผลการอัด CO_2 ในแหล่งกักเก็บ SLM2 ในสถานการณ์ที่ 6 การกระจายตัวจะเปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ 3 พบว่าในสถานการณ์ที่ 6 กำหนดการอัดโดยใช้ค่า การอัด คิดเป็น 50 % จากปริมาณที่ดักจับได้ แต่ในสถานการณ์ที่ 3 ใช้ปริมาณการอัด 100 % ด้วยความแตกต่างของปริมาณการอัด CO_2 ทำให้เห็นการกระจายตัวของ CO_2 ไม่เห็นการเปลี่ยนแปลงมากนัก แต่ยังคงมีทิศทางการกระจายตัวไปในทิศทางเดียวกับสถานการณ์ที่ 3 แสดงผลการอัดใน โครงสร้างแบบจำลองดังรูป 76 ถึง 77



รูป 76 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 1 เดือน



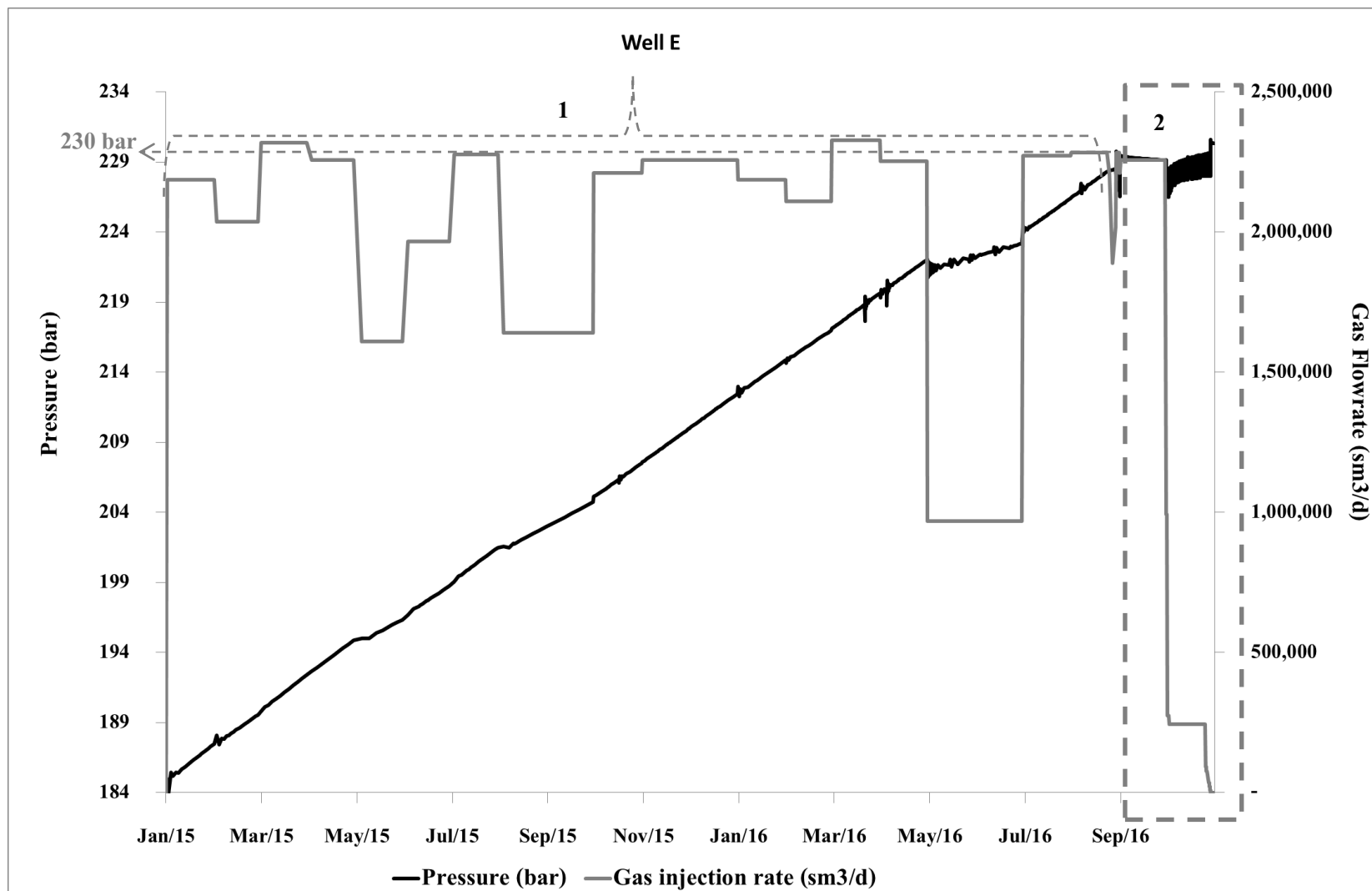
รูป 77 การกระจายตัวของ CO₂ หลังการอัด 22 เดือน

ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

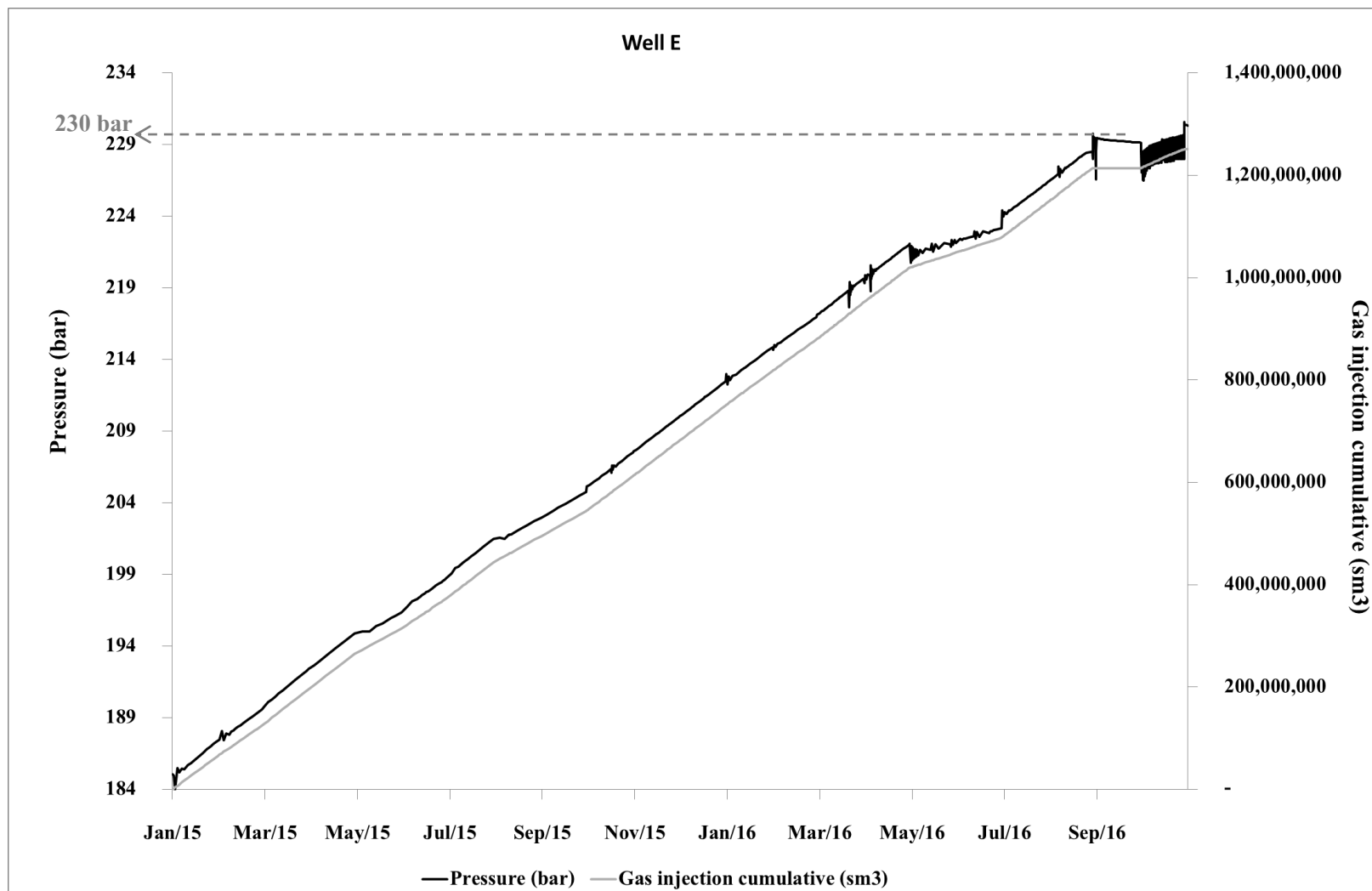
การเปลี่ยนแปลงความดันภายในแหล่งกักเก็บของสถานการณ์ที่ 6 เป็นการวางแผนทดลองการอัด CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะในปี 2015 – 2017

กราฟรูป 78 เป็นความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัด CO₂ และการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ โดยเส้นสีเทาแสดงอัตราการอัด CO₂ และเส้นกราฟสีดำแสดงความดันของแหล่งกักเก็บ

สามารถแบ่งกราฟออกเป็น 2 ช่วงคือ ช่วงเดือนที่ 1 – 21 เป็นช่วงที่สามารถอัด CO₂ ในช่วงที่อัด CO₂ ได้ตามเงื่อนไขการอัดในตาราง 11 แต่เมื่อความดันเพิ่มขึ้นเข้าใกล้ 230 บาร์ จะเข้าสู่ช่วงที่ 2 คือช่วงที่รักษาความดันของแหล่งกักเก็บให้มีค่าไม่เกิน 230 บาร์ ซึ่งทำให้ต้องปรับลดอัตราการอัด CO₂ ลง ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ 3 พบว่าเส้นกราฟความดันของทั้ง 2 สถานการณ์มีความแตกต่างกันค่อนข้างเห็นได้ชัดในเรื่องความชันและการแกว่งของเส้นกราฟบ้างช่วง ซึ่งเป็นช่วงที่มีการเปลี่ยนแปลงปริมาณการอัด



รูป 78 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างการอัด CO₂ และความดันของสถานการณที่ 6



รูป 79 กราฟแสดงปริมาณการอัด CO₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ ของสถานการณ์ที่ 6

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLM2

1. การกระจายตัวและการสะสมตัวของ CO₂

จากรูป 75 แสดงผลการกระจายตัวในแต่ละเดือนพบว่า CO₂ มีการกระจายใกล้เคียงกับสถานการณ์ที่ 3 แต่เนื่องจาก อัตราการอัดมีค่าน้อยกว่าและการเปลี่ยนแปลงความดันที่น้อยกว่า ทำให้พฤติกรรมของ CO₂ แพร่กระจายได้ช้าลง แต่ยังคงมีทิศทางของการกระจายตัวซึมผ่านรอยเลื่อน ซึ่งจะเห็นได้ชัดจากรูป 75 ตั้งแต่เริ่มอัดในเดือนที่ 1 ทั้งนี้พบว่าในสถานการณ์ที่ 6 CO₂ มีการเคลื่อนที่เป็นกลุ่มอย่างเห็นได้ชัด โดยจะเคลื่อนที่ไปยังตำแหน่งที่อยู่สูงสุดของโครงสร้างซึ่งแสดงด้วยสัญลักษณ์ดาวและวงกลม ในรูป 75

ด้วยปริมาณการอัด CO₂ ที่มีค่าน้อยกว่าสถานการณ์ที่ 3 ทำให้มีระยะเวลาในการอัด CO₂ เพิ่มขึ้นเนื่องจากเส้นกราฟความชันของความดันมีการเพิ่มขึ้นช้าลง ส่งผลให้สามารถกักเก็บ CO₂ ได้ 2.30 ล้านตัน

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้

กราฟความสัมพันธ์ระหว่าง ความดันในแหล่งกักเก็บเส้นสีดำกับปริมาณ CO₂ สะสม เส้นสีเทาแสดงดังรูป 79 ผลจากการอัด CO₂ ในโครงสร้าง SLM2 ในสถานการณ์ที่ 6 พบว่าสามารถกักเก็บ CO₂ ได้ปริมาณรวม 2.30 ล้านตัน ในระยะเวลา 22 เดือน

