Utmost Science

อุดมวิทย์

กุมภาพันธ์ 2569

อุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

พัฒนาการ เทคโนโลยี และทิศทางอนาคต

สำนักงานที่ปรึกษาด้านการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม
ประจำสถานเอกอัครราชทูต ณ กรุงวอชิงตัน

วารสารอุดมวิทย์ | Utmost Sciences
เดือนกุมภาพันธ์ 2569 ฉบับที่ 2/2569

บรรณาธิการบริหาร:

นายฐิติเดช ตุลารักษ์
อัครราชทูตที่ปรึกษา (ฝ่ายการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม) ประจำกรุงวอชิงตัน

กองบรรณาธิการ:

ดร. ศิริพร เต่าแก้ว
นางสาวอุไรริน ขอบุญ
นายอิศรา ปทุมานนท์

จัดทำโดย

สำนักงานที่ปรึกษาด้านการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม
ประจำสถานเอกอัครราชทูต ณ กรุงวอชิงตัน
1024 Wisconsin Ave., N.W. Suite 104
Washington, D.C. 20007

ติดต่อคณะผู้จัดทำได้ที่
Phone: +1 (202) 944 5200
Email: ost@thaiembdc.org
Website: www.ohesdc.org
Facebook: www.facebook.com/ohesdc

คำนำ

สวัสดีท่านผู้อ่านที่เคารพ วารสารอุดมวิทย์ฉบับนี้ขอเชิญท่านผู้อ่านสำรวจภูมิทัศน์ของอุตสาหกรรมพลังงานโลกในห้วงเวลาแห่งการเปลี่ยนผ่านครั้งสำคัญ โดยเฉพาะอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซซึ่งเป็นรากฐานของเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงานมานานกว่าหนึ่งศตวรรษ จากยุคเริ่มต้นของการขุดเจาะเชิงพาณิชย์ การก่อกำเนิดบริษัทยักษ์ใหญ่ด้านพลังงาน และกระแสการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานคาร์บอนต่ำที่กำลังกำหนดทิศทางใหม่ของโลกพลังงานในศตวรรษที่ 21

ในช่วงที่ผ่านมา ความเคลื่อนไหวด้านนโยบายระหว่างประเทศยังสะท้อนให้เห็นถึงความเชื่อมโยงอย่างลึกซึ้งระหว่างภูมิรัฐศาสตร์กับอุตสาหกรรมพลังงาน ดังเช่นกรณีที่สหรัฐอเมริกาผ่อนปรนมาตรการคว่ำบาตรด้านพลังงานต่อเวเนซุเอลา เปิดทางให้บริษัทพลังงานสามารถกลับมาดำเนินธุรกรรมเกี่ยวกับน้ำมันได้กว้างขึ้น ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวไม่เพียงมีผลต่อการฟื้นตัวของกำลังการผลิตน้ำมันเวเนซุเอลา แต่ยังส่งผลต่ออุปทานและเสถียรภาพของตลาดพลังงานโลก สะท้อนให้เห็นว่าอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซยังคงเป็นปัจจัยเชิงยุทธศาสตร์ในเวทีระหว่างประเทศ

วารสารฉบับนี้นำเสนอภาพรวมพัฒนาการทางประวัติศาสตร์ของอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซ ควบคู่กับความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีที่มีบทบาทสำคัญต่อการเพิ่มประสิทธิภาพและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ว่าจะเป็นเทคโนโลยีสำรวจแหล่งปิโตรเลียม การประยุกต์ใช้ปัญญาประดิษฐ์และการวิเคราะห์ข้อมูลขั้นสูงในกระบวนการเจาะและผลิต ตลอดจนแนวคิด “โรงกลั่นแห่งอนาคต” ที่มุ่งสู่ความยั่งยืน นอกจากนี้ ยังกล่าวถึงบทบาทของไฮโดรเจนในฐานะกลไกสำคัญที่เชื่อมโยงอุตสาหกรรมพลังงานดั้งเดิมกับระบบพลังงานสะอาดในอนาคต

เราหวังเป็นอย่างยิ่งว่าวารสารฉบับนี้จะช่วยให้ท่านผู้อ่านมองเห็นภาพรวมของอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซ-ธรรมชาติ พัฒนาการ เทคโนโลยี และทิศทางอนาคต ตลอดจนตระหนักถึงความสำคัญของการวิจัยและนวัตกรรมในการกำหนดทิศทางพลังงานโลกในอนาคตอย่างสมดุลและยั่งยืนต่อไป

ทีมบรรณาธิการ
สำนักงานที่ปรึกษาด้านการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม
ประจำสถานเอกอัครราชทูต ณ กรุงวอชิงตัน

สารบัญ

06.....ประวัติศาสตร์ของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

12.....การสำรวจแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

19.....การเจาะหลุมในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

25.....การกลั่นน้ำมันดิบ

26.....การแปรรูปก๊าซธรรมชาติ

27.....แนวโน้มใหม่ในอุตสาหกรรมการกลั่น

27.....นวัตกรรมด้านตัวเร่งปฏิกิริยา

29.....โมเดลโรงกลั่นใหม่

31.....ไฮโดรเจน: พาหะพลังงานจากการแปรรูปก๊าซธรรมชาติ

32.....สรุป

ประวัติศาสตร์ของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

น้ำมันและแก๊สถูกนำมาใช้ในตะเกียงหรือวัสดุก่อสร้างมานานหลายพันปี โดยบ่อน้ำมันที่เก่าแก่ที่สุดถูกขุดในประเทศจีนเมื่อปี ค.ศ. 347 อุตสาหกรรมน้ำมันและแก๊สเริ่มต้นขึ้นในปี ค.ศ. 1847 จากการค้นพบของ James Young นักเคมีชาวสกอตแลนด์ ซึ่งสังเกตเห็นน้ำมันปิโตรเลียมซึมตามธรรมชาติในเหมืองถ่านหิน Riddings และสามารถกลั่นเป็นน้ำมันที่เหมาะสำหรับใช้ในตะเกียง และน้ำมันที่ใช้เป็นสารหล่อลื่น นอกจากนี้เขายังสามารถกลั่นของเหลวชนิดอื่นได้ และในปี ค.ศ. 1850 เขาได้จดสิทธิบัตรน้ำมันเหล่านี้รวมถึงขี้ผึ้งพาราฟิน ในปีเดียวกันนั้น เขาได้ร่วมมือกับ Edward William Binney นักธรณีวิทยา เพื่อก่อตั้งโรงกลั่นน้ำมันเชิงพาณิชย์แห่งแรกของโลก และโรงงานผลิตน้ำมันและพาราฟิน โดยใช้ถ่านหินที่ขุดได้จากพื้นที่ใกล้เคียงเป็นวัตถุดิบ

ในปี ค.ศ. 1846 Abraham Pineo Gesner นักธรณีวิทยาชาวแคนาดา ได้กลั่นของเหลวจากถ่านหินหินน้ำมัน (oil shale) และบิทูเมน (bitumen) ซึ่งมีราคาถูกกว่าและเผาไหม้สะอาดกว่าน้ำมันชนิดอื่น เขาตั้งชื่อของเหลวนี้ว่า “เคโรซีน (kerosene)” และก่อตั้งบริษัท Kerosene Gaslight Company ในปี ค.ศ. 1850 โดยใช้น้ำมันนี้ในการให้แสงสว่างตามท้องถนนในเมือง Halifax และต่อมาในสหรัฐอเมริกา

เรือบรรทุกน้ำมัน Vexilla หนึ่งในเรือของ Shell เมื่อปี 1955
(ที่มา: https://www.offshore-technology.com/comment/history-oil-gas/?cf-view)

บ่อน้ำมันสมัยใหม่แห่งแรก

จากการค้นพบเหล่านี้ ธุรกิจใหม่ ๆ ก็ได้เกิดขึ้น โดยอุตสาหกรรมถ่านหินเองก็เริ่มมุ่งพัฒนาน้ำมันตามแบบที่ Young และ Gesner คิดค้นขึ้น Ignacy Łukasiewicz วิศวกรชาวโปแลนด์ ได้พัฒนาวิธีของ Gesner ให้สามารถกลั่นเคโรซีนและปิโตรเลียมได้ง่ายขึ้นในปี ค.ศ. 1852 และเปิดเหมือง “น้ำมันหิน (rock oil)” แห่งแรกที่เมือง Bóbrka ประเทศโปแลนด์ ในปี ค.ศ. 1854

ในปี ค.ศ. 1857 บ่อน้ำมันถูกขุดเจาะแห่งแรกตั้งอยู่ในเมือง La Brea ประเทศ Trinidad โดยบริษัทอเมริกัน Merrimac Company โดยต้องขุดลึกลงไปถึง 280 ฟุต

ในปี ค.ศ. 1859 บ่อน้ำมันสมัยใหม่แห่งแรกในสหรัฐอเมริกาถูกขุดโดย Edwin Drake ที่เมือง Titusville รัฐเพนซิลเวเนีย การค้นพบปิโตรเลียมที่ Titusville ทำให้น้ำมันกลายเป็นหนึ่งในสินค้าโภคภัณฑ์ที่มีค่าที่สุดในอเมริกา

ยุคของบริษัทยักษ์ใหญ่ด้านน้ำมัน (Big Oil)

ช่วงปลายศตวรรษที่ 18 และต้นศตวรรษที่ 19 เป็นยุคที่บริษัทน้ำมันรายใหญ่หลายแห่งถือกำเนิดขึ้น และยังคงครองอุตสาหกรรมน้ำมันและแก๊สจนถึงปัจจุบัน

ในปี ค.ศ. 1865 John D. Rockefeller ซึ่งก่อตั้งบริษัท Standard Oil กลายเป็นเจ้าพ่อน้ำมัน (oil baron) คนแรกของโลก Standard Oil เติบโตอย่างรวดเร็วและกลายเป็นบริษัทที่ทำกำไรสูงที่สุดในรัฐโอไฮโอ ควบคุมกำลังการกลั่นน้ำมันของสหรัฐฯ ประมาณ 90% รวมถึงระบบท่อส่งและโครงสร้างพื้นฐานอื่น ๆ จำนวนมาก ปัจจุบัน ExxonMobil ซึ่งเป็นหนึ่งในบริษัทที่เกิดขึ้นหลังการยุบ Standard Oil ในปี 1911 เป็นบริษัทที่มีรายได้สูงเป็นอันดับ 9 ของโลก

ในรัสเซีย ตระกูล Rothschild ได้ว่าจ้าง Marcus Samuel พ่อค้าชาวอังกฤษ ให้สร้างเรือบรรทุกน้ำมันเพื่อขยายการส่งออกน้ำมันไปยังลูกค้าต่างประเทศ เรือของ Samuel ลำแรกชื่อ Murex ซึ่งตั้งชื่อตามหอยทะเล กลายเป็นเรือบรรทุกน้ำมันลำแรกที่ผ่านคลอง Suez เชื่อมทะเลเมดิเตอร์เรเนียนกับทะเลแดง

Murex กลายเป็นเรือหลักของบริษัท Shell Transport and Trading ซึ่งต่อมาควบรวมกับ Royal Dutch Petroleum กลายเป็น Royal Dutch Shell ปัจจุบัน Royal Dutch Shell เป็นบริษัทที่ใหญ่เป็นอันดับ 5 ของโลก และเป็นหนึ่งในหกบริษัทหลักด้านน้ำมันและแก๊สของโลก

การค้นพบน้ำมันที่เมือง Masjed Soleyman ประเทศอิหร่าน โดย William Knox D’Arcy นำไปสู่การก่อตั้งบริษัท Anglo-Persian Oil Company (APOC) ในปี ค.ศ. 1907 โดยในปี 1914 รัฐบาลอังกฤษได้ซื้อหุ้น 51% ของบริษัท เพื่อจัดหาน้ำมันให้กองทัพเรือในช่วงสงครามโลกครั้งที่ 1 ในปี 1954 APOC ได้เปลี่ยนชื่อเป็น British Petroleum หรือ BP ซึ่งปัจจุบันเป็นบริษัทน้ำมันและแก๊สที่ใหญ่เป็นอันดับ 6 ของโลก

ยุคสมัยใหม่

ในช่วงปลายศตวรรษที่ 20 การเปลี่ยนแปลงในตลาดน้ำมันทำให้อิทธิพลย้ายจากประเทศผู้บริโภคน้ำมัน เช่น สหรัฐฯ และยุโรป ไปสู่ประเทศผู้ผลิตน้ำมัน

อิหร่าน อิรัก คูเวต เวเนซุเอลา และซาอุดีอาระเบีย ได้ก่อตั้งองค์การกลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมัน (Organization of the Petroleum Exporting Countries) หรือที่รู้จักกันในชื่อ OPEC ในปี ค.ศ. 1960 เพื่อตอบโต้บรรษัทข้ามชาติในกลุ่ม Seven Sisters เช่น ExxonMobil (ซึ่งในเวลานั้นแยกเป็น Esso และ Mobil) Shell และ BP ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศผู้บริโภคน้ำมัน ปัจจุบัน OPEC มีสมาชิก 15 ประเทศ คิดเป็นประมาณ 44% ของการผลิตน้ำมันทั่วโลก และ 81.5% ของปริมาณสำรองน้ำมันของโลก

