รหัสโครงการ SUT 7-719-49-12-43

รายงานการวิจัย

การศึกษาชนิดอุปกรณ์ช่วยผลิตที่เหมาะสมสำหรับแหล่งน้ำมันในประเทศไทย

Optimizing Artificial Lift System for Thailand Oilfields

ผู้วิจัย

รองศาสตราจารย์ เกรียงไกร ไตรสาร

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2549

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

มีนาคม 2552

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประจำปีงบประมาณ 2549 ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจากคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย ผู้ช่วยวิจัยทั้งระดับปริญญาตรีและระดับบัณฑิตศึกษาที่ช่วยงานวิจัยนี้ โดยเฉพาะนายณสรกฤษช วัชระคุปต์ ที่พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (กระทรวงพลังงาน) และเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่กรุณาให้คำปรึกษาและข้อมูลต่าง ๆ

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิงและสุดท้ายขอบคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่ให้ทุนวิจัยและสนับสนุนงานวิจัยเป็นอย่างดีทุกๆ ด้าน

ผู้วิจัย

มีนาคม 2552

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ พัฒนาโปรแกรมสำหรับการเลือกระบบช่วยผลิตที่เหมาะสมและสนับสนุนการออกแบบระบบช่วยผลิตภายใต้เงื่อนไขทางด้านวิศวกรรมปิโตรเลียมสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย อาทิเช่น สิริกิติ์ อู่ทอง ฝาง และวิเชียรบุรี ระบบช่วยผลิตที่ถูกเลือกในการศึกษาได้แก่ ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มก้นหลุม (Electrical submersible pump) การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ (Intermittent flow gas lift) และปั๊มม้าหัวโยก (Sucker rod pump) ในที่นี้จะเรียกชื่อโปรแกรมว่า ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) ระบบของ ALTOO ตั้งอยู่บนพื้นฐานของความรู้ความเข้าใจสมการและทฤษฎีของระบบช่วยผลิตซึ่งไม่รวมถึงการนำเอาประสบการณ์ในการทำงานมาพิจารณาในการพัฒนาโปรแกรม โครงสร้างของ ALTOO ถูกพัฒนาในโปรแกรม Microsoft Visual Basic V.6 เนื่องจากเป็นโปรแกรมที่ใช้งานง่ายและสะดวกต่อการพัฒนา แก้ไขและปรับปรุง ข้อมูลนำเข้าที่จะใช้ในการประมวลผลของ ALTOO ถูกแบ่งออกเป็นหลายกลุ่ม ดังนี้ ข้อมูลที่เกี่ยวกับการผลิต, แหล่งกักเก็บ, หลุมเจาะ และอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับทางด้านวิศวกรรมปิโตรเลียม เป็นต้น การวิเคราะห์ข้อมูลนำเข้าที่จะใช้ในโปรแกรม ALTOO เป็นขั้นตอนแรกของการประมวลผลเพื่อตรวจสอบฐานข้อมูลว่ารองรับข้อมูลนำเข้าที่จะใช้ในโปรแกรม ALTOO หรือไม่ ข้อมูลนำเข้าเหล่านั้น ได้แก่ ค่าความถ่วงจำเพาะของของไหล, ความลึก, ขนาด Tubing, ชนิดของ Tubing และประสิทธิภาพของปั๊ม ข้อมูลที่ใช้ในการประมวลผลนำมาจากหลุมผลิตจริงจากแหล่งน้ำมันลานกระบือ อู่ทอง และฝาง ในการวิเคราะห์ได้มีการแบ่งกรณีศึกษาออกเป็นกรณีต่างๆ ภายใต้การพิจารณาตัวแปรควบคุม ดังต่อไปนี้ ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน ดัชนีชี้วัดการผลิต ขนาดของท่อและความหลากหลายในการผลิต ซึ่งถูกแบ่งออกเป็น 2 กรณีศึกษา คือกรณีที่ตัวแปรควบคุมมีค่าต่ำและมีค่าสูง โปรแกรม ALTOO จะระบุรายละเอียด, ขั้นตอนการออกแบบ, เครื่องมืออุปกรณ์พื้นฐานและข้อมูลที่จำเป็น โปรแกรม ALTOO จะเลือกวิธีการออกแบบที่เหมาะสมและเป็นไปได้ที่สุดสำหรับระบบช่วยผลิตแต่ละชนิด ดังเช่น ข้อมูลของปั๊มหรือปริมาณก๊าซที่ใช้ในการอัด ในการพิจารณาทางด้านเทคนิค พบว่า วิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันลานกระบือ คือ การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและปั๊มม้าหัวโยก ตามลำดับ นอกจากนี้ วิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันอู่ทอง ฝาง และวิเชียรบุรี คือ การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ตามลำดับ ในการพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่า วิธีช่วย

ผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันลานกระบือ คือ การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (อัตราการคืนทุน 22.57% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.81) รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการคืนทุน 21.60% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.74) และปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการคืนทุน 21.29% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.66) ตามลำดับ นอกจากนี้ วิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันอู่ทอง ฝาง และวิเชียรบุรี คือ การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก (สำหรับแหล่งน้ำมันอู่ทองอัตราการคืนทุน 24.07% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.81 สำหรับแหล่งน้ำมันฝางอัตราการคืนทุน 20.18% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.71 และสำหรับแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี อัตราการคืนทุน 9.66% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.25) รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (สำหรับแหล่งน้ำมันอู่ทองอัตราการคืนทุน 22.21% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.68 สำหรับแหล่งน้ำมันฝางอัตราการคืนทุน 18.24% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.57 และสำหรับแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี อัตราการคืนทุน 9.51% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.24) และการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (สำหรับแหล่งน้ำมันอู่ทองอัตราการคืนทุน 20.39% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.53 สำหรับแหล่งน้ำมันฝางอัตราการคืนทุน 16.09% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.39 และสำหรับแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีอัตราการคืนทุน 8.47% และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน 0.18) ตามลำดับ

ผลการวิจัยนี้อาจนำไปประยุกต์ใช้กับแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพเป็นประโยชน์ด้านวิชาการในการศึกษาระบบช่วยผลิตที่เหมาะสมสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกต่างๆ ของประเทศไทย ส่งเสริมให้มีการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันและเพิ่มการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยมากขึ้น

Abstract

This research was funded and supported by Suranaree University of Technology with the assistant from Department of Mineral Fuels' personnel for data. The objective of the research is to develop software for optimizing artificial lift selection and design supporting of artificial lift system for Thailand onshore oil fields such as Sirikit, U-Thong, Fang, and Wichian Buri oil fields, under various petroleum engineering requirements, including electrical submersible pump, intermittent flow gas lift and sucker rod pump. The software hereafter is called ARTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields). The proposed system is based on the known analytical solutions and theories, but is not based on the heuristic knowledge, inference procedure and experience of artificial lift expert backed by the rationale and logic. The program structure is developed on Microsoft Visual Basic version 6 software, and hence makes it interactive, user-friendly and revisable. The input artificial lift parameters are hierarchically characterized into several groups using various criteria, e.g., production, reservoir and well conditions, engineering requirements, design constraints and project goals, etc. The input analysis is first performed to check acceptable data base system, e.g., fluid specific gravity, depth, tubing size, tubing type and volumetric efficiency. The predictive capability of the proposed system has been verified by comparing with actual wells under Lan Kra Bu, U-Thong, Fang, and Wichian Buri oil fields. The bottom hole pressure and gas liquid ratios, productivity index, size of tubing and variable rates are the controlling factors in the selection of the method of lift, which are divided into 2 cases (low and high) for study and analysis result of ALTOO. The results are satisfactory. For the artificial lift system supporting, the system first identifies detail, step of design, basic facilities and necessary information. Based on production rates, the system selects the most suitable and available design solution for each artificial lift system. They comprise different combinations of the design components (e.g., pump data, minimum gas required, etc.). In term of technical consideration, the most suitable applications of artificial lift for Lan Kra Bu oil fields are ranked from the 1st intermittent flow gas lift, 2nd electrical submersible pump and 3rd sucker rod pump respectively. In addition, the suitable applications of artificial lift for U-Thong, Fang and Wichian Buri oil fields are ranked from the 1st sucker rod pump, 2nd electrical submersible pump and 3rd intermittent flow gas lift respectively. In term of economic consideration, the best value of artificial lift for Lan Kra

Bu oil fields are ranked from the 1st intermittent flow gas lift (IRR 22.57% and PIR 0.81), 2nd of electrical submersible pump (IRR 21.60% and PIR 0.74) and 3rd sucker rod pump (IRR 21.29% and PIR 0.66) respectively. The best value of artificial lift for U-Thong, Fang and Wichian Buri oil fields are ranked from the 1st sucker rod pump (U-Thong oil fields: IRR 24.07% and PIR 0.81, Fang oil fields: IRR 20.18% and PIR 0.71 and Wichian Buri oil fields: IRR 9.66% and PIR 0.25), 2nd electrical submersible pump (U-Thong oil fields: IRR 22.21% and PIR 0.68, Fang oil fields: IRR 18.24% and PIR 0.57 and Wichian Buri oil fields: IRR 9.51% and PIR 0.24) and 3rd intermittent flow gas lift (U-Thong oil fields: IRR 20.39% and PIR 0.53, Fang oil fields: IRR 16.09% and PIR 0.39 and Wichian Buri oil fields: IRR 8.47% and PIR 0.18) respectively.

The results of this study should be applied to any artificial lift projects. The study also increases the ability and knowledge in artificial lift system and probably promotes the petroleum exploration and production activity investments in Thailand.

สารบัญ

หน้า

กิตติกรรมประกาศ ..... ก
บทคัดย่อภาษาไทย ..... ข
Abstract ..... ง
สารบัญ ..... ฉ
สารบัญตาราง ..... ฌ
สารบัญรูป ..... ด
บทที่ 1 บทนำ
1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย 1
1.2 ขอบเขตการศึกษาวิจัย 2
1.3 สมมติฐานของการศึกษาวิจัย 2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย 2
1.5 ขั้นตอนของการศึกษาวิจัย 3
1.6 หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์ 3
บทที่ 2 ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ในประเทศไทย 4
2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย 7
2.3 อุปกรณ์ช่วยผลิต 16
2.4 กรณีศึกษาของระบบช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย 18
2.5 การศึกษาและประยุกต์โปรแกรมช่วยผลิต 27
บทที่ 3 อุปกรณ์ช่วยผลิต
3.1 บทนำ 31
3.2 ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม 31
3.3 การใช้ก๊าซยก 36
3.4 ปั๊มม้าหัวโยก 44

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.5 Hydraulic Pump HP 53
3.6 Jet Pump 56
3.7 Piston Pump 58
3.8 วิธีอื่นๆ 59
บทที่ 4 การวางแผนและเปรียบเทียบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต
4.1 ประเภทของอุปกรณ์ช่วยผลิต 66
4.2 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต 68
บทที่ 5 การพัฒนาโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต
5.1 วิเคราะห์ปัญหา 81
5.2 ผังงาน 93
5.3 โปรแกรม 107
5.4 การทดสอบโปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตที่พัฒนาขึ้น 107
บทที่ 6 แบบจำลองการ Gas Lift
6.1 การสร้างแบบจำลอง Gas Lift 115
6.2 การทดลองแบบจำลอง Gas Lift 116
6.3 ผลการทดลองแบบจำลอง Gas Lift 116
6.4 อุปสรรคและข้อเสนอแนะแบบจำลอง Gas Lift 117
บทที่ 7 ผลสรุปทางด้านเทคนิค
7.1 บทนำ 122
7.2 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมัน
ลานกระบือ 122
7.3 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 145
7.4 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง 169
7.5 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 191
7.6 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิค 209

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 8 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

8.1 วัตถุประสงค์ 219

8.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ 219

8.3 รูปแบบการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ 221

8.4 ตัวอย่างการสรุปผลวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 222

8.5 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ 230

บทที่ 9 สรุปและวิจารณ์ผลการทดลอง

9.1 บทนำ 233

9.2 การพัฒนาโปรแกรม 233

9.3 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิค 236

9.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ 240

9.5 ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย 243

บรรณานุกรม 244

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก ข้อมูลนำเข้า 250

ภาคผนวก ข รหัสของโปรแกรม ALTOO 276

ภาคผนวก ค ตารางข้อมูลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ 350

ภาคผนวก ง ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่างๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger) 359

ประวัติผู้วิจัย 363

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

5.7 ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump 100

5.8 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบโปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electric Submersible Pump 107

5.9 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมการออกแบบ Electric submersible pump และการคำนวณด้วยเครื่องคิดเลข 108

5.10 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบโปรแกรมออกแบบ Intermittent Flow Gas Lift 109

5.11 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมออกแบบ Intermittent Flow Gas Lift และการคำนวณด้านเครื่องคิดเลข 110

5.12 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบโปรแกรมออกแบบ Sucker Rod Pump 112

5.13 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมออกแบบ Sucker Rod Pump และการคำนวณด้านเครื่องคิดเลข 112

6.1 การทดลองแบบจำลอง Gas Lift 117

7.1 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันลานกระบือ 123

7.2 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันลานกระบือในการประมวลผลของโปรแกรม 124

7.3 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันลานกระบือ 125

7.4 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันลานกระบือ 125

7.5 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันลานกระบือ 126

7.6 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันลานกระบือ 128

7.7 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 129

7.8 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 130

7.9 ตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันลานกระบือสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 132

7.10 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตกับความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 133

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

7.11 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 134
7.12 ตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันลานกระบือสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 136
7.13 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 137
7.14 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 138
7.15 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันลานกระบือสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 140
7.16 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 141
7.17 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 142
7.18 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันลานกระบือสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 143
7.19 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ 144
7.20 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันอู่ทอง 146
7.21 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันอู่ทองในการประมวลผลของโปรแกรม 147
7.22 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันอู่ทอง 148
7.23 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันอู่ทอง 148
7.24 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง 149
7.25 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันอู่ทอง 151
7.26 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 152
7.27 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 153
7.28 ตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทองสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 155

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

7.29 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตกับความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 156
7.30 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 157
7.31 ตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทองสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 159
7.32 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 160
7.33 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 161
7.34 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทองสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 163
7.35 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 164
7.36 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 165
7.37 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทองสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 167
7.38 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ 168
7.39 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันฝาง 170
7.40 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันฝางในการประมวลผลของโปรแกรม 171
7.41 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันฝาง 172
7.42 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันฝาง 172
7.43 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันฝาง 173
7.44 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันฝาง 175
7.45 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง 177
7.46 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันฝาง 178

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

7.47 ตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 179
7.48 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตกับความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝาง 180
7.49 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 181
7.50 ตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 182
7.51 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง 183
7.52 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 184
7.53 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 185
7.54 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง 186
7.55 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ 187
7.56 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO 189
7.57 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ 190
7.58 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 192
7.59 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีในการประมวลผลของโปรแกรม 193
7.60 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 194
7.61 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 194
7.62 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 195
7.63 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 197

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

7.64 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ... 198
7.65 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ... 199
7.66 ตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO ... 201
7.67 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ... 202
7.68 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ ... 203
7.69 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO ... 204
7.70 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ... 205
7.71 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ ... 206
7.72 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO ... 207
7.73 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ ... 208
7.74 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย ... 211
7.75 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทยในการประมวลผลของโปรแกรม ... 212
7.76 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ ... 213
7.77 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง ... 213
7.78 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง ... 214
7.79 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ... 214
7.80 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตรวมทั่วๆ ไปตามปัจจัยต่างๆ สำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย ... 215
7.81 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่างๆ กับชนิดของสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger) ... 216

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

8.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ 221
8.2 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีแรงดันตามธรรมชาติ 223
8.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 223
8.4 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีมีการนำ
อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มมาประยุกต์ใช้ 225
8.5 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 225
8.6 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีมีการนำ
อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ มาประยุกต์ใช้ 227
8.7 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3 227
8.8 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีมีการนำ
อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยกมาประยุกต์ใช้ 229
8.9 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 4 229
8.10 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี
ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 231
8.11 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี
ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง 231
8.12 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี
ของแหล่งน้ำมันฝาง 232
8.13 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี
ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 232
9.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสีกับหน้าที่ 235
9.2 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 237
9.3 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 237
9.4 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง 238
9.5 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 238

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ หน้า

9.6 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตรวมทั่วๆ ไปตามปัจจัยต่างๆ สำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย 239
9.7 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 241
9.8 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง 241
9.9 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันฝาง 242
9.10 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 242

สารบัญภาพ

รูปที่ หน้า

2.1 แผนที่แอ่งเทอร์เชียรี่ในประเทศไทย 6
2.2 ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝาง 9
2.3 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 11
2.4 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 13
2.5 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 13
2.6 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน 15
2.7 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน 15
2.8 ระบบ Electrical submersible pump 17
2.9 ระบบ Gas Lift 17
2.10 ระบบ Sucker rod pump 18
2.11 สัดส่วนการผลิตน้ำมันด้วยวิธีต่างๆ ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 19
2.12 ระบบ Intermittent flow gas lift ที่ประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 19
2.13 ระบบ Electrical submersible pump ที่ประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 20
2.14 ระบบ Sucker rod pump ที่ประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 20
2.15 น้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 21
2.16 ตู้ควบคุมระบบ Electrical submersible pump ของบริษัท Whetherford ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 21
2.17 ระบบ Electrical submersible pump ของบริษัท Whetherford ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 22
2.18 ระบบ Intermittent flow gas lift ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 22
2.19 ระบบ Sucker rod pump ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 23
2.20 ระบบ Sucker rod pump ของ Sentry International ในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 24
2.21 ระบบปั๊มม้าหัวโยกในแหล่งน้ำมันกำแพงแสน, สังคจายและอู่ทอง 25
2.22 ระบบ Sucker rod pump ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันกำแพงแสน 25
2.23 ระบบ Sucker rod pump ของ Sentry International ในแหล่งน้ำมันสังคจาย 26
2.24 ระบบ Sucker rod pump ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 26

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่ หน้า

2.25 Ball valves ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 27
2.26 csSubs Suite software 28
2.27 PIPESIM software 29
2.28 Echometer QROD software 30
3.1 Head ที่เกิดจากแรงเสียดทานใน Tubing 35
3.2 กราฟการออกแบบ Manufacturers 36
3.3 ตำแหน่งที่ปิดและเปิดของความดันในวาล์ว 38
3.4 ความดันของวาล์วตำแหน่งที่ 1 40
3.5 ความดันของวาล์วตำแหน่งที่ 2 40
3.6 การเลือกชนิดของปั๊มและความยาว Stroke 47
3.7 Hydraulic Pumping System 55
3.8 Downhole Completion for Hydraulic Pumping 55
3.9 Hydraulic Jet Pump 57
3.10 การออกแบบ Jet Pump 57
3.11 การติดตั้ง Plunger 60
3.12 การติดตั้ง Progressive Cavity Pump 62
3.13 เงินทุนและค่าบริการระหว่าง Progressive Cavity Pump และ Conventional Pumps ภายใต้หลุมน้ำมันที่มีความหนืดสูง 63
3.14 ระบบติดตั้งรวมระหว่าง Gas Pump และ Gas Lift 64
5.1 หน้าหลักโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต 82
5.2 โปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต 83
5.3 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump 94
5.4 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิ Intermittent flow gas lift 97
5.5 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump 101
5.6 การทดสอบโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump 109
5.7 การออกแบบระบบโปรแกรม Sucker Rod Pump 114

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่ หน้า

6.1 แบบจำลอง Gas Lift 118
7.1 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 131
7.2 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 133
7.3 ความสัมพันธ์ระหว่างความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 134
7.4 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 137
7.5 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 138
7.6 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 141
7.7 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 141
7.8 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 144
7.9 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 156
7.10 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 157
7.11 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 160
7.12 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 161
7.13 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 164
7.14 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 165
7.15 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง 168
7.16 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมในแหล่งน้ำมันฝาง 180
7.17 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันฝาง 183
7.18 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันฝาง 186
7.19 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันฝาง 187
7.20 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง 190
7.21 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 202
7.22 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 205

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่ หน้า

7.23 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ 208
9.1 หน้าหลักโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต 234
9.2 โปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต 234
9.3 ผังงานแสดงการทำงานแต่ละโปรแกรมของ ALTOO 235

บทที่ 1
บทนำ

การผลิตน้ำมันในประเทศถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญหนึ่งในการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ลดการพึ่งพาน้ำมันจากต่างประเทศลงได้บ้าง ปัจจุบันราคาน้ำมันแพงขึ้นเนื่องจากมีการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นจากการพัฒนาประเทศและวิกฤตการณ์บางอย่าง การค้นพบแหล่งน้ำมันในประเทศยังไม่มากพอ ทำให้การเพิ่มประสิทธิภาพและปริมาณการผลิตน้ำมันจากแหล่งที่ค้นพบแล้ว และแหล่งใหม่ ๆ มีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งในการผลิตน้ำมันจากแหล่งน้ำมันที่มีแรงดันน้อยและไหลผลิตด้วยตัวเองไม่ดีพอมักจะต้องใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) เช่นที่ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ ใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Gas lift แหล่งน้ำมันสุพรรณบุรีใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Sucker Rod Pump และแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตทั้งแบบ Sucker Rod Pump และแบบ Jet pump เป็นต้น ขณะนี้หลายบริษัทพบและมีการผลิตน้ำมันในอ่าวไทยมานานพอสมควรแล้วการผลิตในปัจจุบันเป็นการผลิตแบบอาศัยแรงดันธรรมชาติจากแหล่งน้ำมัน (Natural Flow) อัตราการผลิตเริ่มลดลงเนื่องจากความดันในแหล่งน้ำมันลดลง บริษัทเหล่านี้กำลังคิดจะใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต(Artificial lift) เพิ่มอัตราการผลิตของน้ำมันที่เหลืออยู่ การผลิตน้ำมันในทะเลมีค่าใช้จ่ายสูง จึงต้องมีการศึกษาวิเคราะห์หาอุปกรณ์ช่วยผลิตที่เหมาะสมและมีประสิทธิภาพมากที่สุดสำหรับแหล่งน้ำมันนั้น ๆ การศึกษาและวิเคราะห์ความเหมาะสมชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันแหล่งหนึ่ง ๆ ในประเทศไทยยังไม่มีโอกาสเผยแพร่และไม่ชัดเจน ฉะนั้นจึงจำเป็นจะต้องศึกษาและวิเคราะห์หาชนิดอุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) ที่เหมาะสมที่สุดของแหล่งน้ำมันแต่ละชนิดในประเทศไทย ในการศึกษาครั้งนี้จะเก็บรวบรวมข้อมูลการผลิตน้ำมัน พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ เพื่อศึกษาผลลัพธ์จากการใช้เครื่องช่วยผลิต (Artificial lift) ผลวิเคราะห์ถึงความเหมาะสมของวิธีการผลิต และชนิด (Artificial lift) ที่จะใช้ในประเทศไทย อันจะเป็นประโยชน์ในการจัดหาน้ำมันให้กับการพัฒนาประเทศ และเพิ่มศักยภาพการสำรวจหาน้ำมันเพิ่มเติมในแหล่งอื่น ๆ เพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันตลอดจนเป็นผลในการชักชวนให้มีการลงทุนพัฒนาแหล่งน้ำมันในประเทศมากขึ้น

1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

1.1.1 เพื่อให้ทราบวิธีการและประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันในประเทศไทย