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLM

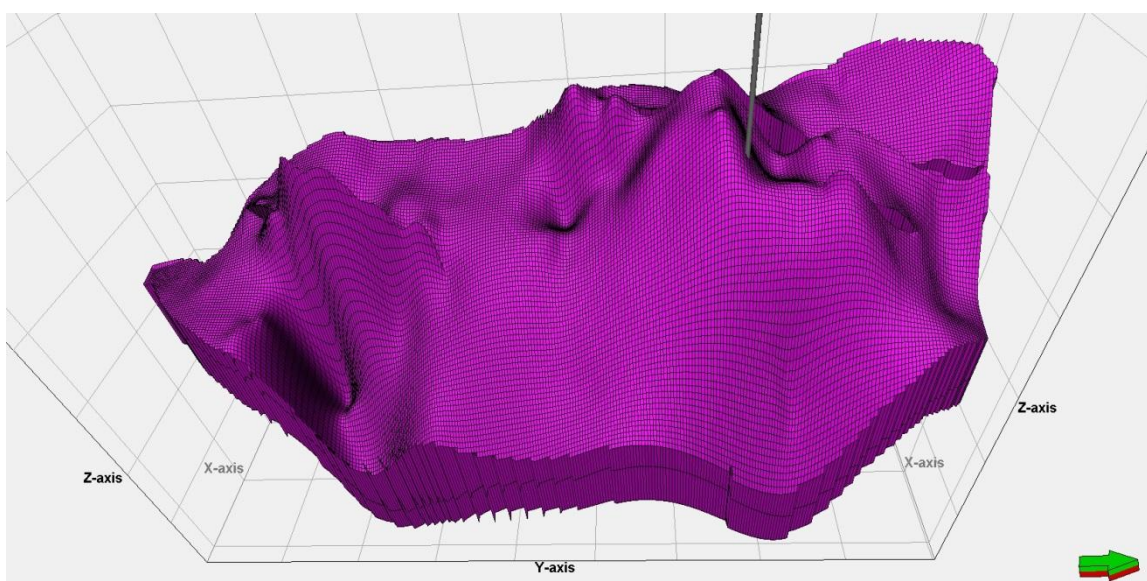
พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของสถานการณ์ที่ 6 ไม่พบพื้นที่เสี่ยงแต่คงต้องสังเกตจากกราฟความดันถ้ามีการลดลงอย่างรวดเร็วให้ตั้งสมมติฐานว่ามีการรั่วไหลของ CO₂ เกิดขึ้นหรือไม่

สถานการณ์ที่ 7 ผลการกระจายตัวของอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLO

สถานการณ์ที่ 7 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLO

ตาราง 20 เงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 7

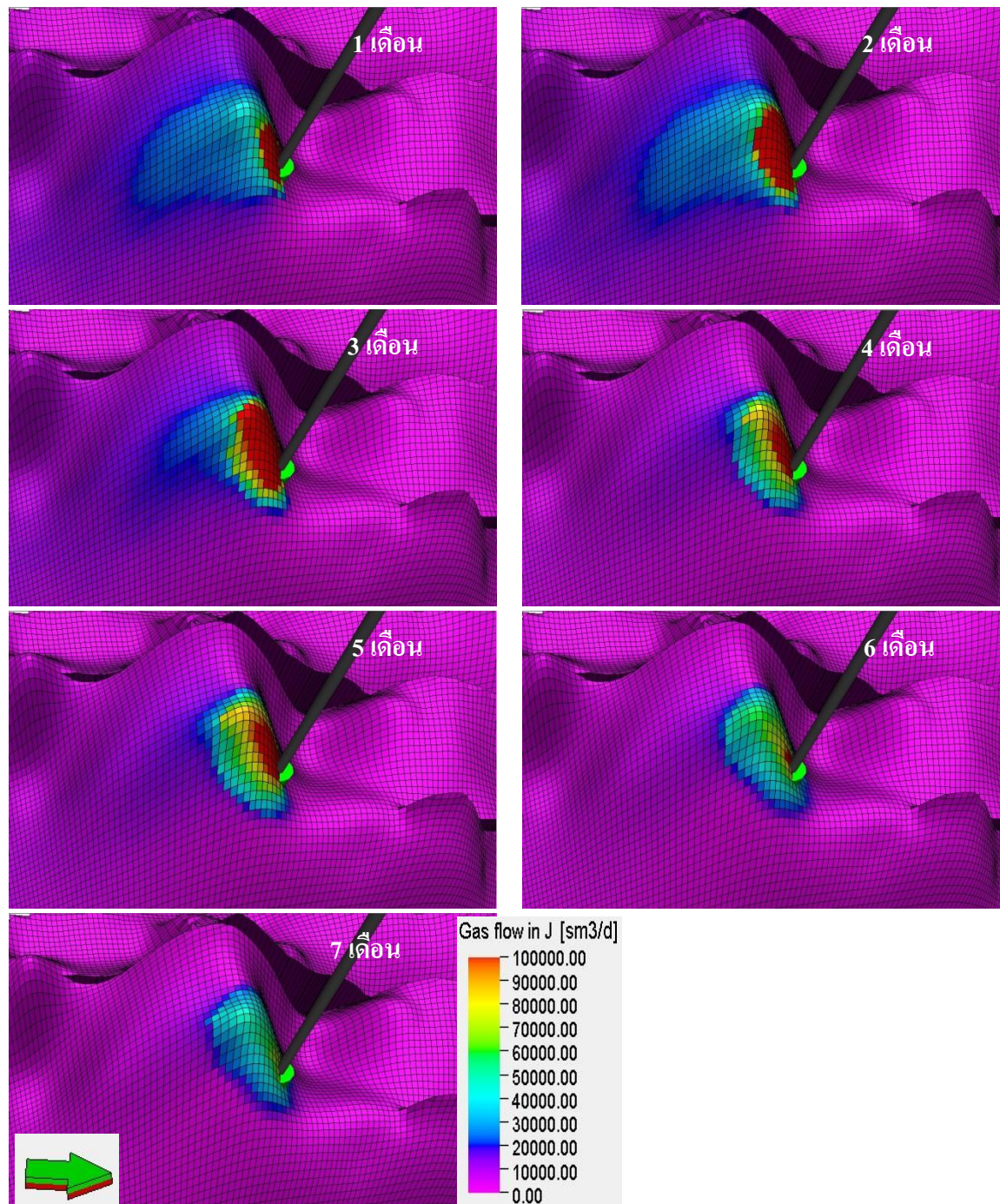
หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
A	ตาราง 10	เริ่มอัด 2017	180	230



รูป 80 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLO

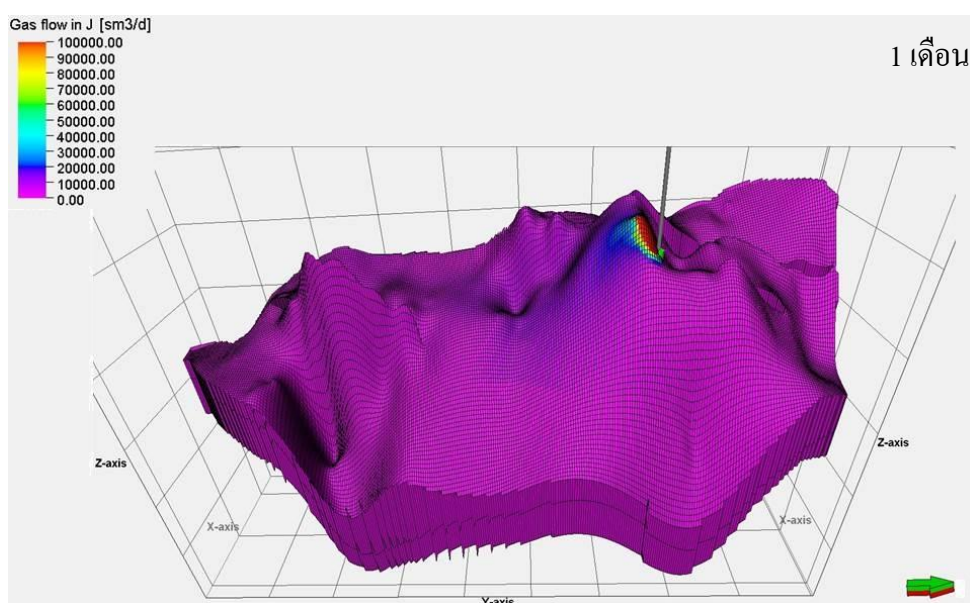
ผลการกระจายตัวของ CO₂ ตามระยะเวลาภายใต้เงื่อนไขการอัด CO₂ ตาราง 10 แสดงดังรูป

81

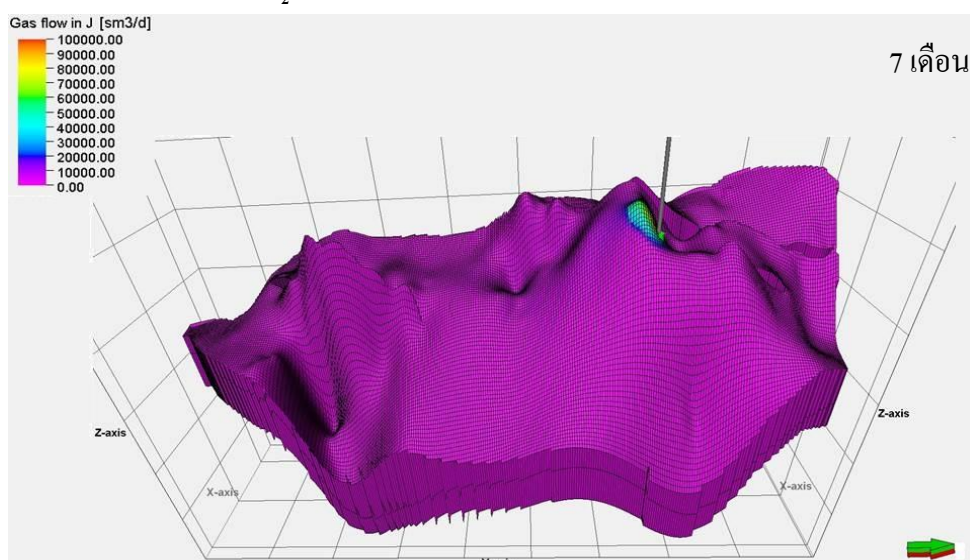


รูป 81 ภาพรวมการกระจายตัวของ CO₂

สถานการณ์ที่ 7 เป็นการจำลองผลจากการอัด CO_2 ในแหล่งกักเก็บ SLO ซึ่งต่างโครงสร้างจาก สถานการณ์ที่ 1 – 6 โดยที่โครงสร้าง SLO จะอยู่ในระดับความลึกที่มากกว่า ทั้งนี้ในการจำลองสถานการณ์ที่ 7 พบว่า มีความสัมพันธ์ของการกระจายตัวของ CO_2 ไปความพรุน (รูป 37 บทที่ 4 หัวข้อย่อยที่ 4.1.4 ผลการสังเคราะห์ข้อมูล) โดยเป็นการวางแผนทดลองการอัด CO_2 เริ่มต้นในปี 2017 แสดงผลการเปรียบเทียบตามระยะเวลาการอัด CO_2 ดังรูป 82 ถึง รูป 83



รูป 82 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 1 เดือน



รูป 83 การกระจายตัวของ CO_2 หลังอัด 7 เดือน

ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

การเปลี่ยนแปลงความดันภายในแหล่งกักเก็บของสถานการณ์ที่ 7 เกิดจากการวางแผนทดลองการอัด CO₂ เริ่มต้นในวันที่ 01/01/2017 พบว่า

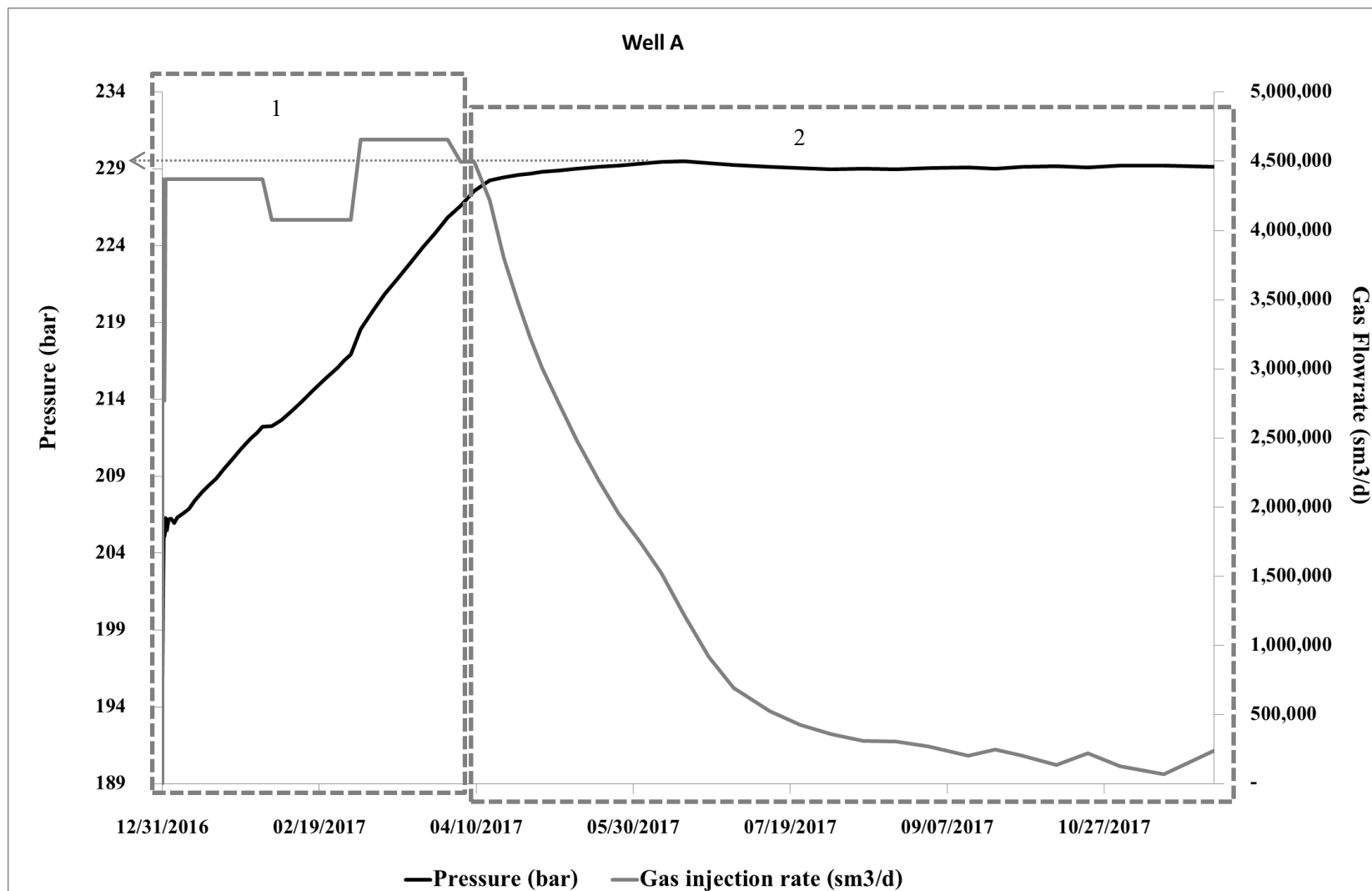
จากรูป 83 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดันของหลุมอัด CO₂ และ ระยะเวลาการอัด CO₂ โดยที่เส้นกราฟ สีเทา คือ อัตราการอัด CO₂ และสีดำคือความดันในแหล่งกักเก็บ