ทศวรรษ 1980 เกิดภาวะน้ำมันล้นตลาดอย่างรุนแรงหลังวิกฤตพลังงานปี 1970 การผลิตปิโตรเลียมพุ่งสูงสุด ในช่วงทศวรรษ 1970 ทำให้ราคาน้ำมันพุ่งสูงและความต้องการลดลงตามมา ประเทศผู้ผลิตน้ำมันได้รับผลกระทบอย่างหนักจากภาวะล้นตลาดนี้ โดย OPEC พยายามรักษาราคาน้ำมันให้สูงด้วยการลดกำลังการผลิต การล่มสลายของสหภาพโซเวียตก็มีสาเหตุส่วนหนึ่งจากการสูญเสียอิทธิพลในฐานะผู้ผลิตน้ำมัน ภาวะล้นตลาดนี้กินเวลานาน 6 ปี ราคาน้ำมันเริ่มฟื้นตัวในปี 1986 แต่ภาวะน้ำมันล้นตลาดลักษณะเดียวกันก็เกิดขึ้นอีกครั้งในปี 2014 และยังคงส่งผลต่อราคาน้ำมันโลกจนถึงปัจจุบัน

อุตสาหกรรมน้ำมันและแก๊สยังคงเติบโตได้ดีในปัจจุบัน แม้จะเผชิญการแข่งขันจากพลังงานหมุนเวียน แต่ก็อยู่ในสภาวะผันผวนมากขึ้นกว่าเดิมจากเหตุการณ์ต่าง ๆ ทั่วโลก

ที่มา:

The history of the oil and gas industry from 347 AD to today, https://www.offshore-technology.com/comment/history-oil-gas/?cf-view&cf-closed

การกลั่นน้ำมันสมัยใหม่ในสหรัฐฯ

การกลั่นน้ำมันสมัยใหม่ในสหรัฐฯ เริ่มต้นราวปี ค.ศ. 1850 ด้วยโรงกลั่นขนาดเล็กเพียงหนึ่งบาร์เรลในเมือง Pittsburgh ซึ่งใช้ความร้อนอย่างง่ายเพื่อแยกเคโรซีนหรือน้ำมันก๊าดออกจากน้ำมันดิบ ทำให้เคโรซีนเข้ามาแทนที่น้ำมันวาฬ (whale oil) อย่างรวดเร็วในฐานะเชื้อเพลิงสำหรับแสงสว่าง

โรงกลั่นน้ำมันในเมืองอีรี รัฐเพนซิลเวเนีย ในช่วงทศวรรษ 1870
Credit: Library of Congress
(ที่มา: https://www.afpm.org/newsroom/blog/refining-and-petrochemical-industries-170-years-innovation)

เมื่อการคมนาคมพัฒนา ผู้กลั่นน้ำมันก็ผลิตเชื้อเพลิงใหม่ ๆ เช่น น้ำมันเบนซิน ดีเซล และเชื้อเพลิงเครื่องบินรวมถึงผลิตภัณฑ์อย่างน้ำมันหล่อลื่นและขี้ผึ้งที่ช่วยให้เครื่องจักรอุตสาหกรรมทำงานได้ดีขึ้น ในปี 1910 ความต้องการน้ำมันเบนซินสำหรับรถยนต์เพิ่มสูงจนแซงหน้าเคโรซีน โรงกลั่นจึงเริ่มใช้กระบวนการแตกตัวด้วยความร้อน (thermal cracking) และต่อมาในทศวรรษ 1920 ได้พัฒนากระบวนการแตกตัวด้วยตัวเร่งปฏิกิริยา (catalytic cracking) เพื่อผลิตน้ำมันเบนซินคุณภาพสูงขึ้น โดยสงครามโลกครั้งที่ 1 ทำให้ความต้องการเชื้อเพลิงพุ่งสูงจากการใช้ยานพาหนะทางทหารจำนวนมาก และหลังสงคราม ความต้องการยังคงเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของรถบรรทุก รถโดยสาร รถยนต์ และเครื่องจักรกลการเกษตร

โรงกลั่นน้ำมัน Ponca City ปี 1939 Credit: Phillips 66 Historical Archives
(ที่มา: https://www.afpm.org/newsroom/blog/refining-and-petrochemical-industries-170-years-innovation)

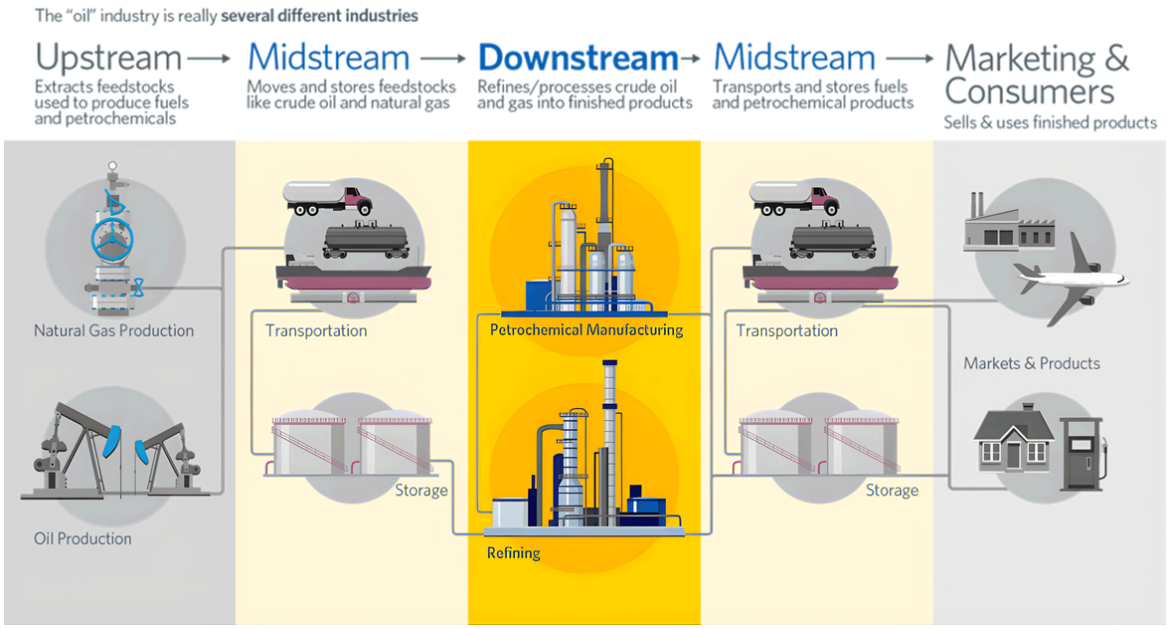
ในช่วงเวลาเดียวกัน ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี ซึ่งเป็นวัสดุตั้งต้นสำหรับพลาสติก สารเคมี และผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม ก็เติบโตอย่างรวดเร็วเช่นกัน หลายผลิตภัณฑ์สำคัญ เช่น สไตรีนโฟม PVC ฟิล์มยืด และแอลกอฮอล์ไอโซโพรพิล ถูกคิดค้นขึ้นในช่วงครึ่งแรกของศตวรรษที่ 20 และยังคงเป็นส่วนสำคัญของชีวิตประจำวันมาจนถึงปัจจุบัน

อุตสาหกรรมเกิดใหม่ก้าวสู่ความสำคัญระดับชาติของสหรัฐฯ

อุตสาหกรรมปิโตรเลียมและปิโตรเคมีเติบโตอย่างรวดเร็วตั้งแต่ทศวรรษ 1940 เมื่อสงครามโลกครั้งที่สองผลักดันให้สหรัฐฯ พัฒนากระบวนการกลั่นขั้นสูง เช่น catalytic cracking และ alkylation เพื่อผลิตเชื้อเพลิงสมรรถนะสูงและวัตถุดิบปิโตรเคมีสำหรับยุทโธปกรณ์

โรงกลั่นน้ำมันใน Lake Charles รัฐลุยเซียนา
(ที่มา: https://www.afpm.org/newsroom/blog/refining-and-petrochemical-industries-170-years-innovation)

ขณะเดียวกัน การผลิตน้ำมันจำนวนมหาศาลและโครงสร้างพื้นฐานอย่างท่อส่ง War Emergency Pipeline ทำให้สหรัฐฯ ได้เปรียบเชิงยุทธศาสตร์ หลังสงคราม ความมั่งคั่งทางเศรษฐกิจในทศวรรษ 1950–1960 ทำให้ความต้องการเชื้อเพลิงและสินค้าอุปโภคบริโภคจากปิโตรเคมีเพิ่มขึ้น โรงกลั่นจึงพัฒนาเทคโนโลยีซับซ้อนขึ้น เช่น hydrocracking และมีการขยายโครงสร้างพื้นฐาน Midstream ทั่วประเทศ ทศวรรษ 1970–1990 เป็นช่วงความปั่นป่วนจากวิกฤตน้ำมันและความผันผวนทางเศรษฐกิจ ทำให้อุตสาหกรรมต้องปรับตัวครั้งใหญ่ผ่านการควบรวมกิจการและการลงทุนในเทคโนโลยีที่ยืดหยุ่นกว่าเดิม จนก่อรูปคุณลักษณะสำคัญของอุตสาหกรรมในปัจจุบัน



Downstream Midstream และ Upstream ในอุตสาหกรรมน้ำมันและแก๊ส
(ที่มา: https://www.afpm.org/newsroom/infographic/infographic-downstream-midstream-and-upstream)

ในปี 1970 สหรัฐอเมริกาผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ย 9.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน แต่ภายในปี 2007 ปริมาณการผลิตลดลงเหลือเพียง 5 ล้านบาร์เรลต่อวัน อย่างไรก็ตาม การแพร่หลายของเทคโนโลยีไฮดรอลิกแฟรกเจอริง (hydraulic fracturing) ในสหรัฐฯ ได้หยุดการลดลงนี้ และเปลี่ยนทิศทางการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันและแก๊สธรรมชาติของประเทศ ทำให้สหรัฐฯ กลายเป็นผู้เล่นรายใหญ่ในตลาดพลังงานโลก และเป็นผู้ส่งออกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเหลวรายสำคัญ การปฏิวัติชั้นหินดินดาน (shale revolution) ยังทำให้ผู้ผลิตปิโตรเคมีในสหรัฐฯ เข้าถึงวัตถุดิบราคาย่อมเยาได้มากขึ้น ซึ่งถูกนำไปใช้ผลิตสารตั้งต้นทางเคมีสำหรับสินค้าผู้บริโภคที่มีความต้องการเพิ่มขึ้นจากชนชั้นกลางทั่วโลกที่เติบโตอย่างรวดเร็ว ปัจจุบันสหรัฐฯ เป็นหนึ่งในผู้ผลิตเอทิลีนต้นทุนต่ำที่สุดในโลก

โรงกลั่นน้ำมันของสหรัฐฯ ก็ได้รับประโยชน์จากโลกาภิวัตน์เช่นกัน โดยใช้โรงงานที่มีความซับซ้อนสูงในการแปรรูปน้ำมันดิบคุณภาพต่ำจากประเทศคู่ค้าให้เป็นผลิตภัณฑ์คุณภาพสูงที่สามารถขายได้ทั้งในประเทศและต่างประเทศการขยายตัวของอุตสาหกรรมเหล่านี้เกิดขึ้นควบคู่กับการปรับปรุงด้านสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง การปล่อยสารมลพิษทางอากาศที่เป็นอันตรายจากโรงงานลดลง 66% ระหว่างปี 1990 ถึง 2013 และในปี 2016 การปล่อยมลพิษตามเกณฑ์มาตรฐานทั้งหกชนิดจากโรงกลั่นลดลงเกือบ 70% เมื่อเทียบกับปี 1990

ผู้ผลิตเชื้อเพลิงและปิโตรเคมียังคงพัฒนานวัตกรรมเพื่อรับมือกับความท้าทายในอนาคต บริษัทปิโตรเคมีลงทุนอย่างมากในเทคโนโลยีการรีไซเคิลระดับโมเลกุล ซึ่งช่วยให้พลาสติกสามารถรีไซเคิลซ้ำได้หลายครั้ง รวมถึงริเริ่มโครงการลดปัญหาขยะพลาสติกที่จัดการไม่เหมาะสม บริษัทต่าง ๆ ยังวิจัยวิธีใหม่ในการดักจับคาร์บอนในโรงงาน และพัฒนาน้ำมันเครื่องรุ่นใหม่ที่ลดแรงเสียดทานและเพิ่มระยะทางการใช้น้ำมัน พวกเขายังสร้างวัสดุที่ทนทาน น้ำหนักเบา และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้น เพื่อตอบสนองความต้องการของโลกด้านบรรจุภัณฑ์ที่ถูกสุขลักษณะ การขนส่งที่ปลอดภัย และโซลูชันทางการแพทย์ยุคใหม่