1.1.2 เพื่อพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้ในการประเมินผลและวิเคราะห์ผลและประสิทธิภาพของอุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) แต่ละชนิด

1.1.3 เพิ่มทักษะของนักวิจัยใหม่ ๆ ในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ (Software Development)

1.1.4 เพื่อวิเคราะห์หาชนิดอุปกรณ์ช่วยผลิตที่เหมาะสมที่สุดของแหล่งน้ำมันในประเทศไทย

1.1.5 หาวิธีการผลิตเพื่อเสนอแนะวิธีเพิ่มปริมาณและประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันในประเทศไทย

1.1.6 เพื่อส่งเสริมให้มีการลงทุน สำรวจ และพัฒนาแหล่งน้ำมันในประเทศไทยให้มากขึ้น

1.2 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

วิเคราะห์ความเหมาะสมและประสิทธิภาพสูงสุดของเครื่องอุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) ในประเทศไทย และสำหรับแหล่งน้ำมันที่มีข้อมูลเพียงพอ ถ้าแหล่งไหนข้อมูลไม่เพียงพอ เนื่องจากเป็นความลับของบริษัทนั้น ๆ อาจจะต้องสมมุติข้อมูลเทียบเคียงแหล่งอื่น ๆ ที่มีลักษณะคล้าย ๆ กัน

1.3 สมมุติฐานของการศึกษาวิจัย

ในการผลิตน้ำมันโดยทั่ว ๆ ไป เมื่อผลิตผ่านไปสักระยะหนึ่งอัตราการผลิตน้ำมันที่ไหลโดยธรรมชาติ (Natural Flow) จะลดลง การที่จะเพิ่มอัตราและปริมาณการผลิตให้มากขึ้นจากธรรมชาติต้องใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) มาช่วยหรือพาน้ำมันขึ้นจากก้นหลุมได้มากและมีประสิทธิภาพผลักดันมากขึ้น แต่การที่จะทราบว่าจะใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดไหนจึงจะเหมาะสมและมีประสิทธิภาพมากที่สุดนั้นจะต้องมีการคำนวณวิเคราะห์ ซึ่งจะต้องใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยในการวิเคราะห์ผลให้เร็วขึ้น ความเหมาะสมในการใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) แต่ละชนิด และวิธีการย่อมแตกต่างกันออกไปสำหรับแหล่งน้ำมันแต่ละแหล่งขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของแหล่งน้ำมันและปัจจัยอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง จึงมีความจะเป็นที่จะให้การศึกษาครั้งนี้ได้ผลการศึกษามาบูรณการ (Integration) เปรียบเทียบหาความเหมาะสมที่เกิดประสิทธิภาพและประโยชน์สูงสุดต่อน้ำมันในประเทศไทย ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาผลิตน้ำมันของประเทศให้มีประสิทธิภาพและเกิดประโยชน์สูงสุดต่อไป

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

1.4.1 วิธีและชนิดเครื่องช่วยผลิตที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย

1.4.2 โปรแกรมคอมพิวเตอร์วิเคราะห์ความเหมาะสมเครื่องช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันต่าง ๆ

1.4.3 ใช้การฝึกอบรมวิศวกรปิโตเลียมและนักศึกษาวิศวกรปิโตรเลียม

1.5 ขั้นตอนของการศึกษาวิจัย

1.5.1 เก็บรวบรวมข้อมูลและศึกษาการผลิตน้ำมันที่ใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial Lift) จากเอกสารและงานวิจัยอ้างอิง

1.5.2 เก็บรวบรวมข้อมูลการผลิตน้ำมันจากแหล่งทุกแหล่งในประเทศไทย (ประมาณ 6-8 แหล่ง)

1.5.3 เก็บรวบรวมข้อมูลการผลิตน้ำมันในประเทศไทยภาคสนามและที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.5.4 พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ (Software) เพื่อใช้ในการคำนวณผลลัพธ์ (Performance) ของอุปกรณ์ช่วยแต่ละชนิด

1.5.5 พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์วิเคราะห์เปรียบเทียบหาอุปกรณ์ช่วยผลิตที่เหมาะสม

1.5.6 สร้างแบบจำลอง Artificial Lift และ Gas Lift ในห้องทดลอง เพื่อวัดผลลัพธ์เปรียบเทียบกับที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

1.5.7 วิเคราะห์และเสนอแนะชนิด Artificial Lift ที่เหมาะสมสำหรับแหล่งน้ำมันในประเทศไทย

1.5.8 ประเมินผล สรุป และเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

1.6 หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์

1.6.1 สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

1.6.2 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.6.3 นำผลการทดลองและวิจัยไปใช้เปรียบเทียบบริษัทน้ำมันผู้ที่กำลังผลิตและจะสำรวจปิโตรเลียมต่อไป

1.6.4 บริษัทผู้รับสัมปทานอาจนำผลการศึกษาไปใช้ประโยชน์ในการผลิตน้ำมัน

บทที่ 2
ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ในประเทศไทย (Tertiary Basin in Thailand)

สำหรับแอ่งตะกอนที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี่ในประเทศไทยเป็นแอ่งตะกอนที่มีความสำคัญต่อการสำรวจปิโตรเลียมเนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญที่พบในประเทศไทย ส่วนใหญ่จะพบในแอ่งตะกอนที่เกิดการทับถมของตะกอนในยุคเทอร์เชียรี่ ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันฝางหรือแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ โดยจากการศึกษาวิจัยของ Niwat Chinbunchorn, Surawit Pradidtan และ Nares Sattayarak (1989) ซึ่งได้ทำการศึกษาถึงลักษณะการตกตะกอนและการทับถมของตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ที่เกิดในแอ่งต่าง ๆที่พบในประเทศไทยโดยจัดเป็นแอ่งประเภทแอ่งที่เกิดระหว่างหุบเขา (Intermontane basin) และ Wutti Uttamo, Gary, J. และ Chris, F.(1999) ได้ทำการศึกษาถึงลักษณะของตะกอนที่พบในแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย โดยแอ่งตะกอนส่วนใหญ่จะพบกระจายอยู่ทั่วไปในเขตพื้นที่ภาคเหนือ ภาคกลางและในเขตพื้นที่ของอ่าวไทยแต่ส่วนใหญ่ในบริเวณตอนบนของประเทศจะเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็กถึงปานกลางเท่านั้น ส่วนในบริเวณของอ่าวไทยจะพบแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่ ซึ่งแอ่งตะกอนต่าง ๆ ที่พบจะมีลักษณะการวางตัวของแอ่งอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ และส่วนมากจะมีการสำรวจพบทรัพยากรปิโตรเลียม อาทิเช่น น้ำมันดิบที่พบในแอ่งฝาง แอ่งพิษณุโลกหรือที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ก๊าซธรรมชาติที่พบในแอ่งปัตตานี ส่วนในแอ่งแม่สอดและแอ่งแม่เมาะจะมีการสำรวจพบหินน้ำมัน (oil shale) และถ่านหิน (coal) ดังนั้นจากการสำรวจเพื่อทำการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมในแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่จะสามารถจำแนกเป็นแอ่งต่าง ๆ ที่สำคัญได้ดังนี้

2.1.1 แอ่งฝาง

แอ่งฝางตั้งอยู่บริเวณอำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ลักษณะของแอ่งเป็นกึ่งกราเบน (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร ความหนาของแอ่งประมาณ 2,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) โดยแอ่งฝางจัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็กแต่มีความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่แอ่งแรกที่มีการสำรวจพบปิโตรเลียม

2.1.2 แอ่งพิษณุโลก

แอ่งพิษณุโลกเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ที่มีความสำคัญมากอีกแห่งหนึ่ง เนื่องจากเป็นแอ่งที่มีขนาดใหญ่ที่พบในบริเวณภาคเหนือของประเทศไทยครอบคลุมพื้นที่ประมาณ

6,000 ตารางกิโลเมตร ลักษณะของแอ่งพิษณุโลกเกิดจากการทับถมของตะกอนที่เกิดจากทะเลสาบและทางน้ำ โดยมีความหนาของตะกอนประมาณ 8,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ซึ่งในปัจจุบันมีการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิษณุโลกเป็นจำนวนมาก อาทิเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ และแหล่งน้ำมันหนองตูม เป็นต้น

2.1.3 แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสน

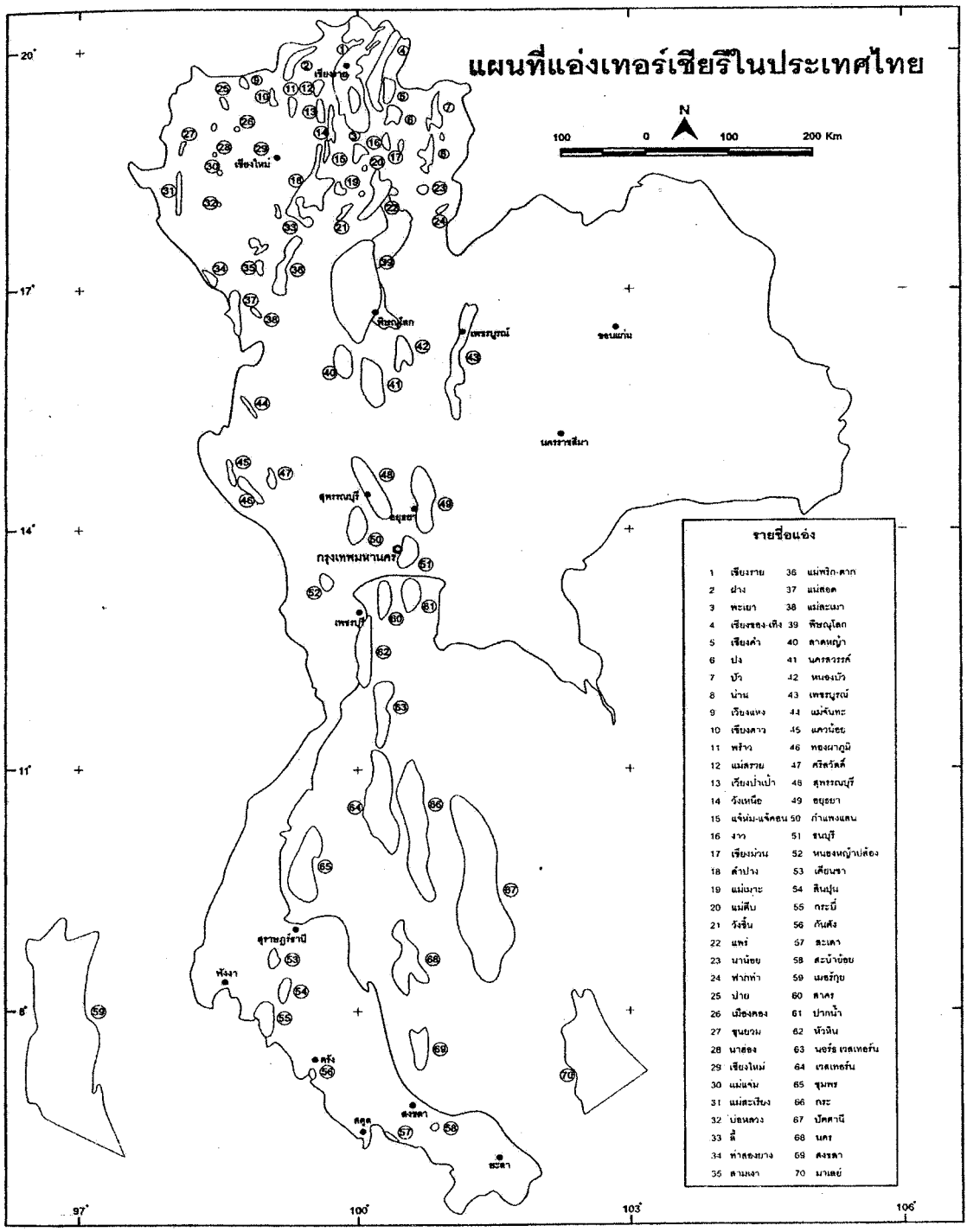
แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสนเป็นแอ่งตะกอนที่มีการสะสมตัวอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางตอนล่างของประเทศ จัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็ก ลักษณะของแอ่งเป็นกึ่งกราเบน (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 800 ตารางกิโลเมตร ความหนาของตะกอนประมาณ 3,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ปัจจุบันมีการสำรวจปิโตรเลียมและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมจำนวน 2 แหล่ง ได้แก่ แหล่งน้ำมันอู่ทองและแหล่งน้ำมันกำแพงแสน

2.1.4 แอ่งปัตตานี

แอ่งปัตตานี เป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ของอ่าวไทย ปัจจุบันมีการสำรวจพบปิโตรเลียมจำนวนมาก ไม่ว่าจะเป็นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลวและรวมถึงพบน้ำมันดิบด้วย

2.1.5 แอ่งชุมพร

แอ่งชุมพรเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ที่มีขนาดปานกลางแต่เป็นแอ่งตะกอนที่มีการสำรวจพบน้ำมันดิบและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบเป็นแห่งแรกในบริเวณพื้นที่ของอ่าวไทย ซึ่งได้แก่ แหล่งนางนวล



รูปที่ 2.1 แผนที่แอ่งเทอร์เชียรี่ในประเทศไทย (กรมทรัพยากรธรณี, 2542)

2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย (Petroleum Field in Central and Northern of Thailand)

สำหรับแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือและภาคกลางของประเทศ จะมีอยู่หลายแหล่ง แต่ที่ค่อนข้างมีความสำคัญจะมีดังนี้

2.2.1 แหล่งน้ำมันฝาง (Fang oil filed)

แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันที่ตั้งอยู่ในบริเวณลุ่มแอ่งฝางได้รับการสำรวจพบน้ำมันดิบเป็นเวลานานกว่า 100 ปี และได้ถูกพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมมาจนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันฝางครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร จากการทำการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic) ของกรมการพลังงานทหารทำให้ทราบถึงลักษณะการวางตัวของแอ่งซึ่งจะวางตัวอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ โดยลักษณะของตะกอนที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งฝางส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนที่เกิดจากทางน้ำเก่า (Nopparat Settakul,2002) และจากอดีตจนถึงปัจจุบันมีการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝางเป็นจำนวนมากกว่า 100 หลุมแต่ในปัจจุบันมีหลุมผลิตปิโตรเลียมอยู่ประมาณ 35 หลุมจาก 5 โครงสร้าง โดยมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 800 บาเรลต่อวัน สำหรับลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันฝาง จากข้อมูลการเจาะสำรวจ จะสามารถสรุปได้ดังนี้

1. ตะกอนยุคก่อนเทอร์เชียรี่ จะเป็นฐานของแอ่งฝาง ประกอบไปด้วยหินแกรนิตที่เกิดในยุคไตรแอสซิกและหินทรายในยุคจูราสซิกถึงยุคครีเทเชียส อยู่ทางตะวันออกของแอ่งขณะที่ทางด้านตะวันตกของแอ่งฝางจะพบหินแปรที่เกิดในยุคแคมเบียนถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัส

2. ตะกอนยุคเทอร์เชียรี่หรือมีชื่ออีกอย่างว่า หินชุดแม่สอด จะประกอบด้วยหินดินดานสีน้ำตาลเข้มและสีเทา หินโคลนสีน้ำตาลแทรกสลับกับชั้นตะกอนทรายและหินทราย โดยชั้นของหินทรายจะมีความหนาประมาณ 1-10 เมตรและชั้นทรายดังกล่าวจัดเป็นหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่สำคัญของแหล่งน้ำมันฝาง

3. ตะกอนยุคควอร์เทอนารี่และยุคปัจจุบัน โดยทั่วไปจะเรียกตะกอนชุดนี้ว่า หินชุดแม่ฝาง ซึ่งจะประกอบด้วยกรวดและทรายแทรกสลับกับดินเหนียวที่เกิดจากระบบการทับถมของทางน้ำ (fluvial system)

จากการศึกษาของ Nopparat Settakul (2002) ได้อธิบายถึงระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง (petroleum system) ไว้ดังต่อไปนี้

1. หินต้นกำเนิด (Source rock) สำหรับศักยภาพของหินต้นกำเนิดในแอ่งฝางจากข้อมูลของตัวอย่างหินที่ได้จากการเจาะสำรวจ ทำให้ทราบว่า ค่า TOC (Total Organic Content) ของแหล่งน้ำมันฝางมีค่าอยู่ในช่วง 1.63-2.67% โดยน้ำหนัก EOM (Extractable Soluble Organic

Matter) มีค่าอยู่ในระดับสูงประมาณ 1074-1646 ppm และมีชนิดของคีโรเจน (Kerogen type) เป็นประเภทสองและสาม

2. แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางจะเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap) ที่เกิดสัมพันธ์กับโครงสร้างแบบประทุนคว่ำ (anticline structure) และโครงสร้างแบบแนวเทชั้นเดียว (monocline structure)

3. หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) สำหรับหินกักเก็บของแหล่งน้ำมันฝางส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนทรายบาง ๆ รวมถึงชั้นหินทรายและหินทรายแป้ง โดยมีค่าความพรุนประมาณ 10-30% และค่าความซึมซาบได้อยู่ที่ 10-200 md โดยหินแหล่งกักเก็บจะอยู่ในหินชุดแม่สอด ซึ่งจะกระจายอยู่ที่ระดับความลึก 200-1000 เมตร มีความหนาประมาณ 1-10 เมตร

และสำหรับปริมาณสำรองของแหล่งน้ำมันฝาง จากข้อมูลการผลิตทั้งหมด ปัจจุบันแหล่งน้ำมันฝางทำการผลิตน้ำมันดิบมาแล้วประมาณ 10,000,000 บาเรล และจากการทำกราฟแสดงการลดลง (Decline curve) และอัตราส่วนของความสามารถในการอิ่มตัวของของเหลวคือน้ำมันต่อน้ำ(S_{oil}/S_w) ทำให้สามารถคาดคะเนได้ว่า จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในขั้นแรกได้อีกประมาณ 5 ปี และจากการคำนวณขนาดของแอ่งฝาง สามารถคาดการณ์ถึงปริมาณของน้ำมันดิบที่มีสะสมตัวอยู่ในแอ่งฝาง (Oil Inplace) ว่าน่าจะมีประมาณ 100-300 ล้านบาเรล (Nopparat Settakul,1993)

และสำหรับคุณสมบัติของน้ำมันดิบที่พบในแหล่งน้ำมันฝาง โดยทั่วไปน้ำมันดิบที่พบจะแบ่งเป็น 2 ประเภทได้แก่

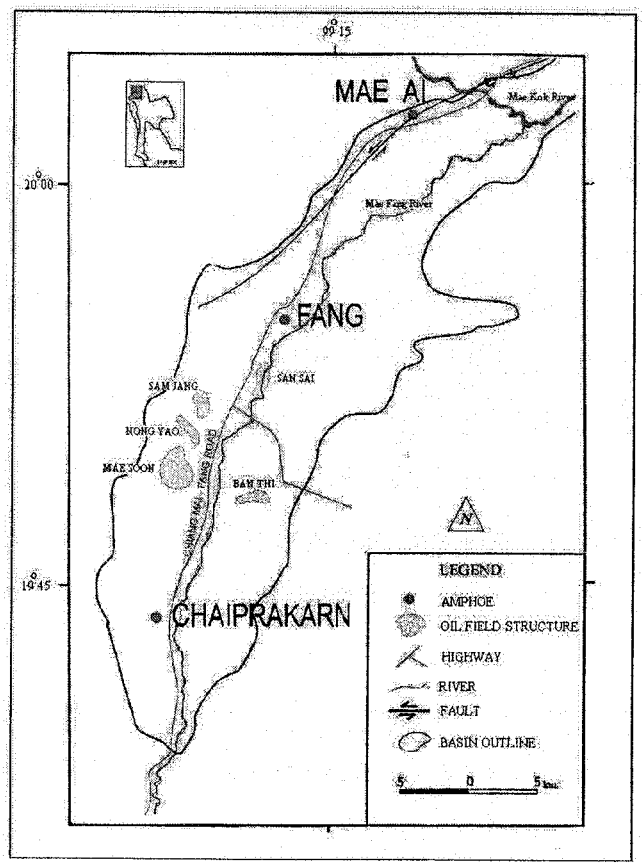
ประเภทที่ 1 จัดเป็นน้ำมันหนักหรือที่มีความหนืดสูง (Asphaltic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ 16°API

ประเภทที่ 2 จัดเป็นน้ำมันเบาหรือที่มีความหนืดต่ำ (Paraffinic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ 30°API

โดยทั่วไปน้ำมันดิบประเภทที่ 1 จะพบในระดับตื้น ที่ระดับความลึกประมาณ 200 เมตร ส่วนในกรณีของประเภทที่ 2 จะพบในระดับที่ลึกลงไป และจากการทำการศึกษาวิจัยของ Benjavun Ratanasthien (1997) ซึ่งได้ทำการศึกษาถึงประเภทของสาหร่ายต่าง ๆ ที่เป็นแหล่งต้นกำเนิดของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย และจากการศึกษาจะสามารถแบ่งพื้นที่สำหรับศึกษาได้ดังนี้คือ แอ่งแม่สอด แอ่งแม่เมาะ แอ่งฝาง แหล่งถ่านหินนาโฮ่งและแม่ทีป แอ่งลี้และบ้านผาเขา

โดยสำหรับแอ่งฝางนั้นได้ทำการศึกษาข้อมูลจากหลุมผลิตน้ำมัน โดยใช้ตัวอย่างแท่งหินที่ได้จากการเจาะในหลุมเจาะ IF30-03S ที่อยู่ในโครงสร้างหนองยาว ซึ่งตั้งอยู่บริเวณทิศ

ตะวันตกของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 3595-4524 ฟุต โดยตัวอย่างแท่งหินที่ได้จะเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่เป็นหินทรายแป้งและหินดินดานที่มีส่วนประกอบของอินทรีย์สาร(organic matter) ที่เกี่ยวพันกับลิปทิไนต์ (liptinite) ซึ่งเป็นส่วนประกอบหลักของ “Alginite” และ “Liptodetrinite” โดยสำหรับประเภทต่าง ๆ และการกระจายตัวของ “Alginite” ในบริเวณหลุมเจาะ IF30-03S จะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับการทับถมของความลึกของชั้นหิน และในส่วนที่มีระดับความลึกสูงสุดคือประมาณ 4524 ฟุต จะประกอบด้วย “Alginite A” จำนวน 2 ชนิด ส่วนบริเวณที่ตื้นกว่าจะพบการกระจายตัวของโคโลนี่ (colonies) ที่มีสีเหลืองถึงขาวเหลืองเมื่อมีการเรืองแสง โดยโคโลนี่ดังกล่าวถ้าเป็นโคโลนี่ที่มีขนาดเล็กจะมีขนาดประมาณ 5-10 ไมโครเมตร ส่วนโคโลนี่ที่มีขนาดใหญ่จะมีขนาดประมาณ 20-50 ไมโครเมตร โดยจะเรียกว่า “Fang Algae”



รูปที่ 2.2 ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝาง (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

2.2.2 แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีเป็นตัวอย่างของแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กที่มีลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีตั้งอยู่ในเขต อำเภอวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์ โดยอยู่ในการดูแลและจัดการของบริษัทแปซิฟิคไทเกอร์ ซึ่งลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี จากการศึกษาของ Murray Hawked, Andrew Bromley และ Teenarat Kleungputsa (2002) พบว่าแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีตั้งอยู่ในแอ่งวิเชียรบุรี ซึ่งเป็นแอ่งตะกอนขนาดเล็กยุคเทอร์เชียรี่ที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งเพชรบูรณ์ ตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย และสำหรับหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งวิเชียรบุรีได้แก่ หินทราย ที่มีชื่อเรียกว่า ชั้นทรายเอฟ (F-sandstone) โดยลักษณะของระบบปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี มีรายละเอียดดังนี้