สามารถแบ่งการเปลี่ยนแปลงของกราฟความดันออกเป็น 2 ช่วง

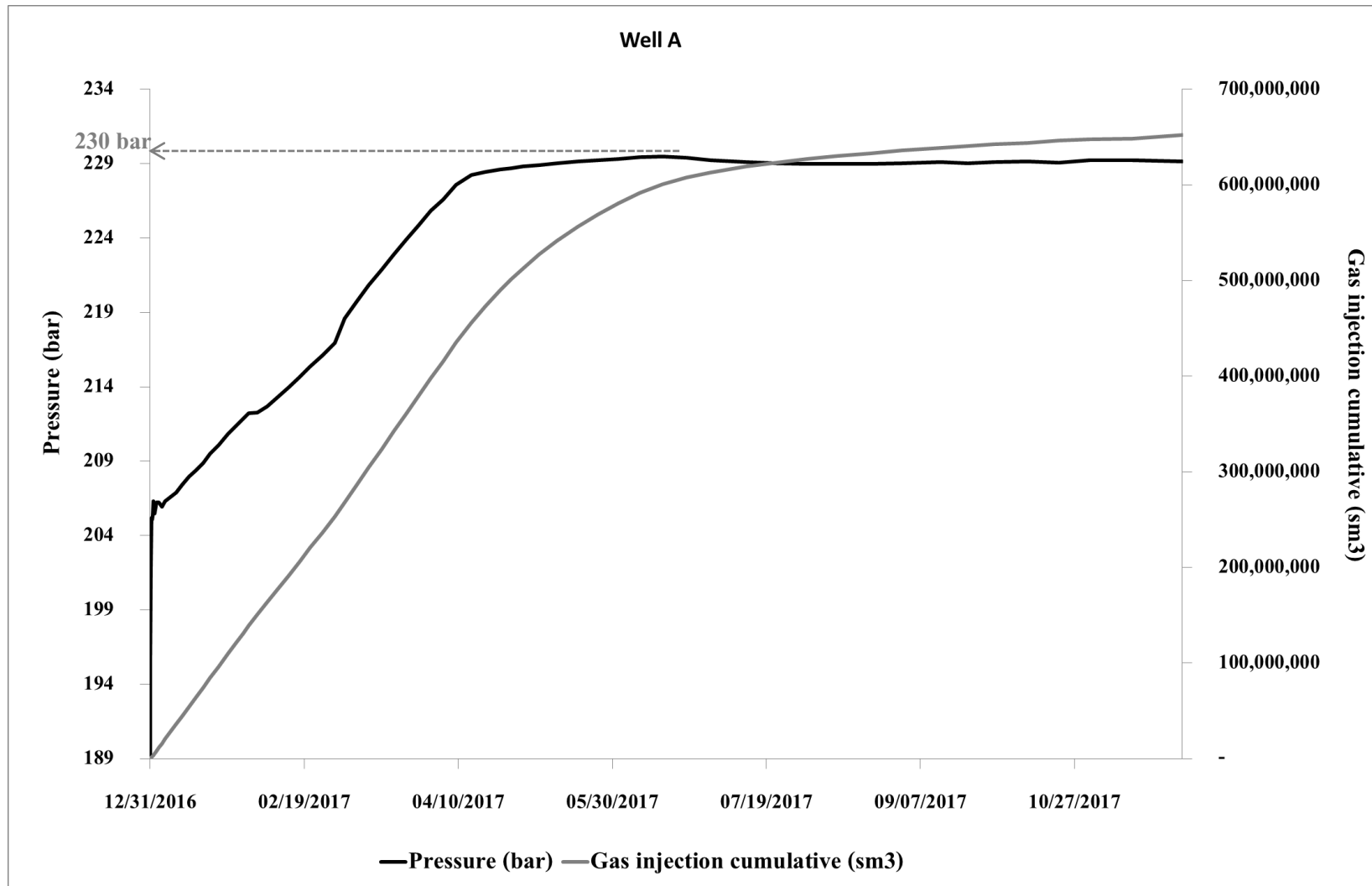
ช่วงที่ 1 อัตราการอัด CO₂ ทำให้ความดันแหล่งกักเก็บเปลี่ยนแปลง

ช่วงที่ 1 เกิดจากการกำหนดเงื่อนไขในตาราง 10 เริ่มต้นจากการอัดในวันที่ 31/12/2016 พบว่าความดันของแหล่งกักเก็บมีการเพิ่มขึ้นจาก 180 บาร์ ถึงประมาณ 210 บาร์ และมีการลดลงของความดันเนื่องมาจากอัตราการอัด CO₂ ในเดือนที่ 2 มีการปรับลดอัตราการอัดลดลง ต่อมาเมื่อทำการอัดต่อเนื่องพบว่าความดันของแหล่งกักเก็บมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจนเข้าใกล้ 230 บาร์ ทำให้อัตราการอัด CO₂ เข้าสู่ช่วงที่ 2

ช่วงที่ 2 ความดันควบคุมอัตราการอัด CO₂ เป็นช่วงที่อัตราการอัดลดลงเรื่อยๆจนหยุดการอัด เพื่อรักษาความดันของแหล่งกักเก็บให้มีค่าไม่เกิน 230 บาร์



รูป 84 ความสัมพันธ์ของอัตราการอัด CO₂ ต่อวันในแต่ละเดือน และความดันในแหล่งกักเก็บ SLO



รูป 85 ความสัมพันธ์ของปริมาณ CO₂ สะสมรวมและความดันในหลุมภายในแหล่งกักเก็บ SLO

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLO

1. การกระจายตัวและการสะสมตัวของ CO₂

ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในการจำลองสถานการณ์อยู่บริเวณด้านล่างของโครงสร้างประทุน คำว่า เมื่ออัด CO₂ จะเห็นแถบสีกระจายขึ้นไปยังตำแหน่งไล่ระดับจากตำแหน่งที่อัด ซึมผ่านไปด้านบน และกระจายลงด้านล่างของโครงสร้างประทุน ทั้งนี้จากรูป 82 พบว่า CO₂ จะแพร่กระจายตัวในบริเวณใกล้เคียงกับหลุมอัดและกระจายตัวตามค่าความพรุน ความซึมผ่านของโครงสร้าง SLO

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้

จากรูป 84 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดันของแหล่งกักเก็บ และ ระยะเวลาที่กำหนดอัตราการอัด CO₂ โดยที่สีเทา คือ กราฟอัตราการอัดของ CO₂ สะสม และเส้นกราฟสีดำ คือ กราฟแสดงอัตราการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บเนื่องจากการอัดของ CO₂

ผลจากการอัดก๊าซ CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLO พบว่า สามารถกักเก็บก๊าซ CO₂ รวมได้เท่ากับ 1.12 ล้านตัน ในระยะเวลา 7 เดือน ความดันเพิ่มขึ้นถึงความดันสูงสุดที่กำหนดความปลอดภัยของแหล่งกักเก็บไว้ เมื่อเปรียบเทียบกับ สถานการณ์ที่ 1 – 6 ซึ่งอัดในโครงสร้าง SLM ซึ่งอยู่ในระดับความลึกที่ตื้นกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับโครงสร้าง SLO พบว่า โครงสร้าง SLM สามารถกักเก็บ CO₂ ได้มากกว่า ทั้งนี้เกิดมาจากการเปลี่ยนแปลงความดัน ซึ่งเป็นไปตามทฤษฎีของ hydrostatic pressure โดยจะแปรผันตามระดับความลึกคือ เมื่อระดับความลึกเพิ่มขึ้น ค่าความดันจะเพิ่มสูงขึ้นด้วย

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLO

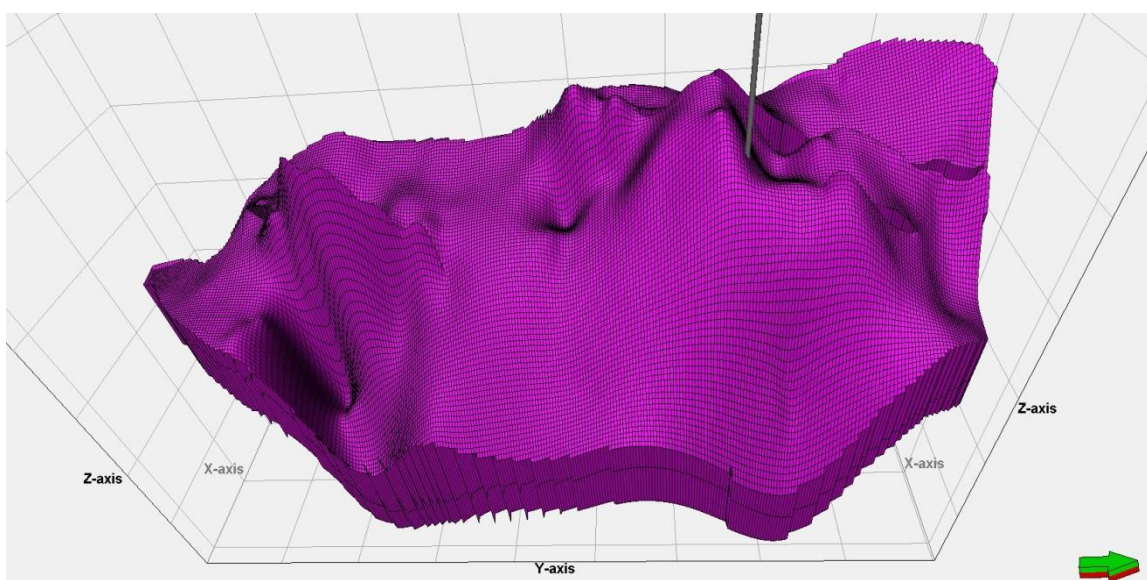
จากรูปหลังทดลองการอัดไม่พบพื้นที่เสี่ยงต่อการรั่วไหล แต่ต้องติดตามการเปลี่ยนแปลงของกราฟความดันให้ค่าไม่สูงเกินความดันควบคุม

สถานการณ์ที่ 8 ผลการกระจายตัวของอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLO

สถานการณ์ที่ 8 เป็นการวางแผนการอัด CO₂ ในโครงสร้างแหล่งกักเก็บ SLO เหมือนสถานการณ์ที่ 3 แต่เปลี่ยนแปลงเงื่อนไขอัตราการอัด CO₂