ในขณะเดียวกัน โรงกลั่นในสหรัฐฯ ได้ลงทุนกว่า 100,000 ล้านดอลลาร์เพื่อทำให้โรงงานของตนมีประสิทธิภาพและความซับซ้อนสูงที่สุดแห่งหนึ่งของโลก พร้อมรองรับความต้องการเชื้อเพลิงที่สะอาดขึ้นของผู้บริโภคยุคปัจจุบัน และบริษัทปิโตรเคมีได้ลงทุน 185,000 ล้านดอลลาร์ระหว่างปี 1988-2018 เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการตอบสนองความต้องการของโลก

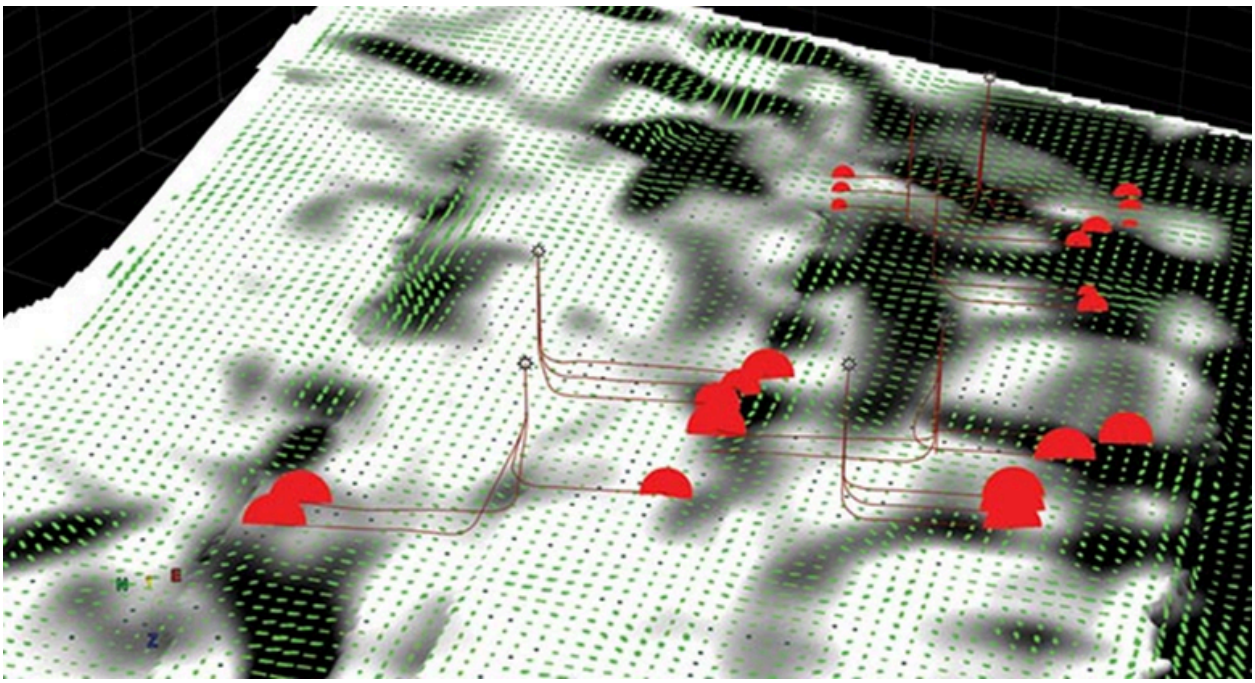
ที่มา:

The refining and petrochemical industries: 170 years of innovation,
https://www.afpm.org/newsroom/blog/refining-and-petrochemical-industries-170-years-innovation

การสำรวจแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

1. การสะท้อนคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Reflection – 2D/3D/4D) เป็นเทคนิคหลักในการทำแผนที่โครงสร้างใต้พื้นดินและลำดับชั้นหิน (stratigraphy) โดยเฉพาะในแอ่งน้ำมันและก๊าซทั้งในอเมริกาเหนือและใต้ ทั้งบนบกและนอกชายฝั่ง

- 2D: ใช้สำหรับการสำรวจเบื้องต้น
- 3D: มาตรฐานในพื้นที่ผลิตที่พัฒนาแล้ว เช่น แอ่งเพอร์เมียน (Permian Basin) และอ่าวเม็กซิโกตอนลึก (deepwater Gulf of Mexico)
- 4D (Time-lapse): ใช้ติดตามการเปลี่ยนแปลงของแหล่งกักเก็บในช่วงเวลาต่าง ๆ เพื่อประเมินการผลิตและการจัดการแหล่งกักเก็บ



ภาพผลการสำรวจด้วยคลื่นไหวสะเทือนแบบสองมิติที่ครอบคลุมทั้งแอ่ง (2-D surveys covering entire basins การสำรวจแบบสามมิติในระดับแหล่งกักเก็บ (3-D projects on the reservoir scale) และการวิเคราะห์คลื่นไหวสะเทือนขนาดเล็ก (microseismic analysis) จากแหล่งหินดินดานมาร์เซลลัส (Marcellus Shale) ในสหรัฐฯ

จุดสีแดงในภาพแสดงปริมาณการผลิตก๊าซในช่วง 180 วันแรกจากหลุมเจาะแนวนอน โดยพบว่าพื้นที่ที่ผลิตได้มาก มักอยู่ในบริเวณที่เวกเตอร์สีเขียวมีความยาวสั้น ซึ่งหมายถึงค่าความไม่เป็นเนื้อเดียวกันเชิงทิศทาง (anisotropy) ต่ำ สะท้อนว่ามีรอยแตกหลายแนวที่ตัดกันอยู่ในชั้นหิน ทำให้ก๊าซไหลผ่านได้ดี พื้นหลังสีขาวในภาพแสดงบริเวณที่คลื่นเฉือนเคลื่อนที่ได้ช้า (Vfast ต่ำ) ซึ่งมักเกิดจากการมีรอยแตกหลายทิศทาง ส่วนพื้นหลังสีดำแสดงบริเวณที่คลื่นเคลื่อนที่ได้เร็ว (Vfast สูง) และมี anisotropy สูง บ่งชี้ว่ามีรอยแตกเพียงแนวเดียวในแนวระนาบ ทำให้การไหลของก๊าซจำกัดมากกว่า

(ที่มา: Seismic Acquisition Trends, https://www.aogr.com/magazine/cover-story/technological-innovations-drive-trends-in-onshore-offshore-seismic-acquisit**)**

- **Full Wavefield Inversion (FWI)**

บริษัทพลังงาน เช่น ExxonMobil ใช้ซูเปอร์คอมพิวเตอร์ประมวลผลคลื่นไหวสะเทือนทั้งชุด (entire seismic wavefield) ทำให้ได้ภาพความละเอียดสูงมาก สามารถแยกความแตกต่างระหว่างชั้นหินกับไฮโดรคาร์บอนหรือน้ำมันได้แม่นยำขึ้นอย่างมาก ช่วยลดความเสี่ยงของการเจาะแล้วไม่พบปิโตรเลียม (dry holes) อย่างมีนัยสำคัญโดยใช้เทคนิค Full Wavefield Inversion (FWI) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีประมวลผลคลื่นไหวสะเทือนขั้นสูง ทำให้สร้างภาพใต้ผิวดินความละเอียดสูงมากกว่าวิธีดั้งเดิม ช่วยให้ระบุโครงสร้างธรณีวิทยาและประเมินว่าชั้นหินมีไฮโดรคาร์บอนหรือไม่ด้วยความแม่นยำขึ้น FWI ทำงานโดยสร้างแบบจำลองธรณีวิทยาเปรียบเทียบข้อมูลสังเคราะห์กับข้อมูลจริง และปรับแบบจำลองซ้ำจนกว่าจะตรงกัน ซึ่งต่างจากการประมวลผลแบบเดิมที่ใช้เวลามากและไม่มีระบบตรวจสอบย้อนกลับ ExxonMobil ใช้อัลกอริทึมเฉพาะและความสามารถของซูเปอร์คอมพิวเตอร์เพื่อใช้ความถี่สูงและฟิสิกส์ที่ซับซ้อนกว่า ทำให้ได้ภาพใต้ผิวดินที่คมชัดและแม่นยำ นอกจากนี้ บริษัทยังใช้ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเพื่อทำนายแนวรอยแตกธรรมชาติ ซึ่งช่วยวางตำแหน่งหลุมเจาะได้เหมาะสมขึ้นและลดจำนวนหลุมที่ต้องเจาะลง

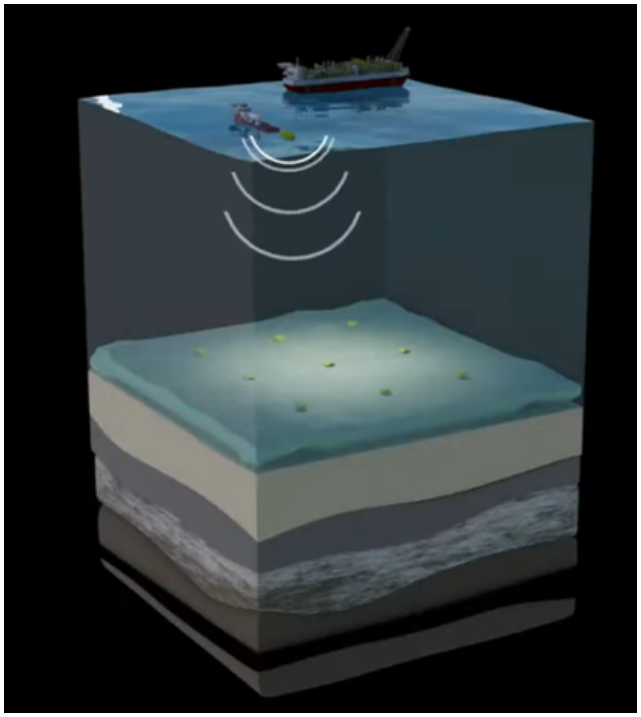
ความแตกต่างระหว่างการวิเคราะห์ข้อมูล FWI กับข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบดั้งเดิม เปรียบได้กับการดูภาพโมนาลิซา ซึ่งสมัยก่อนเราเห็นได้เพียงเส้นร่างและเค้าโครงพื้นฐาน แต่ด้วยเทคโนโลยีใหม่นี้ รายละเอียดของใบหน้าและเสื้อผ้าปรากฏชัดเจน มีสีสันและมิติที่สมจริงยิ่งขึ้น ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากกว่าเดิมอย่างเห็นได้ชัด

(ที่มา: https://corporate.exxonmobil.com/who-we-are/technology-and-collaborations/energy-technologies/exploration-technology/discovering-hidden-hydrocarbons-using-seismic-imaging-technology-to-map-formations#FullWavefieldInversionFWI)

Full Wavefield Inversion (FWI) animation

- **Ocean-Bottom Seismic (OBS)**

เทคนิค Ocean-Bottom Seismic (OBS) หรือ Ocean-Bottom Nodes (OBN) คือการวางเซนเซอร์ลงบนพื้นทะเลโดยตรง ทำให้ได้ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนที่ชัดกว่า มุมรับสัญญาณกว้างกว่า และระยะออฟเซตยาวกว่าการลากเคเบิลแบบเดิม ซึ่งมีความจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการถ่ายภาพชั้นหินคาร์บอเนต pre-salt (pre-salt carbonates) ใต้น้ำลึกโดยเฉพาะในแอ่ง Santos ของประเทศบราซิล ที่ถูกปกคลุมด้วยชั้นเกลือหนา 1.8–2 กิโลเมตรและมีการแทรกตัวของหินภูเขาไฟ เซนเซอร์ OBN ที่อยู่นิ่งให้ความสามารถในการทำซ้ำข้อมูลได้ดี ให้การส่องสว่างใต้ผิวดินกว้างขึ้น (broader illumination) และให้สัญญาณความถี่ต่ำที่สมบูรณ์กว่า ช่วยให้ประมวลผลขั้นสูง เช่น elastic time-lapse FWI



การสำรวจน้ำมันด้วยเทคนิค Ocean-Bottom Seismic (OBS) หรือ Ocean-Bottom Nodes (OBN)
(ที่มา: https://www.sonardyne.com/case-study/greater-efficiency-lower-overheads-with-underwater-autonomy-in-deepwater-seismic/)