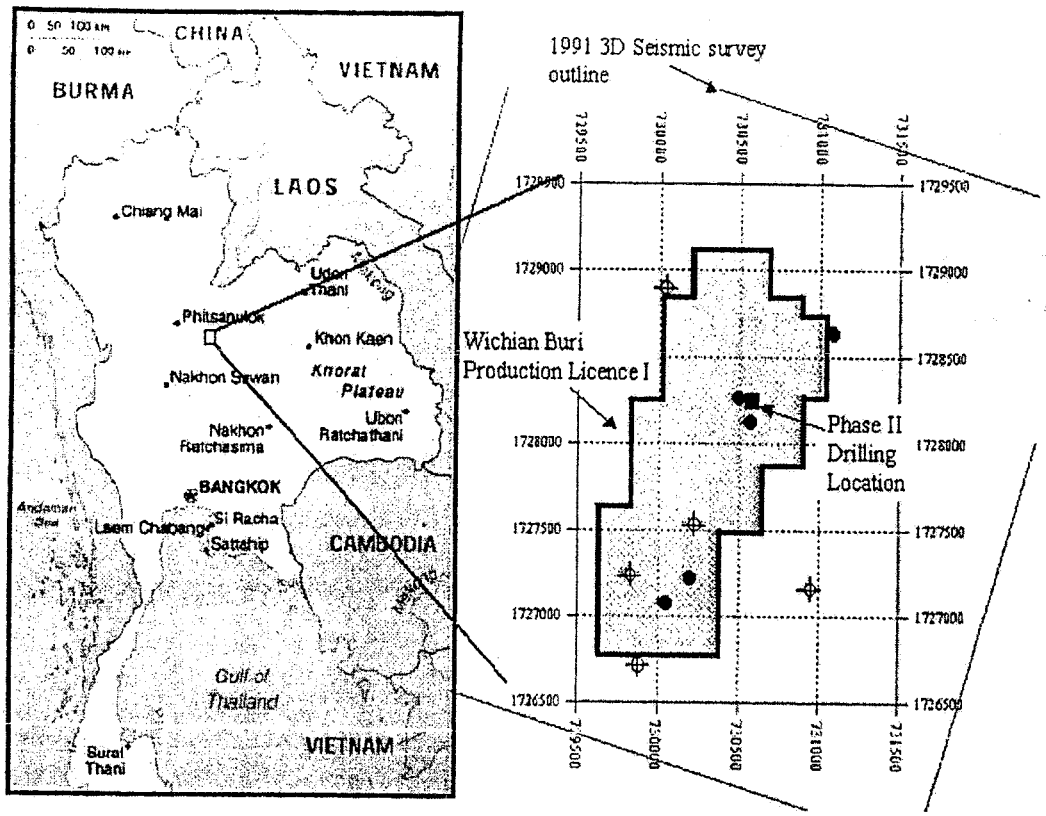
หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock) สำหรับหินต้นกำเนิดของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีจัดเป็นหินดินดานที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยมีค่าปริมาณของอินทรีย์สารทั้งหมด (Total Organic Content; TOC) ประมาณ 5-13% และสำหรับน้ำมันดิบที่ได้จากการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี จัดเป็นประเภทมีไขสูง มีจุดหลอมเหลวของน้ำมันดิบประมาณ 42°C และมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ประมาณ 29-30 °API

หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีที่ถูกเรียกว่าชั้นทรายเอฟนั้น จัดเป็นหินทราย ที่มีความพรุนประมาณ 25% โดยมีการสะสมตัวอยู่ที่ระดับความลึกตั้งแต่ 920 เมตรถึง 960 เมตร และมีอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประมาณ 70°C

แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีส่วนใหญ่จะเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)

การพัฒนาของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีได้รับการเจาะสำรวจและพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1988 โดยมีหลุมเจาะสำรวจและผลิตหลุมแรกคือ หลุม “Wichian Buri1 (WB-1)” มีอัตราการผลิตประมาณ 500 บาเรลต่อวัน โดยทำการผลิตน้ำมันจากชั้นทรายเอฟที่ระดับความลึก 962-998 เมตร มีปริมาณสำรองประมาณ 240,000 บาเรล เดิมแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีมีจำนวนหลุมผลิตทั้งสิ้น 4 หลุม ได้แก่ หลุม “Wichian Buri1 (WB-1)” หลุม “Wichian Buri-North1 (WBN-1)” “Wichian Buri-North2 (WBN-2)” และ “Wichian Buri-North3 (WBN-3)” มีอัตราการผลิตรวมประมาณ 200 บาเรลต่อวัน ปัจจุบันบริษัท Pan Orient และ Carnavan ได้ร่วมกันลงทุนแทนบริษัทแปซิฟิกไทเกอร์ ขอสัมประทานเพิ่มอีก 2 แปลง คือ L44 และ L33 สำรวจพบน้ำมันดิบใน

รอยแตกหินอัคนี (Volcanic Silt) ซึ่งเป็นเป้าประสงค์ใหม่ (New Play) ทำให้การผลิตรวมเป็นประมาณวันละ 8,500 บาร์เรล (มกราคม พ.ศ. 2552)



รูปที่ 2.3 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (Murray et.al, 2002)

2.2.3 แหล่งน้ำมันสิริกิติ์

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์เป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีพื้นที่อยู่ในบริเวณของแอ่งพิษณุโลก โดยปัจจุบันอยู่ในเขตการปกครองของอำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร แหล่งสิริกิติ์ได้รับการสำรวจและพัฒนาโดยบริษัทไทยเชลล์ ซึ่งได้ร่วมทุนกับบริษัท ปตท.สผ. ทำการพัฒนามาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 จนถึงปัจจุบัน โดยในปัจจุบันมีการผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ซึ่งน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ได้ถูกขนานนามว่า "น้ำมันดิบเพชร" จัดเป็นน้ำมันดิบประเภทน้ำมันเบา มีความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ประมาณ 40°API และมีส่วนประกอบของซัลเฟอร์ผสมอยู่ที่ 0.05% สำหรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 20000 บาเรลต่อวัน และมีอัตราการผลิตก๊าซประมาณ 55 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (Luechai Wongsirasawad, 2002) และสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จัดเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศไทยที่มีการ

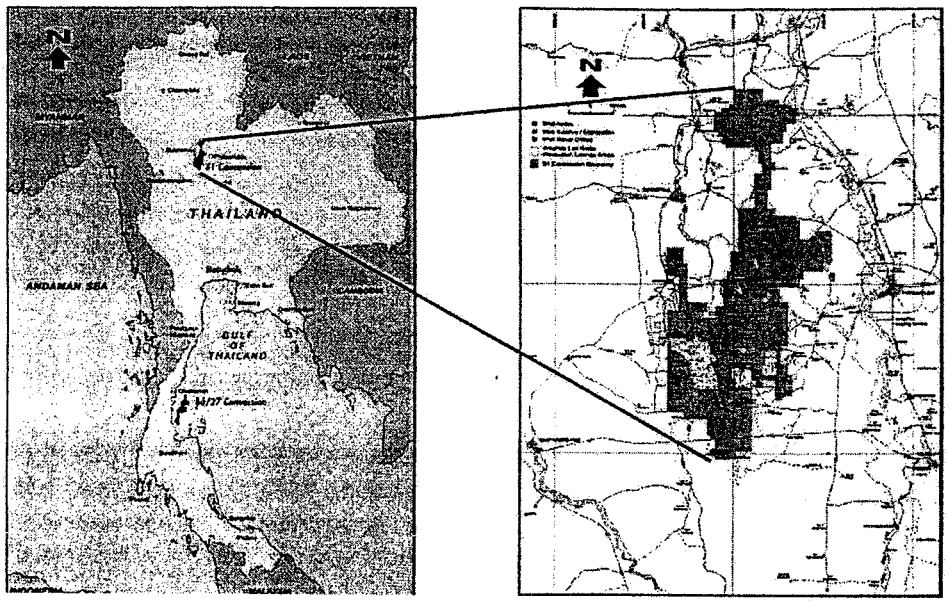
สำรวจพบบนบก มีปริมาณสำรองขอน้ำมันที่ได้พิสูจน์แล้วประมาณ 61.76 MMbbl โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะได้รับการขนส่งโดยทางรถไฟเพื่อนำไปทำการกลั่นที่โรงกลั่นน้ำมันที่จังหวัดชลบุรีและกรุงเทพมหานคร ส่วนก๊าซที่ผลิตได้จากแหล่งสิริกิติ์จะนำส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเพื่อนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Petroleum system of Sirikit oil field) สำหรับระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีรายละเอียดดังนี้

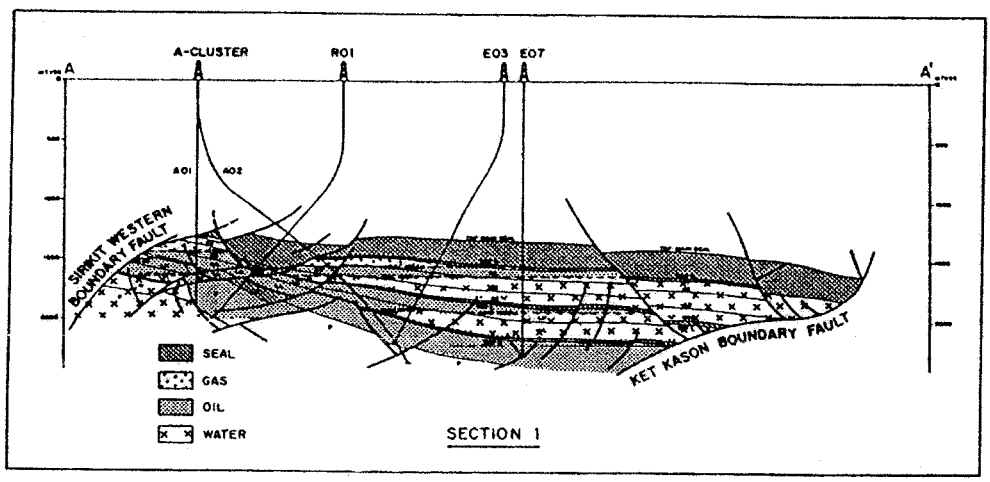
หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock) สำหรับหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จากการศึกษาของ A.A.Bal, H.M. Burgisser, D.K.Harris, S.M.Rigby, S. Thumprasertwong และ F.J.Winkler (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จะเกิดจากการทับถมของสิ่งแวดล้อม 3 ประเภท ได้แก่ ทะเลสาบเปิด ทางน้ำและทะเลสาบ และแอ่งน้ำท่วมถึง โดยหินต้นกำเนิดดังกล่าวส่วนใหญ่จะเป็นหินดินเหนียวที่สะสมตัวอยู่ในหมวดหินชุมแสง (Chum Saeng Formation) ซึ่งมีความหนาประมาณ 150-400 เมตร แต่ในบางบริเวณอาจจะพบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีความหนาถึง 1000 เมตรก็ได้

หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายที่พบในหมวดหินลานกระบือ (Lan Krabu Formation) โดยหินทรายดังกล่าวสามารถแบ่งได้เป็น 5 ชั้นตามระดับความลึก ได้แก่ ชั้นทรายดี (D-sand) ชั้นทรายเค (K-sand) ชั้นทรายแอล (L-sand) ชั้นทรายเอ็ม (M-sand) และชั้นทรายพี (P-sand) (Luechai Wongsirasawad, 2002)

แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ จากการศึกษาของ A.A.Bal et.al.(1992) จะเป็นแหล่งกักเก็บที่เกิดจากรอยเลื่อน (fault trap) โดยมีรอยเลื่อนขนาดใหญ่ที่มีชื่อว่า “Western Sirikit Fault” และ “Ketkason Boundary Fault” เป็นตัวควบคุม



รูปที่ 2.4 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Luechai Wongsirasawad, 2002)



รูปที่ 2.5 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (A.A.Bal et.al., 1992)

2.2.4 แหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน

แหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสนเป็นแหล่งน้ำมันที่มีพื้นที่ตั้งอยู่ในบริเวณแอ่งสุพรรณบุรี เริ่มต้นในปี ค.ศ. 1985 ได้รับการพัฒนาโดยบริษัท B.P. Petroleum Development Ltd. และระหว่างปี ค.ศ. 1986-1988 ได้ทำการเจาะสำรวจรวมถึงเจาะหาขอบเขตของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเป็นจำนวน 12 หลุม พบเป็นหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม BP1-3 และหลุม BP1-7 ซึ่งในปัจจุบันหลุมผลิตดังกล่าวตั้งอยู่ในแหล่งน้ำมันอู่ทอง และต่อมาในปี ค.ศ. 1993 บริษัทปิโตรเลียมไทยสำรวจและผลิต (ปตท.สผ.)ได้ทำการซื้อสัมปทานการผลิตจากบริษัท B.P. Petroleum Development Ltd. (Hatairat Triamwichanon, 1999) โดยแหล่งน้ำมันทั้งสองแหล่งมีอัตราการผลิตประมาณ 650 บาเรลต่อวัน จากหลุมผลิตทั้งหมด 11 หลุม และสำหรับน้ำมันที่ผลิตได้จะมีค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตราฐาน API ประมาณ 25-34 $^{\circ}$API รวมถึงค่าของอัตราส่วนการละลายของก๊าซต่อน้ำมันจะมีค่าต่ำมาก (น้อยกว่า 5 ลูกบาศก์ฟุตต่อบาเรล) (B.J. Bidston และ J.S. Daniel, 1992) โดยปริมาณสำรองที่ได้รับการพิสูจน์แล้วของแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสนมีประมาณ 0.85 MMbbl

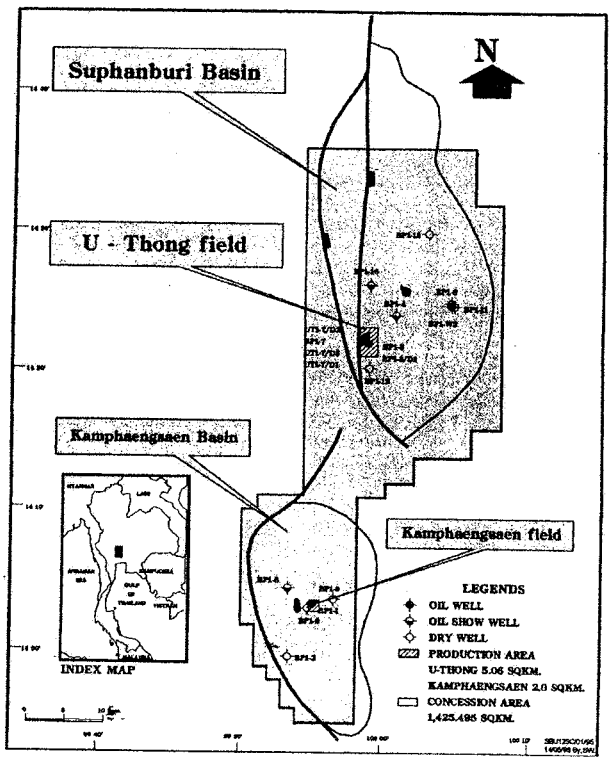
ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน

หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock) จากการศึกษาของ B.J. Bidston และ J.S. Daniel (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะมาจากหินโคลนที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยตัวแปรที่ทำให้เกิดการกลั่นตัวของน้ำมันออกมาจากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้แก่ ความร้อนหรืออุณหภูมิที่อยู่ในบริเวณที่มีหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิประมาณ 4.5°C/100 เมตร ซึ่งหินต้นกำเนิดหรือหินโคลนดังกล่าวส่วนใหญ่จะพบอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 1,800-2,000 เมตร

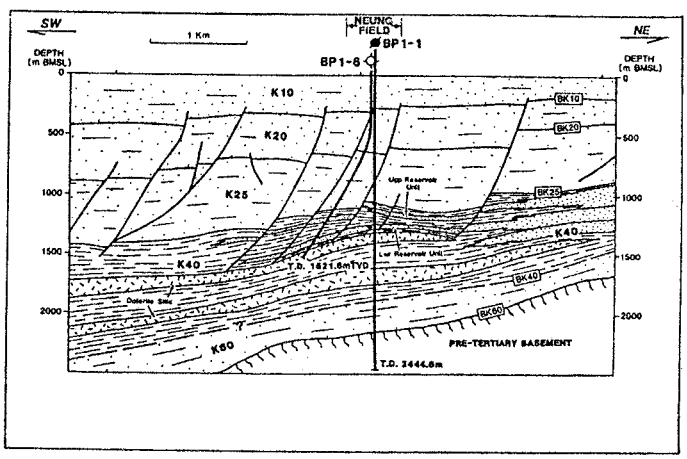
หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) สำหรับหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายยุคเทอร์เชียรี่ที่เกิดจากการทับถมกันของทางน้ำและทะเลสาบ โดยมีค่าความพรุนประมาณ 12-20% (Hatairat Triamwichanon, 1999)

แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน จะคล้ายกับแหล่งกักเก็บน้ำมันที่พบทั่วไปในแหล่งน้ำมันอื่น ๆ ของประเทศไทย คือส่วนใหญ่จะเป็นแหล่งกักเก็บที่เกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)

ปัจจุบันบริษัท ปตท.สผ. พบแหล่งน้ำมันสังคจายปริมาณสำรองประมาณ 500,000 บาเรลใกล้ ๆ กับแหล่งน้ำมันอู่ทอง อัตราการผลิตวันละ 200 บาเรล



รูปที่ 2.6 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน (Hatairat Triamwichanon, 1999)



รูปที่ 2.7 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน

(B.J. Bidston and J.S. Daniel,1992)

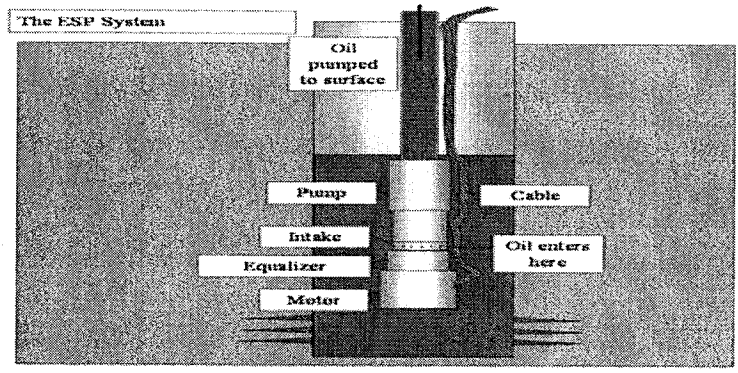
2.3 อุปกรณ์ช่วยผลิต

ระบบช่วยผลิตเป็นระบบอะไรก็ตามซึ่งเพิ่มพลังงานให้แก่ของไหลในหลุม โดยมีจุดประสงค์เพื่อกระตุ้นผลิตตั้งแต่เริ่มแรก หรือช่วยเพิ่มการผลิต การวางแผนสำหรับในการติดตั้งระบบช่วยผลิตเป็นสิ่งสำคัญ การพิจารณาเพื่อที่จะออกแบบและติดตั้งระบบช่วยผลิตต้องกระทำก่อนมีการเจาะ นอกจากนี้ ขนาดของ Tubing ก็มีนัยสำคัญในการเตรียมการติดตั้งระบบช่วยผลิตเพื่อให้ได้การผลิตที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้การประยุกต์ใช้ระบบช่วยผลิตยังขึ้นอยู่กับรูปแบบของหลุมผลิตว่าเป็นหลุมขนาดเล็ก ขนาดใหญ่ หลุมเดี่ยว หรือหลายหลุม

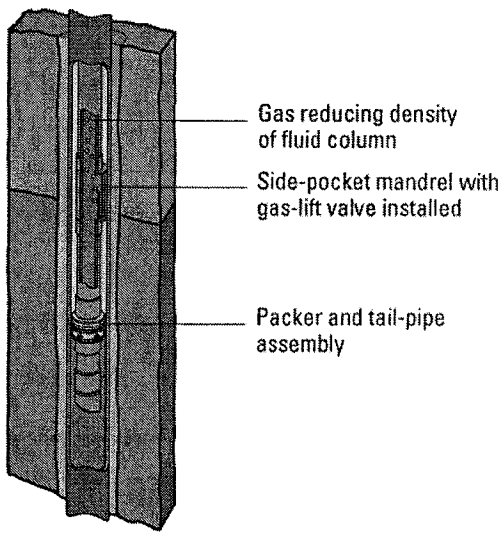
ข้างล่างนี้เป็นระบบช่วยผลิตพื้นฐานที่มีการใช้งานอยู่และแพร่หลายไปทั่วโลกดังเช่น

1. Electric submersible pumping
2. Gas lift
3. Sucker rod or beam pumping
4. Hydraulic pumping
5. Jet Pumping
6. Plunger or free piston lift
7. Other methods

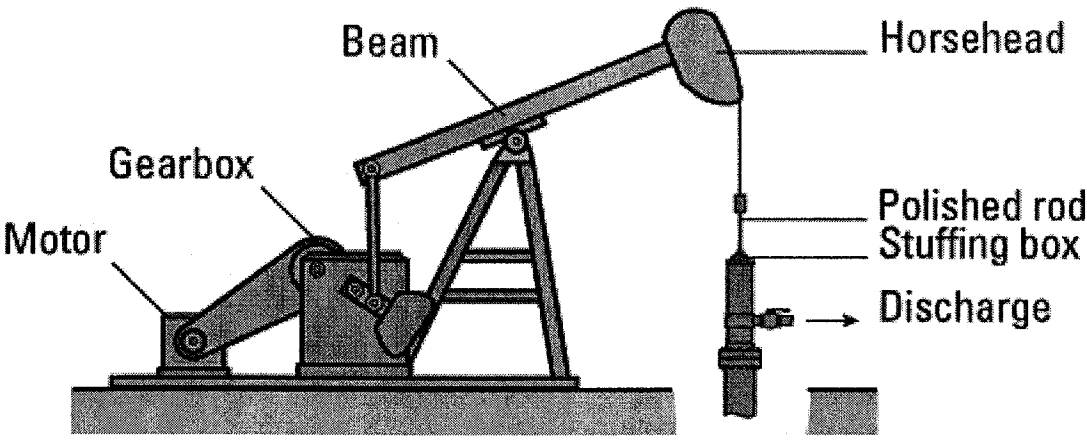
การติดตั้งระบบช่วยผลิตอาจจะแตกต่างกันไปในแต่ละที่ อย่างไรก็ตาม งานวิจัยชิ้นนี้ศึกษาและวิเคราะห์ Electric submersible pumping, Gas lift และ Sucker rod or beam pumping อันเนื่องมาจากการประยุกต์และใช้ประโยชน์ขอบระบบช่วยผลิตเหล่านี้ถูกนำมาใช้อย่างต่อเนื่องและเพิ่มมากขึ้นในแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย ดังเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิตติ์ในแอ่งพิษณุโลกได้ติดตั้งระบบช่วยผลิตทั้ง 3 ชนิด นอกจากนี้ แหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทยในแหล่งอื่น เช่น แหล่งน้ำมันอู่ทองและวิเชียรบุรีได้มีการเลือกใช้ Sucker rod pump