ตาราง 20 เงื่อนไขทดลองการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 8

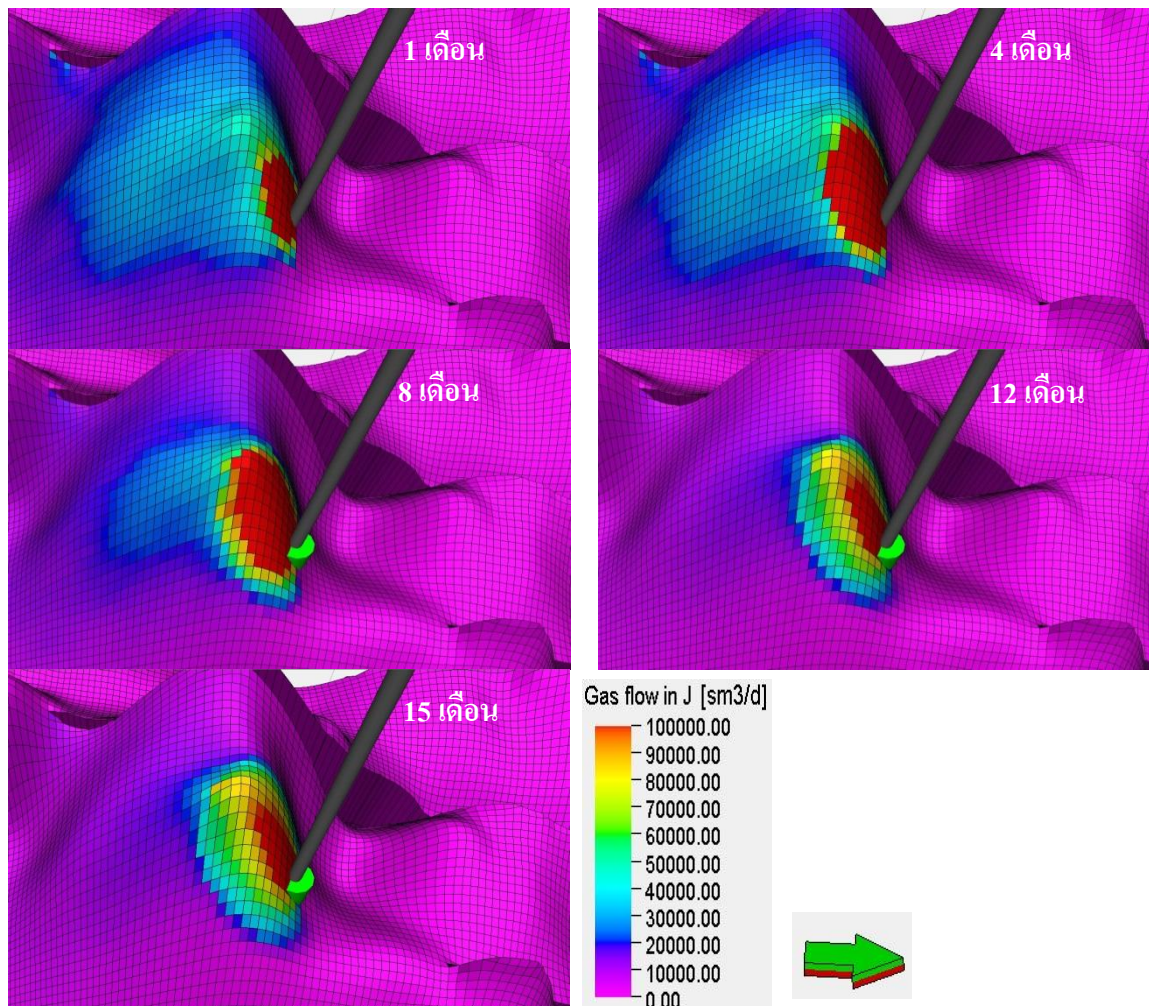
หลุมอัด	อัตราการอัด	ระยะเวลา	ความดันเริ่มต้น (แหล่งกักเก็บ) บาร์	ความดันควบคุม บาร์
E	ตาราง 11	เริ่มอัด 31/12/2016	180	230



รูป 86 ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในแบบจำลอง SLO

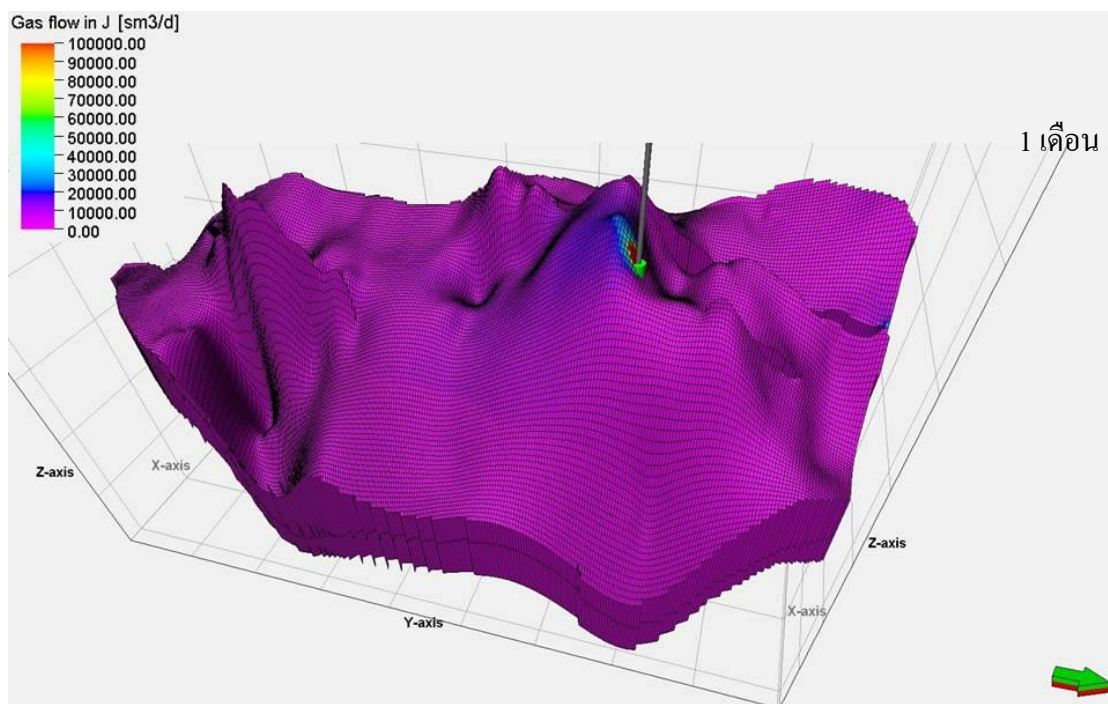
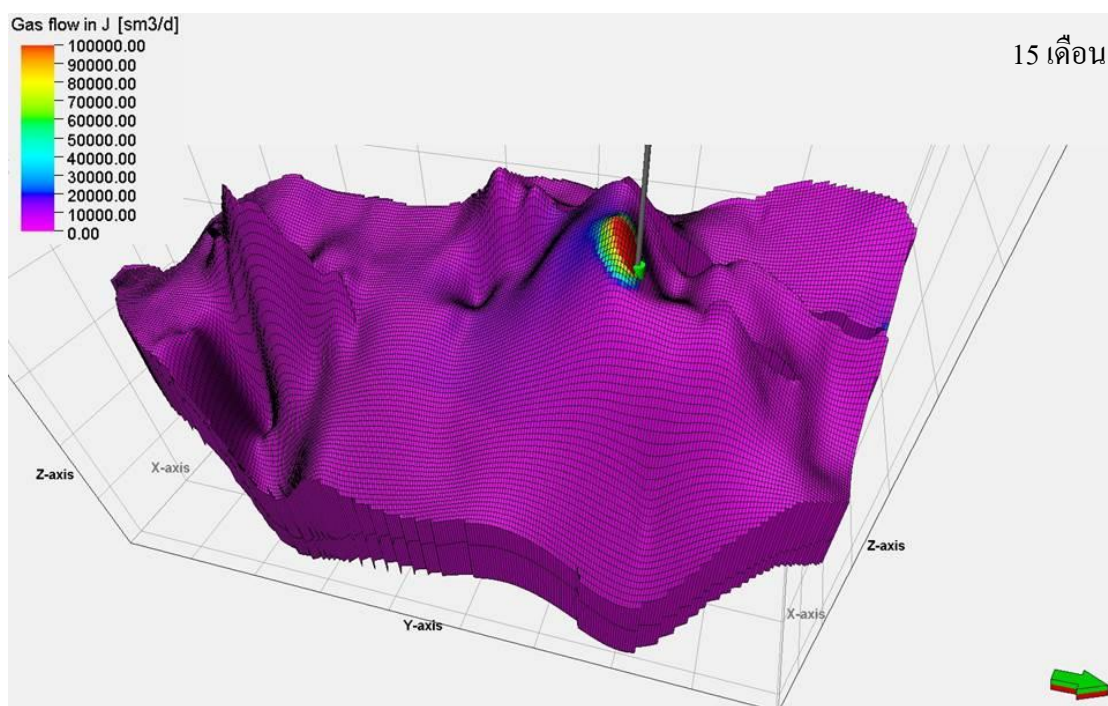
ผลการกระจายตัวของ CO₂ ตามระยะเวลาภายใต้เงื่อนไขการอัด CO₂ ตาราง 11 แสดงดังรูป

87



รูป 87 เปรียบเทียบการกระจายตัวของ CO₂ หลังทดลองการอัด

ผลจากการอัดก๊าซ CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLO จะแสดงผลการกระจายตัวโดยกำหนดให้อัตราการอัดของ ก๊าซ CO₂ ในแต่ละเดือนแตกต่างกัน แสดงผลการอัด ดังแสดงรูป 87 ถึง รูป 89 พบว่า การกระจายตัวของ CO₂ จะเคลื่อนที่พุ่งตัวขึ้นตามระดับความสูงของแบบจำลอง ตามทฤษฎีของความพรุน และความถ่วงจำเพาะของของไหลในแหล่งกักเก็บ ซึ่ง CO₂ มีความถ่วงจำเพาะน้อยกว่า จึงพยายามลอยตัวขึ้นด้านบน

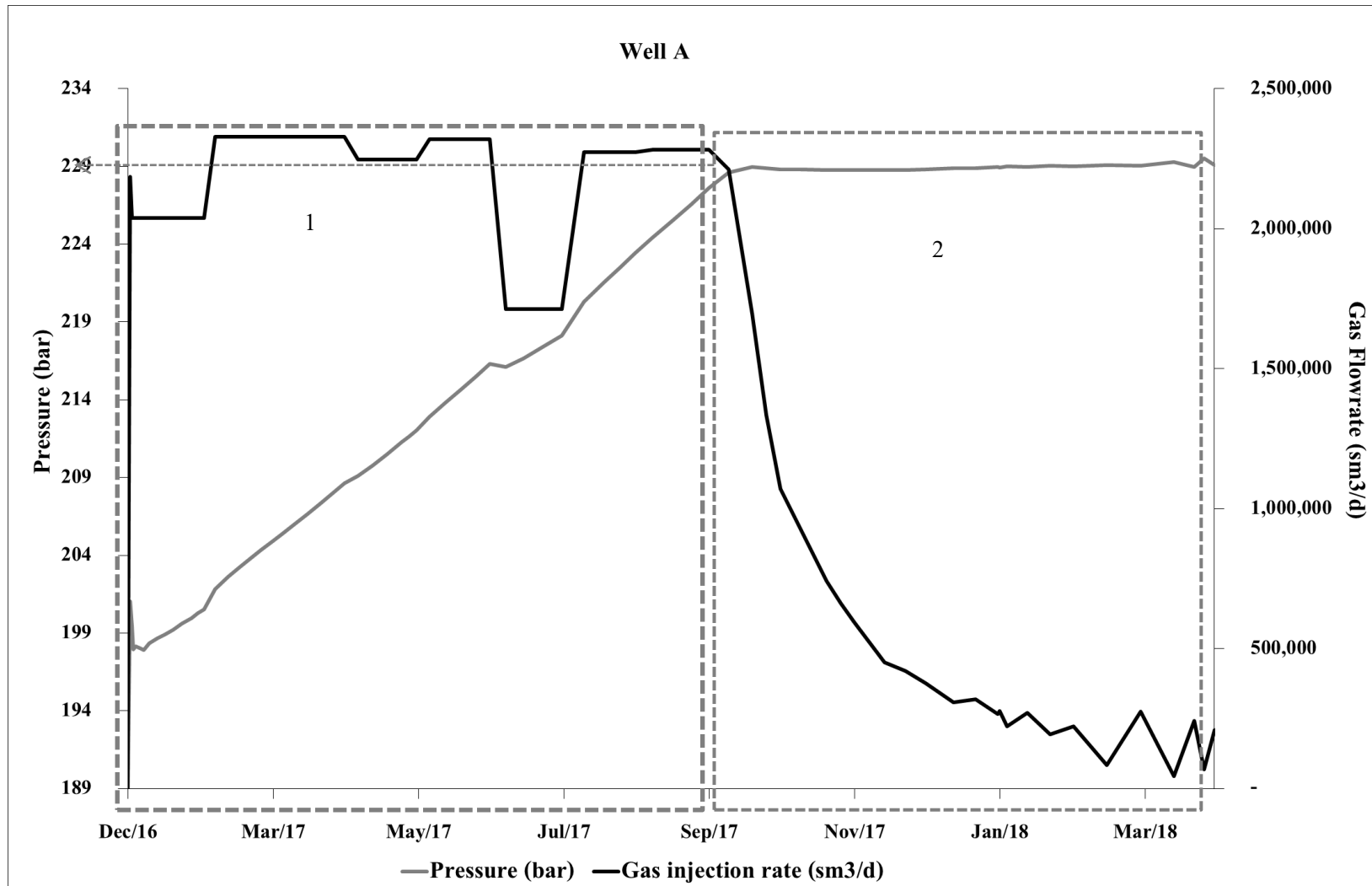
รูป 88 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 1 เดือนรูป 89 การกระจายตัวของ CO₂ หลังอัด 15 เดือน

ผลการเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บ

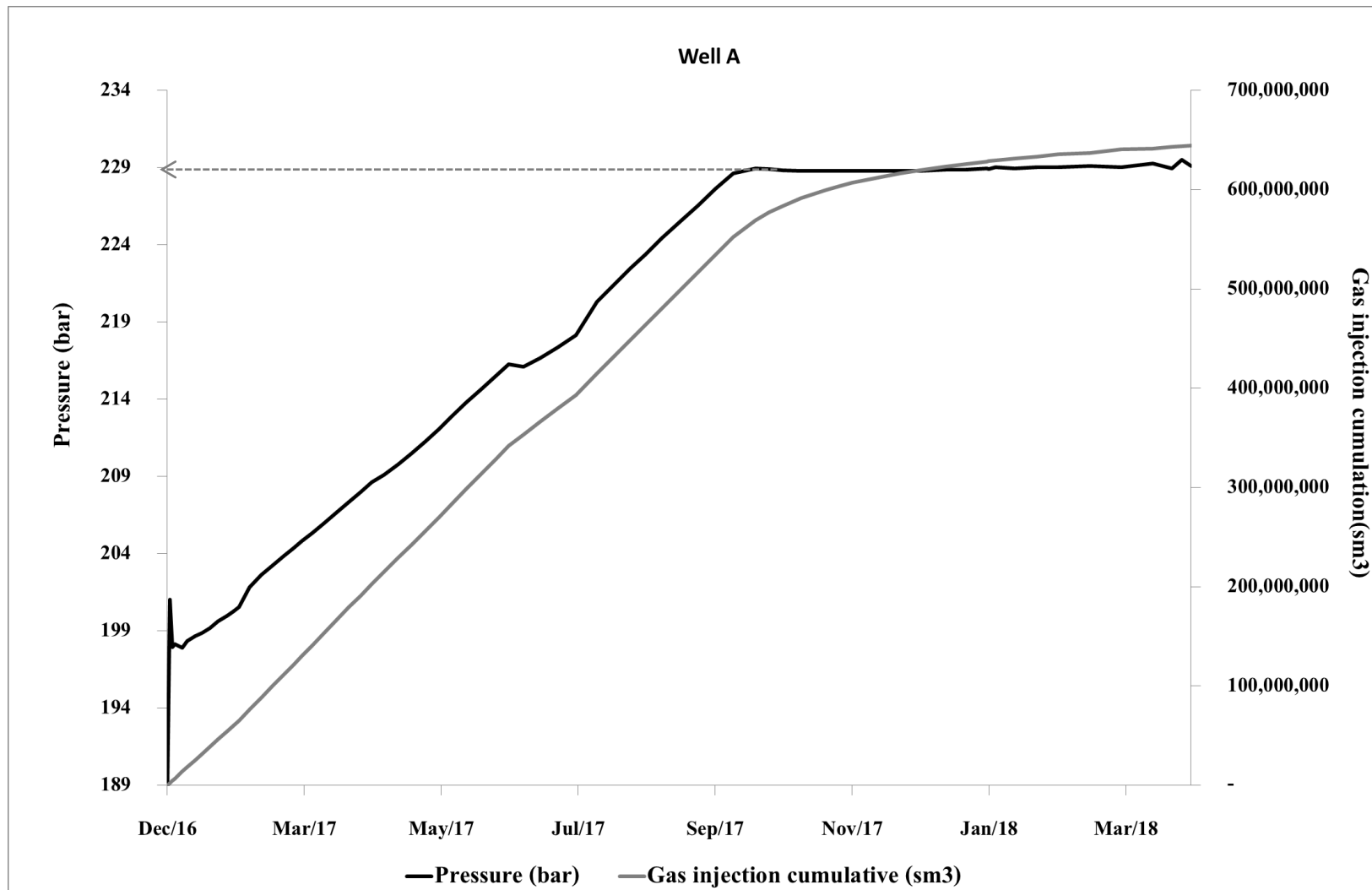
การเปลี่ยนแปลงความดันของแหล่งกักเก็บในสถานการณ์ที่ 8 เกิดจากการปรับลดปริมาณการอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 7 ลงครึ่งหนึ่ง คือ จากเดิมอัดทั้ง 100% จากการดักจับ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะได้ แต่ในสถานการณ์ที่ 8 นั้นจะวางแผนการอัดเพียง 50% ลองจำนวนที่ดักจับมาได้ทั้งหมดพบว่า

จากรูป 90 เป็นความสัมพันธ์ระหว่าง การเปลี่ยนแปลงความดันของหลุมอัด CO₂ และอัตราการอัด CO₂ ตามระยะเวลา โดยที่สีของเส้นกราฟ สีเทาคือ แสดงอัตราการอัดของ CO₂ ในแต่ละเดือน และสีดำ คือ ความดันในแหล่งกักเก็บ

จากกราฟจะเห็นปริมาณการอัด CO₂ แปรผันตรงกับความดัน โดยจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากการอัด CO₂ ในแหล่งกักเก็บ โดยอัตราการอัดจะมีค่าสูงในช่วงเริ่มต้น (ช่วงที่ 1) ซึ่งทำให้ความดันของแหล่งกักเก็บเพิ่มสูงถึงค่าความดันที่กำหนดไว้ และในช่วงที่ 2 หลังความดันถึงค่าที่กำหนดไว้ได้ปรับอัตราการอัดให้ลดลงจนหยุดอัดอัตราการอัด CO₂ ดังแสดงในรูป 90



รูป 90 อัตราการอัด CO₂ และแสดงการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บ SLO



รูป 91 ปริมาณ CO₂ สะสมรวมและความดันในแหล่งกักเก็บ SLO

สรุปผลการทดลองสถานการณ์การอัด CO₂ ในแบบจำลองโครงสร้าง SLO กรณีรอยเลื่อนปิดกั้น

1. การกระจายตัวและการสะสมตัวของ CO₂

ตำแหน่งหลุมอัด CO₂ ในสถานการณ์ที่ 8 หลุมอัด CO₂ จะอยู่บริเวณด้านล่างของโครงสร้าง ประทุนคว่ำ ซึ่งเป็นตำแหน่งเดียวกับ สถานการณ์ที่ 7 พบว่าการกระจายตัวมีทิศทางเดียวกัน เนื่องจากเมื่ออัด CO₂ จะเห็นแถบสีกระจายขึ้นไปยังตำแหน่งไล่ระดับไปถึงส่วนบนสุดของ โครงสร้างประทุนคว่ำ ซึ่งบริเวณดังกล่าวเป็นจุดสูงสุดของแบบจำลองที่กำหนดเงื่อนไขขึ้น ซึ่งเป็น ผลมาจากลักษณะ โครงสร้างของแหล่งกักเก็บ ช่องว่างและการเชื่อมต่อของรูพรุน ทั้งนี้จากรูป 88 พบว่า CO₂ จะลอยตัวอยู่บริเวณชั้นบนของแบบจำลอง และนอกจากนั้นจะเห็นแถบสีกระจายขนาน ไปกับรอยเลื่อน ไม่สามารถกระจายหรือซึมผ่านไปยังอีกฝั่งของรอยเลื่อนได้

2. ปริมาณ CO₂ ที่สามารถกักเก็บได้

จากรูป 90 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดันของแหล่งกักเก็บและระยะเวลาที่ กำหนดอัตราการอัด CO₂ โดยที่สีเทาคือ กราฟอัตราการอัดของ CO₂ สะสม และเส้นกราฟสีดำ คือ กราฟแสดงอัตราการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บ

เนื่องจากการอัดของ CO₂ ผลจากการอัดก๊าซ CO₂ ในแหล่งกักเก็บ SLO กรณีรอยเลื่อนปิด กั้น พบว่าแหล่งกักเก็บ SLO สามารถกักเก็บก๊าซ CO₂ รวมได้ประมาณ 1.18 ล้านตัน ในระยะเวลา 15 เดือน ความดันถึงความดันสูงสุดที่กำหนดไว้

3. พื้นที่เสี่ยงหรืออ่อนไหวของแบบจำลอง SLO

ไม่พบการกระจุกตัวของแถบสี ในโครงสร้าง SLO

4.2.3 การเปรียบเทียบของสถานการณ์การทดลองอัด CO₂

ตาราง 21 สรุปสถานการณ์การทดลองอัด CO₂

โครงสร้าง	ลักษณะรอยเลื่อน	ปริมาณความพรุน	สถานการณ์	เงื่อนไขการอัด	ปริมาณที่อัดได้	% ที่กักเก็บได้
SLM	กำหนดให้รอยเลื่อนหลักปิดกั้น	168.67 Mton	1. SLM1 (ตะวันตก)	100 %	2.23 Mton	1.32 %
			2. SLM1 (ตะวันตก)	50%	2.28 Mton	1.35 %
		110.10 Mton	3. SLM1 (ตะวันออก)	100 %	2.16 Mton	1.96 %
			4. SLM1 (ตะวันออก)	50%	2.23 Mton	2.03 %
	กำหนดให้ไม่มีรอยเลื่อนหลัก	331.19 Mton	5. SLM2	100 %	2.25 Mton	0.68 %
			6. SLM2	50 %	2.30 Mton	0.69 %
SLO	ไม่มีรอยเลื่อนหลัก	207.78 Mton	7. SLO	100 %	1.12 Mton	0.54 %
			8. SLO	50 %	1.18 Mton	0.57 %

สรุปได้ว่า แหล่งกักเก็บและอัตราการอัดที่เหมาะสมที่ทำให้เกิดความเสียหายต่อการอัด CO₂ น้อยที่สุดและเก็บ CO₂ ได้มากที่สุด คือ โครงสร้าง SLM ที่มีรอยเลื่อน ภายใต้เงื่อนไขการอัด 50 % ใช้ฝั่งตะวันตกร่วมกับฝั่งตะวันออก (สถานการณ์ที่ 2 รวมกับ สถานการณ์ที่ 4) เพื่อให้สามารถกักเก็บ CO₂ ได้ปริมาณมาก ส่วนโครงสร้าง SLO คือสถานการณ์ที่ 8 ด้วยอัตราการอัด 50 %

บทที่ 5

อภิปรายผลและสรุปผล

ส่วนที่ 1 การประเมินปริมาณ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ

ส่วนนี้การประเมินปริมาณ CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ โดยได้รับการสนับสนุนทางด้านข้อมูลประกอบการทำ จากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะนะ จากการทบทวนงานวิจัยในเรื่องการประเมินปริมาณ CO₂ และการคำนวณผล ปริมาณของ CO₂ ที่เกิดขึ้นจาก 3 วิธีการคำนวณ มีค่าแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับค่า default ที่นำมาคูณในแต่ละวิธีสามารถอภิปรายผลดังนี้

1. วิธีการในการประเมินปริมาณ CO₂

จากการทบทวนงานวิจัยพบว่า ปริมาณ CO₂ สามารถทราบได้จากเครื่องมือ CEMs ซึ่งจะ เป็นค่าที่ได้จากการตรวจวัดที่ปลายปล่อง แต่ในงานวิจัยนี้พื้นที่ศึกษาโรงไฟฟ้าจะนะ ไม่มีเครื่องมือ ดังกล่าว ผู้ศึกษาจึง ศึกษาวิธีการที่ได้มาซึ่งปริมาณ CO₂ พบว่า อีกวิธีการที่ได้รับความนิยมคือ การคำนวณ

ซึ่งการคำนวณประกอบด้วยหลายวิธี และแต่ละวิธีมีความถูกต้องหรือคลาดเคลื่อนของ ปริมาณ CO₂ แต่การเลือกวิธีหรือสมการคำนวณ จะขึ้นอยู่กับความสมบูรณ์ของข้อมูลที่จะใช้ในการ ประเมิน

งานวิจัยส่วนนี้ดำเนินการประเมิน CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะ ซึ่งไม่ได้มีการศึกษาเฉพาะ สมการหรือค่า default ซึ่งทั้งนี้การคำนวณปริมาณ CO₂ จากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พบว่า ประเทศไทยไม่มีค่าเฉพาะด้วยเช่นกัน แต่จะใช้ข้อมูลจากเอกสารอ้างอิงที่เหมาะสม ซึ่งส่วนใหญ่จะ เลือกใช้ค่ากลาง Default value ของ สมการ IPCC 2006 (“Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories เป็นสมการในการคำนวณ

ผลจากการคำนวณทั้ง 3 วิธีในงานวิจัยนี้ พบว่า ค่าที่ได้มีความแตกต่างกัน โดยเฉพาะผล จากการคำนวณวิธีที่ 3 ของ IPCC 2006 ซึ่งใช้ค่า default ซึ่งเป็นปริมาณ CO₂ ต่อหน่วยการผลิต กระแสไฟฟ้าจะมีค่าสูงสุด มีค่ามากกว่าการคำนวณด้วยวิธีที่ 1 และ 2 แสดงดังตารางเปรียบเทียบที่ 22

ด้วยข้อจำกัดเรื่องข้อมูลที่ได้รับจากทางโรงไฟฟ้าจะนะและยังไม่มีสมการที่แน่ชัดในเรื่อง การคำนวณ ในงานวิจัยนี้จึงเลือกใช้สมการเดียวกันกับหน่วยงานโรงไฟฟ้าเพื่อประเมิน CO₂ ที่จะ เกิดขึ้นในอนาคต เพื่อที่จะสามารถเปรียบเทียบกับหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้าอื่นๆ ซึ่งสามารถใช้ วิธีการเดียวได้

ตาราง 223 แสดงการเปรียบเทียบปริมาณ CO₂ จากการคำนวณ

ปี	วิธีที่ 1	วิธีที่ 2	วิธีที่ 3
2013	1.48 Mt/yr	2.14 Mt/yr	2.95 Mt/yr

จากตาราง 22 เป็นการคำนวณปริมาณ CO₂ โดยใช้สมการตามที่กล่าวไปแล้วในบทที่ 2 ผลการคำนวณปริมาณ CO₂ ในอดีตของปี 2013 พบว่า ค่าที่ได้จากวิธีที่ 1 คือ การคำนวณจากอัตราการปล่อยไอเสียที่ปลายปล่อง ซึ่งค่านี้เป็นค่าที่เกิดขึ้นจากการตรวจวัดด้วยรถตรวจอากาศเคลื่อนที่เพื่อนำอัตราการไหลของไอเสียมาคำนวณหาปริมาณ CO₂ วิธีที่ 2 เป็นการคำนวณจากปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งจะใช้ปริมาณเชื้อเพลิงและชนิดของเชื้อเพลิงในการคำนวณ ส่วนวิธีที่ 3 คือการคำนวณจากการปล่อย CO₂ ต่อหน่วยการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งค่าดังกล่าวเป็นการคำนวณโดยการใช้ค่า default เป็นตัวคูณกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต

จากทั้ง 3 วิธีข้างต้นพบว่า ปริมาณ CO₂ ที่เกิดขึ้นมีความแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับค่า default ที่นำมาคูณ ซึ่งสาเหตุที่วิธีที่ 3 มีค่าสูงสุดเนื่องจากการคำนวณ โดยคาดการณ์จากแผนในการผลิต CO₂ ซึ่งรู้เพียง พลังงานที่จะผลิตกับชนิดของเชื้อเพลิง ทำให้ค่าสูงกว่าวิธีอื่นๆ ส่วนวิธีที่ 2 มีค่าอยู่กึ่งกลางของทั้ง 2 วิธี ซึ่งในส่วนนี้จะรู้ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและชนิดเชื้อเพลิง ทำให้ค่าที่ได้มามีความใกล้เคียงกับวิธีที่ 1 มากกว่า

สอดคล้องกับการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย (บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้า ธนบุรี, 2553) กล่าวว่า การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานเลือกใช้ค่ากลาง Default value ของ สมการ IPCC 2006 ในการประเมินเนื่องจากข้อมูลมีความสมบูรณ์ แต่มีข้อเสียในส่วนที่ไม่สามารถแยกปริมาณเป็นหน่วยย่อยของเทคโนโลยีได้

สอดคล้องกับการศึกษาของ (Jeon E. -C., Myeong, Sa, Kim, & Jeong, 2010) ในการศึกษาเพื่อพัฒนาสมการที่เหมาะสมสำหรับการคาดการณ์ก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ โดยการศึกษาได้ใช้วิธีการประเมินโดยใช้สมการของ IPCC 2006 เปรียบเทียบกับการวิเคราะห์ความเข้มข้นของ CO₂ ปลายปล่องและค่าความร้อนของเชื้อเพลิง โดยผลการศึกษาพบว่า สมการของ IPCC 2006 จะมีปริมาณของ CO₂ ที่มากกว่าปริมาณการปลดปล่อยจริงจากปล่อง 4-5% เนื่องจากการคำนวณจากสมการ IPCC 2006 จะใช้ค่าคงที่ซึ่งนั่นคือ มีกำหนดให้อัตราการปล่อยเท่ากันทุกวัน แต่ในความเป็นจริงอัตราการผลิต

กระแสไฟฟ้าในแต่ละวันต่างกัน ทำให้ปริมาณการปลดปล่อย CO₂ ต่างกัน จากงานวิจัยดังกล่าว สมการที่ถูกสร้างขึ้น จะเป็นสมการที่เจาะจงเฉพาะพื้นที่ เนื่องจากสภาพของถ่านหินและเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า มีคุณสมบัติที่ต่างกัน

เพื่อให้ได้มาซึ่งสมการที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าจะนะ ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการการลด CO₂ ที่จะเกิดขึ้น ควรมีการศึกษาวิจัยปรับแก้สมการ IPCC 2006 เดิมให้มีค่าใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าจะนะมากที่สุด ซึ่งต้อง

1. ลักษณะและชนิดของเชื้อเพลิง (องค์ประกอบและค่าความร้อนจำเพาะของเชื้อเพลิง)
2. ค่า default เป็นตัวบ่งบอกประสิทธิภาพการบำบัดจัดการ และประสิทธิภาพของการจัดการมลพิษในกระบวนการผลิต ถ้ากระบวนการนั้นมีการปรับเทคโนโลยีหรือควบคุมให้เป็นไปตามค่ามาตรฐานก็จะทำให้ ค่า default มีการปรับค่าตามกระบวนการ

แต่ด้วยเหตุผลของงานวิจัยนี้เป็นการคำนวณ CO₂ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต ซึ่งรู้เพียงพลังงานที่จะผลิตและเชื้อเพลิงที่จะใช้เท่านั้น ทำให้สามารถคำนวณได้จากเพียงแค่วิธีการเดียว พบว่าวิธีที่เหมาะสมในการคำนวณ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะเบื้องต้น คือการคำนวณ CO₂ จากหน่วยการผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อนำค่าดังกล่าวไปเป็นตัวอย่างในการวางแผนการจัดการกักเก็บในแหล่งกักเก็บซึ่งจะจำลองขึ้น ซึ่งจะเป็นประโยชน์ในกรณีที่ค่าที่เกิดจากการปล่อยจริงจะมีค่าน้อยกว่าการคาดการณ์จะทำให้มีแนวทางในการจัดการครอบคลุม CO₂ ที่จะปลดปล่อยจากกระบวนการผลิต แต่กรณีที่ค่าจริงที่เกิดขึ้นมีค่ามากกว่า จะเป็นผลเสียในเรื่องแนวทางหรือการจัดการ CO₂ ส่วนเกินที่จะเกิดขึ้น

ส่วนที่ 2 การสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บ CO₂

การศึกษาในส่วนที่ 2 การสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บ CO₂ ในงานวิจัยส่วนนี้จะอภิปรายผลเป็นส่วนต่างๆดังนี้

1. พารามิเตอร์ต่อปริมาณการกักเก็บ CO₂

ด้วยข้อจำกัดของข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลอง งานวิจัยนี้สร้างแบบจำลอง 2 ส่วนคือ ส่วนที่เป็น static model และ dynamic model โดยการจำลองชุดข้อมูลจากลักษณะทางธรณีวิทยาของพื้นที่แหล่งปิโตรเลียมเดิม พบว่า เงื่อนไขของการสร้างแบบจำลอง (ตาราง 4 บทที่ 2) ซึ่งเป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญและส่งผลต่อความสามารถในการกักเก็บ CO₂

งานวิจัยนี้จะทำการศึกษาพฤติกรรมของ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะที่กำหนดทดลองการอัดในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อศึกษาพารามิเตอร์ของแหล่งกักเก็บที่มีผลต่อพฤติกรรมของ CO₂ โดยเปรียบเทียบจาก ค่าความพรุน ความซึมผ่าน ความดัน ความถ่วงจำเพาะ และรอยเลื่อนเป็นหลัก

พบว่าความสามารถในการกักเก็บ CO₂ มีค่าดังตาราง 21 ซึ่งพบว่ามีความสามารถในการรองรับ CO₂ ที่น้อย ภายใต้ความดันที่กำหนด แต่เมื่อเปรียบเทียบค่ากับปริมาณความพรุนของแหล่งกักเก็บพบว่า มีพื้นที่รองรับ CO₂ คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ที่อัดได้กับปริมาณความพรุนประมาณ 2% ซึ่งการศึกษาเรื่อง พารามิเตอร์ที่มีผลต่อปริมาณการกักเก็บพบว่า มีการศึกษาพารามิเตอร์ที่ สอดคล้องกับ CO₂ storage Atlas Norwegian north sea, (2012) ซึ่งได้ศึกษาและแบ่งปัจจัยที่มีผลต่อการกักเก็บ CO₂ โดยรวบรวมแหล่งกักปิโตรเลียม โดยกำหนดศึกษาพารามิเตอร์ต่างๆ ประกอบด้วย 1. คุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ 2. โครงสร้างและพื้นที่ 3. ชั้นปิดกั้น 4. ความดันในชั้นหิน 5. ความลึก 6. ลักษณะของเนื้อหิน (homogeneous หรือ heterogeneous) 7. ความหนาของแหล่งกักเก็บ 8. ค่าเฉลี่ยของความพรุน 9. ค่าความซึมผ่าน

สอดคล้องกับ (Halland, Johansen, & Riis, 2012) ซึ่งได้รวบรวมและประเมินโครงสร้าง แหล่งปิโตรเลียมเพื่อกักเก็บ CO₂ ของบริเวณทะเลเหนือ และจัดกลุ่มโดยแบ่งตามศักยภาพในการ กักเก็บ CO₂ ออกเป็น 2 กรณี คือกรณีที่ 1 สามารถกักเก็บ CO₂ ได้สูง จะมีค่าความพรุน มากกว่า 25 % ความซึมผ่านมากกว่า 500 mD และกรณีที่ 2 สามารถกักเก็บ CO₂ ได้ต่ำจะมีค่าความพรุนน้อยกว่า 15 % ความซึมผ่านน้อยกว่า 10 mD ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บในงานวิจัยนี้ พบว่าแบบจำลอง SLM และ SLO อยู่ในกลุ่มที่มีความสามารถในการกักเก็บ CO₂ ได้ต่ำเพราะกำหนด กำหนดค่าความพรุนอยู่ 12% ความซึมผ่าน 55 mD

2. Aquifer ในแหล่งกักเก็บ

จากการทบทวนและศึกษาเบื้องต้นเกี่ยวกับการดำเนินการของ โพรเจก CCS ในแหล่ง aquifer พบว่าโพรเจกที่ดำเนินการในแหล่ง aquifer ประกอบด้วยหลายๆ แหล่ง เช่น Sleipner เป็นการอัด CO₂ ในชั้น saline aquifer ที่ระดับความลึก 1,000 เมตร ถึง 1,200 m (Statoil, 2012), Snøvit เป็นการอัด CO₂ ที่ในชั้น saline aquifer ระดับลึกมากกว่า 2,600 m (Pettersen, 2011) และ In Salah เป็นการอัด CO₂ ในชั้น saline aquifer ที่ระดับความลึกมากกว่า 2,000 m โดยพบว่าทั้ง 3 โพรเจก CO₂ มีค่าความถ่วงจำเพาะน้อยกว่าน้ำเค็ม (Salinity มีความถ่วงจำเพาะมากกว่า 30,000 mg/l) ทำให้มีการ ลอยตัวอยู่ในด้านบนของแหล่งกักเก็บ และมีบางส่วนมีการละลาย และเกิดการทำปฏิกิริยา ภายใน saline aquifer และมีการติดตามผลโดยการตรวจวัดทางธรณีฟิสิกส์ เพื่อศึกษาการกระจายตัวของ CO₂

3. การกำหนดอัตราการอัด

งานวิจัยนี้ได้กำหนดอัตราการอัดจากปริมาณ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะ โดยแบ่งออกเป็น 2 กรณีคือ

3.1 อัดตามสัดส่วนปริมาณการปล่อย CO₂ ซึ่งจากการจำลองจะใช้ตาราง 9 เป็นอัตราการอัด

3.2 กรณีที่มีการลดการอัดให้เหลือครึ่งหนึ่งคิดเป็น 50 % จะใช้ตาราง 10 โดยค่าเฉลี่ยการกำหนดการอัดประมาณ 8,000 ตันต่อวัน (กรณีที่ 1) และใช้ตาราง 11 ประมาณ 4,000 ตันต่อวัน

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการอัดกับโปรเจกต์อื่นๆพบว่า โปรเจกต์ weyburn อัดประมาณ 3 ล้านตันต่อปี หรือประมาณ 8,219 ตัน CO₂ ต่อวัน (Verdon, 2012) ค่าที่อัดยังอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าโปรเจกต์ที่มีการทำจริง ค่านี้จึงมีความเป็นไปได้ในการกำหนดอัตราการอัด

แต่ทั้งนี้อัตราการอัด CO₂ ต้องคำนึงถึงแหล่งกักเก็บด้วย เช่น ความดัน และคุณสมบัติของชั้นหินปิดกั้น

4. การประเมินปริมาณแหล่งกักเก็บจากการคำนวณ

ผลจากความสามารถในการกักเก็บพบว่าสถานการณ์ที่เลือกมาพิจารณารวมกันประกอบด้วย สถานการณ์ที่ 4 รวมกับสถานการณ์ที่ 3 มีค่าเท่ากับ 4.51 ล้านตัน และ สถานการณ์ที่ 8 มีค่าเท่ากับ 1.18 ล้านตัน รวมแล้วเท่ากับ 5.69 ล้านตัน ซึ่งจำลองจากแอ่งย่อยของแอ่งสงขลา จากการคำนวณโดยใช้สมการเปรียบเทียบ (APEC, 2005)

สรุปผลการศึกษา

1. การประเมิน CO₂

จากการประเมินปริมาณ CO₂ บนพื้นฐานของข้อมูลและสมการที่ใช้ในการวิจัยสรุปได้ว่า ใช้การคำนวณโดยสมการของ IPCC 2006 เป็นการประมาณ CO₂ ที่จะเกิดขึ้นต่อหน่วยการผลิต กระแสไฟฟ้าพบว่า ปริมาณ CO₂ รวมในระยะเวลา 2014 – 2018 มีปริมาณ CO₂ รวมเท่ากับ 14 Mton