On-Demand Ocean Bottom Node animation

เพื่อให้เห็นรูปทรงชั้นเกลือ รอยเลื่อน และการเปลี่ยนแปลงของแหล่งกักเก็บแบบ 4D ได้คมชัดขึ้น พร้อมลดสัญญาณรบกวนและค่า NRMS (Normalized Root Mean Square) ต่ำ นั่นหมายถึงการช่วยให้เห็นการเคลื่อนที่ของน้ำหรือน้ำมันได้อย่างแม่นยำขึ้น ซึ่งมีประสิทธิภาพดีกว่าการสำรวจแบบ streamer ที่มีมุมรับสัญญาณแคบและทำงานได้ยากใต้ชั้นเกลือที่ไม่สม่ำเสมอ OBN จึงช่วยลดความไม่แน่นอนทางธรณีฟิสิกส์สำหรับหลุมเจาะต้นทุนสูง ซึ่งพิสูจน์แล้วในโครงการของ Petrobras และ Shell ในแหล่ง Tupi, Sapinhoá และ Itapu ในแอ่ง Santos นอกชายฝั่งรัฐ Rio de Janeiro ของประเทศบราซิล ขณะเดียวกัน นวัตกรรม OBN แบบ on-demand รุ่นใหม่ในบราซิลยังช่วยให้การติดตามแหล่งกักเก็บมีความยืดหยุ่น อัตโนมัติ และขยายผลได้มากขึ้นสำหรับแหล่งผลิตขนาดใหญ่เหล่านี้

เฟสล่าสุดของโครงการ On-Demand Ocean Bottom Node (OD-OBN) ซึ่งพัฒนาโดยความร่วมมือกับ Shell Petrobras และ SENAI CIMATEC มุ่งยกระดับการสำรวจไหล่ทวีปด้วยระบบติดตั้งโหนดตรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบอัตโนมัติบนพื้นทะเลที่สามารถทำงานระยะยาวและสั่งการได้ตามต้องการ ลดการพึ่งพาเรือสำรวจขนาดใหญ่ผ่านการสื่อสารทางอะคูสติกและออปติคัลจากระยะไกล ช่วยลดต้นทุน การปล่อยคาร์บอน และความเสี่ยงของบุคลากร

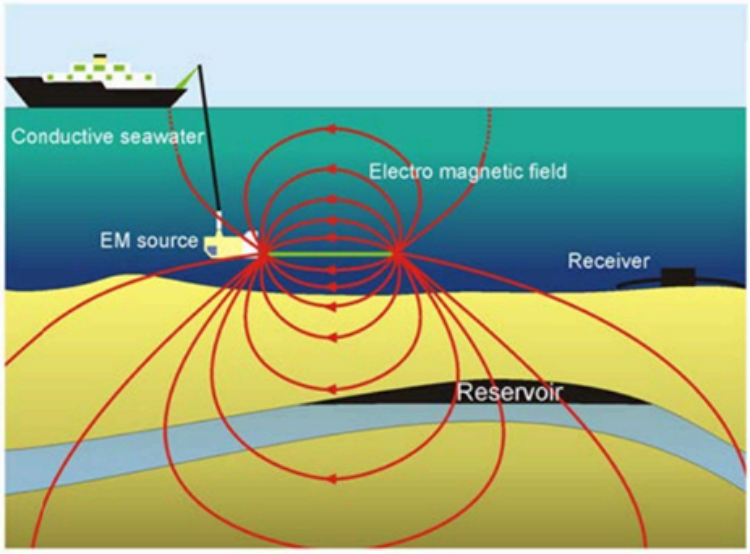
ที่มา:

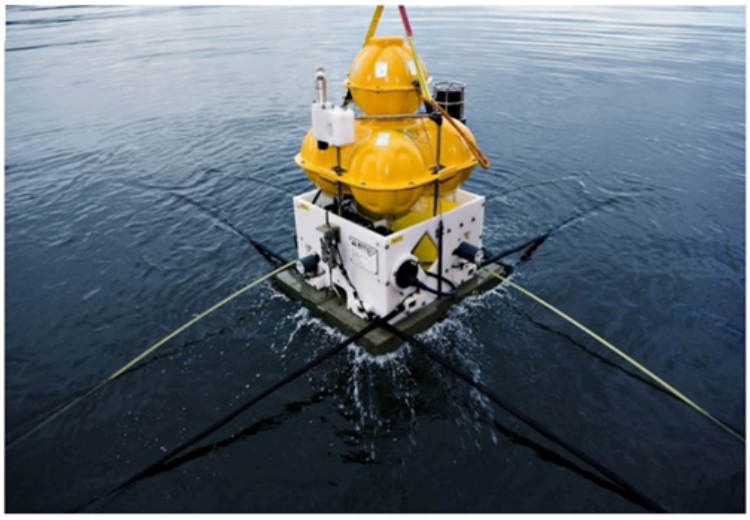
OBN for pre-salt imaging and reservoir monitoring – Potential and road ahead, https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/16th_CISBGf/OBN

Latest phase of pioneering On Demand Ocean Bottom Node project confirmed with Shell, Petrobras and SENAI CIMATEC in Brazil, https://www.sonardyne.com/latest-phase-of-pioneering-on-demand-ocean-bottom-node-project-confirmed-with-shell-petrobras-and-senai-cimatec-in-brazil/

2. การสำรวจแรงโน้มถ่วงและสนามแม่เหล็ก (Gravity and Magnetic Surveys) ใช้เพื่อกำหนดโครงสร้างโดยรวมของแอ่งตะกอน (basin framework) และความลึกถึงชั้นหินฐาน (depth-to-basement) โดยมักนำมารวมกับข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเพื่อใช้ในพื้นที่ชายฝั่งลึกหรือพื้นที่สำรวจใหม่ (frontier areas) การสำรวจประเภทนี้ใช้กันอย่างแพร่หลายในอ่าวเม็กซิโกของสหรัฐฯ และบริเวณขอบทวีปอื่น ๆ

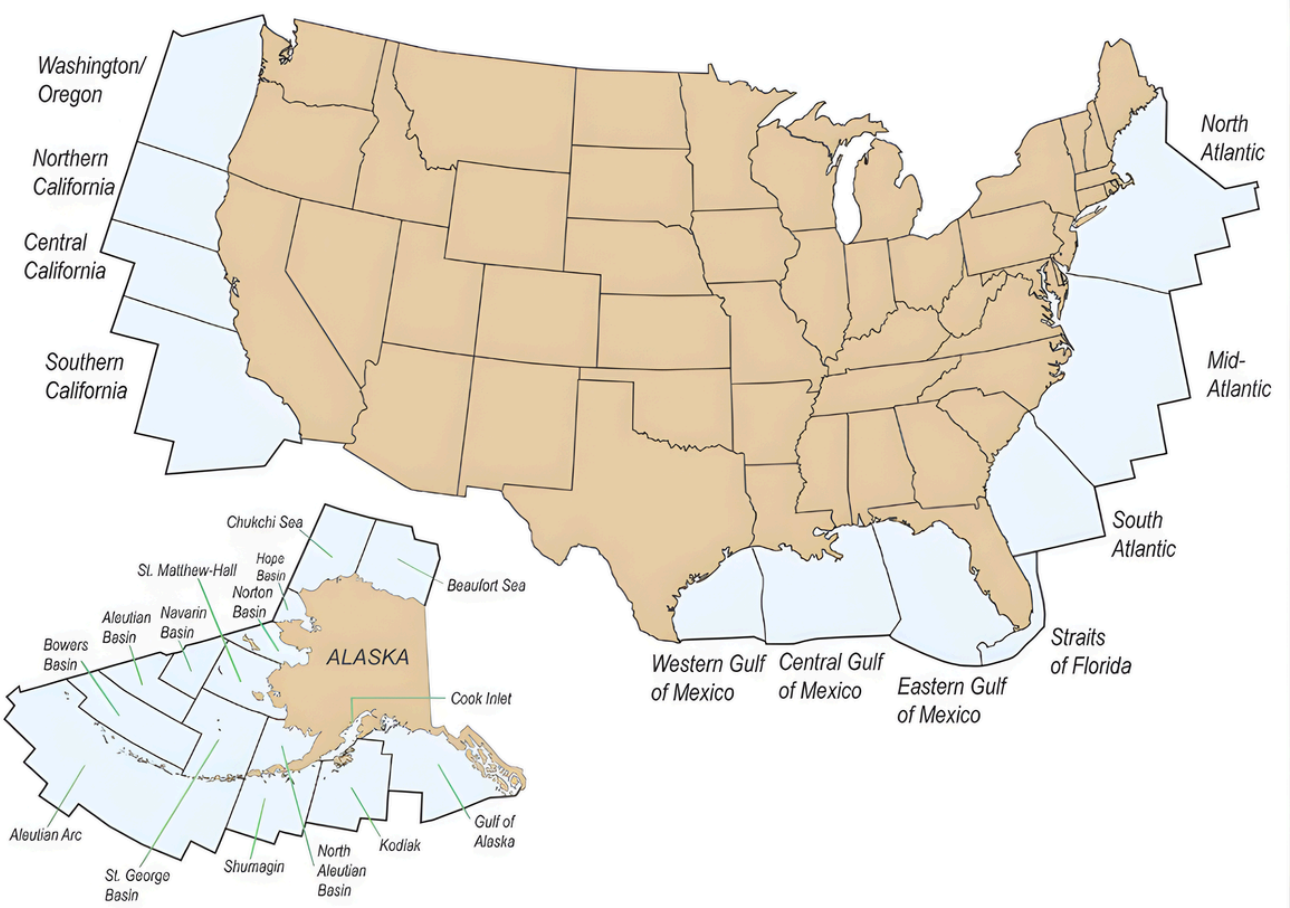
3. การสำรวจด้วยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดควบคุม (Controlled-Source Electromagnetic – CSEM) ถูกนำมาใช้ในบางส่วนของชั้นทวีปนอกชายฝั่งอ่าวเม็กซิโก เพื่อช่วยระบุแหล่งกักเก็บไฮโดรคาร์บอนที่มีความต้านทานไฟฟ้าสูง (resistive hydrocarbon-filled reservoirs) โดยมักใช้ร่วมกับการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนเพื่อเป็นตัวบ่งชี้ไฮโดรคาร์บอนโดยตรง



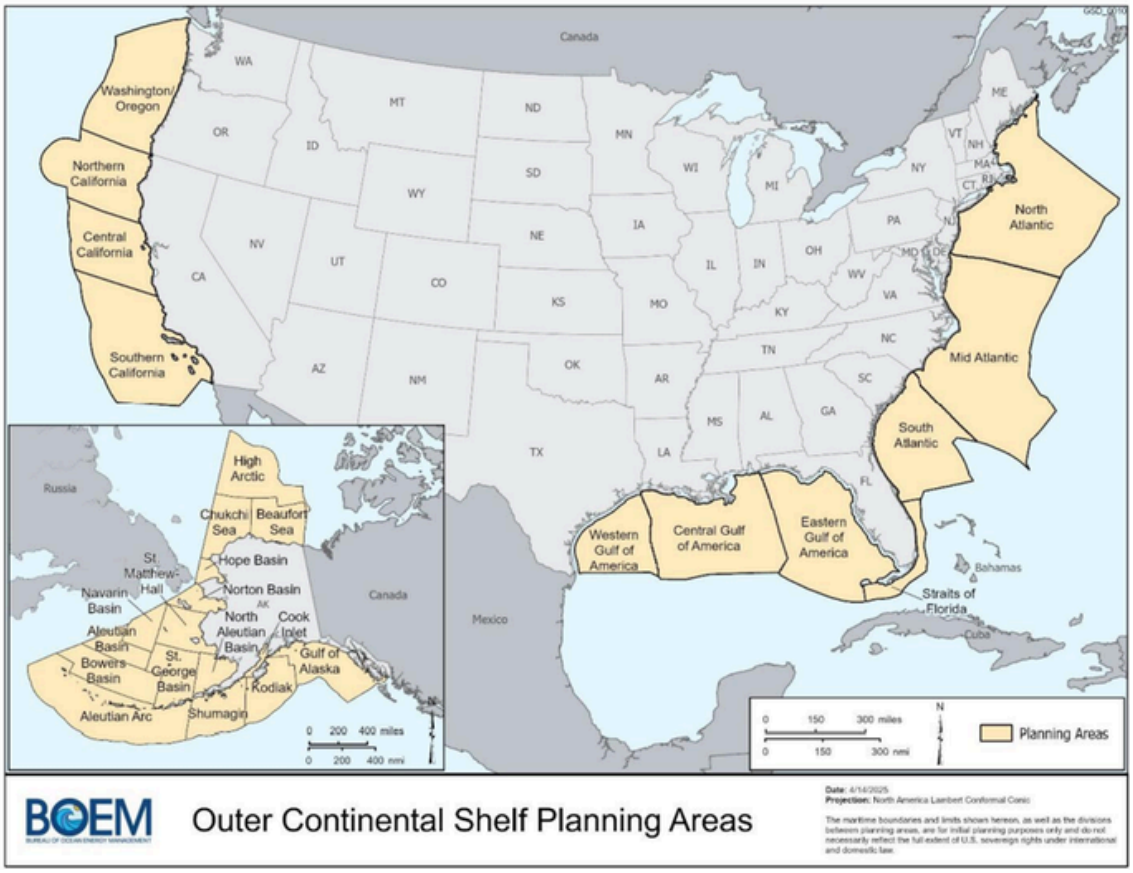


การสำรวจด้วยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดควบคุม ต้นกำเนิดสัญญาณแม่เหล็กไฟฟ้าจะถูกลากไว้ด้านหลังเรือสำรวจ อุปกรณ์นี้จะปล่อยสัญญาณแม่เหล็กไฟฟ้าความถี่ต่ำมาก (มักต่ำกว่า 2 เฮิรตซ์) ลงไปยังพื้นทะเล สัญญาณที่สะท้อนกลับจะถูกบันทึกโดยตัวรับสัญญาณอัตโนมัติที่วางอยู่บนพื้นทะเล และเมื่อการสำรวจเสร็จสิ้น เจ้าหน้าที่จะกู้ตัวรับสัญญาณเหล่านี้ขึ้นมาเพื่อนำข้อมูลออกจากเครื่อง
(ที่มา: https://www.boem.gov/sites/default/files/about-boem/BOEM-Regions/Atlantic-Region/Outreach-Meetings/Non-Acoustic-Sources-Handout.pdf)