รูปที่ 2.8 ระบบ Electrical submersible pump



รูปที่ 2.9 ระบบ Gas lift

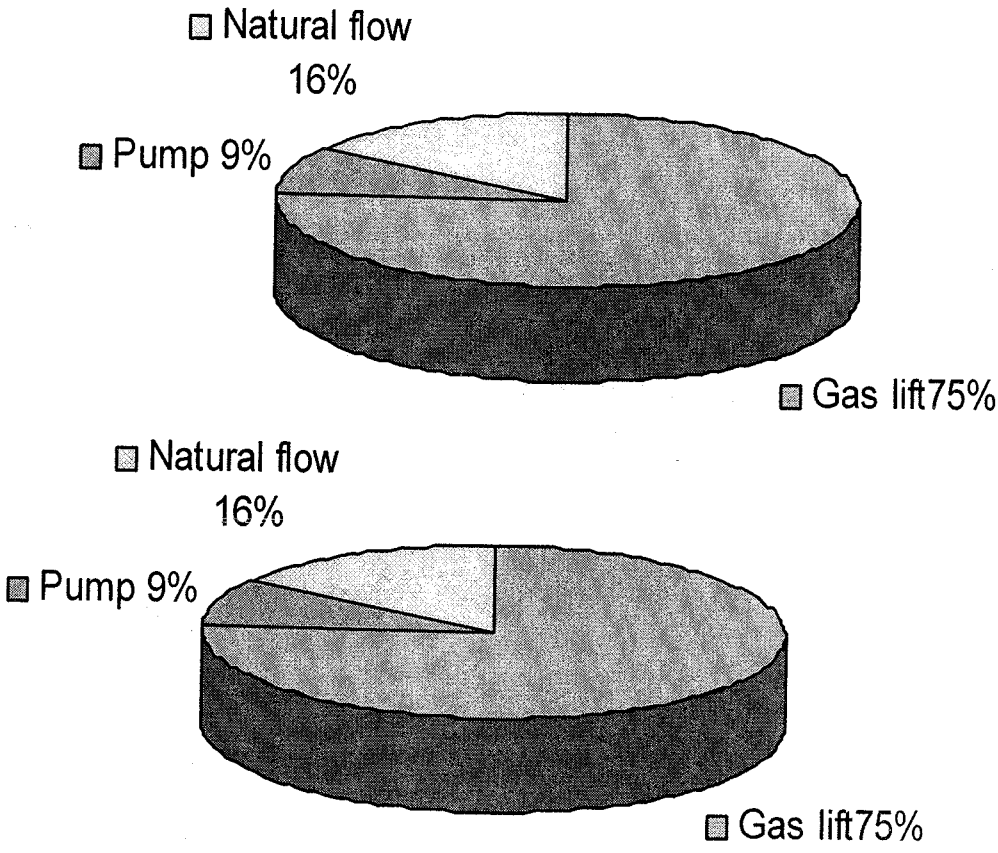


รูปที่ 2.10 ระบบ Sucker rod pump

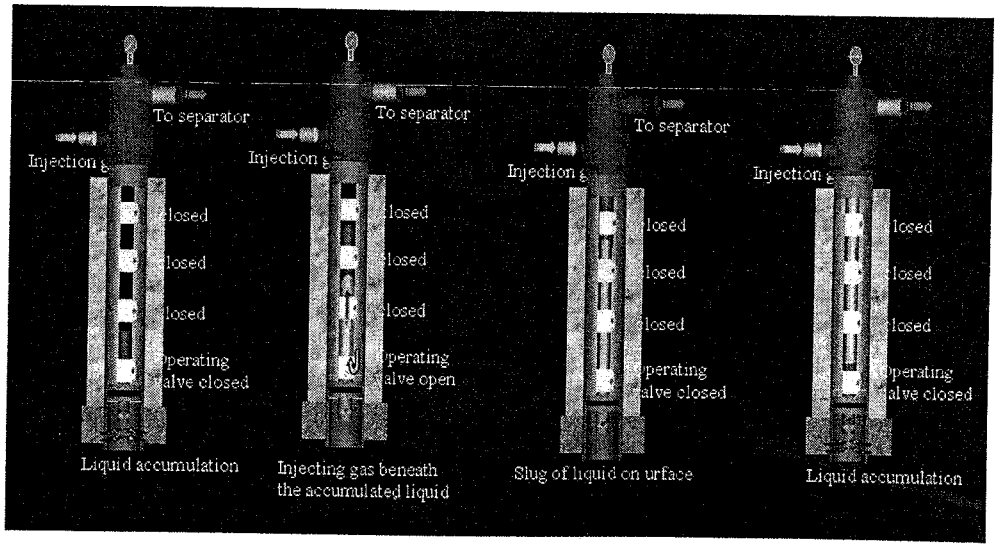
2.4 กรณีศึกษาของระบบช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย

2.4.1 แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในแอ่งพิษณุโลก

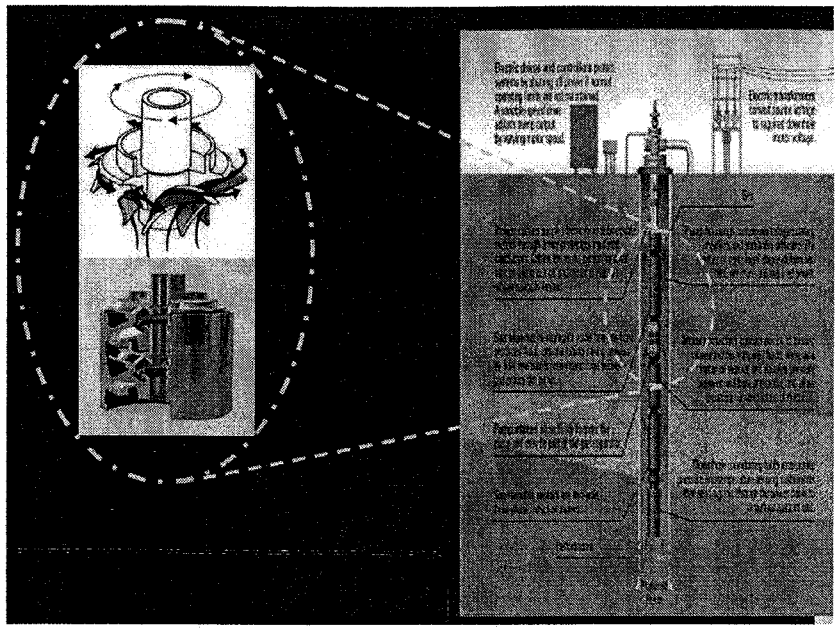
แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ตั้งอยู่ที่อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร บริษัท Thai Shell และ PTTEP เป็นผู้สำรวจและพัฒนาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1981 คุณสมบัติของน้ำมันของแหล่งสิริกิติ์ มีค่า 40° API มีสัดส่วนการปนเปื้อนของซัลเฟอร์ 0.05 % การผลิตน้ำมัน, LPG และก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณ 19,000 – 20,000 บาร์เรลต่อวัน, 280 – 300 ตันต่อวัน และ 40-50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แหล่งน้ำมันสิริกิติ์เป็นแหล่งน้ำมันขนาดใหญ่ที่อยู่บนบกของประเทศไทย ปริมาณน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วประมาณ 60 ล้านบาร์เรล และ 245 ล้านลูกบาศกฟุตตามลำดับ การขนส่งน้ำมันจะใช้ทางรถไฟจากแหล่งสิริกิติ์ไปถึงโรงกลั่นที่จังหวัดชลบุรีและกรุงเทพ ส่วนการขนส่งก๊าซจะไปที่ EGAT เพื่อนำไปสร้างพลังงานไฟฟ้า แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ผลิตปิโตเลียมโดยวิธีแรงขับจากธรรมชาติ (Natural flow) และระบบช่วยผลิต (Artificial lift) ประมาณ 26% และ 74% ตามลำดับ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีการประยุกต์ใช้ระบบช่วยผลิต 2 ระบบ ประมาณ 58% และ 16% ตามลำดับ (พฤษภาคม พ.ศ. 2551) คือ Gas Lift (ประกอบด้วย 2 วิธี คือ Continuous และ Intermittent flow gas lift) และ Pump (ประกอบด้วย 3 วิธี คือ Electrical submersible pump, Progressive cavity pump และ Sucker rod pump แต่ละปั๊มถูกประยุกต์ใช้ครั้งแรกในปี ค.ศ.1998, 2001 และ 2007 ตามลำดับ)



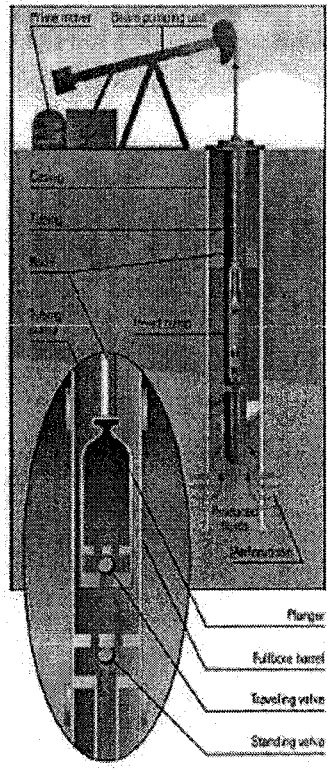
รูปที่ 2.11 สัดส่วนการผลิตน้ำมันด้วยวิธีต่าง ๆ ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



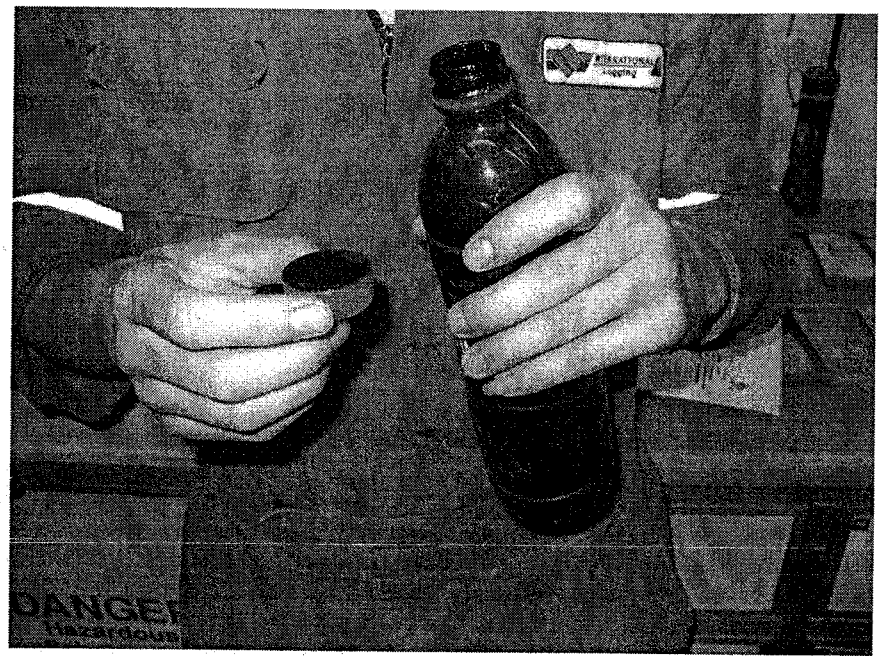
รูปที่ 2.12 ระบบ Intermittent flow gas lift ที่ประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



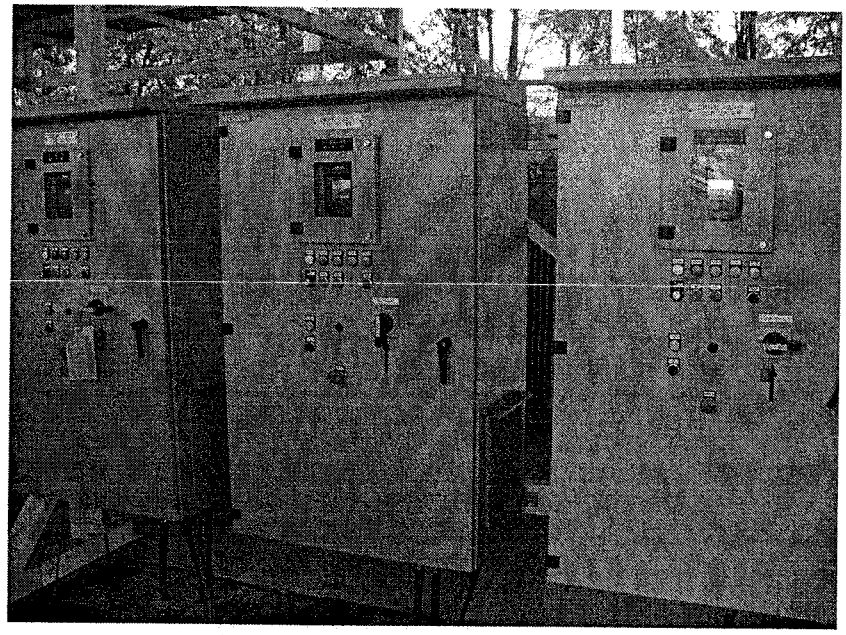
รูปที่ 2.13 ระบบ Electrical submersible pump ที่ประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



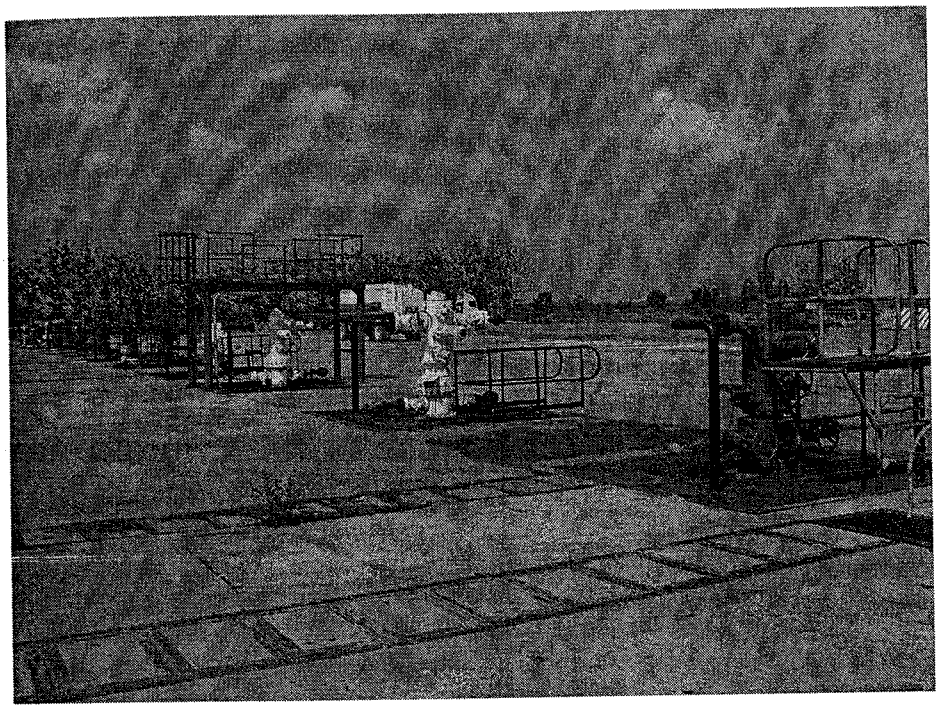
รูปที่ 2.14 ระบบ Sucker rod pump ที่ประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



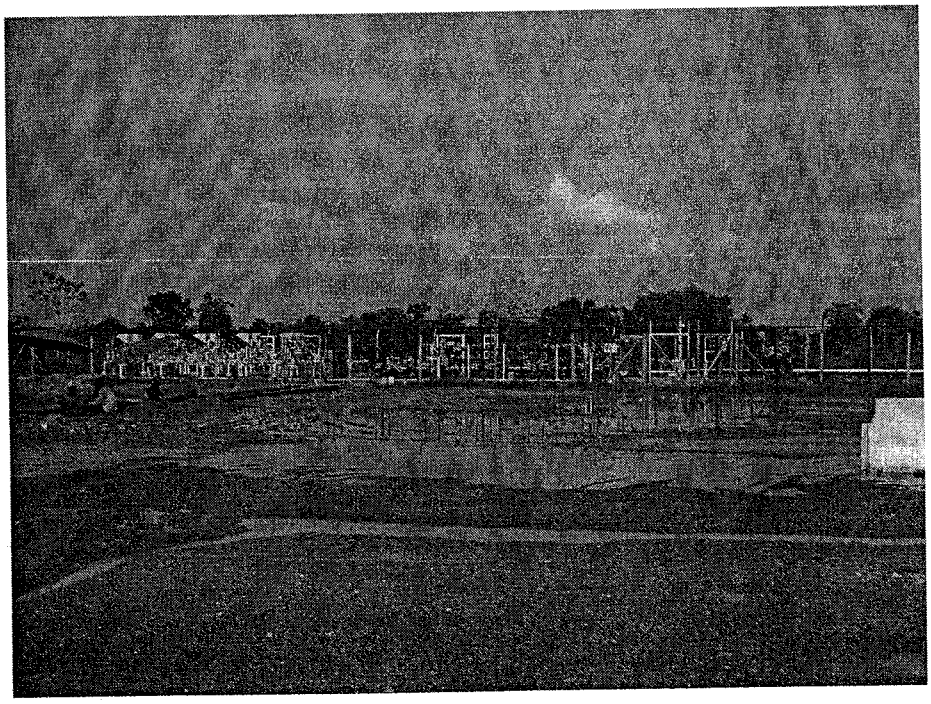
รูปที่ 2.15 น้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



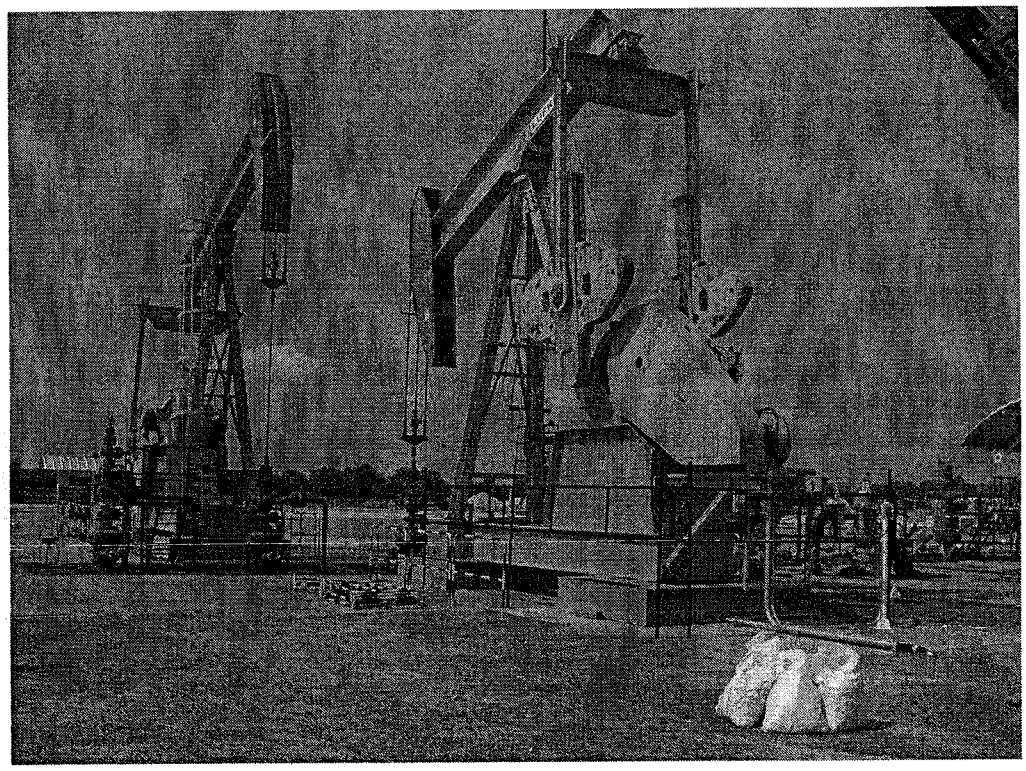
รูปที่ 2.16 ตู้ควบคุมระบบ Electrical submersible pump ของบริษัท Whetherford ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



รูปที่ 2.17 ระบบ Electrical submersible pump ของบริษัท Whetherford ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



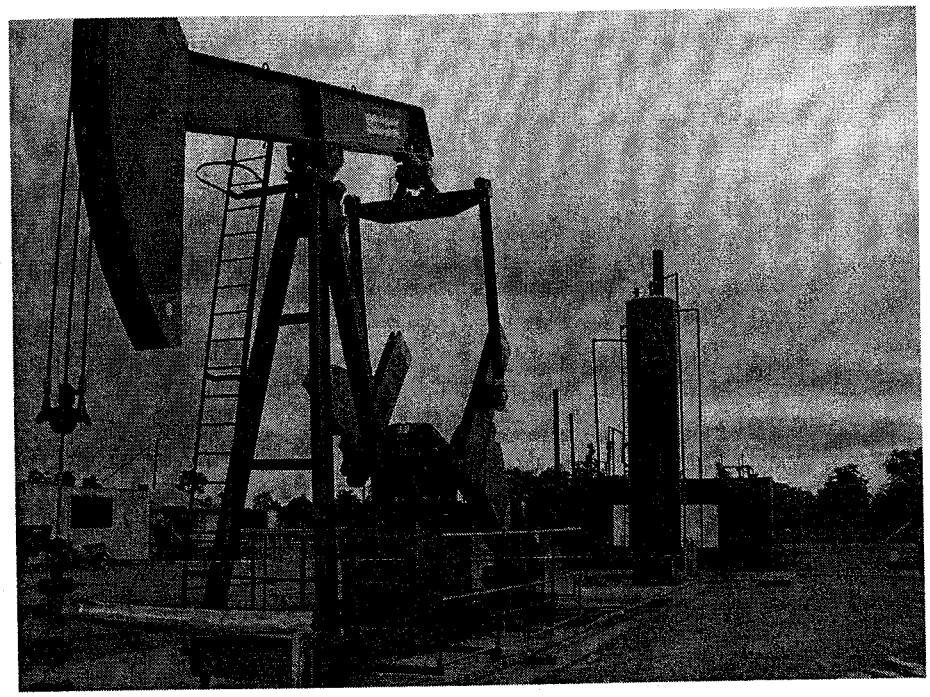
รูปที่ 2.18 ระบบ Intermittent flow gas lift ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์



รูปที่ 2.19 ระบบ Sucker rod pump ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์