2. เทคโนโลยีและเทคนิคการดักจับ CO₂ ที่เสนอเป็นทางเลือกให้กับโรงไฟฟ้าจะนะ

จากการทบทวนงานวิจัยและหลักการกระบวนการทำงานของโรงไฟฟ้าจะนะและเทคโนโลยีในการดักจับ พบว่าในบริบทของโรงไฟฟ้าจะนะอุปกรณ์ที่ติดตั้งในกระบวนการผลิต กระแสไฟฟ้าได้กำหนดคุณสมบัติของเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาต่อกระบวนการ ดังกล่าวเทคโนโลยีที่เหมาะสมในการดักจับ CO₂ คือ การดักจับหลังการเผาไหม้ เพราะเป็นการไม่รบกวนระบบผลิตกระแสไฟฟ้า แต่จะเกี่ยวข้องกับไอเสียออกจากปล่อง ทั้งนี้โดยใช้เทคโนโลยี การดูดซึมโดยใช้สารละลายเอมีน เนื่องจากพิจารณาด้านต้นทุนและพื้นที่ในการจัดการกระบวนการ ดังกล่าว มีความเหมาะสมกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ ทั้งนี้ส่วนนี้ยังคงต้องปรึกษาร่วมกับทางโรงไฟฟ้า จะนะอีกขั้นตอนหนึ่งเพราะมีค่าใช้จ่ายและต้องการบุคลากรที่เกี่ยวข้อง

3. วิธีการขนถ่าย CO₂ จากโรงไฟฟ้าจะนะไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

จากการทบทวนงานวิจัยและวิธีการในการขนถ่าย ร่วมกับบริบทของพื้นที่บริเวณชายฝั่งของโรงไฟฟ้าจะนะ เป็นเส้นทางการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติจะเลือกใช้ท่อ ซึ่งงานวิจัยนี้ก็พิจารณา ร่วมกับการเก็บตะกอนบริเวณชายฝั่งพบว่า การขนถ่ายทางท่อมีความเหมาะสมและพร้อมมากกว่า ทั้งในเรื่องของความเสี่ยงในการขนถ่าย สภาพภูมิประเทศ และด้านสิ่งแวดล้อม นั่นคือถ้าใช้การขนถ่ายโดยใช้รถบรรทุกจะทำให้การคมนาคมในพื้นที่เพิ่มสูงขึ้น การขนถ่ายทางเรือจะมีอุปสรรคต่อการประกอบอาชีพของคนในพื้นที่เนื่องจากจำนวนรอบและจำนวนเที่ยวในการขนถ่าย CO₂

4. สถานการณ์จำลองโครงสร้างแหล่งกักเก็บที่เหมาะสมและวิธีการกำหนดเงื่อนไข

จากการจำลองสถานการณ์โครงสร้าง 2 โครงสร้าง (SLM และ SLO) จำลองลักษณะรอยเลื่อน (ปิดกั้นและไม่ปิดกั้น) กำหนดเงื่อนไขการอัด (100% และ 50%) พบว่ามีทั้งหมด 8 สถานการณ์

เมื่อพิจารณาโดยใช้ที่กักเก็บ CO₂ ร่วมกับอัตราการอัด เกิดความเสี่ยงต่อการอัด CO₂ น้อยที่สุดและเก็บ CO₂ ได้มากที่สุด คือ โครงสร้าง SLM1 ฝั่งตะวันตกและ SLM1 ฝั่งตะวันออก (สถานการณ์ที่ 4 และ 5) ภายใต้เงื่อนไขการอัด 50 % และส่วนโครงสร้าง SLO (สถานการณ์ที่ 8) ด้วยอัตราการอัด 50 %

โดยการวางแผนการอัดในโครงสร้าง SLM ก่อนเนื่องจาก

1. มีปริมาณความพรุนที่สูงกว่า สามารถรองรับปริมาณ CO₂ ได้มากซึ่งถ้าเปรียบเทียบกับปริมาณ CO₂ ในช่วงปี 2014 – 2018 มี CO₂ 14 Mton ก็สามารถกักเก็บได้ทั้งหมดและยังรองรับปริมาณ CO₂ ได้อีกในอนาคต

2. ระดับความลึกที่แตกต่างกันมีต้นทุนในเรื่องเทคโนโลยีที่สูงกว่า เพราะฉะนั้นเริ่มอัดจาก SLM จึงเหมาะสมกว่า อีกปัจจัยคือเรื่องความดัน ซึ่งแปรผันตรงกับระดับความลึก

5. การตรวจวัดและติดตาม

งานวิจัยนี้จะเป็นการทางเสนอมหาเลือกให้กับโรงไฟฟ้าจะนะ ในการตรวจวัดและติดตาม CO₂ โดยใช้คลื่นไหวสะเทือนและการสำรวจจากการเปลี่ยนแปลงของความดัน (ในงานวิจัยส่วนนี้ ดำเนินการตรวจวัดและติดตามจากกราฟการเปลี่ยนแปลงความดันจากการอัด CO₂ ทั้งในหลุมที่ทำการอัดและความดันภายในแหล่งกักเก็บ)

บทที่ 6

ข้อเสนอแนะ

ส่วนที่ 1 การประเมินปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากโรงไฟฟ้าจะนะ

การประเมินปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศโดยเฉพาะ CO₂ ความแม่นยำและถูกต้องของค่า ขึ้นอยู่กับข้อมูลและค่าใช้จ่าย ทั้งนี้ในงานวิจัยนี้ได้ทำการประเมินปริมาณ CO₂ โดยการคำนวณใช้สมการค่า default (สัมประสิทธิ์ตัวคูณการปล่อย CO₂ ต่อหน่วยการผลิตกระแสไฟฟ้า) ยังมีขีดจำกัดด้านความถูกต้อง

เพื่อความถูกต้อง ควรจะปรับปรุงโดยการ ศึกษาและจัดทำสมการที่เหมาะสมที่จะใช้ในการคำนวณ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะ

นอกจากนี้การจะจัดทำสมการที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าจะนะ อีกประการที่สำคัญการจะศึกษาว่าสมการที่สร้างขึ้นมาถูกต้องหรือไม่นั้น ต้องทำการเปรียบเทียบค่ากับค่าที่เกิด CO₂ ขึ้นจริงในระบบ นั่นคือค่า CO₂ จากอุปกรณ์ที่เรียกว่า Continuous Emission Monitors (CEMs) คืออุปกรณ์ที่ติดตั้งบริเวณปลายปล่อง เพื่อติดตามตรวจวัดมลพิษแบบต่อเนื่อง ซึ่งปัจจุบันจากการสอบถามเจ้าหน้าที่ โรงไฟฟ้าจะนะพบว่ามีอุปกรณ์ดังกล่าว ซึ่งติดตามค่า SO₂, NO_x, CO ถ้ามีการเพิ่มเติม CO₂ จะเกิดประโยชน์ต่อการจัดการ เพื่อลดการเกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ส่วนที่ 2 การสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บ CO₂

การสร้างแบบจำลองในการศึกษาคั้งนี้เป็นการจำลองแบบจำลองอย่างง่าย บนพื้นฐานของข้อมูลที่จำกัด เพื่อความถูกต้องของแบบจำลองที่สร้างขึ้นจำเป็นต้องอาศัย

1. องค์กรความรู้ของผู้วิจัยเกี่ยวกับ ทฤษฎีและหลักการ เกี่ยวกับการได้มาซึ่งการสร้างแบบจำลอง สมการที่ใช้ในการแสดงบน เพื่อให้สามารถวิเคราะห์ผลให้สมบูรณ์มากยิ่งขึ้น
2. ควรใช้ข้อมูลประกอบการสร้างแบบจำลอง เช่น ธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และผลจากการทดสอบตัวอย่างหิน เพื่อประกอบการกำหนดค่าในแบบจำลอง โดยได้รับคำแนะนำจากผู้เชี่ยวชาญเฉพาะทาง

เนื่องจากงานวิจัยคั้งนี้เป็นการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อแสดงผลการจัดการกักเก็บ CO₂ ในแหล่งกักเก็บ ถ้ามีความเป็นไปได้ควรนำแบบจำลองที่สร้างขึ้น ไปเปรียบเทียบกับแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจริงที่ถูกสร้างขึ้นในอุตสาหกรรม เพื่อความสมบูรณ์และถูกต้อง โดยจะเป็นประโยชน์ในแง่ทั้งการศึกษาและการนำไปใช้ประโยชน์

เนื่องจากในงานวิจัยได้ศึกษาเฉพาะโครงสร้างแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อเป็นการหาพื้นที่รองรับปริมาณ CO₂ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตเป็นแหล่งสำรอง ควรมีการศึกษาในส่วนของ aquifer ซึ่งจากการทบทวนงานวิจัยพบว่า โครงสร้าง aquifer เป็นหนึ่งในโครงสร้างที่สามารถอัด CO₂ ได้โดยการอัด CO₂ ในชั้นหินอุ้มน้ำ ทั้งนี้ต้องศึกษารวบรวมข้อมูลในเรื่องของลักษณะหรือองค์ประกอบภายในเพื่อมาจำลองโครงสร้างของแหล่งกักเก็บและดูพฤติกรรมการกระจายตัว CO₂ และความสามารถในการกักเก็บ CO₂ สะสมเพื่อเป็นอีกหนึ่งแนวทางในการรองรับปริมาณ CO₂ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

ส่วนที่ 3 การวางแผนการจัดการกักเก็บ CO₂ ของโรงไฟฟ้าจะนะลงสู่แอ่งสงขลา

การวางแผนการจัดการกักเก็บ CO₂ ในงานวิจัยครั้งนี้เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ของการนำเทคโนโลยี CCS มาปรับใช้กับการจัดการ CO₂ จากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อเสนอเป็นแนวทางเบื้องต้น ทั้งนี้เพื่อให้แนวทางดังกล่าวสามารถพัฒนาเป็นแผนดำเนินการจริง ควรจะศึกษาเพิ่มเติม

- ส่วน CO₂ capture ควรจะทดลองกระบวนการดักจับ CO₂ โดยใช้ก๊าซไอเสียจากปล่องโรงไฟฟ้าจะนะ หรือ ก๊าซที่มีองค์ประกอบและความเข้มข้นใกล้เคียงกับปลายปล่อง เพื่อจำลองสารละลายที่เหมาะสม และกระบวนการที่เหมาะสมในการดักจับ CO₂ ให้มีประสิทธิภาพ เพื่อปรับปรุงเป็นแผนดำเนินการที่บรรลุเป้าหมายต่อไป

- ส่วน CO₂ transport ควรจะทำการสำรวจเส้นทาง โดยใช้การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์มาศึกษาเพิ่มเติม เพื่อเลือกเส้นทางที่เหมาะสมในการขนถ่าย CO₂ โดยคำนึงถึงความเสี่ยงน้อยที่สุดที่จะกระทบสิ่งแวดล้อม

ส่วนที่ 4 การเกิดปฏิกิริยาเคมีในแหล่งกักเก็บ

จากงานวิจัยได้เสนอเพียงสถานการณ์จำลองการอัด ความดันที่เปลี่ยนแปลงไป การกระจายตัว และพื้นที่เสี่ยงที่เกิดจากการอัด CO₂ ซึ่งไม่ได้กล่าวถึงการเกิดปฏิกิริยาภายในแหล่งกักเก็บ ทั้งนี้จากการทบทวนงานวิจัยพบว่า สามารถใช้หลักการของกลไกการเปลี่ยนแปลงของ CO₂ ในแหล่งกักเก็บได้ดังนี้คือ เริ่มต้นจากก่อนอัด CO₂ มีสถานะเป็น supercritical เมื่อ CO₂ ถูกอัดลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม CO₂ ที่ระดับความลึกมากกว่า 800 เมตร ซึ่งจะเป็นการควบคุมสถานะของ CO₂ ให้ยังคงสถานะ supercritical และทำให้เกิดการทำปฏิกิริยาภายในแหล่งกักเก็บ เนื่องจาก CO₂ จะสามารถละลายในน้ำมันได้ ทำให้น้ำมันมีความหนืดน้อยลง นอกจากนั้นภายในแหล่งกักเก็บจะมีชั้นหินปิดกั้น ทำให้ CO₂ ไม่สามารถรั่วไหลออกมาภายนอกแหล่งกักเก็บ ซึ่งจะทำให้เกิดการ

เปลี่ยนแปลงความดันและผลต่อการเกิดปฏิกิริยาเปลี่ยนแปลงสถานะ เมื่อระยะเวลายาวนานขึ้น CO₂ มีการเคลื่อนที่ภายในช่องว่างของรูพรุน เกิดการละลาย และตกผลึกเป็นแร่ในแหล่งกักเก็บต่อไป ซึ่งกระบวนการดังกล่าว ซึ่งขึ้นอยู่กับเปลี่ยนแปลงในชั้นหินกักเก็บ เช่นมีน้ำเค็มซึมเข้ามาปะปน หรือมีการเปลี่ยนแปลงความดัน โดยต้องใช้ระยะเวลามากกว่า 10,000 ปี สำหรับกรณีแหล่งกักเก็บเป็นโครงสร้างปิโตรเลียมที่หมดศักยภาพ แต่สำหรับกรณีอัด CO₂ ในแหล่งน้ำมัน จะเกิดการผสมกันของ CO₂ กับน้ำมัน ทำให้น้ำมันมีความหนืดลดลงเกิดการเคลื่อนตัวเป็นกระบวนการที่เรียกว่า EOR แต่ทั้งนี้ต้องนำของไหลในแหล่งกักเก็บมาทดลองการเกิดปฏิกิริยาภายใต้เงื่อนไข อุณหภูมิและความดันที่ใกล้เคียงกับสภาพจริงเพื่อดูการกระจายตัวและการเกิดปฏิกิริยาเคมีให้ชัดเจนยิ่งขึ้น เพื่อนำผลจากการทดลองมาจำลองการเปลี่ยนสถานะของ CO₂ โดยใช้แบบจำลองช่วยแสดงผล (โปรแกรม PVTi) ต่อไปเนื้องานก็จะครอบคลุมและสมบูรณ์เพิ่มมากขึ้น