จากรายงานฉบับล่าสุดในปี 2024 ของสำนักบริหารทรัพยากรพลังงานทางทะเลของสหรัฐฯ (Bureau of Ocean Energy Management – BOEM) ซึ่งสังกัดกระทรวงมหาดไทยของสหรัฐฯ (BOEM 2024 Geological & Geophysical (G&G) Data Inventory) เพื่อรวบรวมข้อมูลการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ ทั้งในอดีตและปัจจุบันบนไหล่ทวีปนอกชายฝั่งของสหรัฐฯ (U.S. Outer Continental Shelf – OCS) พบว่าปัจจุบันเน้นการใช้ 3D และ 4D seismic (time-lapse) แทน 2D เพื่อความแม่นยำในการประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บและติดตามการเคลื่อนที่ของของไหลในแหล่งผลิต โดยมีการใช้เทคนิคพิเศษ เช่น Amplitude Variation with Offset (AVO) เพื่อระบุไฮโดรคาร์บอน และ Controlled Source Electromagnetic (CSEM) สำหรับพื้นที่น้ำลึก



พื้นที่วางแผนใช้ประโยชน์บนไหล่ทวีปนอกชายฝั่งของสหรัฐอเมริกา ตามรายงาน BOEM 2023



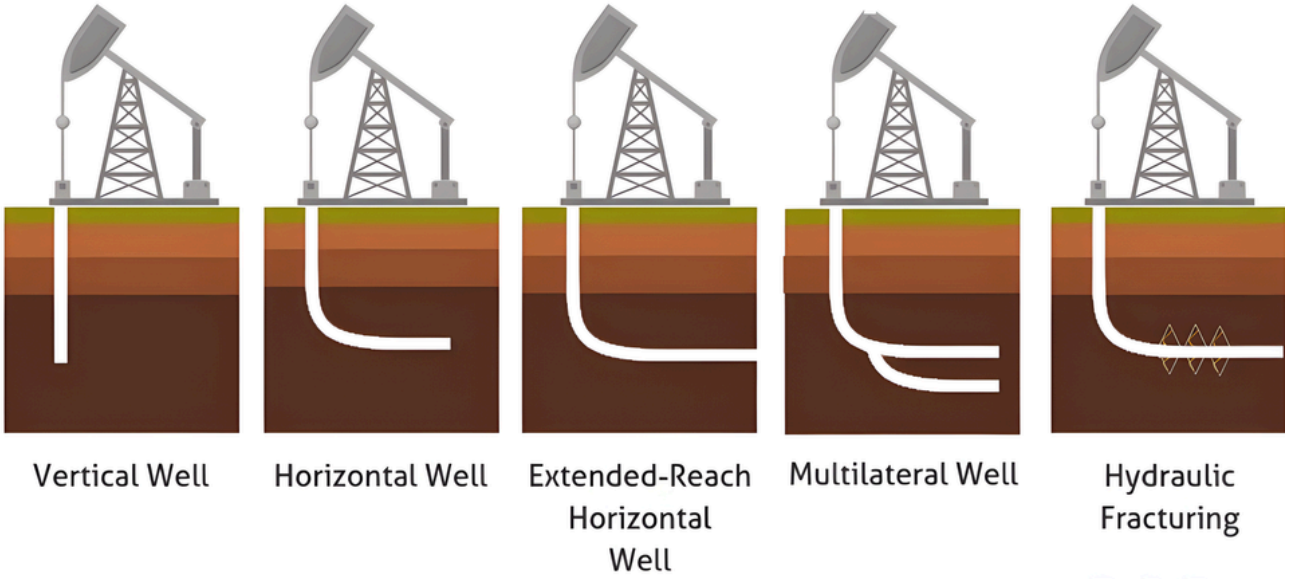
พื้นที่วางแผนใช้ประโยชน์บนไหล่ทวีปนอกชายฝั่งของสหรัฐอเมริกา ตามรายงาน BOEM 2024

ที่มา:

Seismic Acquisition Trends, https://www.aogr.com/magazine/cover-story/technological-innovations-drive-trends-in-onshore-offshore-seismic-acquisit
2024 Geological & Geophysical Data Inventory, https://www.boem.gov/oil-gas-energy/resource-evaluation/seismic-data-inventor

การเจาะหลุมในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

สำนักงานสารสนเทศด้านพลังงาน (Energy Information Administration – EIA) ภายใต้กระทรวงพลังงานสหรัฐฯ (U.S. Department of Energy – DOE) และสำนักเหมืองแร่ (Bureau of Mines) ภายใต้กระทรวงมหาดไทยสหรัฐฯ (U.S. Department of the Interior) ระบุว่าวิธีการเจาะหลุมในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซส่วนใหญ่เป็นการเจาะแบบโรตารี (rotary drilling) โดยมีทั้งหลุมตั้ง (vertical) หลุมเบี่ยงทิศ (directional) และหลุมนอน (horizontal) ซึ่งได้รับการเพิ่มประสิทธิภาพด้วย hydraulic fracturing สำหรับแหล่งกักเก็บแบบพิเศษ (unconventional)



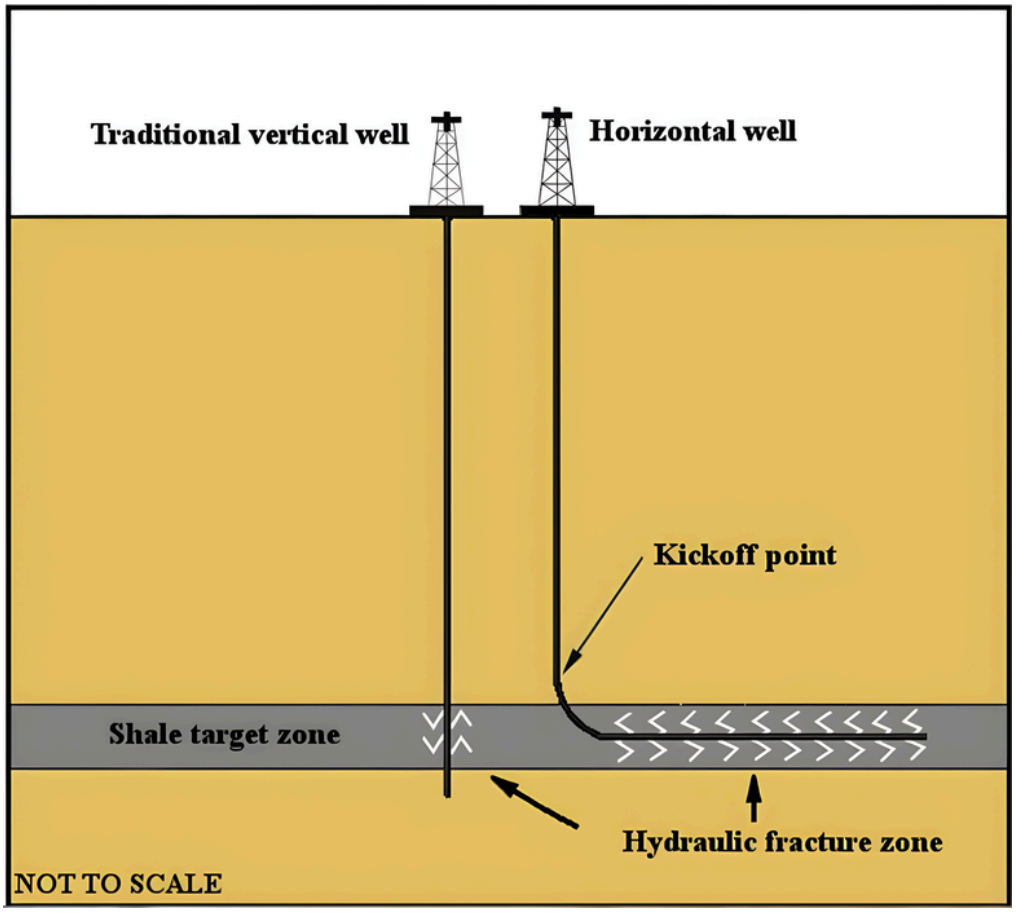
ภาพจำลองเปรียบเทียบระหว่างหลุมเจาะแนวดิ่งและแนวนอน
(ที่มา: https://www.src.sk.ca/blog/drilling-through-advancements-oil-production)

การเจาะแนวตั้งแบบโรตารี (Vertical Rotary Drilling)

หลุมตั้งเจาะตรงลงไปยังชั้นหินเป้าหมายโดยใช้สว่านหมุน (rotating drill bit) ที่ต่อกับชุดก้านเจาะ (drillstring) และขับเคลื่อนจากผิวดินผ่าน rotary table หรือ top drive มีการหมุนเวียนโคลนเจาะเพื่อหล่อเย็นหัวสว่าน และควบคุมความดันหลุม โดยวิธีนี้เคยเป็นเทคนิคหลักจนถึงช่วงทศวรรษ 2010 แต่ปัจจุบันมีสัดส่วนน้อยลงเมื่อเทียบกับหลุมนอน

การเจาะแนวนอน (Horizontal Drilling)

การเจาะแนวนอนเริ่มจากหลุมตั้งจนถึง “kickoff point” เหนือชั้นกักเก็บ จากนั้นค่อยๆ สร้างมุมโค้ง (build angle) เพื่อเข้าสู่แนวนอน ทำให้สัมผัสชั้นหินบางๆ เช่น หินดินดาน (shale) หรือหินทรายเนื้อแน่น (tight sands) ได้ยาวขึ้นและเพิ่มอัตราการผลิต EIA ระบุว่าเทคนิคนี้กลายเป็นวิธีหลักตั้งแต่ปี 2011 โดยคิดเป็น 69% ของจำนวนหลุมในสหรัฐฯ และ 83% ของระยะเจาะทั้งหมดในปี 2016 โดยความยาวมีตั้งแต่หลายร้อยเมตรจนถึงหลายกิโลเมตร การควบคุมแนวหลุมใช้เครื่องมือ Measurement While Drilling (MWD) เพื่อให้ข้อมูลมุมของการเจาะ (inclination และ azimuth) แบบเรียลไทม์



kickoff point © 2018 Elsevier B.V. All rights reserved
(ที่มา: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.084)

การเจาะเบี่ยงทิศและระบบควบคุมทิศทาง (Directional and Steerable Techniques)

การเจาะเบี่ยงทิศ (directional drilling) ทำให้หลุมเบี่ยงจากแนวตั้งโดยใช้ Rotary Steerable Systems (RSS) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีการขุดเจาะหลุมน้ำมันและก๊าซที่ช่วยให้สามารถบังคับทิศทางหัวเจาะได้ในขณะที่สว่านกำลังหมุนอยู่ โดย RSS ช่วยควบคุมหลุมตั้ง การเจาะระยะไกล (extended-reach) และสร้างหลุมที่เรียบขึ้น เพิ่มอัตราความเร็วที่หัวเจาะที่สามารถตัดผ่านชั้นหิน และลดต้นทุนในแหล่งก๊าซลึก

การเก็บแกนหินและการเจาะเฉพาะทาง (Core and Specialty Drilling)

การเก็บแกนหิน (coring) ใช้ชุดกระบอกเจาะเก็บตัวอย่างดิน/หินแบบดึงกลับด้วยสายเคเบิล (wireline-retrievable core barrels) ซึ่งมีความยาวชุดประมาณ 24 ฟุตซึ่งถูกใช้ในหลุมวิจัยก๊าซไฮเดรตของ DOE ที่ต้องเตรียมหลุมด้วยโคลนที่มีความเสถียรเพื่อรักษาสภาพแกนหินจากชั้นทรายลึก 1,700–2,000 ฟุต

การทำ Hydraulic Fracturing หลังการเจาะ (Hydraulic Fracturing Integration)