2.4.2 แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีในแอ่งวิเชียรบุรี

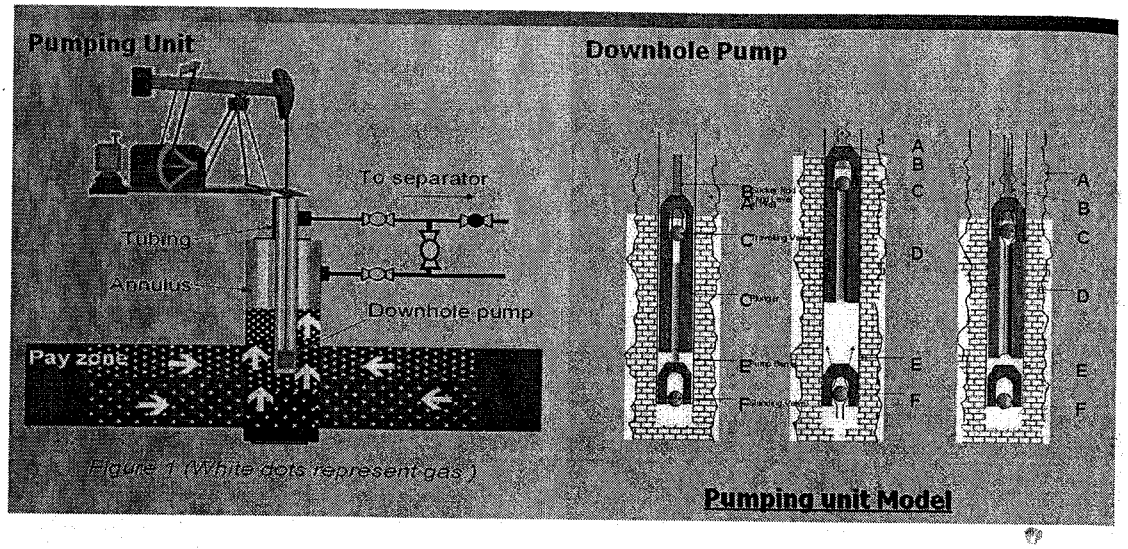
แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีตั้งอยู่ที่อำเภอวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์ บริษัท Pacific Tiger สำรวจและพัฒนาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1988 เป็นหลุมน้ำมันหลุมแรกที่มีอัตราการผลิต 500 บาร์เรลต่อวัน ปัจจุบันแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีมีทั้งหมด 4 หลุม วิเชียรบุรี 1, วิเชียรบุรีเหนือ 1, วิเชียรบุรีเหนือ 2 และวิเชียรบุรีเหนือ 3 มีอัตราการผลิตรวมทุกหลุม 200 บาร์เรลต่อวัน คุณสมบัติของน้ำมันประมาณ 29-30 API แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีเป็นแหล่งน้ำมันบนบกขนาดเล็กของประเทศไทย มีปริมาณน้ำมันสำรองที่พิสูจน์แล้วประมาณ 240,000 บาร์เรล นอกจากนี้ได้มีการประยุกต์ใช้ Jet Pump ในช่วงแรก ปัจจุบันได้เปลี่ยนระบบช่วยผลิตเป็น Sucker Rod Pump



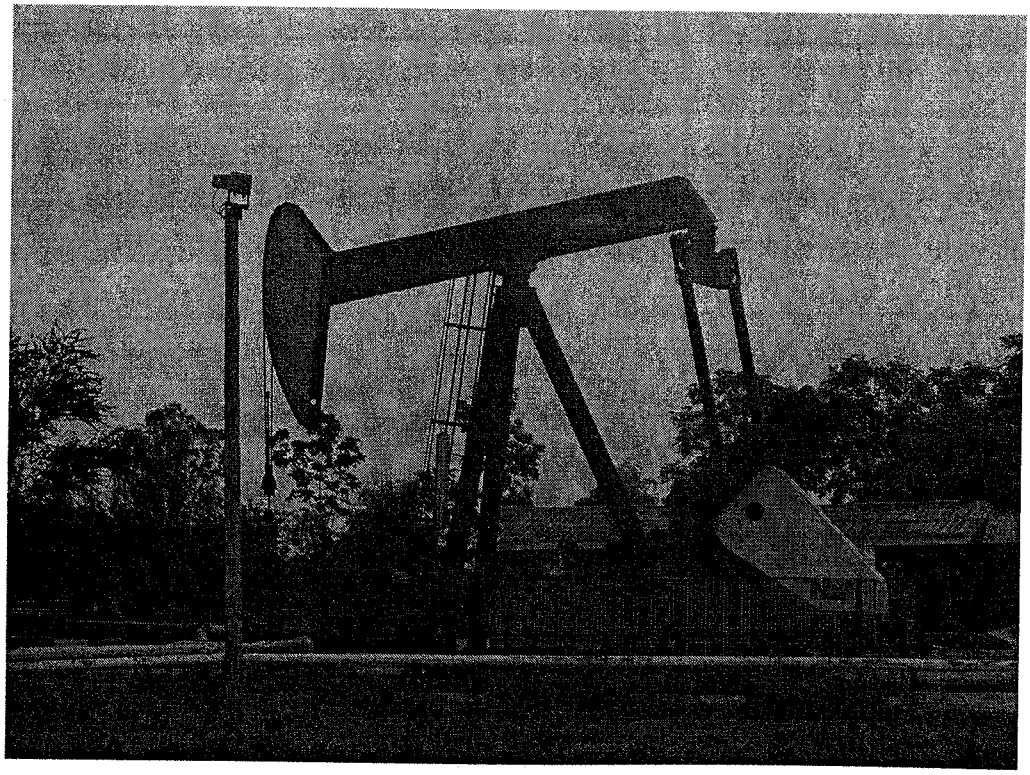
รูปที่ 2.20 ระบบ Sucker rod pump ของ Sentry International ในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

2.4.3 แหล่งน้ำมันกำแพงแสน, สังคจาย, อู่ทอง ในแอ่งสุพรรณบุรี

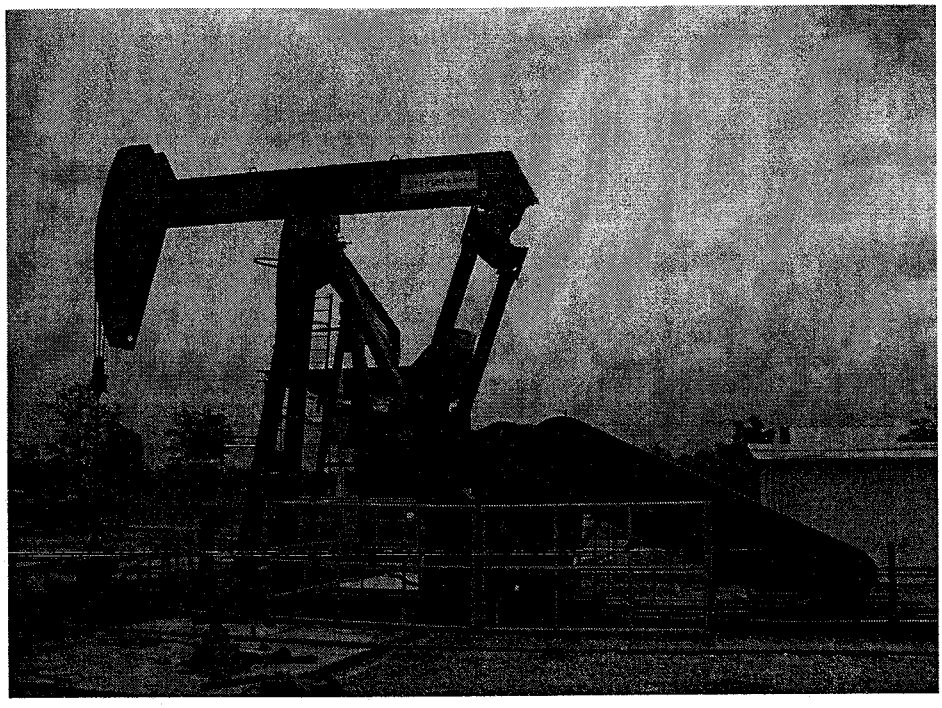
บริษัท B.P. จำกัด มหาชน ทำการสำรวจ และพัฒนาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1985 แต่อย่างไรก็ตามก็ได้ให้สัมปทานกับ PTTEP ในปี ค.ศ. 1993 พื้นที่ทำการผลิตประมาณ 9.04 ตารางกิโลเมตร ประกอบด้วย แหล่งน้ำมันกำแพงแสน 2 ตารางกิโลเมตร แหล่งน้ำมันสังคจาย 1.98 ตารางกิโลเมตร และน้ำมันอู่ทอง 5.06 ตารางกิโลเมตร แหล่งน้ำมันกำแพงแสน (KS1-1) ประกอบด้วย 1 หลุมผลิต และ 1 หลุมทิ้งน้ำ แหล่งน้ำมันสังคจาย (SKJ) ประกอบด้วย 2 หลุมผลิต, แหล่งน้ำมันอู่ทอง มี 2 ที่ตั้งการผลิต คือ UT1-3 ประกอบด้วย 1 หลุมผลิต และ 1 หลุมอัดน้ำ และ UT1-7 ประกอบด้วย 8 หลุมผลิตและ 1 หลุมอัดน้ำ คุณสมบัติของน้ำมันประมาณ 25-34° API สัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน 5 SCF/STB และมีซัลเฟอร์ปนเปื้อนอยู่ 0.14 % และอัตราการผลิตอยู่ที่ 550 บาร์เรลต่อวัน ปริมาณที่พิสูจน์แล้ว 4.782 ล้านบาร์เรล นอกจากนี้ได้มีการประยุกต์ Sucker Rod Pump ในการผลิต



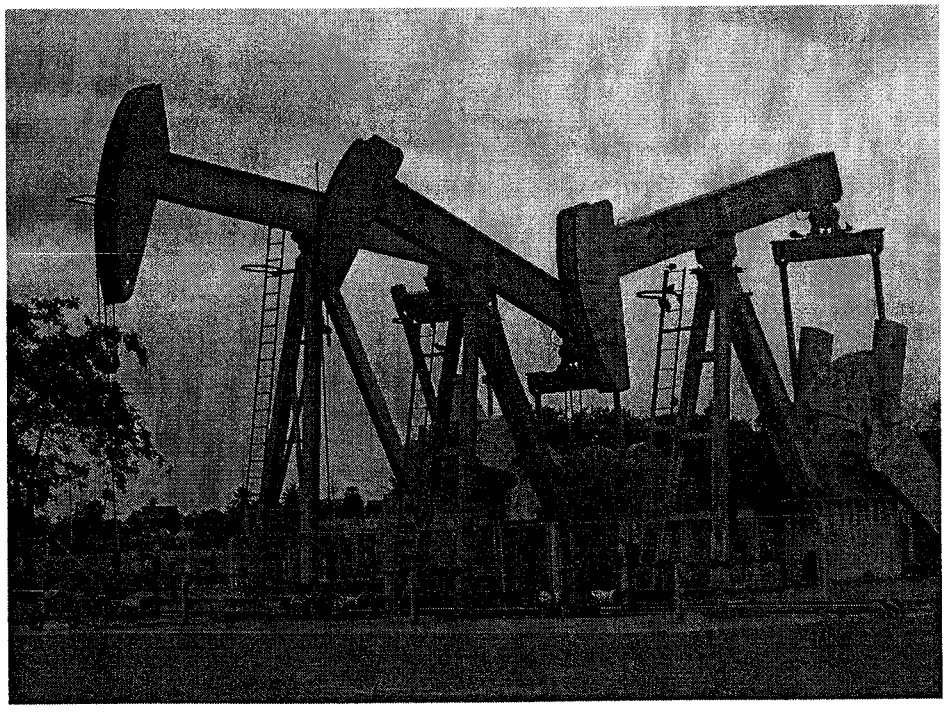
รูปที่ 2.21 ระบบ Sucker rod pump ในแหล่งน้ำมันกำแพงแสน, สังคจายและอู่ทอง



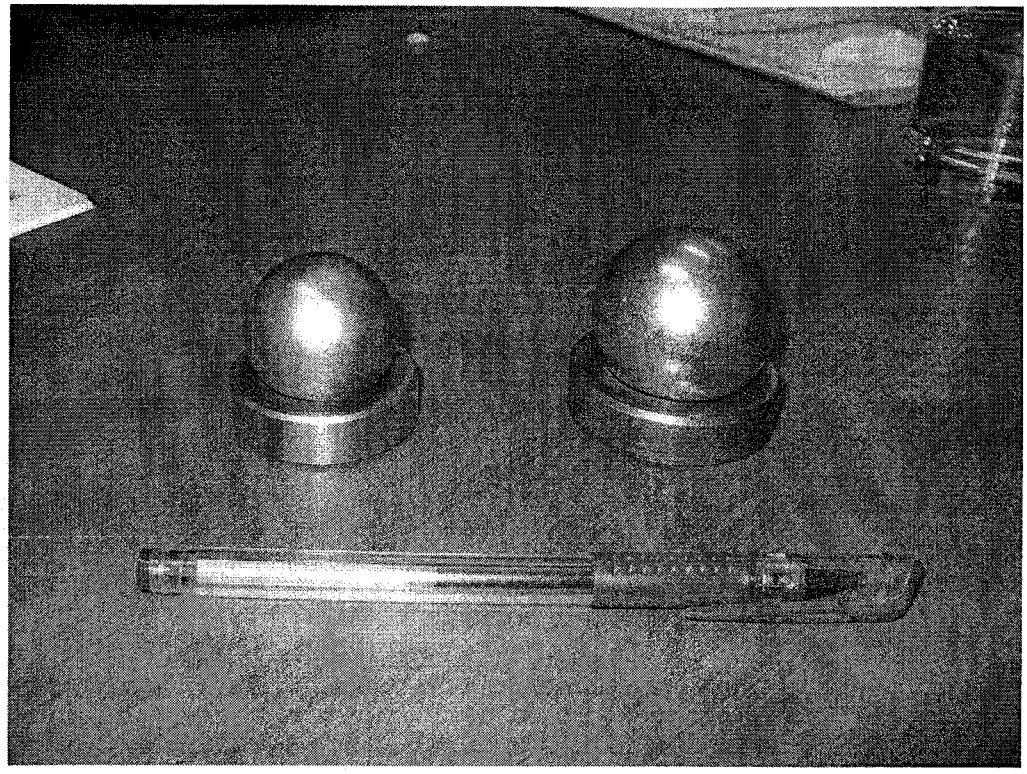
รูปที่ 2.22 ระบบ Sucker rod pump ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันกำแพงแสน



รูปที่ 2.23 ระบบ Sucker rod pump ของ Sentry International ในแหล่งน้ำมันสังคจาย



รูปที่ 2.24 ระบบ Sucker rod pump ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันอู่ทอง



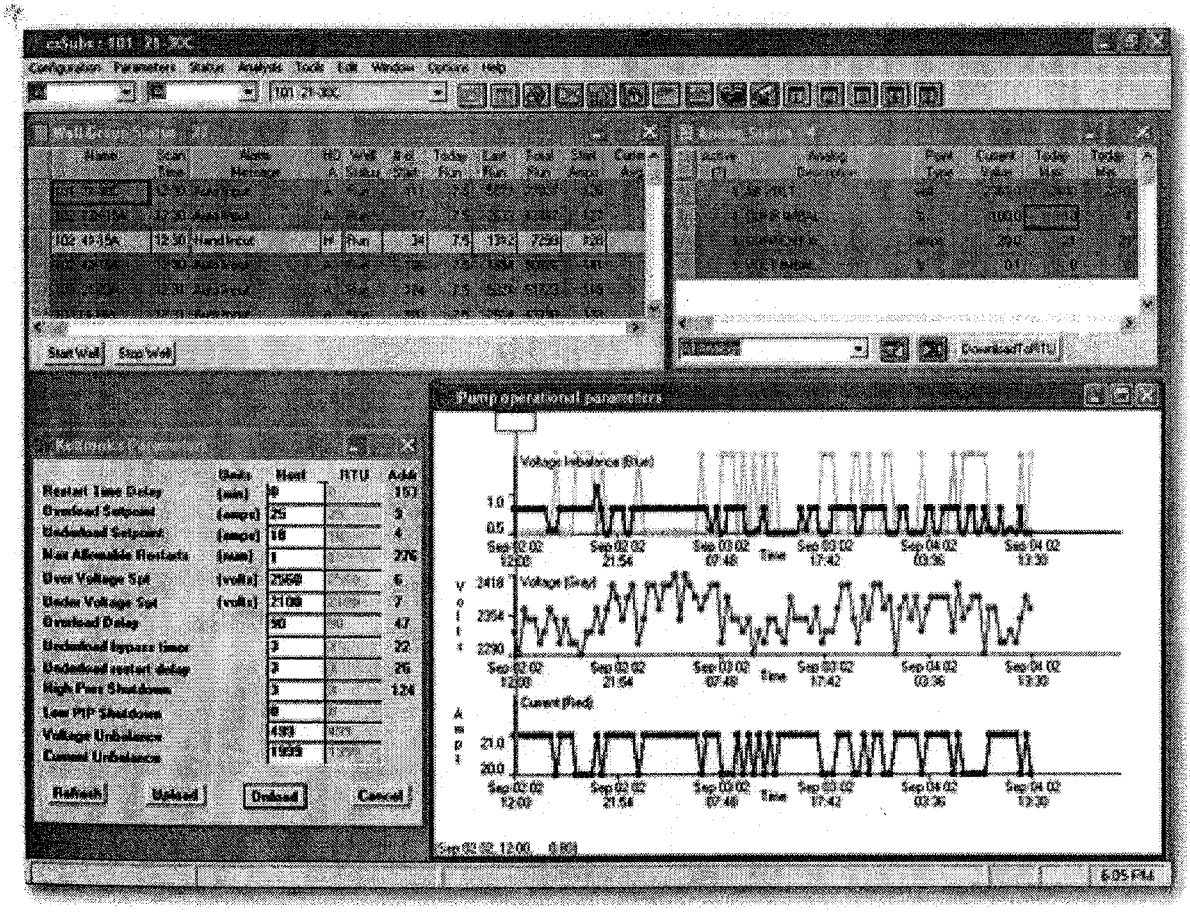
รูปที่ 2.25 Ball valves ของ Lufkin ในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

2.5 การศึกษาและประยุกต์โปรแกรมระบบช่วยผลิต

ในปัจจุบันโปรแกรมระบบช่วยผลิตถูกพัฒนาและผลิตอย่างต่อเนื่อง ซึ่งทำให้ง่ายต่อการศึกษา วิเคราะห์และออกแบบระบบช่วยผลิตให้เหมาะสมกับหลุม แหล่งกักเก็บและเงื่อนไขการผลิต ได้แก่ csSubs Suite, PIPESIM และ Echometer QROD ซึ่งเป็นโปรแกรมสำหรับศึกษาวิเคราะห์ และออกแบบระบบช่วยผลิต Electrical submersible pump, Intermittent flow gas lift และ Sucker rod pump ตามลำดับ อย่างไรก็ตามโปรแกรมเหล่านี้ต้องถูกซื้อและเสียค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง สำหรับค่าลิขสิทธิ์ ลงทะเบียนและสัญญาประจำปี เป็นต้น

2.5.1 csSubs Suite

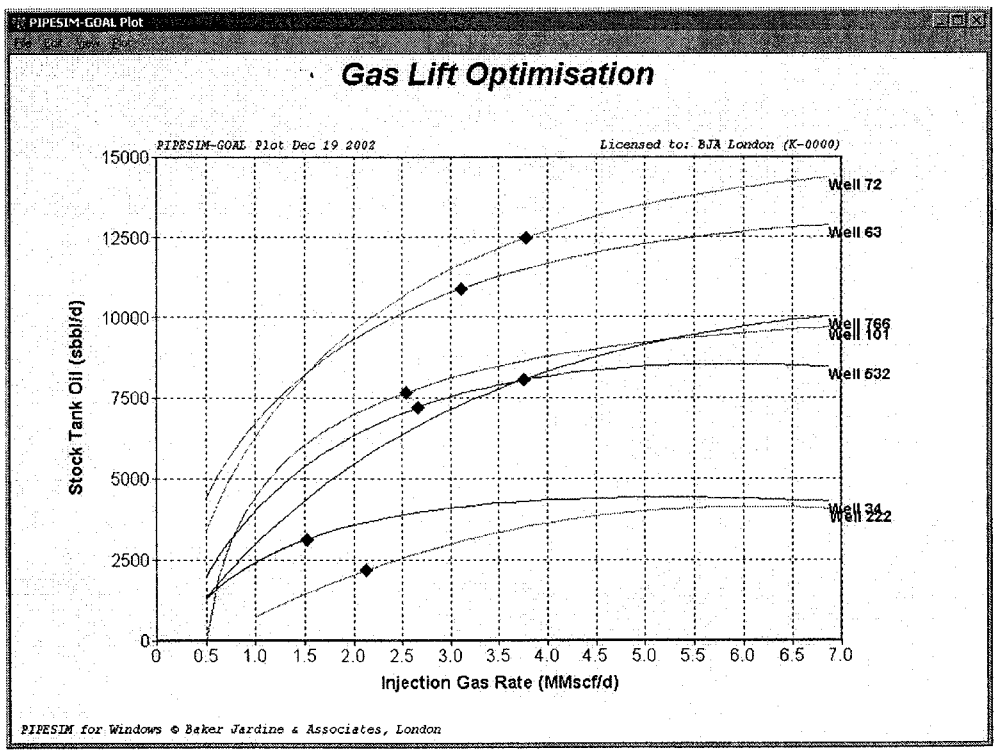
โปรแกรม csSubs Suite ทำให้ผู้ใช้สามารถที่จะควบคุม สังเกตการ แก้ไขสำหรับหลุมที่มีการติดตั้ง Electrical Submersible Pump ได้ภายในเวลาไม่กี่นาที โปรแกรม csSubs Suite สามารถที่จะประยุกต์ใช้ร่วมกับโมดุลอื่น ๆ ของ csLIFT เพื่อที่จะทำให้ระบบมีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น นอกจากนี้โปรแกรม csSubs Suite สามารถรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลที่จำเป็นในการปฏิบัติการได้ การสังเกตการณ์แนวโน้มข้อมูลประเภทกระแสไฟฟ้า ยังสามารถแสดงให้เห็นถึงปัญหาของปั๊มที่เกิดขึ้นในระดับต่าง ๆ ดังเช่น การเกิดผลกระทบจาก Paraffin และทรายที่เข้ามาในหลุมซึ่งทำให้เกิดปัญหาที่ปั๊มได้



รูปที่ 2.26 csSubs Suite software

2.5.2 PIPESIM

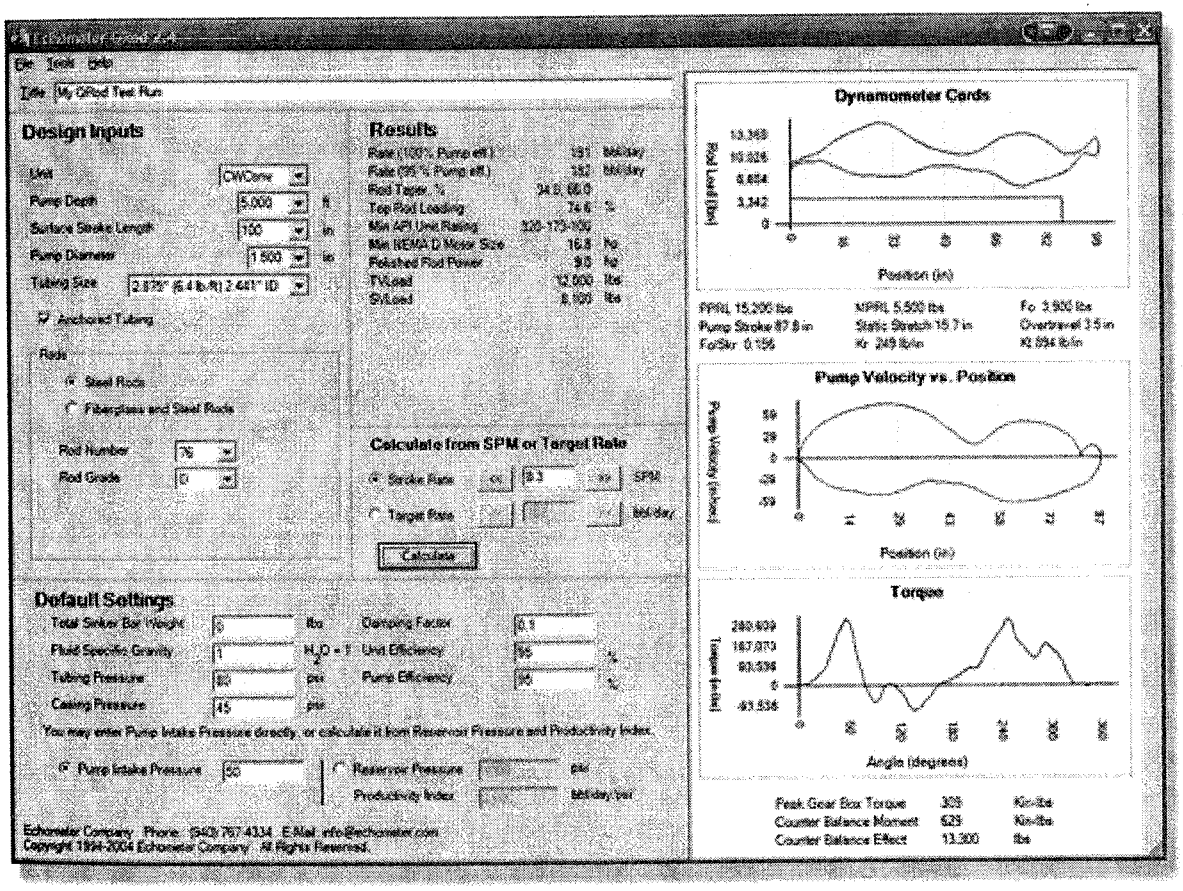
โปรแกรมแบบจำลอง PIPESIM ใช้ในการประมวลผลแบบอัลกอริทึมเพื่อระบุการอัดก๊าซที่ดีที่สุดต่อระบบการผลิต นอกจากนี้ ยังมีความสามารถในการจัดการน้ำและก๊าซที่จะพิจารณาในแบบจำลองได้ทุก ๆ จุด การจัดการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดจะถูกออกแบบเพื่อใช้ในการปฏิบัติงานในแต่ละวันและสามารถใช้พิจารณาในแหล่งขนาดใหญ่ได้ภายในเวลาไม่กี่นาที รูปแบบจำลองของระบบรวมไปถึงฐานข้อมูลการผลิตและระบบ SCADA เพื่อการผลิต ณ เวลานั้นที่ดีที่สุดโดยใช้ข้อมูลสุดท้ายในการประมวลผล ข้อดีของการใช้โปรแกรม PIPESIM ทำให้ทราบถึงกรผลิตสูงสุดที่เป็นไปได้โดยวิธี Gas Lift