บรรณานุกรม

- โรงไฟฟ้าจะนะ. (2556). Summary Accumulative Report.
- โรงไฟฟ้าจะนะ. (2557). Yearly Operating Program 2557. โรงไฟฟ้าจะนะ
 ชงไทย วิฑูรย์. (2554). เทคโนโลยีการกักเก็บและการแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้
 ของเชื้อเพลิงฟอสซิล. วิศวกรรมสาร มข., 453-467.
- มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้า ธนบุรี (2553). การจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกของประเทศ
 ไทย.
- สราวุธ จริตงาม. (2545). กลศาสตร์ของดิน (Soil Mechanics). ภาควิชาวิศวกรรมโยธา คณะ
 วิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์. พิมพ์ครั้งที่ 1. สงขลา: ชานเมืองการพิมพ์.
 สวัสดิ์ ยอดขยัน. (2554). เอกสารประกอบการสอน วิธีเคลื่อนไหวสะเทือน: ทฤษฎีเบื้องต้น.
 ภาควิชาธรณีฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์.
- สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและ. (2556). ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศที่ระบาย
 จากปล่องโรงไฟฟ้าจะนะ.
- สุกมล หิญชีระนันท์. (2551). การคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของ
 ประเทศไทย.
- สุธรรม สุขมณี. (2550). การออกแบบอุปกรณ์ทางวิศวกรรมเคมี. ภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะ
 วิศวกรรมศาสตร์: มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์.
- องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก. (2557). <http://www.tgo.or.th/>. สืบค้นเมื่อ 10 กันยายน 2557
- Al-mulali, U. (2012). Factors affecting CO₂ emission in the Middle East: a panel data analysis.
 Energy, 564-569.
- Boisestate.edu. (n.d.). <http://earth.boisestate.edu/pal/files/2012/02/PorosityPermeability.pdf>
 สืบค้นเมื่อ 15 พฤศจิกายน 2558
- Burruss, R. C., Brennan, S. T., Freeman, P. A., Merrill, M. D., Ruppert, L. F., Becker, M. F., et
 al. (2009). Development of a Probabilistic Assessment Methodology for Evaluation of
 Carbon Dioxide Storage. U.S.Geological Survey.
- Chukwudinwosa, O. (2013). extending the petrel model builder for educational and research
 purposes. Office of Graduate Studies of Texas A&M University.
- Demontigny, D., & Saskatchewan, R. (2004). Comparing packed columns and membrane
 absorbers for CO₂ capture.

- Estublier, A., & Lackner, A. S. (2009). Long-term simulation of the Snohvit CO₂ storage. *Energy Procedia*, 1, 3221-3228.
- Fuels, D. o. (2009).
http://dmf.go.th/dmfweb/index.php?option=com_dictionary&view=dictionary&Itemid=69&lang=en&limitstart=85 สืบค้นเมื่อ 27 ธันวาคม 2558.
- Gunnarsson, N. (2011). 3D modeling in Petrel of geological CO₂ storage site 3D modelling i Petrel av geologiskt CO₂ lagringsområde. Department of Earth Sciences, Uppsala University, Villavägen 16, SE-752 36 Uppsala.
- Gupta, M., Coyle, I., & Thambimuthu, K. (2003). CO₂ capture technologies and opporthunities in Cannada. 1st Canadian CC&S technology roadmap workshop 18-19 september 2003, Calgary, Alberta, Canada.
- Halland, E. K., Johansen, W. T., & Riis, F. (2012). CO₂ storage atlas Norwegian north sea. Norway: Norwegian Petroleum Directorate.
- Hart, A., & Genanendran, N. (2009). Cryogenic CO₂ capture in natural gas. *Energy Procedia*, 697-706.
<http://hotcopper.com.au>. (n.d.). http://hotcopper.com.au/threads/more-cook-inlet-geology.1510092/#.Vkg_-3bhCUk. from <http://hotcopper.com.au/>:
http://hotcopper.com.au/threads/more-cook-inlet-geology.1510092/#.Vkg_-3bhCUk สืบค้นเมื่อ 15 พฤศจิกายน 2558.
- Hurst, A., & Goggin, D. J. (1995). Probe permeanmetry An overview and bibliography. *AAPG Bulletin*, 463-473.
- Iding, M., & Ringrose, P. (2009). Evaluating the impact of fractures on the long term performance of the In Salah CO₂ storage site. *Energy Procedia* 1, 2021-2028.
- Intergovermental Panel on Climate Change. (2005). Carbon Dioxide Capture and Storage IPCC Scientific Assessment Working Group. 443.
- Intergovernmental panel on climate change climate . (2006). Synthesis Report. .
- Intergovernmental panel on climate change climate . (2007). Synthesis Report. Retrieved November 5, 2013, from https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf
- Jeon, E. -C., Myeong, S., Sa, J. -W., Kim, J., & Jeong, J. -H. (2010). Greenhouse gas emission factor development for coal-fired power plants in Korea. *Applied Energy*, 205-210.

- Keeling, D. (2010). Atmospheric CO₂ Mauna Lao Observatory. <http://CO2now.org/>.
- khamsin, S. A. (2004, 08). Basic Properties of Reservoir Rock. Retrieved 11 15, 2015, from <http://faculty.kfupm.edu.sa/>:
<http://faculty.kfupm.edu.sa/PET/skhamsin/Publications/tb1.pdf>
- Kladkaew, N. (2010). Studies on corrosion and corrosion inhibitors for amine based solvents for CO₂ absorption from power plant flue gases containing CO₂, O₂ and SO₂.
- Krittayakasem, P., Patumsawad, S., & Garivait, S. (2011). Emission Inventory of Electricity Generation in Thailand . *Sustainable Energy & Environment* , 65-69.
- Martynov, S., Mahgerefteh, H., & Brown, S. (2012, 1 10). CO₂ Transportation. from <http://www.geos.ed.ac.uk/>: [http://www.geos.ed.ac.uk/ccs/Meetings/04_Martynov_-_UKCCSC_winter_school_2012_-_CO₂ Transportation_-_10Jan12.pdf](http://www.geos.ed.ac.uk/ccs/Meetings/04_Martynov_-_UKCCSC_winter_school_2012_-_CO2_Transportation_-_10Jan12.pdf) สืบค้นเมื่อ 21 พฤศจิกายน 2558.
- Mavko, G. (2015). Seismic Velocity. from <https://pangea.stanford.edu>:
<https://pangea.stanford.edu/courses/gp262/Notes/8.SeismicVelocity.pdf> สืบค้นเมื่อ 21 พฤศจิกายน 2558.
- McCoy, S. T., & Rubin, E. S. (2005). Models of CO₂ transport and storage costs and their importance in CCS cost estimates. fourth annual conference on carbon capture and sequestration DOE/NETL.
- MIT. (2009). Carbon Management GIS: CO₂ Pipeline Transport Cost Estimation. from http://sequestration.mit.edu/energylab/uploads/MIT/Transport_June_2009.doc สืบค้นเมื่อ 22 พฤศจิกายน 2558
- National Development and Reform Commission, N. (2011). Provincial guidelines for greenhouse gas inventories.
- Nguyen, T. (2013). Well Design. Spring.
- NOAA, A. (2015, 11 5). Trends in Atmospheric Carbon Dioxide. from <http://www.esrl.noaa.gov/>:
<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/index.html> สืบค้นเมื่อ 22 พฤศจิกายน 2558.
- Olajire, A. A. (2010). CO₂ capture and separation technologies for end-of-pipe application- A review. *Energy*, 2610-2628.

- Olden, P., Pickup, G., Jin, M., Mackay, E., Hamilton, S., Somerville, J., et al. (2012). Use of rock mechanics laboratory data in geomechanical modelling to increase confidence in CO₂ geological storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control* , 304-315.
- Paul Noothouta, F. W. (2014). CO₂ Pipeline infrastructure – lessons learnt . Elsevier, 2481-2492.
- Racey, A., Highton, P., Alderson, A., & Polachan, S. (1997). Mesozoic oils and source rocks from Peninsula Thailand. *Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific*, 511-524.
- Ringrose, P., Mansour, A., Espinassous, D., Myhrer, M., Iding, O., Mathieson, M., et al. (2009). Plume Development around well KB-502 at the In Salah CO₂ Storage Site. *First Break*, Volume 27.
- Rutqvist, J., Vasco, D., & Myer, L. (2009). Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO₂ injection at In Salah, Algeria. *Energy Procedia* 1, 1847–1854.
- Santos, S. (2012, 09). CO₂ Transport via pipeline and ship. from <http://www.ccop.or.th/>: [http://www.ccop.or.th/eppm/projects/42/docs/\(4.\)%20CO2%20Transport%20-%20Overview%20\(IEAGHG\).pdf](http://www.ccop.or.th/eppm/projects/42/docs/(4.)%20CO2%20Transport%20-%20Overview%20(IEAGHG).pdf) สืบค้นเมื่อ 21 พฤศจิกายน 2558.
- Scienceline. (2015). <http://scienceline.ucsb.edu/getkey.php?key=4120>. from <http://scienceline.ucsb.edu/getkey.php?key=4120>: <http://scienceline.ucsb.edu/getkey.php?key=4120> สืบค้นเมื่อ 16 พฤศจิกายน 2558.
- Serpa, J., Morbee, J., & Tzimas, E. (2011). Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy , 3.
- Shankar, S. S., & DGM(Wells). (2015). WellLoggingTech. from <http://petrofed.winwinhosting.net/>: <http://petrofed.winwinhosting.net/upload/WellLoggingTech.pdf> สืบค้นเมื่อ 21 พฤศจิกายน 2558.
- Stewart, C., & Hessami, M. (2005). A study of methods of carbon dioxide capture and sequestration the sustainability of a photosynthetic bioreactor approach. *Energy Convers*, 403-420.
- Witsarut, T., Trin I., Siree N., Anuchit L. (2012, 11 12). Carbon Capture and storage, CCS, Study in Thailand: Result and Way Forward. from

http://www.ccop.or.th/eppm/projects/42/docs/Thailand_CCS_Presentation.pdf. สืบค้น
เมื่อ 19 สิงหาคม 2558.

- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied geophysics*. New York: Press Syndicate of the university of Cambridge.
- Thao, P. T., Junpen, A., Cheewapongphan, P., Boonman, T., Garivait, S., Chatani, S., et al. (2014). Updated atmospheric emissions inventory of gaseous and particulate from power generation in Thailand using GAINS-Asia. 5th International Conference on Sustainable Energy and Environment (SEE 2014): Science, Technology and Innovation for ASEAN Green Growth.
- USEPA. (2000). Risk Sensitivity Emission Estimation Approaches.
- Verdon, J. (2012). Chapter 2 The Weyburn CO₂ Injection Project. In J. P. Verdon, *Microseismic Monitoring and Geomechanical Modelling of CO₂ Storage in Subsurface Reservoirs* (p. 11). ©Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Vongmahadlek, C., Thao, P. T., Satayopas, B., & Thongboonchu, N. (2008). An Inventory of Primary Gaseous Emissions from Thailand with Spatial and Temporal Allocation Profile. 3rd IASME/WSEAS Int. Conf. on Energy & Environment, University of Cambridge, 23-25.
- White, C. M., Strazisar, B. R., Granite, E. J., & Hoffman, J. S. (2003). Separation and Capture of CO₂ from Large Stationary Sources and Sequestration in Geological Formations-- Coalbeds and Deep Saline Aquifers. *Air Waste Manag Assoc.*, 645-715.
- Wilcox, J. (2011). *Workshop on Carbon Capture and Storage*.
- Wilson, M., Monea, M., Whittaker, S., White, D., Law, D., & Chalaturnyk, R. (2004). IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring & Storage Project Summary Report 2000–2004. PTRC.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ สกุล นางสาวศิริภัทร ศิริกุลพิทักษ์
 รหัสประจำตัวนักศึกษา 5610920035
 วุฒิการศึกษา

วุฒิ	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
วิทยาศาสตรบัณฑิต (วิทยาศาสตรบัณฑิตพิเศษ)	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์	2556

ทุนการศึกษา (ที่ได้รับในระหว่างการศึกษ)

1. สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย(สกว.) และโรงไฟฟ้าจะนะ ภายใต้โครงการพัฒนานักวิจัย และงานวิจัยเพื่ออุตสาหกรรม (พวอ.) ระดับปริญญาโท
2. ทุนอุดหนุนการวิจัยเพื่อวิทยานิพนธ์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

การตีพิมพ์เผยแพร่ผลงาน

การนำเสนอปากเปล่า ชื่อหัวข้อที่นำเสนอ Planning for CO₂ Geological Storage using 3D Simulation Model งานประชุม the 1st International Conference on Environment, Livelihood, and Services: Environment for Life (ICELS 2015) @Centara Grand Hotel at Central World 2-5 November 2015, Bangkok, Thailand.