หลังการเจาะ จะมีการทำ hydraulic fracturing (fracking) โดยอัดของเหลวแรงดันสูงซึ่งเป็นวัสดุค้ำจุนรอยแตกในหลุมเจาะ (proppant) เช่น ทราย โดยเฉพาะหลุมนอนที่ทำแบบหลายขั้น (multi-stage) จะมีการแยกช่วงด้วยอุปกรณ์อุดปิดผนึกหลุมเจาะ (packers) เพื่อป้องกันการไหลรั่วของของไหล เช่น น้ำ ก๊าซ และ โคลน เป็นต้น EPA ระบุว่า fracking เป็นกระบวนการสำคัญ เพราะเป็นการสร้างช่องทางไหลที่ถูกค้ำยันด้วย proppant ทำให้ไฮโดรคาร์บอนหรือน้ำมันไหลกลับสู่หลุมได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ที่มา:

Hydraulically fractured horizontal wells account for most new oil and natural gas wells, https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34732
Oil & Natural Gas Technology, https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/NT42962_DraftCoreProcedures.pdf
Analysis of Rotary Steerable Systems versus Conventional Mud Motors for Vertical and Horizontal Wells in the Caney Formation, Southwest Oklahoma, https://www.osti.gov/servlets/purl/2589903

ระยะเวลาดำเนินการรวมของหลุมผลิตก๊าซหนึ่งหลุมอ้างอิงจากเมือง Mansfield รัฐเทกซัส (ตามการรวมเวลาขั้นต่ำของแต่ละขั้นตอน) ได้แก่: การพัฒนาพื้นที่ 1 สัปดาห์, ขั้นตอนก่อนการเจาะ 1 สัปดาห์, การเจาะ 14 วัน บวกการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะอีก 2-3 วัน, ขั้นตอนหลังการเจาะ 1 สัปดาห์, การทำ fracturing 10 วัน, การเจาะทำความสะอาดหลัง fracturing 1 สัปดาห์ และขั้นตอน flowback อีก 2 สัปดาห์ รวมทั้งหมดประมาณ 8-9 สัปดาห์ สำหรับหลุมเดียว

รายงาน Drilling Productivity Report ของ EIA ซึ่งติดตามข้อมูลการผลิตและประสิทธิภาพรายเดือนในshale หลักของประเทศ ครอบคลุมตัวชี้วัดอย่างผลผลิตจากหลุมใหม่ต่อแท่นเจาะ (new-well output per rig) ปริมาณการผลิตรวมรายภูมิภาค (production be region) และจำนวนหลุมที่ขุดแล้วแต่ยังไม่แล้วเสร็จ (Drilled But Uncompleted – DUC) จากข้อมูลล่าสุดในเดือนมิถุนายน 2024 แสดงให้เห็นว่ามีการผลิตน้ำมันเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ขณะที่ก๊าซลดลง ท่ามกลางประสิทธิภาพแท่นเจาะที่คงที่ โดย Permian ยังคงเป็นภูมิภาคที่ขับเคลื่อนการเติบโตของการผลิตมากที่สุด ณ เดือนเมษายน 2024 และคลังหลุม DUC ของสหรัฐฯ ทรงตัวอยู่ที่ประมาณ 4,510 หลุม

NEW-WELL PRODUCTION PER RIG BY REGION | PRODUCTION BY REGION | DUC WELLS BY REGION

	New-well oil production per rig barrels/day			New-well gas production per rig thousand cubic feet/day		
Region	**May 2024**	**June 2024**	**change**	**May 2024**	**June 2024**	**change**
Anadarko	717	719	2	4,840	4,875	35
Appalachia	239	241	2	28,465	28,643	178
Bakken	1,745	1,747	2	2,660	2,663	3
Eagle Ford	1,635	1,639	4	6,059	6,065	6
Haynesville	14	14	-	13,453	13,487	34
Niobrara	1,496	1,498	2	4,622	4,678	56
Permian	1,386	1,400	14	2,536	2,547	11
Rig-weighted average	1,199	1,222	23	5,964	5,831	(133)

NEW-WELL PRODUCTION PER RIG BY REGION | PRODUCTION BY REGION | DUC WELLS BY REGION

Region	Oil production thousand barrels/day May 2024	June 2024	change	Gas production million cubic feet/day May 2024	June 2024	change
Anadarko	382	383	1	6,528	6,518	(10)
Appalachia	136	135	(1)	35,967	35,791	(176)
Bakken	1,313	1,313	-	3,471	3,487	16
Eagle Ford	1,102	1,106	4	7,344	7,323	(21)
Haynesville	32	32	-	15,606	15,339	(267)
Niobrara	702	697	(5)	5,359	5,344	(15)
Permian	6,169	6,187	18	25,250	25,393	143
Total	**9,836**	**9,853**	**17**	**99,525**	**99,195**	**(330)**

NEW-WELL PRODUCTION PER RIG BY REGION | PRODUCTION BY REGION | DUC WELLS BY REGION

Region	Drilled but uncompleted wells (DUC) wells March 2024	April 2024	change
Anadarko	697	701	4
Appalachia	819	824	5
Bakken	322	328	6
Eagle Ford	347	345	(2)
Haynesville	784	791	7
Niobrara	644	628	(16)
Permian	891	893	2
Total	**4,504**	**4,510**	**6**

ที่มา:

Gas Well Drilling Process, https://www.mansfieldtexas.gov/356/Drilling-Process
Drilling Productivity Report, https://www.eia.gov/petroleum/drilling/

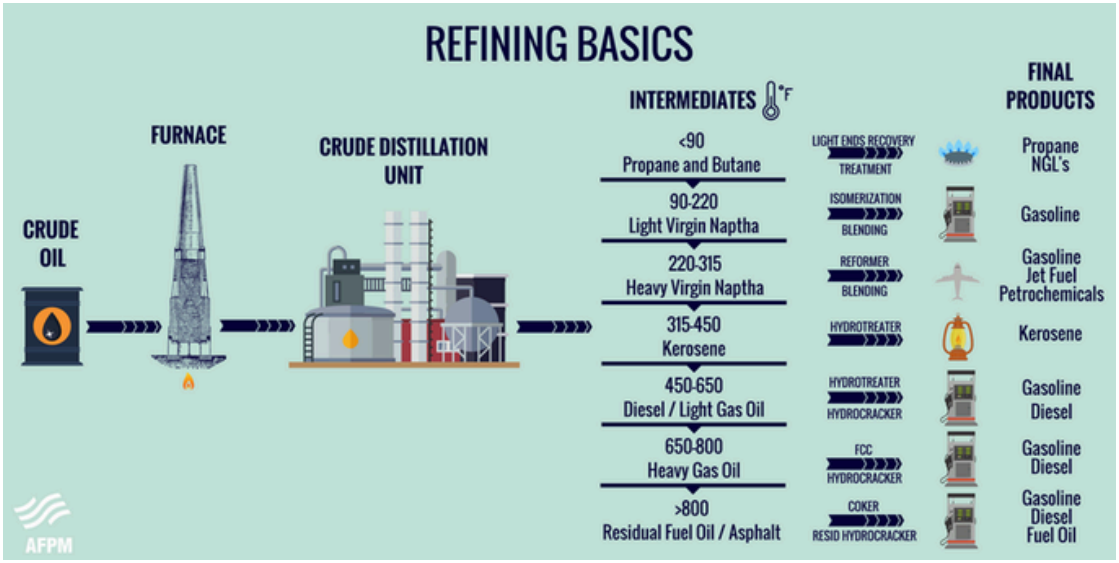
อย่างไรก็ดี นวัตกรรมการเจาะสำรวจทั้งบนบกและนอกชายฝั่งกำลังเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว โดยช่วยลดต้นทุน เพิ่มความปลอดภัย และทำให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นในสภาพแวดล้อมที่ลึกขึ้นและซับซ้อนกว่าเดิม เช่น การใช้ AI และ Machine Learning ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการวางตำแหน่งหลุมและการตัดสินใจด้านทิศทาง โดยใช้ข้อมูลจาก Measurement While Drilling/ Logging While Drilling (MWD/LWD) และข้อมูลผิวดิน ลดเวลาที่ไม่ก่อให้เกิดผลผลิตได้สูงถึงประมาณ 30% ในบางพื้นที่ของอเมริกาเหนือ อัลกอริทึม Machine Learning วิเคราะห์ข้อมูลหลุมแบบเรียลไทม์เพื่อแนะนำการปรับทิศทางและตรวจจับการเปลี่ยนแปลงของชั้นหินได้เร็วขึ้น อีกทั้งดิจิทัลทวินจำลองแผนการเจาะทั้งโครงการโดยใช้ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ ประวัติหลุม และแบบจำลองแหล่งกักเก็บ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพก่อนเริ่มเจาะจริง Edge computing และ IoT บนแท่นเจาะช่วยส่งข้อมูลไปยังคลาวด์เพื่อปรับปรุงการบำรุงรักษา โลจิสติกส์ และการติดตามการปล่อยก๊าซ ตลอดจนการใช้การควบคุมจากระยะไกลด้วย หุ่นยนต์ และ “robotic roughnecks” ช่วยลดความเสี่ยงของพนักงานบนแท่นเจาะ ขณะที่ Shell Vito และ Whale ในอ่าวเม็กซิโกใช้ระบบดิจิทัลและการควบคุมจากระยะไกลเพื่อลดขนาดโครงสร้างอย่างมีนัยสำคัญ โดยแท่น Whale ถูกออกแบบมาให้มี ความเข้มข้นของคาร์บอน (Carbon Intensity) ต่ำลงถึง 30% ตลอดอายุการใช้งาน

ที่มา:

Tech innovations transforming onshore and offshore drilling, https://ognnews.com/Article/47612/Tech_innovations_transforming_onshore_and_offshore_drilling#

Engineering by design | Shell's latest platform, https://www.youtube.com/watch?v=-gA5RwKOCQI&t=66s

การกลั่นน้ำมันดิบ



กระบวนการกลั่นน้ำมันดิบอย่างง่าย
(ที่มา: https://www.afpm.org/newsroom/infographic/refining-basics)

กลุ่มกระบวนการสำคัญ ได้แก่

การกำจัดเกลือและเตรียมน้ำมันดิบ (Desalting and preparation) น้ำมันดิบถูกปรับสภาพเบื้องต้นเพื่อลดปริมาณเกลือ น้ำ และของแข็ง เพื่อป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ในโรงกลั่น

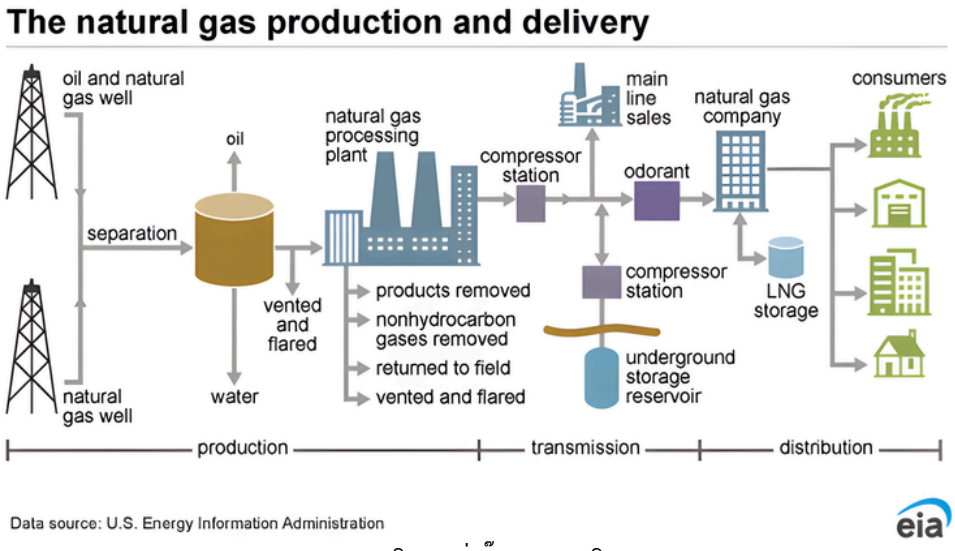
การกลั่นลำดับส่วน (Distillation / Separation) น้ำมันดิบถูกให้ความร้อนและส่งเข้าสู่หอกลั่น เพื่อแยกส่วนประกอบตามจุดเดือด เช่น ก๊าซปิโตรเลียม แนฟทา (Naphtha) น้ำมันเบนซิน (Gasoline) น้ำมันก๊าดหรือเคโรซีน น้ำมันดีเซล (Diesel) น้ำมันเตา (Fuel Oil) และยางมะตอย/กากกันหอกลั่น (Residue) เป็นต้น

กระบวนการแปรสภาพ (Conversion processes) ส่วนหนักที่มีมูลค่าต่ำถูกแปรสภาพให้เป็นผลิตภัณฑ์ที่เบากว่าและมีมูลค่าสูงขึ้น เช่น