รูปที่ 2.27 PIPESIM software

2.5.3 Echometer QROD

โปรแกรม Echometer QROD แพร่หลายอย่างมากในการใช้ออกแบบและทำนายสมรรถนะในการติดตั้ง Sucker rod pump โปรแกรมจะใช้สมการของคลื่นแก้ปัญหาเพื่อให้มีความแม่นยำในการทำนาย dynamometer loads, แรงบิดเกียร์ และความสามารถของปั๊มด้วยความต้องการของตัวแปรที่น้อยที่สุด ผลการกระทบของการเปลี่ยนตัวแปรดังเช่น ขนาดท่อ, ความยาวก้านชัก, อัตราการผลิต และเส้นผ่าศูนย์กลางของปั๊ม จะสามารถพิจารณาได้ทันที นอกจากนี้ผู้ใช้ยังสามารถเลือกภาษาที่แสดงผลได้เอง output ซึ่งประกอบไปด้วย pump displacement, rod string loading, surface unit และ motor size ที่ทุก ๆ ความลึกและการผลิต



รูปที่ 2.28 Echometer QROD software

บทที่ 3
อุปกรณ์ระบบช่วยผลิต

3.1 บทนำ

ระบบช่วยผลิตเป็นระบบซึ่งเพิ่มพลังงานให้แก่ของไหลในหลุม โดยมีจุดประสงค์เพื่อกระตุ้นผลิตตั้งแต่เริ่มแรกหรือช่วยเพิ่มการผลิต การวางแผนสำหรับในการติดตั้งระบบช่วยผลิตเป็นสิ่งสำคัญ การพิจารณาเพื่อที่จะออกแบบและติดตั้งระบบช่วยผลิตต้องกระทำก่อนมีการเจาะ นอกจากนี้ ขนาดของ Tubing ก็มีนัยสำคัญในการเตรียมการติดตั้งระบบช่วยผลิตเพื่อให้ได้การผลิตที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้การประยุกต์ใช้ระบบช่วยผลิตยังขึ้นอยู่กับรูปแบบของหลุมผลิตว่าเป็นหลุมขนาดเล็ก ขนาดใหญ่ หลุมเดี่ยว หรือหลายหลุม

ข้างล่างนี้เป็นระบบช่วยผลิตพื้นฐานที่มีการใช้งานอยู่และแพร่หลายไปทั่วโลก ดังเช่น

1. Electric submersible pumping
2. Gas lift
3. Sucker rod or beam pumping
4. Hydraulic pumping
5. Jet Pumping
6. Plunger or free piston lift
7. Other methods

การติดตั้งระบบช่วยผลิตอาจจะแตกต่างกันไปในแต่ละที่ อย่างไรก็ตาม งานวิจัยชิ้นนี้ศึกษาและวิเคราะห์ Electric submersible pumping, Gas lift และ Sucker rod or beam pumping อันเนื่องมาจากการประยุกต์และใช้ประโยชน์ขอบระบบช่วยผลิตเหล่านี้ถูกนำมาใช้อย่างต่อเนื่องและเพิ่มมากขึ้นในแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย ดังเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันอู่ทอง แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี และแหล่งน้ำมันฝาง

3.2 ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (Electric submersible pumping system)

Electric submersible pumping ได้มีการประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวางในแหล่งผลิตที่มีกำลังผลิตและสัดส่วนของก๊าซกับของเหลวน้อย ๆ ระบบนี้เหมาะสำหรับแหล่งกักเก็บที่มีความดันสูงกว่าความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble Point Pressure) หรือ Under saturated reservoir ถ้ามีการปรับปรุงกระบวนการออกแบบและเพิ่ม Gas-oil separators/compressor ทำให้สามารถทำการผลิต

ในแหล่งที่มีก๊าซผสมอยู่ได้สูงกว่า 1,000 SCF/bbl อัตราการผลิตที่สูงเหมาะสำหรับ Total head ที่ประมาณ 4,000-5,000 ฟุต ข้อจำกัดอื่นที่ชี้วัดอยู่ในตาราง 3.1 คือ ท่อกรุซึ่งสามารถใช้พิจารณาความเป็นไปได้ของอัตราการผลิตได้ และตาราง 3.2 แสดงข้อดีและข้อเสียของ Electric submersible pumping

ตาราง 3.1 การประมาณขีดจำกัดของปั๊มโดยขนาดของท่อกรุ

ท่อกรุ (นิ้ว)	แรงม้า (hp)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
4 ½	120	1,750
5 ½	200-300	4,000
7	400-650	8,000
9 5/8	750	25,000

ตาราง 3.2 ข้อดีและข้อเสียของ Electric submersible pumping

ข้อดี	ข้อเสีย
1. สามารถผลิตน้ำมันได้ปริมาณมากๆ (20,000บาร์เรลต่อวัน ในหลุมตื้นๆ ด้วยท่อกรุขนาดใหญ่) ปัจจุบันสามารถผลิตได้ถึง 120,000 บาร์เรลต่อวันจากหลุมที่มีน้ำอยู่ด้านล่างทางตะวันออกกลางด้วยขนาดปั๊ม 600 แรงม้า ปั๊มขนาด 720 แรงม้าก็ใช้ทำการผลิตแล้ว ส่วนปั๊มขนาด 1,000 แรงม้าอยู่ระหว่างการพัฒนา 2. ไม่เป็นที่รำคาญในเขตเมือง 3. ง่ายต่อการปฏิบัติงาน 4. ง่ายต่อการติดตั้งตรวจจับความดันก้นหลุมสำหรับเครื่องวัดความดันที่พื้นผิวด้วยสายไฟ 5. ไม่มีปัญหาสำหรับหลุมไม่ตรง	1. ไม่สามารถประยุกต์ใช้ในหลุมผลิต Multiple 2. ใช้พลังงานไฟฟ้าในการปฏิบัติงานได้อย่างเดียว 3. ใช้ความต่างศักย์ไฟฟ้าค่อนข้างสูง (1,000 โวลต์) 4. ไม่สามารถใช้ได้ในหลุมที่มีขนาดเล็กและตื้น 5. ใช้ค่าใช้จ่ายสูงที่จะเปลี่ยนเครื่องมือให้เหมาะสมกับหลุมที่มีความสามารถในการผลิตลดลง

ตาราง 3.2 ข้อดีและข้อเสียของ Electric submersible pumping (ต่อ)

ข้อดี	ข้อเสีย
6. ประยุกต์นำไปใช้ในทะเลได้ 7. ง่ายต่อการจัดการการกัดกร่อน 8. เลือกใช้ได้หลายขนาด 9. ใช้ค่าใช้จ่ายน้อยในการผลิตมากๆ	6. สายไฟเป็นสาเหตุของปัญหาในการจัดการภายในท่อ 7. สายไฟเสื่อมคุณภาพที่อุณหภูมิสูง 8. จำกัดความลึกที่ 10,000 ฟุต เนื่องจากค่าใช้จ่ายของสายไฟและไม่สามารถส่งกระแสไฟฟ้าไปที่ก้นหลุมได้เพียงพอ (ขึ้นกับขนาดสายไฟ) 9. มีปัญหาในการปนเปื้อนของก๊าซและของแข็ง 10. ไม่ง่ายต่อการวิเคราะห์ เว้นแต่มีวิศวกรที่ดีที่รู้จักควรทำอย่างไร 11. ไม่ยืดหยุ่นในการผลิต 12. มีข้อจำกัดของขนาดท่อกรุ 13. ไม่สามารถติดตั้งภายใต้การไหลของของไหลโดยปราศจาก Shroud โดยมอเตอร์ 14. เมื่อมีปัญหาเกิดขึ้นภายในหลุมเครื่องคอมพิวเตอร์จะประมวลผลช้ามาก

ขั้นตอนในการออกแบบติดตั้ง ESP เป็นดังต่อไปนี้

3.2.1 พิจารณาและเลือกอัตราการผลิต, บาร์เรลต่อวัน (q)

3.2.2 พิจารณาขนาดของท่อกรุในตาราง 3.1 เพื่อหาความเป็นไปได้ในการเลือกขนาดปั๊ม

3.2.3 คำนวณหาส่วนต่างความดันที่ก้นหลุม, psi

$$\Delta P = \frac{q}{J}$$ ----- สมการ 3.1

3.2.4 คำนวณหา Composite static gradient, psi/ft

$$G_s = f_o G_o + f_w G_w \quad \text{----- สมการ 3.2}$$

3.2.5 คำนวณหา Static Fluid Head, ft

$$SFH = \frac{P_{bh} - P_T}{G_s} \quad \text{----- สมการ 3.3}$$

3.2.6 คำนวณหา Static Fluid level (SFL), ft

$$SFL = D - SFL \quad \text{----- สมการ 3.4}$$

3.2.7 คำนวณหา Hydrostatic Fluid Head (HFH), ft

$$HFH = \frac{\Delta P}{G_s} \quad \text{----- สมการ 3.5}$$

3.2.8 คำนวณหา Working Fluid Level (WFL), ft

$$WFL = SFL + HFH \quad \text{----- สมการ 3.6}$$

3.2.9 คำนวณหา Discharge Head (HS), ft

$$HS = \frac{THP}{G_s} \quad \text{----- สมการ 3.7}$$

3.2.10 คำนวณหา Friction Losses จากรูปภาพ 3.1 (ft/1,000ft)

3.2.11 คำนวณหา Friction Head, ft

$$FH = FL \times D \quad \text{----- สมการ 3.8}$$

3.2.12 คำนวณหา Total Dynamic Head, ft

$$TDH = WFL + HFH + HS \quad \text{----- สมการ 3.9}$$

3.2.13 คำนวณหา $\frac{\text{Head}}{\text{Stage}}$ จากรูปภาพ 3.2

3.2.14 คำนวณหาจำนวน Stage $= \dfrac{TDH}{\frac{\text{Head}}{\text{Stage}}}$ --- สมการ 3.10

3.2.15 คำนวณหา $\frac{\text{Horsepower}}{\text{Stage}}$ จากรูปภาพ 3.2

3.2.16 คำนวณหาแรงม้า $= \dfrac{\text{Horsepower}}{\text{Stage}} \times$ จำนวน Stage --- สมการ 3.11

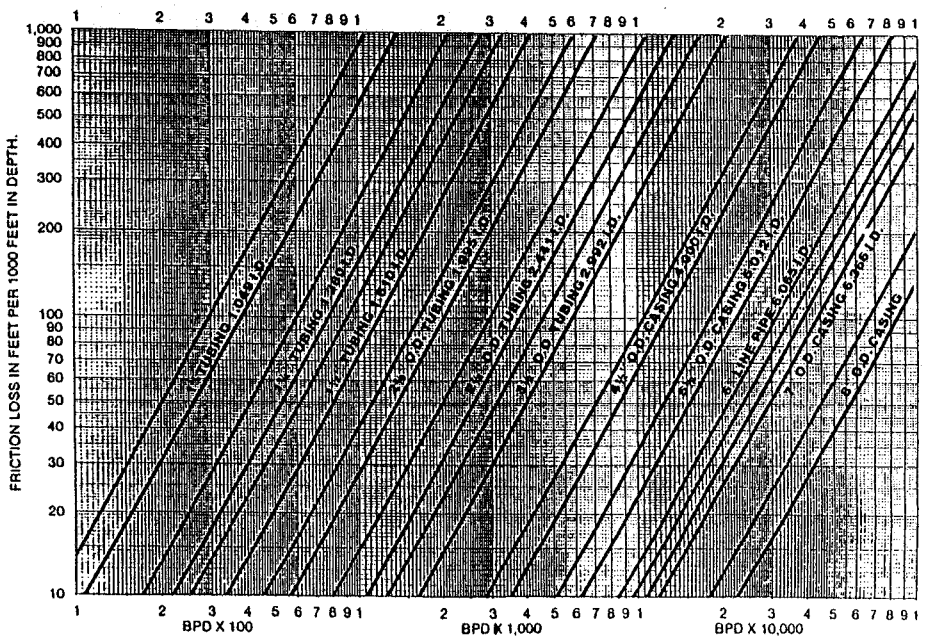
3.2.17 คำนวณหารูปแบบมอเตอร์ของปั๊มจากตาราง 3.2 เช่น Surface current, amps และ Surface voltage, volts

3.2.18 คำนวณหา Voltage drop, volts

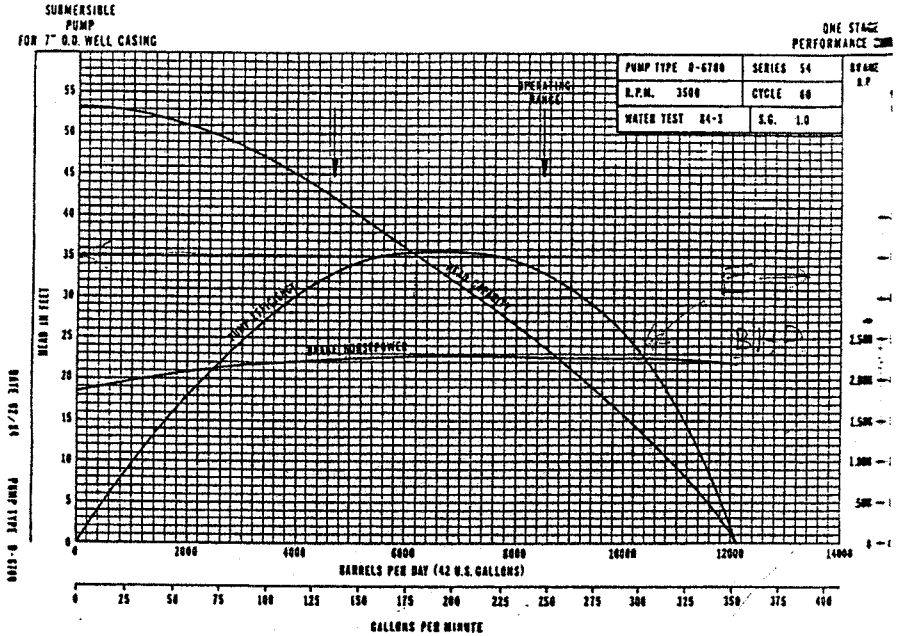
$$VD = \frac{28v}{1000} \times D \qquad \text{--- สมการ 3.12}$$

3.2.19 คำนวณหา Wellhead voltage, volts

$$Wv = \text{Surface voltage} + \text{Voltage drop} \qquad \text{--- สมการ 3.13}$$



รูปที่ 3.1 Head ที่เกิดจากแรงเสียดทานใน Tubing



รูปที่ 3.2 กราฟการออกแบบ Manufacturers

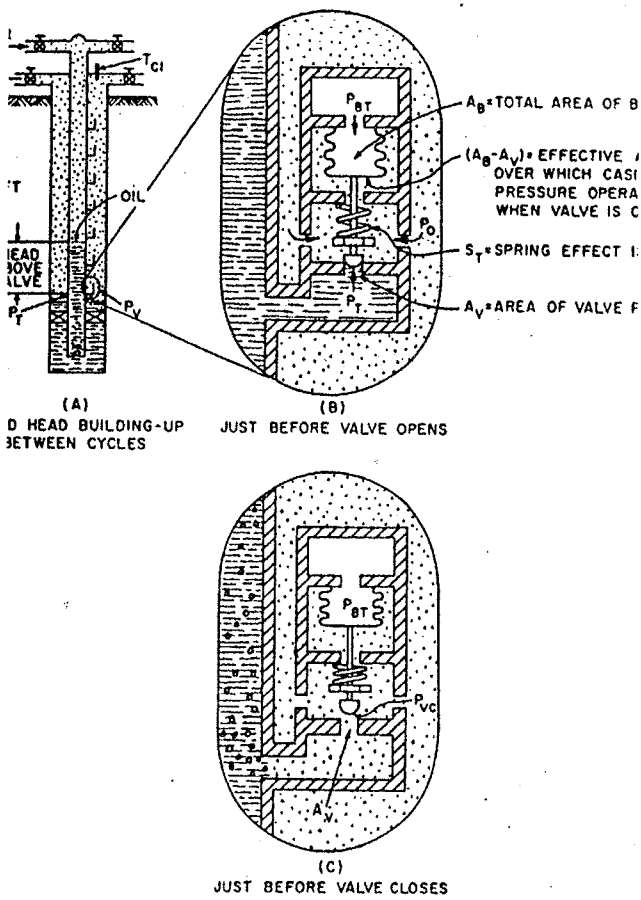
3.3 การใช้ก๊าซยก (Gas lift)

Gas Lift เป็นกระบวนการช่วยผลิตที่อาศัยกลไกของการยกตัวของเหลวจากหลุม หรือนัยหนึ่งลดน้ำหนักของเหลวในหลุม ระบบช่วยผลิตนี้มีประสิทธิภาพขนาดกลางที่มีความดันตั้งแต่ 250 psi ขึ้นไป Gas Lift สามารถถูกติดตั้งได้ทั้งขณะที่เตรียมหลุมเพื่อการผลิต หรือในการปฏิบัติการซ่อมปรับปรุงหลุมในภายหลัง นอกจากนี้ การติดตั้งอาจจะถูกประยุกต์ไปที่หลุมได้ที่ทุก ๆ ความลึกและความดันของแหล่งกักเก็บ อัตราการผลิตโดยระบบช่วยผลิตนี้สามรถผลิตได้ตั้งแต่ตั้งแต่ 10-500 บาร์เรลต่อวัน ปัจจัยที่มีผลต่อขีดจำกัดของประสิทธิภาพของ Gas Lift คือการปนเปื้อนของก๊าซเปรี้ยว หรือความหนืดที่สูงของน้ำมันข้างล่าง ตาราง 3.3 แสดงข้อดีและข้อเสียของ Gas Lift

ตาราง 3.3 ข้อดีและข้อเสียของ Gas Lift

ข้อดี	ข้อเสีย
1. สามารถจัดการกับของแข็งขนาดใหญ่ได้ 2. สามารถผลิตน้ำมันในปริมาณมากๆ กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตสูง ๆ (การอัดก๊าซอย่างต่อเนื่อง สามารถผลิตน้ำมันได้ถึง 50,000 บาร์เรลต่อวันขึ้นไป) 3. ยืดหยุ่นต่อการปฏิบัติงานและเปลี่ยนแปลงจากการอัดก๊าซอย่างต่อเนื่องไปสู่การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ไปสู่การอัดก๊าซในช่องว่างหรือท่อ เมื่ออัตราการผลิตลดลง 4. ไม่เป็นที่รำคาญในเขตเมือง 5. แหล่งพลังงานสามารถควบคุมได้ในระยะไกล 6. ง่ายต่อการใช้ประโยชน์จากความดันก้นหลุม และสัดส่วนความดันต่อความลึก 7. ไม่มีปัญหาสำหรับหลุมที่มีก๊าซเข้ามา 8. บางครั้งใช้บริการของ บริษัท Wire line ได้ 9. ไม่มีปัญหาสำหรับหลุมไม่ตรง 10. ไม่กัดกร่อนบ่อยครั้ง 11. ประยุกต์ใช้ในทะเลได้	1. วิธีนี้ไม่สามารถทำได้สม่ำเสมอ 2. ไม่มีประสิทธิภาพในการช่วยผลิตในแหล่งเล็ก ๆ หรือหลุมเดียวที่ถูกเช่าไว้ และยากแก่การช่วยผลิตน้ำมันที่เป็น Emulsions และหนืด 3. ไม่มีประสิทธิภาพในการช่วยผลิตในแหล่งเล็ก ๆ หรือหลุมเดียวที่ถูกเช่าไว้ ถ้าเครื่องอัดอากาศต้องถูกใช้ 4. อาจเกิดปัญหาก๊าซเย็นตัวและเกิดน้ำ 5. มีปัญหาสกปรกสำหรับสายไฟบนพื้นผิว 6. บางครั้งยากแก่การวิเคราะห์อย่างละเอียดโดยปราศจากการดูแลจากวิศวกร 7. ไม่มีประสิทธิภาพสำหรับหลุมเล็ก ๆ ที่สละทิ้งไปแล้ว 8. ต้องจัดหาก๊าซใช้สำหรับหมุนเวียน 9. ปัญหาในความปลอดภัยสำหรับความดันก๊าซที่สูง

3.3.1 กลไกเปิด-ปิดวาล์ว



รูปที่ 3.3 ตำแหน่งที่ปิดและเปิดของความดันในวาล์ว

3.3.1.1 ความดันที่ใช้เปิดวาล์ว

สมดุลแรงของวาล์วในขณะที่ปิดและพร้อมที่จะเปิดจากรูปภาพ 3.3b

$$F_c = F_o \qquad \text{--- สมการ 3.14}$$

$$F_c = p_{bT}A_b + S_t\left(A_b - A_v\right) \qquad \text{--- สมการ 3.15}$$

$$F_o = p_o\left(A_b - A_v\right) + p_t A_v \qquad \text{--- สมการ 3.16}$$

ในการทดสอบวาล์วที่พื้นผิว ความดันของ Tubing จะเป็นศูนย์ ดังนั้น เมื่อสมดุลแรงของวาล์วจะได้

$$P_{vo} = \frac{P_b}{1 - \frac{A_v}{A_b}} + S_t \qquad \text{---- สมการ 3.17}$$

3.3.1.2 ความดันที่ใช้ปิดวาล์ว

สมดุลแรงของวาล์วในขณะที่เปิดและพร้อมที่จะปิดจากรูปภาพ 3.3c ด้วยสมการ 3.15 และ 3.18

$$F_o = p_{vc} A_b \qquad \text{---- สมการ 3.18}$$

$$P_{vc} = p_{bT} + S_t \left(1 - \frac{A_v}{A_b} \right) \qquad \text{---- สมการ 3.19}$$

แทนสมการ 3.17 ใน 3.19

$$P_{vc} = p_{vo} \left(1 - \frac{A_v}{A_b} \right) \qquad \text{---- สมการ 3.20}$$

เนื่องจาก ความดันที่ใช้เปิดวาล์วประกอบด้วย Bellows และผลกระทบจากสปริง สมมุติให้ปริมาตรคงที่และใช้กฎของก๊าซที่ไม่อุดมคติพิจารณา จะได้ว่า

$$P_{bT} = P_b \times \frac{z_T}{z_{60}} \times \frac{460 + T_v}{520} \qquad \text{---- สมการ 3.21}$$

จากสมการ 3.21 สามารถประมาณได้ว่า

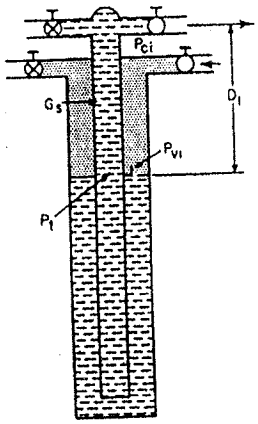
$$P_{bT} = P_b F_{temp} \qquad \text{---- สมการ 3.22}$$

โดย

$$F_{temp} = 1 + 0.00215\left(T_v - 60^\circ F\right) \qquad \text{---- สมการ 3.23}$$

$$T_v = 0.015D + 80^\circ F \qquad \text{---- สมการ 3.24}$$

3.3.1.3 ตำแหน่งของวาล์ว ณ ความลึกใดๆ



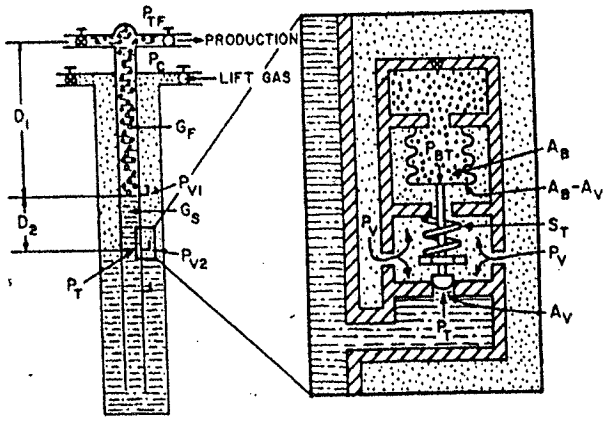
รูปที่ 3.4 ความดันของวาล์วตำแหน่งที่ 1

ดังนั้น เมื่อพิจารณาความดันสถิตย์ที่ตำแหล่งวาล์วที่ 1 และความดันที่ Separator จะได้

$$P_{v1} = D_1 G_s + P_{sp} \quad \text{---- สมการ 3.25}$$

เพราะฉะนั้น

$$D_1 = \frac{P_{v1} + P_{sp}}{G_s} \quad \text{---- สมการ 3.25}$$



รูปที่ 3.5 ความดันของวาล์วตำแหน่งที่ 2

ดังนั้น เมื่อพิจารณาความดันสถิตย์ที่ตำแหล่งวาล์วที่ 1, ความดันของการไหลของของเหลวที่ตำแหล่งวาล์วที่ 2 และความดันที่ Separator จะได้

$$P_{v2} = D_1 G_f + D_2 G_s + P_{sp} \quad \text{---- สมการ 3.25}$$

เมื่อพิจารณาความดันของวาล์ว ณ ที่ความลึกใด ๆ จะได้ว่า

$$P_{vn} = D_{n-1} G_f + D_n G_s + P_{sp} \quad \text{---- สมการ 3.26}$$

3.3.2 ขั้นตอนของการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (Intermittent flow gas lift)

3.3.2.1 คำนวณหา Composite static gradient, psi/ft

$$G_s = f_o G_o + f_w G_w \quad \text{---- สมการ 3.27}$$

3.3.2.2 คำนวณหาส่วนต่างความดันที่ก้นหลุม, psi

$$\Delta P = \frac{q}{J} \quad \text{---- สมการ 3.28}$$

3.3.2.3 คำนวณหาความดันของของไหลก้นหลุม, psi

$$P_{wf} = P_{bh} - \Delta P \quad \text{---- สมการ 3.29}$$

3.3.2.4 คำนวณหา Static Fluid Head, ft

$$SFH = \frac{P_{bh} - P_T}{G_s} \quad \text{---- สมการ 3.30}$$

3.3.2.5 คำนวณหา Static Fluid level (SFL), ft

$$SFL = D - SFL \quad \text{---- สมการ 3.31}$$

3.3.2.6 คำนวณหา Hydrostatic Fluid Head (HFH), ft

$$HFH = \frac{\Delta P}{G_s} \quad \text{---- สมการ 3.32}$$

3.3.2.7 คำนวณหา Working Fluid Level (WFL), ft

$$WFL = SFL + HFH \quad \text{---- สมการ 3.33}$$

3.3.2.8 คำนวณหาจำนวนรอบของการอัดก๊าซต่อวัน

$$= \frac{\frac{1{,}440\text{min}}{\text{day}}}{\text{Cycle Time (min)}} \quad \text{---- สมการ 3.34}$$

3.3.2.9 คำนวณหาจำนวนการผลิตน้ำมันต่อรอบ

$$= \frac{q_o}{\text{Eq. 3.34}} \quad \text{---- สมการ 3.35}$$

3.3.2.10 คำนวณหาจำนวนการผลิตน้ำมันจริงต่อรอบ

$$= \frac{\text{Eq. 3.35}}{\text{Fall Back}} \qquad \text{---- สมการ 3.36}$$

3.3.2.11 คำนวณหาช่วงความยาวของ Slug, ft

$$= \frac{\text{Eq. 3.36}}{\text{Tubing Capacity (bbl/ft)}} \qquad \text{---- สมการ 3.37}$$

3.3.2.12 คำนวณหาระยะติดตั้งวาล์วภายใต้ระดับ Working Fluid Level (WFL), ft

$$= \frac{\text{Eq. 3.37}}{2} \qquad \text{---- สมการ 3.38}$$

3.3.2.13 คำนวณหาความลึกที่วาล์วทำงาน, ft

$$= \text{WFL} + \text{Eq. 3.38} \qquad \text{---- สมการ 3.39}$$

3.3.2.14 คำนวณหาความดันใน Tubing ที่ใช้เปิดวาล์ว, psi

$$= P_t + \left(\text{Eq.3.37} \times G_s\right) \qquad \text{---- สมการ 3.40}$$

3.3.2.15 คำนวณความดันในท่อกรุน้อยที่สุดที่ใช้เปิดวาล์ว, psi

$$P_{v,min} = P_t + \frac{P_t}{2} \qquad \text{---- สมการ 3.41}$$

$$\text{ถ้า } \frac{P_t}{2} \leq 200 \text{ แล้ว } P_{v,min} = P_t + 200 \qquad \text{---- สมการ 3.42}$$

3.3.2.16 คำนวณหาความดันที่ใช้ปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิวจากตาราง 3.3

ตาราง 3.4 ความสัมพันธ์ของความดันที่ใช้ปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิวกับความลึกใด ๆ

ความลึก (ฟุต)	ความดันที่ใช้ปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิว (psi)
1,000 – 1,499	$P_{so} = 0.957P_{v,min}$ ---- สมการ 3.43
1,500 – 1,999	$P_{so} = 0.953P_{v,min}$ ---- สมการ 3.44
2,000 – 2,499	$P_{so} = 0.948P_{v,min}$ ---- สมการ 3.45
2,500 – 2,999	$P_{so} = 0.930P_{v,min}$ ---- สมการ 3.46
3,000 – 3,499	$P_{so} = 0.923P_{v,min}$ ---- สมการ 3.47
3,500 – 3,999	$P_{so} = 0.916P_{v,min}$ ---- สมการ 3.48
4,000 – 4,499	$P_{so} = 0.913P_{v,min}$ ---- สมการ 3.49
4,500 – 4,999	$P_{so} = 0.901P_{v,min}$ ---- สมการ 3.50
5,000 – 5,499	$P_{so} = 0.874P_{v,min}$ ---- สมการ 3.51
5,500 – 6,000	$P_{so} = 0.847P_{v,min}$ ---- สมการ 3.52

3.3.2.17 คำนวณหาปริมาณของน้ำมันใน Tubing, บาร์เรล

= ความลึกที่วาล์วทำงาน × Tubing Capacity (bbl/ft) ---- สมการ 3.53

3.3.2.18 คำนวณหาช่วงปริมาณน้ำมันจากจุดเริ่ม Slug ไปถึงยังพื้นผิว, บาร์เรล

= Eq. 3.37 – Eq. 3.53 ---- สมการ 3.54

3.3.2.19 คำนวณหาความดันภายใต้พื้นผิว Slug, psi

$$= P_t + \left(\text{Eq. } 3.37 \times G_s\right) \quad \text{---- สมการ 3.55}$$

3.3.2.20 คำนวณหาความดันเฉลี่ย, psi

$$P_{avg} = \frac{P_{v,min} + \text{Eq. } 3.55}{2} \quad \text{---- สมการ 3.56}$$

3.3.2.21 คำนวณหาปริมาณการอัดก๊าซน้อยที่สุดที่ใช้ต่อรอบ, SCF/Cycle

$$V_{sc,min} = \text{Eq. } 3.54 \times \frac{P_{avg}}{14.7} \times \frac{520}{T_{t,avg}} \times \frac{1}{z} \quad \text{---- สมการ 3.57}$$

3.3.2.22 คำนวณหาปริมาณการอัดก๊าซต่อปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้, SCF/STB

$$= \frac{V_{sc,min}}{\text{Eq. 3.37}} \qquad \text{---- สมการ 3.58}$$

3.4 ปั๊มม้าหัวโยก (Sucker rod or beam pumping)

ความจำเป็นอย่างหนึ่งสำหรับปัญหาในการออกแบบและวิเคราะห์คือ การเข้าใจเป็นอย่างดีในส่วนประกอบต่าง ๆ ของการติดตั้งปั๊มส่วนประกอบเหล่านี้ ได้แก่

ก. เครื่องยนต์กำลังหลัก

ข. เครื่องมือบนพื้นผิว

ค. ก้านชัก

ง. เครื่องมือใต้ผิว

ตาราง 3.5 ข้อดีและข้อเสียของ Sucker Rod Pump

ข้อดี	ข้อเสีย
1. ง่ายต่อการออกแบบ 2. ง่ายต่อการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ไปที่หลุมอื่น ๆ ด้วยค่าใช้จ่ายที่ไม่สูง 3. มีประสิทธิภาพและง่ายสำหรับพนักงานในสนามที่จะปฏิบัติงาน 4. สามารถผลิตในหลุมที่ความดันต่ำมาก ๆ ได้ (ขึ้นอยู่กับความลึกและอัตราการผลิต) 5. บ่อยครั้งที่ระบบสามารถแยกและปล่อยก๊าซและ Fluid Level Sounding 6. ยืดหยุ่นง่าย สามารถกำหนดอัตราการผลิตตามความสามารถของหลุมเมื่ออัตราการผลิตลดลง 7. สามารถผลิตได้ที่อุณหภูมิสูงและน้ำมันที่มีความหนืดสูง 8. สามารถใช้ก๊าซหรือไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานได้ 9. ง่ายต่อการจัดการการกร่อน 10. สามารถประยุกต์ใช้ไฟฟ้าได้ 11. สามารถใช้ได้หลายขนาด 12. ง่ายต่อการปั๊มเป็นวงรอบโดยการตั้งเวลา 13. Hollow Sucker Rod Pump สามารถประยุกต์ใช้กับกลุ่ม Slim hole case of inhibition treatment 14. มีปั๊มที่มีระบบ 2 วาล์วซึ่งได้ทั้งจังหวะ Upstroke และ Downstroke	1. มีปัญหาสำหรับหลุมไม่ตรง 2. ผลิตของแข็งปริมาณมากที่ปนเปื้อนเข้ามาไม่ดี 3. หลุมที่ก๊าซเข้ามาทำให้ประสิทธิภาพการช่วยผลิตต่ำ 4. ข้อจำกัดของความลึกส่วนใหญ่เกิดจากความสามารถของก้านชัก 5. ไม่เป็นที่รำคาญในเขตเมือง 6. การปฏิบัติงานอาจเกิดการรับน้ำหนักมากและโค้งงอได้ 7. Susceptible to paraffin problems 8. Tubing ไม่สามารถเคลือบสารกันการกัดกร่อนภายในได้ 9. ที่ความลึกทั่ว ๆ ไป ต้องกำหนดปริมาณ H_2S ในการผลิต 10. ข้อจำกัดของการออกแบบปั๊ม Down Hole ในท่อกรุขนาดเล็ก

ข้างล่างนี้เป็นขั้นตอนในการออกแบบการติดตั้งปั๊ม

3.4.1 คำนวณหาอัตราการผลิตของปั๊ม, บาร์เรลต่อวัน

$$V = \frac{q}{E_v} \quad \text{---- สมการ 3.59}$$

3.4.2 เลือกข้อมูลของปั๊ม เช่น ขนาด API และความยาวของ Stroke จากรูปภาพ 3.6

3.4.3 เลือกข้อมูลของขนาด Tubing, Plunger, Rod และความเร็วของปั๊มจากตาราง 3.5 – 3.12

3.4.4 คำนวณหาสัดส่วนความยาวของแต่ละ Rod string จากตาราง 3.13 – 3.15

3.4.5 คำนวณหาความยาวของแต่ละ Rod string

3.4.6 คำนวณหาอัตราเร่งของปั๊ม

$$\alpha = \frac{SN^2}{70{,}500} \quad \text{---- สมการ 3.60}$$

3.4.7 คำนวณหาผลกระทบของความยาว Plunger, นิ้ว

$$S_p = S + \frac{40.8L^2\alpha}{E} - \frac{5.2GDA_p}{E}\left[\frac{L}{A_t} + \frac{L}{A_1} + \frac{L}{A_2} + \frac{L}{A_3}\right]$$

- สมการ 3.61

3.4.8 คำนวณหาอัตราการผลิตน้ำมันที่เป็นไปได้, บาร์เรล/วัน

$$q = 0.466S_pNE_v \quad \text{---- สมการ 3.62}$$

3.4.9 คำนวณหาน้ำหนักของ Rod String, ปอนด์

$$W_r = M_1L_1 + M_2L_2 + M_3L_3 \quad \text{---- สมการ 3.63}$$

3.4.10 คำนวณหาน้ำหนักของของไหล, ปอนด์

$$W_f = 0.433G\left(LA_p - 0.294W_r\right) \quad \text{---- สมการ 3.64}$$

3.4.11 คำนวณหาน้ำหนักสูงสุดของ Polished Rod, ปอนด์

$$W_{max} = W_f + W_r\left(1+\alpha\right) \quad \text{---- สมการ 3.65}$$

3.4.12 คำนวณหาความเค้นบริเวณช่วงบนของ Rod string, psi

$$= \frac{W_p}{A_3} \quad \text{---- สมการ 3.66}$$

3.4.13 คำนวณหาผลกระทบของ Counter Balance อุดมคติและตรวจสอบกับค่า Allowable, ปอนด์

$$C_i = 0.5W_f + W_r\left(1 - 0.127G\right) \quad \text{---- สมการ 3.67}$$

3.4.14 คำนวณหาแรงบิดสูงสุดบน Gear Reducer, นิ้ว ปอนด์

$$T_p = \frac{\left(W_{nax} - 0.95C_i\right)S}{2} \quad \text{---- สมการ 3.68}$$

3.4.15 คำนวณหาแรงม้าของ Hydraulic, Friction, และ Brake เพื่อเลือกเครื่องยนต์กำลังหลัก

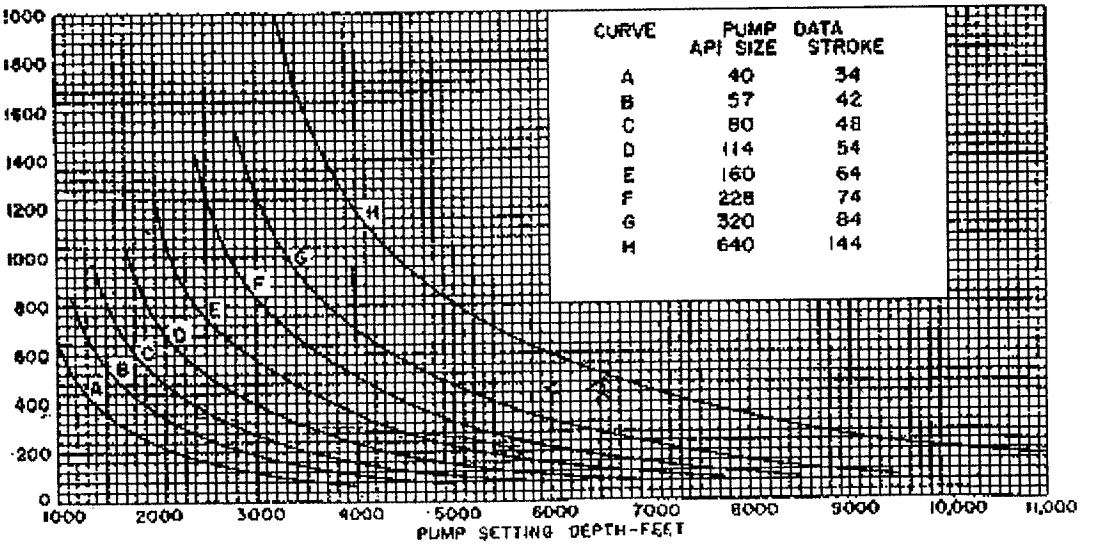
$$H_h = 7.36 \times 10^{-6} qGL_N \quad \text{---- สมการ 3.69}$$

$$H_f = 6.31 \times 10^{-7} W_r SN \quad \text{---- สมการ 3.70}$$

$$H_b = 1.5\left(H_h + H_f\right) \quad \text{---- สมการ 3.71}$$

3.4.16 คำนวณหา Synchronous

$$n = \frac{237{,}000}{NL} \quad \text{---- สมการ 3.72}$$



รูปที่ 3.6 การเลือกชนิดของปั๊มและความยาว Stroke

ตาราง 3.6 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 40 และความยาว Stroke ขนาด 34 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
1000 - 1100	2 3/4	3	7/8	24 - 19
1100 - 1250	2 1/2	3	7/8	24 - 19
1250 - 1650	2 1/4	2 1/2	3/4	24 - 19
1650 - 1900	2	2 1/2	3/4	24 - 19
1900 - 2150	1 3/4	2 1/2	3/4	24 - 19
2150 - 3000	1 1/2	2	5/8 - 3/4	24 - 19
3000 - 3700	1 1/4	2	5/8 - 3/4	22 - 18
3700 - 4000	1	2	5/8 - 3/4	21 - 18

ตาราง 3.7 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 57 และความยาว Stroke ขนาด 42 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
1150 - 1300	2 3/4	3	7/8	24 - 19
1300 - 1450	2 1/2	3	7/8	24 - 19
1450 - 1850	2 1/4	2 1/2	3/4	24 - 19
1850 - 2200	2	2 1/2	3/4	24 - 19
2200 - 2500	1 3/4	2 1/2	3/4	24 - 19
2500 - 3400	1 1/2	2	5/8 - 3/4	23 - 18
3400 - 4200	1 1/4	2	5/8 - 3/4	22 - 17
4200 - 5000	1	2	5/8 - 3/4	21 - 17

ตาราง 3.8 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 80 และความยาว Stroke ขนาด 48 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
1400 - 1550	2 3/4	3	7/8	24 - 19
1550 - 1700	2 1/2	3	7/8	24 - 19
1700 - 2200	2 1/4	2 1/2	3/4	24 - 19
2200 - 2600	2	2 1/2	3/4	24 - 19
2600 - 3000	1 3/4	2 1/2	3/4	23 - 18
3000 - 4100	1 1/2	2	5/8 - 3/4	23 - 18
4100 - 5000	1 1/4	2	5/8 - 3/4	21 - 17
5000 - 6000	1	2	5/8 - 3/4	19 - 17

ตาราง 3.9 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 114 และความยาว Stroke ขนาด 54 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
1700 - 1900	2 3/4	3	7/8	24 - 19
1900 - 2100	2 1/2	3	7/8	24 - 19
2100 - 2700	2 1/4	2 1/2	3/4	24 - 19
2700 - 3300	2	2 1/2	3/4	23 - 18
3300 - 3900	1 3/4	2 1/2	3/4	22 - 17
3900 - 5100	1 1/2	2	5/8 - 3/4	21 - 17
5100 - 6300	1 1/4	2	5/8 - 3/4	19 - 16

ตาราง 3.10 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 160 และความยาว Stroke ขนาด 64 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
2000 - 2200	2 3/4	3	7/8	24 - 19
2200 - 2400	2 1/2	3	7/8	23 - 19
2400 - 3000	2 1/4	2 1/2	3/4 - 7/8	23 - 19
3000 - 3600	2	2 1/2	3/4 - 7/8	23 - 18
3600 - 4200	1 3/4	2 1/2	3/4 - 7/8	22 - 17
4200 - 5400	1 1/2	2	5/8 - 3/4 - 7/8	21 - 17
5400 - 6700	1 1/4	2	5/8 - 3/4 - 7/8	19 - 15

ตาราง 3.11 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 228 และความยาว Stroke ขนาด 74 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
2400 - 2600	2 3/4	3	7/8	24 - 20
2600 - 3000	2 1/2	3	7/8	23 - 18
3000 - 3700	2 1/4	2 1/2	3/4 - 7/8	22 - 17
3700 - 4500	2	2 1/2	3/4 - 7/8	21 - 16
4500 - 5200	1 3/4	2 1/2	3/4 - 7/8	19 - 15
5200 - 6800	1 1/2	2	5/8 - 3/4 - 7/8	18 - 14

ตาราง 3.12 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 320 และความยาว Stroke ขนาด 84 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
2800 - 3200	2 3/4	3	7/8	23 - 18
3200 - 3600	2 1/2	3	7/8	21 - 17
3600 - 4100	2 1/4	2 1/2	3/4 - 7/8 - 1	21 - 17
4100 - 4800	2	2 1/2	3/4 - 7/8 - 1	20 - 16
4800 - 5600	1 3/4	2 1/2	3/4 - 7/8 - 1	19 - 16
5600 - 6700	1 1/2	2 1/2	3/4 - 7/8 - 1	18 - 15

ตาราง 3.13 ข้อมูลการออกแบบปั๊ม API ขนาด 640 และความยาว Stroke ขนาด 144 นิ้ว

ความลึกของปั๊ม (ฟุต)	Plunger (นิ้ว)	Tubing (นิ้ว)	Rod (นิ้ว)	ความเร็วของปั๊ม (รอบ/นาที)
3200 - 3500	2 3/4	3	7/8	18 - 14
3500 - 4000	2 1/2	3	7/8	17 - 13
4000 - 4700	2 1/4	2 1/2	3/4 - 7/8 - 1	16 - 13
4700 - 5700	2	2 1/2	3/4 - 7/8 - 1	15 - 12
5700 - 6600	1 3/4	2 1/2	3/4 - 7/8 - 1	14 - 12

ตาราง 3.14 ข้อมูลการออกแบบ Plunger

เส้นผ่านศูนย์กลาง (นิ้ว)	พื้นที่ (นิ้ว^2)	Pump constant (บาร์เรล/วัน/นิ้ว/รอบ/นาที)
1	0.785	0.116
1 1/16	0.886	0.131
1 1/4	1.227	0.182
1 1/2	1.767	0.262
1 3/4	2.405	0.357
1 25/32	2.448	0.369