- Cracking (thermal/catalytic) กระบวนการแตกน้ำมันโมเลกุลใหญ่ให้เป็นน้ำมันเบนซินและน้ำมันกลั่น
- Hydrocracking กระบวนการใช้ไฮโดรเจนและตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อผลิตน้ำมันกลั่นสะอาด
- Coking / Visbreaking กระบวนการแตกตัวด้วยความร้อน ที่ใช้จัดการกับน้ำมันก้นหอ (Residue) ที่หนักและมีความหนืดสูง โดย Visbreaking เน้นลดความหนืดเพื่อให้ได้น้ำมันเตาคุณภาพดีขึ้นและผลิตภัณฑ์เบาเล็กน้อย ส่วน Coking เน้นเปลี่ยนกากน้ำมันทั้งหมดให้เป็นผลิตภัณฑ์เบาและโค้ก (Coke) โดยไม่เหลือของเหลวตกค้าง
- Reforming กระบวนการเปลี่ยนแนฟทาให้เป็นส่วนผสมเบนซินออกเทนสูง

การปรับคุณภาพและการทำให้บริสุทธิ์ (Treatment and finishing) กระบวนการ Hydrotreating ใช้กำจัดกำมะถันและสิ่งปนเปื้อนอื่น ๆ และคุณสมบัติของเชื้อเพลิงขั้นสุดท้าย

การแปรรูปก๊าซธรรมชาติ



การผลิตและส่งก๊าซธรรมชาติ
(ที่มา: https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/**)**

การแปรรูปก๊าซธรรมชาติเป็นกระบวนการหลายขั้นตอนเพื่อให้ได้ก๊าซคุณภาพมาตรฐานสำหรับระบบท่อส่ง ซึ่งมีกระบวนการดังนี้

• **การแยกเบื้องต้น (Initial separation)** เป็นการแยกก๊าซ น้ำมันและน้ำ ด้วยการควบแน่นเพื่อกำจัดของเหลวอิสระใกล้หลุมผลิต

• **การกำจัดสิ่งเจือปน (Removal of impurities)** เพื่อกำจัดน้ำ ไฮโดรเจนซัลไฟด์ คาร์บอนไดออกไซด์ ไนโตรเจน ฮีเลียม และสิ่งปนเปื้อนอื่น ๆ

• **การแยกก๊าซธรรมชาติเหลว (Natural Gas Liquids – NGL / Hydrocarbon Gas Liquids – HGL) recovery)** แยกอีเทน (Ethane) โพรเพน (Propane) บิวเทน (Butane) และแนฟทาโดยใช้กระบวนการใช้ความเย็นจัด (Cryogenic) หรือการดูดซับ (Absorption)

• **การแยกมีเทนและการกลั่นลำดับส่วน (Methane separation & fractionation)**
มีเทนถูกแยกออกจากของเหลว และของเหลวถูกกลั่นแยกเป็นผลิตภัณฑ์รายชนิดตามจุดเดือด

ที่มา:

Oil and petroleum products explained Refining crude oil, https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/refining-crude-oil-the-refining-process.php
Petroleum Refining, https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-09/documents/5.1_petroleum_refining.pdf
Natural gas explained Delivery and storage, https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/delivery-and-storage.php

แนวโน้มใหม่ในอุตสาหกรรมการกลั่น (Emerging Trends in Refining)

อุตสาหกรรมการกลั่นกำลังเผชิญการเปลี่ยนแปลงครั้งสำคัญ โดยมีหลายแนวโน้มใหม่ที่กำลังกำหนดรูปแบบการผลิตและการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในอนาคต ได้แก่

1) การมุ่งเน้นพลังงานสะอาดและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

แรงผลักดันระดับโลกต่อพลังงานสะอาดและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ทำให้เกิดความต้องการเชื้อเพลิงที่สะอาดขึ้นและกระบวนการกลั่นที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น โรงกลั่นต้องผลิตเชื้อเพลิงที่มีปริมาณกำมะถันต่ำ ลดการใช้พลังงาน และลดการเกิดของเสีย

2) ความก้าวหน้าในเทคโนโลยีตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ

ตัวเร่งปฏิกิริยาเป็นหัวใจของกระบวนการกลั่น ช่วยผลิตเชื้อเพลิงและปิโตรเคมีคุณภาพสูง ความก้าวหน้าในเทคโนโลยีตัวเร่งปฏิกิริยาช่วยเพิ่มประสิทธิภาพ ความจำเพาะ และความเสถียรของกระบวนการกลั่น ส่งผลให้ลดต้นทุนและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

3) การผสานพลังงานหมุนเวียนเข้ากับกระบวนการกลั่น

การนำพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม มาใช้ร่วมกับกระบวนการกลั่นกำลังได้รับความสนใจ แนวโน้มนี้ช่วยลด carbon footprint ของโรงกลั่นและเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน

นวัตกรรมด้านตัวเร่งปฏิกิริยา (Innovations in Catalysis)

ตัวเร่งปฏิกิริยาเป็นองค์ประกอบสำคัญของกระบวนการกลั่น ช่วยเปลี่ยนน้ำมันดิบให้เป็นผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง ช่วยยกระดับประสิทธิภาพ คุณภาพผลิตภัณฑ์ และความยั่งยืนด้านสิ่งแวดล้อม

1) การพัฒนาตัวเร่งปฏิกิริยาใหม่เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการกลั่น

การพัฒนาอย่างต่อเนื่องของตัวเร่งปฏิกิริยาเป็นแรงขับเคลื่อนสำคัญของนวัตกรรมในอุตสาหกรรมการกลั่น ในช่วงแรกของการกลั่นมีการใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาแบบกรดอย่างง่าย ก่อนจะพัฒนาไปสู่ระบบตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีความก้าวหน้าและมีประสิทธิภาพสูงขึ้นตามลำดับ กระบวนการกลั่นสมัยใหม่พึ่งพาตัวเร่งปฏิกิริยาซีโอไลต์ (Zeolite) ตัวเร่งปฏิกิริยาออกไซด์ของโลหะ และตัวเร่งปฏิกิริยาโลหะผสม เพื่อส่งเสริมปฏิกิริยาเฉพาะในกระบวนการกลั่น เช่น การcracking hydrocracking และ reforming กระบวนการเหล่านี้ช่วยสลายโมเลกุลไฮโดรคาร์บอนขนาดใหญ่ให้เป็นโมเลกุลที่มีมูลค่าสูงกว่า กำจัดสิ่งเจือปน เช่น กำมะถัน (S) และไนโตรเจน (N) รวมถึงจัดเรียงโครงสร้างโมเลกุลใหม่เพื่อเพิ่มคุณภาพของเชื้อเพลิงที่ได้ ดังนั้น ตัวเร่งปฏิกิริยาจึงมีผลต่อทั้งความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจของการกลั่นและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้นสามารถลดการใช้พลังงานและการปล่อยสารมลพิษได้

2) การประยุกต์นาโนเทคโนโลยีในการออกแบบตัวเร่งปฏิกิริยา

ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา มีความก้าวหน้ามากในด้านการพัฒนาตัวเร่งปฏิกิริยาสำหรับการกลั่นปิโตรเลียม เนื่องจากความต้องการผลิตภัณฑ์กลั่นที่เพิ่มขึ้นและกฎระเบียบด้านสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดขึ้นทั่วโลก หนึ่งในความก้าวหน้าที่โดดเด่นคือการเกิดขึ้นของนาโนคาตาลิสต์ (Nanocatalyst) ซึ่งสามารถควบคุมปฏิกิริยาได้อย่างแม่นยำ เนื่องจากมีพื้นที่ผิวสูงและคุณสมบัติอื่นๆ ที่เอื้อประโยชน์ นาโนคาตาลิสต์มีศักยภาพอย่างมากในกระบวนการ hydrocracking และ catalytic reforming โดยช่วยเพิ่มอัตราการเกิดปฏิกิริยาและความจำเพาะ ขณะเดียวกันก็ลดการเกิดผลพลอยได้ที่ไม่ต้องการ การออกแบบตัวเร่งปฏิกิริยาในระดับนาโนช่วยให้สามารถปรับแต่งคุณสมบัติของตัวเร่งปฏิกิริยาได้อย่างละเอียด ส่งผลให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นและลดต้นทุนการดำเนินงาน

3) ความก้าวหน้าในการนำตัวเร่งปฏิกิริยากลับมาใช้ใหม่

การนำตัวเร่งปฏิกิริยากลับมาใช้ใหม่เป็นสิ่งสำคัญเพื่อลดของเสียและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เทคนิคการนำกลับมาใช้ใหม่ เช่น การฟื้นฟูประสิทธิภาพของตัวเร่งปฏิกิริยา (regeneration) ด้วยความร้อนเพื่อกำจัดโค้กที่สะสมอยู่ที่อุณหภูมิสูงหรือการฟื้นฟูด้วยสารเคมี ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของการนำกลับมาใช้ใหม่ ซึ่งอาจนำตัวเร่งปฏิกิริยานำที่ผ่านการฟื้นฟูกลับมาใช้ในกระบวนการเดิมอีกครั้ง (Direct Reuse) หรือการนำตัวเร่งปฏิกิริยาจากหน่วยที่มีความรุนแรงสูงกว่า เช่น hydrocracker ไปใช้ในหน่วยที่มีความรุนแรงต่ำกว่า เช่น hydrotreater ซึ่งเป็นการใช้งานแบบลำดับขั้น (Cascading)

ที่มา:

Refining Future: Trends and Innovations, https://www.numberanalytics.com/blog/future-of-refining-trends-innovations
Recent Advancements in Catalysts for Petroleum Refining, https://doi.org/10.3390/catal14120841
Question 40: As it relates to overall catalyst cycle life management, https://www.afpm.org/data-reports/technical-papers/qa-search/question-40-it-relates-overall-catalyst-cycle-life

โมเดลโรงกลั่นใหม่

ภูมิทัศน์พลังงานโลกกำลังเผชิญการเปลี่ยนแปลงครั้งใหญ่ เมื่อประเทศต่าง ๆ ตั้งเป้าการลดการปล่อยคาร์บอน (decarbonization) และความมั่นคงด้านพลังงานกลายเป็นประเด็นสำคัญ โรงกลั่นน้ำมันแบบดั้งเดิมจึงต้องปรับตัวตลอดเวลากว่าศตวรรษ โดยอาศัยกลยุทธ์ อาทิ การใช้ไฟฟ้าในกระบวนการ (process electrification) เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage – CCS) และวัตถุดิบทางเลือก เช่น เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuel) และเชื้อเพลิงสังเคราะห์ สำหรับสหรัฐฯ กระทรวงพลังงานสหรัฐฯ (U.S. Department of Energy – DOE) เน้นศักยภาพของการบูรณาการไฮโดรเจนและตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ขณะที่คณะกรรมาธิการยุโรป (European Commission) ให้ความสำคัญกับแนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนเพื่อลดของเสียและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ทรัพยากร อย่างไรก็ตาม แนวทางเหล่านี้ยังคงมุ่งเพิ่มประสิทธิภาพโรงกลั่นขนาดใหญ่แบบดั้งเดิม มากกว่าการออกแบบใหม่ทั้งหมด

แม้ว่าการปรับปรุงแบบค่อยเป็นค่อยไปจะช่วยลดการปล่อยก๊าซและเพิ่มประสิทธิภาพ แต่ก็ยังไม่สามารถแก้ข้อจำกัดเชิงโครงสร้างของโรงกลั่นแบบรวมศูนย์ เช่น โซ่อุปทานยาว โครงสร้างพื้นฐาน และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการดำเนินงานขนาดใหญ่ได้ อีกทางเลือกหนึ่งที่ยังไม่ได้รับการสำรวจอย่างเพียงพอ คือการเปลี่ยนไปสู่โมเดลโรงกลั่นที่เน้นความเป็นโมดูลาร์ (modularity) การเพิ่มความเข้มข้นของกระบวนการหรือการเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการ (Process intensification – PI) การบูรณาการพลังงานหมุนเวียน (renewable energy integration) และการพึ่งพาอาศัยกันทางอุตสาหกรรม (industrial symbiosis) วิสัยทัศน์นี้ก้าวข้ามการเพิ่มประสิทธิภาพแบบเดิม และเสนอกรอบแนวคิดใหม่ที่หลากหลายวัตถุดิบ ใช้เทคโนโลยีดิจิทัลล้ำสมัย และผสานกระบวนการประหยัดพลังงานเพื่อสร้างเครือข่ายโรงกลั่นที่ยั่งยืนยิ่งขึ้น การเปลี่ยนแปลงนี้ไม่ได้ขับเคลื่อนด้วยเหตุผลด้านสิ่งแวดล้อมเท่านั้น แต่ยังรวมถึงปัจจัยด้านเศรษฐกิจและภูมิรัฐศาสตร์ เช่น ความปั่นป่วนของห่วงโซ่อุปทาน ราคาน้ำมันดิบที่ผันผวน และความต้องการโซลูชันพลังงานเฉพาะภูมิภาคที่เพิ่มขึ้น

การบูรณาการพลังงานหมุนเวียนเข้ากับกระบวนการกลั่นเป็นหนึ่งในเส้นทางลดคาร์บอนที่มีศักยภาพสูงที่สุด อุตสาหกรรมการกลั่นซึ่งใช้พลังงานจำนวนมากถึง 20% ของการใช้พลังงานทั้งหมดในภาคอุตสาหกรรม การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานความร้อนใต้พิภพจึงสามารถลดการพึ่งพาพลังงานจากฟอสซิลได้อย่างมาก ไฮโดรเจนอิเล็กโทรไลต์ที่ผลิตจากไฟฟ้าส่วนเกินของพลังงานหมุนเวียนเป็นทางเลือกที่มีศักยภาพแทนไฮโดรเจนจากฟอสซิล ซึ่งเป็นสาเหตุของการปล่อย CO_2 มากกว่า 900 ล้านตันต่อปี นอกจากนี้ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานและมาตรการเพิ่มความยืดหยุ่นของโครงข่ายไฟฟ้ายังช่วยรักษาเสถียรภาพของการดำเนินงานโรงกลั่นและลดผลกระทบจากความไม่สม่ำเสมอของพลังงานหมุนเวียน การกักเก็บพลังงานที่คุ้มค่าช่วยเพิ่มความเป็นไปได้ของเครือข่ายโรงกลั่นแบบกระจายศูนย์

การเพิ่มความเข้มข้นของกระบวนการ (PI) เป็นความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีสำคัญที่จะเพิ่มประสิทธิภาพและลดการปล่อยก๊าซและต้นทุนการดำเนินงาน กระบวนการกลั่นแบบดั้งเดิมพึ่งพาหน่วยปฏิบัติการที่ใช้พลังงานและเงินลงทุนสูง เช่น การกลั่นแบบแยกส่วน catalytic cracking และ hydro-processing ซึ่งแทบไม่เปลี่ยนแปลงมานานหลายทศวรรษ ในทางตรงกันข้าม กระบวนการแบบเข้มข้น เช่น การกลั่นเชิงปฏิกิริยา (Reactive Distillation – RD) membrane separation และ microchannel reactors ช่วยให้เกิดกลไกการแยกและปฏิกิริยาที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น

Digitalization มีลักษณะคล้ายกับ PI กล่าวคือเป็นการเปลี่ยนวิธีการดำเนินงานของโรงกลั่นด้วยการใช้ปัญญาประดิษฐ์ (AI) การเรียนรู้ของเครื่อง และดิจิทัลทวิน ช่วยให้มีการตรวจสอบแบบเรียลไทม์ การบำรุงรักษาที่คาดการณ์ไว้ก่อน และการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ตามรายงานของ McKinsey & Company พบว่าการเพิ่มประสิทธิภาพด้วย AI สามารถเพิ่มกำไรจากการกลั่นได้สูงถึง 10% พร้อมลดการปล่อยก๊าซลง 5–15% การใช้เอดจ์คอมพิวติ้ง (edge computing) และเซนเซอร์ IoT ช่วยให้โรงกลั่นปรับการดำเนินงานตามสภาวะตลาดที่ผันผวน ความหลากหลายของวัตถุดิบ และข้อกำกับดูแลที่เปลี่ยนแปลงไป ทำให้เกิดระบบการผลิตที่คล่องตัวและมีประสิทธิภาพมากขึ้น

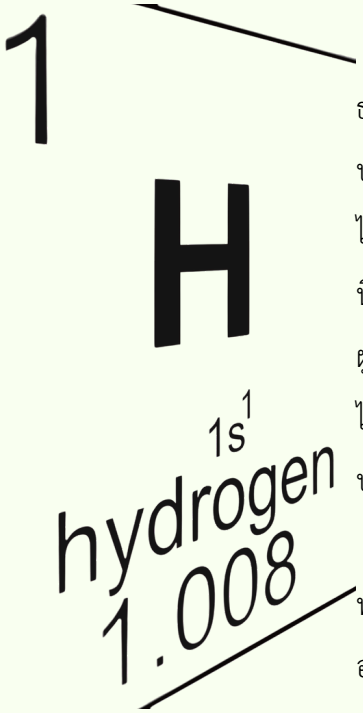
การพึ่งพาอาศัยกันทางอุตสาหกรรม (industrial symbiosis) เป็นข้อได้เปรียบสำคัญ โมเดลนี้เป็นการผสานรวมโรงกลั่นกับโรงงานเคมี โรงงานบำบัดของเสีย และศูนย์พลังงานหมุนเวียน กรณีศึกษาของ Ellen MacArthur Foundation เกี่ยวกับ industrial symbiosis ในเมือง Kalundborg ประเทศเดนมาร์ก แสดงให้เห็นว่าการแบ่งปันทรัพยากรสามารถลดการปล่อย CO_2 และการใช้น้ำได้อย่างมีนัยสำคัญ หากนำหลักการนี้มาใช้กับโรงกลั่น ความร้อนส่วนเกินจากกระบวนการกลั่นสามารถนำไปใช้ทำความร้อนในเขตเมือง CO_2 ที่ดักจับได้สามารถนำไปใช้ผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์ และของเสียจากโรงกลั่นสามารถแปรรูปเป็นวัตถุดิบอุตสาหกรรมที่มีมูลค่า วิธีนี้จึงช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ทรัพยากรและสนับสนุนเศรษฐกิจหมุนเวียน ทำให้การดำเนินงานของโรงกลั่นยั่งยืนยิ่งขึ้น

แม้การเปลี่ยนผ่านสู่โมเดลโรงกลั่นใหม่นี้จะมีศักยภาพสูง แต่ก็ยังมีความท้าทาย ความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจเป็นหนึ่งในประเด็นสำคัญ เนื่องจากเทคโนโลยีการกลั่นขั้นสูงและระบบโมดูลาร์ต้องการเงินลงทุนจำนวนมาก แม้ว่า PI และ digitalization จะให้มีความประหยัดในระยะยาว แต่การนำไปใช้ในวงกว้างขึ้นอยู่กับแรงจูงใจทางการเงิน นโยบายสนับสนุน และความร่วมมือในอุตสาหกรรม กรอบกฎหมายยังต้องปรับตัวเพื่อรองรับการออกแบบโรงกลั่นรูปแบบใหม่ เนื่องจากกระบวนการอนุญาตและมาตรฐานสิ่งแวดล้อมในปัจจุบันถูกออกแบบมาสำหรับโรงกลั่นขนาดใหญ่แบบดั้งเดิม การเอาชนะอุปสรรคเหล่านี้จำเป็นต้องอาศัยความร่วมมือระหว่างรัฐบาล ผู้นำอุตสาหกรรม และสถาบันวิจัย เพื่อสร้างระบบกฎระเบียบที่สนับสนุนนวัตกรรมด้านการกลั่น

ที่มา:
Circular and decentralized refineries for a sustainable energy transition, https://doi.org/10.1016/j.cep.2025.110479

ไฮโดรเจน
พาหะพลังงานจากการแปรรูปก๊าซธรรมชาติ

พาหะพลังงานคือสารหรือรูปแบบของพลังงานที่ทำหน้าที่ขนส่งพลังงานจากที่หนึ่งไปยังอีกที่หนึ่งในรูปที่สามารถนำไปใช้งานได้ ไฮโดรเจนก็เช่นเดียวกับไฟฟ้า ซึ่งเป็นพาหะพลังงานที่ต้องผลิตขึ้นจากสารอื่นก่อน ไฮโดรเจนสามารถแยกออกจากน้ำ เชื้อเพลิงฟอสซิล หรือชีวมวล แล้วนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานหรือเชื้อเพลิงได้ ไฮโดรเจนทั้งในสถานะก๊าซและของเหลวมีปริมาณพลังงานต่อหน่วยน้ำหนักสูงที่สุดเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงทั่วไป (ประมาณสามเท่าของน้ำมันเบนซิน) แต่มีปริมาณพลังงานต่อหน่วยปริมาตรต่ำที่สุด แม้แต่ไฮโดรเจนเหลวก็ยังมีพลังงานต่อปริมาตรเพียงประมาณหนึ่งในสี่ของน้ำมันเบนซินในปริมาตรเท่ากัน



วิธีหลักในการผลิตไฮโดรเจนจากมีเทน (methane) ซึ่งเป็นองค์ประกอบหนึ่งในก๊าซธรรมชาติคือวิธี Steam Methane Reforming (SMR) โดยการใช้ไอน้ำความร้อนสูงทำปฏิกิริยากับก๊าซธรรมชาติ (มีเทน) เพื่อแยกไฮโดรเจนออกมา โดยปัจจุบันกว่า 95% ของไฮโดรเจนในสหรัฐฯ ผลิตผ่านกระบวนการปฏิรูปก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Reforming) นี้ซึ่งเป็นวิธีที่สำคัญในการผลิตไฮโดรเจนสำหรับใช้ในอุตสาหกรรมและพลังงานในระยะแรก ผู้ผลิตไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์และโรงกลั่นน้ำมันใช้กระบวนการ SMR นี้เพื่อแยกอะตอมไฮโดรเจนออกจากอะตอมคาร์บอนในก๊าซมีเทน แต่กระบวนการ SMR จะก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์บางส่วนด้วย

การผลิตไฮโดรเจน (โดยการแยกออกจากองค์ประกอบอื่นในโมเลกุล) ต้องใช้พลังงานมากกว่าพลังงานที่ไฮ-โดรเจนให้กลับคืนเมื่อถูกเปลี่ยนเป็นพลังงานที่ใช้งานได้ อย่างไรก็ตาม ไฮโดรเจนยังคงมีประโยชน์ในฐานะแหล่งพลังงาน/เชื้อเพลิง เพราะมีพลังงานต่อหน่วยน้ำหนักสูงมาก ซึ่งเป็นเหตุผลที่ถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงจรวด และใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cells) เพื่อผลิตไฟฟ้าบนยานอวกาศบางประเภท ปัจจุบันไฮโดรเจนยังไม่ได้ถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงอย่างแพร่หลาย แต่มีศักยภาพที่จะถูกใช้งานมากขึ้นในอนาคต

ที่มา:

Energy sources Hydrogen, https://www.eia.gov/kids/energy-sources/hydrogen/
Hydrogen Production: Natural Gas Reforming, https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming

สรุป

อุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติกำลังเปลี่ยนผ่านเชิงโครงสร้างจากระบบที่พึ่งพาฟอสซิลแบบดั้งเดิม ไปสู่ระบบที่ผสานเทคโนโลยีดิจิทัล ความยืดหยุ่นทางกระบวนการและเป้าหมายคาร์บอนต่ำมากขึ้น ความสามารถในการปรับตัวและลงทุนในเทคโนโลยีขั้นสูงจะเป็นตัวกำหนดศักยภาพการแข่งขันและความมั่นคงทางพลังงานในระยะยาว

พัฒนาการของอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซจนถึงยุค shale revolution ทำให้สหรัฐอเมริกากลับมาเป็นผู้ผลิตพลังงานรายสำคัญของโลก แม้อุตสาหกรรมนี้จะถูกท้าทายจากกระแสการลดการปล่อยคาร์บอน (Net zero) และการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy transition) แต่ยังคงมีบทบาทสำคัญต่อระบบเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงานในระดับโลก อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยีคือปัจจัยกำหนดทิศทางการแข่งขันในยุคใหม่ เทคโนโลยีสำรวจขั้นสูง เช่น 3D/4D Seismic, Full Wavefield Inversion (FWI) และการใช้ซูเปอร์คอมพิวเตอร์ ช่วยเพิ่มความแม่นยำในการประเมินแหล่งปิโตรเลียม ลดความเสี่ยงจากการลงทุนในหลุมเจาะ ขณะที่เทคโนโลยี AI, Machine Learning, Digital Twin และ IoT เข้ามาเพิ่มประสิทธิภาพ ลดต้นทุน และลดการปล่อยคาร์บอนในกระบวนการผลิต

ในภาคการกลั่นและปิโตรเคมี อุตสาหกรรมกำลังปรับตัวสู่แนวคิด “โรงกลั่นแห่งอนาคต” ที่เน้นความยืดหยุ่น การเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการ การบูรณาการพลังงานหมุนเวียน และการดักจับและกักเก็บคาร์บอน ควบคู่กับการพัฒนาตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงและนาโนเทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อีกประเด็นสำคัญคือบทบาทของไฮโดรเจนในฐานะพาหะพลังงานยุคใหม่ ซึ่งถูกมองว่าเป็นกลไกเชื่อมต่อระหว่างอุตสาหกรรมฟอสซิลดั้งเดิมกับระบบพลังงานคาร์บอนต่ำในอนาคต

จะเห็นได้ว่า ประเด็นสำคัญไม่ได้อยู่ที่การยุติบทบาทของอุตสาหกรรมนี้โดยสิ้นเชิง แต่คือการยกระดับเทคโนโลยีและโครงสร้างอุตสาหกรรมให้สอดคล้องกับบริบทใหม่