ตาราง 3.14 ข้อมูลการออกแบบ Plunger (ต่อ)

เส้นผ่านศูนย์กลาง (นิ้ว)	พื้นที่ (นิ้ว^2)	Pump constant (บาร์เรล/วัน/นิ้ว/รอบ/นาที)
2	3.142	0.466
2 1/4	3.976	0.59
2 1/2	4.909	0.728
2 3/4	5.940	0.881
3 3/4	11.045	1.639
4 3/4	17.721	2.63

ตาราง 3.15 ข้อมูลการออกแบบ Tubing

เส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (นิ้ว)	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก (นิ้ว)	น้ำหนัก (ปอนด์/ฟุต)	พื้นที่ (นิ้ว^2)
1 1/2	1.900	2.90	0.800
2	2.375	4.70	1.304
2 1/2	2.875	6.50	1.812
3	3.500	9.30	2.590
3 1/2	4.000	11.00	3.077
4	4.500	12.75	3.601

ตาราง 3.16 ข้อมูลการออกแบบ Sucker rod string

ขนาดของ Rodใน String (นิ้ว)	สัดส่วนของแต่ละ Rod
5/8 - 3/4	$R_1 = 0.759 - 0.0896A_p$ $R_2 = 0.241 - 0.0896A_p$
3/4 - 7/8	$R_1 = 0.786 - 0.0566A_p$ $R_2 = 0.214 - 0.0566A_p$
7/8 - 1	$R_1 = 0.814 - 0.0375A_p$ $R_2 = 0.186 - 0.0375A_p$
5/8 - 3/4 -7/8	$R_1 = 0.627 - 0.1393A_p$ $R_2 = 0.199 - 0.0737A_p$ $R_3 = 0.175 - 0.0655A_p$
3/4 - 7/8 -1	$R_1 = 0.664 - 0.0894A_p$ $R_2 = 0.181 - 0.0478A_p$ $R_3 = 0.155 - 0.0416A_p$

3.5 Hydraulic Pump HP

Hydraulic Pump ในรูป 3.7 มีการประยุกต์ค่าใช้งานอย่างแพร่หลายแต่ไม่เป็นที่นิยมนักสำหรับหลุมที่ลึกมาก อัตราการผลิตอยู่ในช่วงกลางถึงมากที่สัดส่วนของก๊าซต่อของเหลวในช่วงกลางถึงมาก อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนี้เหมาะกับการประยุกต์ค่าใช้ในทะเล, หลุมไม่ตรง, น้ำมันที่มีความหนืดสูงและเงื่อนไขการผลิตต่าง ๆ ข้อเสียของ Hydraulic Pump คือการลงทุนและค่าบำรุงรักษาค่อนข้างสูงในการจัดหาแหล่งความดันที่สูงมากสำหรับของไหล หลักการสำคัญในการพิจารณาการปฏิบัติตามประสิทธิภาพคือการบำรุงรักษาความสะอาดและไม่มีเศษของแข็งในของไหล

ของไหลที่ให้กำลังยก (Power fluid) เป็นไปได้ทั้งน้ำมันและน้ำ น้ำมันจะลดค่าบำรุงรักษาเพราะมันทำให้เกิดความลื่นและโดยทั่วไปง่ายต่อการกำจัด อย่างไรก็ตามมีความเสี่ยงอย่างมากในการเกิดประกายไฟที่ความดันสูง ๆ ของน้ำมัน และถังเก็บซึ่งทำให้เกิดค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง น้ำนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานบนพื้นผิวค่อนข้างน้อยเพราะความหนาแน่นสูง เพราะมันจะทำให้เกิดการกัดกร่อนมากทำให้เสียค่าใช้จ่ายในการแก้ไขสูงโดยเฉพาะอย่างยิ่งในระบบกำลังของไหลแบบเปิด

ของไหลที่ให้กำลังยกที่เป็นน้ำมัน Hydraulic Pump จะถูกผสมกับของไหลที่ถูกผลิตในท่อย้อนกลับ กระบวนการนี้จะลดจำนวนของสายไฟที่ต้องการส่งผลให้ต่อกระบวนการความดันและสามารถผลิตด้วยอัตราที่สูง อย่างไรก็ตามจะต้องรวมช่องว่างขนาดใหญ่สำหรับการแยกน้ำมันและดูแลจัดการเครื่องมือ Hydraulic Pump ซึ่งอาจจะเป็นในทะเล ระบบเหล่านี้ต้องใช้สำหรับ Jet Pumping และ Hydraulic Turbine

ในระบบของไหลที่ให้กำลังแบบปิดจะลดการทำความสะอาด การจัดการสารเคมีและโดยเฉพาะอย่างยิ่งค่าใช้จ่าย เมื่อน้ำถูกใช้ให้เป็นเป็นของไหลที่ให้กำลัง ผลของแนวโน้มในการบำรุงรักษาเครื่องมือลดลง ปัญหาของเครื่องมือที่ใช้วัดของไหลก็ลดลงด้วย

การพิจารณาที่สำคัญอย่างหนึ่งของการปฏิบัติการทั้งหมดของ Hydraulic Pumping คือความต้องการเครื่องวัดที่แม่นยำทั้งแหล่งกำลังของของไหลและปริมาตรที่ย้อนกลับ ความผิดพลาดเล็ก ๆ ในการคำนวณแหล่งกำลังของของไหลสามารถเป็นผลกระทบสำคัญต่อการคำนวณทดสอบของผลลัพธ์

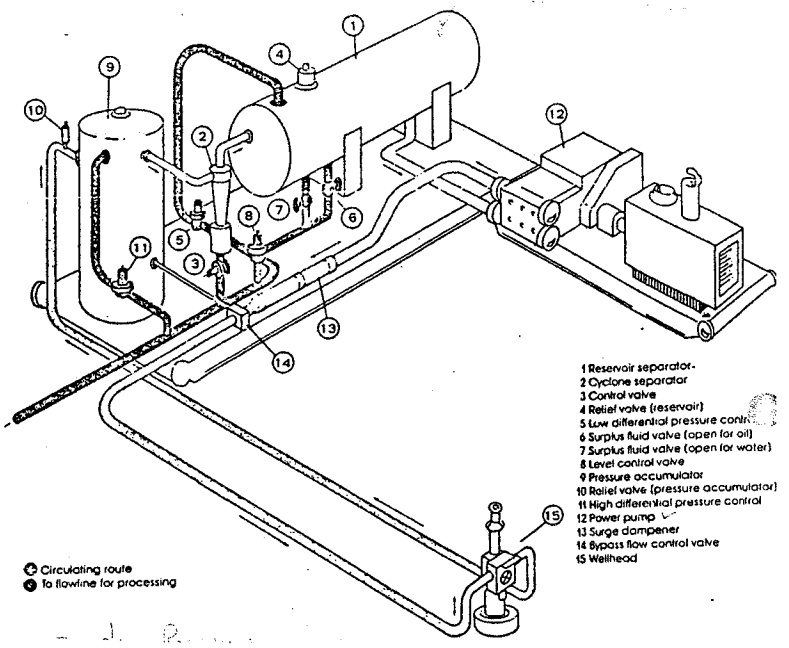
ตัวชี้วัดเริ่มแรกเกี่ยวกับคุณภาพของแหล่งกำลังของของไหลมีหลักการดังนี้

1. จำนวนของแข็งน้อยกว่า 15 ส่วนในล้าน
2. ขนาดฝุ่นผง, ชิ้นส่วนเล็กน้อยกว่า 15 ไมครอน
3. ปริมาณเกลือน้อยกว่า 12 ปอนด์ต่อ 1,000 บาร์เรล

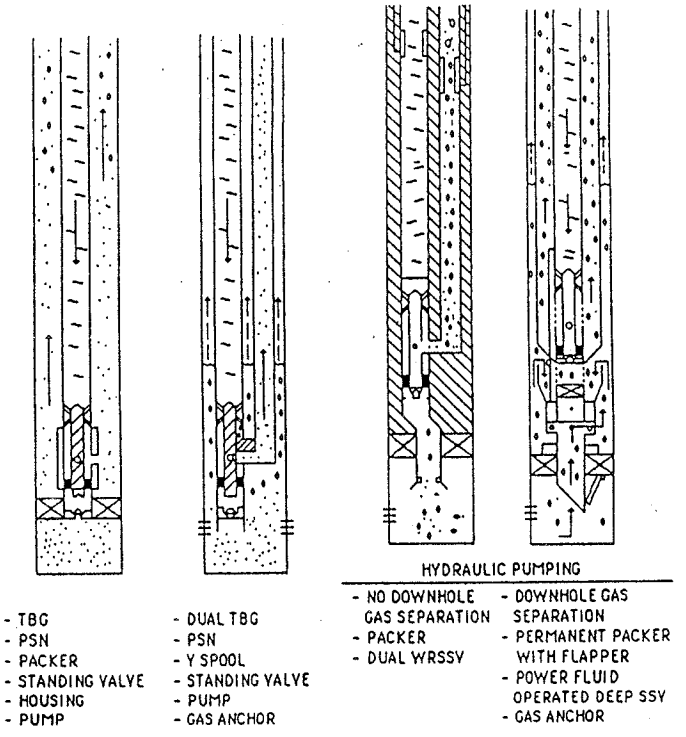
ระบบ Cyclones หรือ Centrifuges ใช้ในการทำความสะอาดของไหลที่ให้กำลังยก วาล์วความปลอดภัยใต้ดินสามารถติดตั้งภายใต้อุปกรณ์การปฏิบัติการและถูกควบคุมโดยแหล่งความดันของของไหลเหล่านั้นสามารถทำงานได้ทั้งแบบวิธี Wireline หรือ TFL สำหรับอุปกรณ์หลักในการต่อเติมของ Hydraulic Pumps ประกอบด้วย Kobe, National Oilmaster และ Weir สำหรับระบบ Turbine

ระบบ Hydraulic Pumps มี 3 ชนิด

1. Pistun Pump
2. Jet Pump
3. Hydraulic Turbine (Weir)



รูปที่ 3.7 Hydraulic Pumping System



รูปที่ 3.8 Downhole Completion for Hydraulic Pumping

3.6 Jet Pump

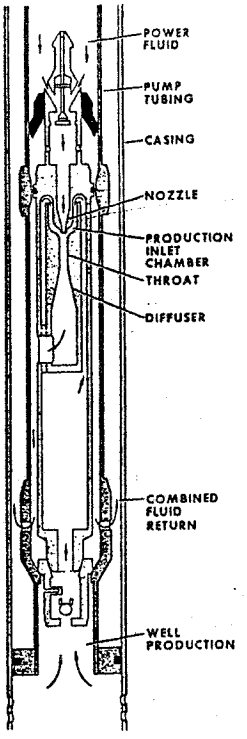
Jet Pump ในรูป 3.9 ไม่ได้มีการสนับสนุนส่วนประกอบปั้มให้เคลื่อนที่ แต่สนับสนุนในการให้แรงโมเมนต์ตั้มซึ่งทำให้ของไหลที่ผลิตเร็วขึ้นโดยระบบ Venturi ด้วยขนาดของ Jet, Throat และ Diffuser ที่เหมาะสม โดยการเปลี่ยนขนาดของอุปกรณ์เหล่านี้ ความเร็วของไหลที่พุ่งเป็น Jet จะเกิดแรงดูดรอบ ๆ ทำให้น้ำมันไหลเข้าปั้ม ระบบสามารถผลิตได้ 100-15,000 บาร์เรลต่อวัน อย่างไรก็ตามเพื่อที่หลบเลี่ยงการเกิดช่องว่างของปั้มต้องติดตั้งให้จมลงไป 20 เปอร์เซ็นต์ของ Total Dynamic Head เพราะฉะนั้นระบบช่วยผลิตชนิดนี้เหมาะสมกับหลุมที่มีดัชนีชี้วัดการผลิตสูงและโดยเฉพาะอย่างยิ่งหลุมผลิตที่วางเป้าหมายการผลิตสูง นอกจากนี้ยังสามารถให้คุณภาพที่ดีมากทั้งในแง่ของกำลังและของไหลที่ผลิตด้วยความสามารถปานกลางในการจัดการสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน (3,000 SCF/bbl) อย่างไรก็ตาม ปั้มมีประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำ (50 %) และให้ของไหลจำนวนมากถูกผลิตด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้กำลังค่อนข้างสูง

Jet Pump สามารถประยุกต์ใช้ได้กับหลุมต่าง ๆ และยังใช้ร่วมกับ Piston Pumpได้อย่างดี อย่างไรก็ตามการที่สับเปลี่ยนอุปกรณ์ทั้ง 2 ชนิดอย่างสมบูรณ์ ระบบออกแบบควรจะต้องมีการวิเคราะห์อย่างดีสำหรับความดันที่ค่อนข้างสูงรวมทั้งระบบ Piston Pump ด้วย

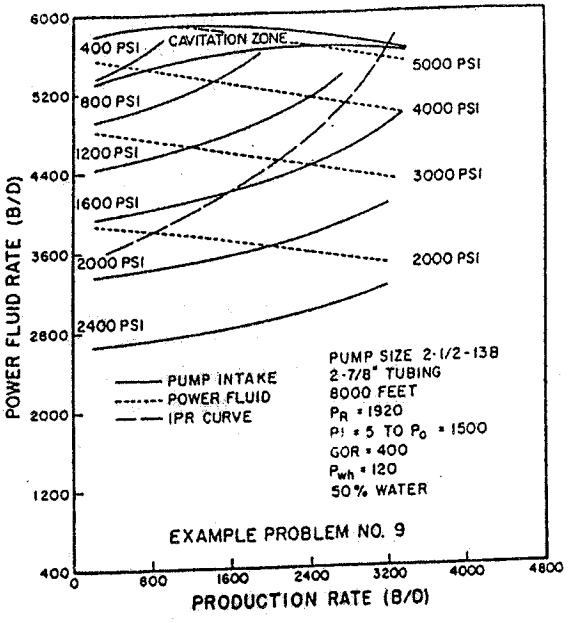
เนื่องจาก Jet Pump เป็นอุปกรณ์ที่สั้นจึงสามารถปั้มผ่าน TFL (Through flow line) Loops ประสิทธิภาพของปั้มความซับซ้อนในส่วนของสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน, ความดันสูบเข้า, การสนับสนุนความดันและอัตราการผลิต ซึ่งอยู่ในรูปภาพ 3.10 การออกแบบและการเลือกปั้มที่เหมาะที่สุดสำหรับการประยุกต์ใช้คือการจัดการที่ดีที่สุดโดยการต่อเติมอุปกรณ์ด้วยคอมพิวเตอร์ อย่างไรก็ตามการคำนวณขนาดเครื่องมือและอัตราการผลิตที่ต้องการ จะต้องมีการตั้งสมมุติฐานอยู่ 2 อย่างที่มีผลต่อกัน

1. อัตราการผลิต/อัตรากำลังของของไหล = 0.5-1.5
2. (Discharge Pressure – ความดันก้นหลุม)/Discharge Pressure = 0.5 – 1.2
   กำลังที่สนับสนุน

อย่างไรก็ตาม ของไหลที่ให้กำลังจำนวนมากที่ถูกใช้ในการสร้าง Head ที่สำคัญให้ข้ามผ่าน Jet Pump อุปกรณ์ต่อเติมขนาดใหญ่จะต้องเหมาะสมกับกราฟสมรรถนะเพื่อจุดประสงค์ในการควบคุมและติดตั้ง



รูปภาพ 3.9 Hydraulic Jet Pump



รูปภาพ 3.10 การออกแบบ Jet Pump

3.7 Piston Pump

Piston Pump เป็นเครื่องยนต์ระบบปิด-เปิดทางเดียวและคู่ ปั้มค่อนข้างที่จะเหมือนเครื่องยนต์ไอน้ำ ในรูปภาพ 3.11 ปั้มทำงานข้างเดียวหรือคู่ (Single or double acting) จะมีจำหน่ายจากหลายผู้ผลิต สามารถประยุกต์จากเครื่องมือต่อเติมขนาดใหญ่หลาย ๆ อย่าง โดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนี้สามารถเทียบเคียงกับ Rod Pump ได้ Piston Pump สามารถติดตั้งได้ลึกมากกว่า 18,000 ฟุต ดังนั้น จึงมีประสิทธิภาพสูงสำหรับหลุมเอียงหรือไม่ตรง, Multiple Completions และเงื่อนไขการผลิตต่าง ๆ แต่ปัญหาหลักอย่างหนึ่งซึ่งเหมือนกับ Beam Pump คือการทำช่องว่างระบายก๊าซ เนื่องจาก Packer ถูกติดตั้งเพื่อแยกของไหลที่ดูดเข้าและพ่นออก ดังนั้น ท่อที่ทำไว้ระบายก๊าซต้องถูกนำมาพิจารณาความยุ่งยากซับซ้อนด้วย Piston Pump จะไม่สามารถใช้สำหรับผลิตด้วยอัตราผลิตที่สูง สำหรับ Tubing ขนาด 4½ นิ้ว จะสามารถทำการผลิตได้สูงประมาณ 2,000 บาร์เรลต่อวัน

กระบวนการออกแบบขึ้นกับความเข้าใจเงื่อนไขการออกแบบการผลิต การเลือกปั้มที่เหมาะสมเพื่อผลิตตามเป้าหมายและเข้าใจความต้องการแหล่งกำลังของของไหลเพื่อแก้ปัญหาความดันที่สูญเสีย

1. เลือกเปิดหรือปิดระบบของไหลที่ให้กำลัง และตัดสินใจอย่างไรอย่างหนึ่งเพื่อให้เกิดการไหลในท่อกรุ

2. พิจารณา IPR และเป้าหมายการผลิต

3 จัดการกับก๊าซตามความต้องการและตามกระบวนการ (ถ้าก๊าซมากกว่า 500 SCR/bbl ควรปล่อยออก)

4 เลือกปั้มที่เหมาะสม ตั้งสมมุติฐานประสิทธิภาพไว้ที่ 85 % ปั้มจะถูกผลิตตาม สัดส่วนของปั้มกับเครื่องยนต์ (P/E) และรักษาความดันกำลังของของไหลให้อยู่ภายใต้ 5,000 psi ดังนี้

$$P/E = 10,000/H$$

H = ระยะความลึกที่ผลิต (ฟุต)

5. คำนวณอัตราการผลิตที่ต้องการให้ตรงตามเป้าหมาย ถ้าเป็นไปได้ให้อัตราการผลิตสูงสุดไม่เกิน 80 เปอร์เซ็นต์

6. คำนวณแหล่งกำลังที่ต้องใช้โดยตั้งสมมุติฐานของประสิทธิภาพไว้ที่ 90 เปอร์เซ็นต์

7. คำนวณความดันที่สูญเสีย จากความดันตามการไหลของท่อสู่ปั้ม Triplex (Single Acting Pump)

7.1 ความดันตามการไหลในท่อ

7.2 Production Conduit (Head + แรงเสียดทานสูญเสียของของไหลหลายสถานะ)

7.3 ความดันปั๊ม = (a-FBHP)P/E

7.4 แรงเสียดทานของปั๊มที่จุดเริ่มต้น

7.5 Power Fluid Conduit (ของเหลวสถานะเดียวสูญเสีย – Head)

7.6 Supply Line Losses

7.7 คำนวณกำลังที่ต้องใช้

$HHP = P * Q * 1.7 * 10^{-5}$

Q = บาร์เรล/วัน

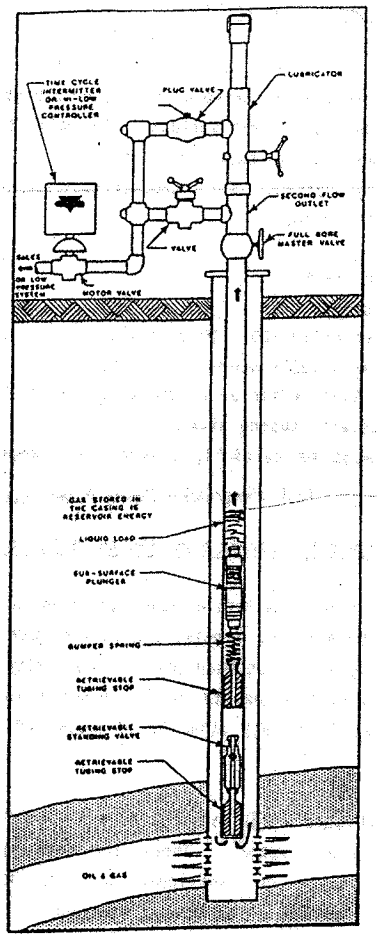
P = psi

3.8 วิธีอื่นๆ

3.8.1 Plunger Lift

Plunger Lift ในรูปภาพ 3.11 เป็นระบบช่วยผลิตที่มีอัตราการผลิตน้อย ซึ่งพลังงานก๊าซที่กักเก็บไว้ถูกใช้เพื่อเป็นกำลังให้ Piston หรือ Plunger นำของเหลวในสถานะ Slug ที่มีอยู่น้อยขึ้นมาบนพื้นผิว หลุมจะถูกปิดและ Plunger จะถูกติดตั้งที่ก้นหลุม อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนี้เหมาะสมมากกับหลุมก๊าซที่มีอัตราการผลิตต่ำและมีน้ำผลิตขึ้นมาด้วย ดังนี้

1. สัดส่วนก๊าซต่อของเหลวมากกว่า 500 SCF/bbl
2. ดัชนีวัดการผลิตน้อยกว่า 1 บาร์เรล/วัน/psi
3. รอบ/วัน = $\frac{720}{\text{ความลึกที่ระยะ 1,000 ฟุต}}$
4. ประสิทธิภาพของ Plunger Lift จะลดลงไปตามความลึกและดัชนีชี้วัดการผลิต แต่จะเพิ่มขึ้นตามขนาดของ Tubing
5. Tubing ต้องระวังการเคลื่อนจากตำแหน่งช้า ๆ เมื่อตอนติดตั้งเป็นอย่างยิ่ง



รูปภาพ 3.11 ระบบการติดตั้ง Plunger lift pump

3.8.2 Progressive Cavity Pump (Screw or Moyno Pumps)

Submersible Pump แบบ Screw ถูกประยุกต์ใช้อย่างมากในอุตสาหกรรมเหมืองแร่ เพื่อจัดการกับปัญหาการกัดกร่อนของของไหลเป็นเวลาหลายปี อย่างไรก็ตามในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนี้เป็นที่นิยมในอุตสาหกรรมน้ำมันเป็นอย่างมากเหมือนกับการเปลี่ยนไปสู่ Rod Pumping ในที่ตื้น ๆ (น้อยกว่า 1,250 เมตร หรือ 4,000 ฟุตของช่วงที่ทำการผลิต (H) อัตราการผลิตอยู่ที่ประมาณ 1–160 ลูกบาศก์เมตร/วัน หรือ 5–1,000 บาร์เรล/วัน)

ปั้มในรูปภาพ 3.12 ประกอบด้วย Rubber (Buna N) Stator และStainless Steel Rotor เมื่อ Rotor หมุน ช่องว่างที่อยู่ตามเกลียวจะนำของไหลเข้า–ออก และทำการผลิตตามที่กำหนด เกลียวขับเคลื่อนหมุนจะส่งผ่านแรงไปยัง Conventional Sucker Rods (3/4 นิ้ว หรือ 7/8 นิ้ว

ประมาณ 19 หรือ 22 มิลลิเมตร) จากพื้นผิว Conventional Polished Rod ขนาด 32 มิลลิเมตร (1 ¼ นิ้ว) ถูกใช้ร่วมกับ Rotary Stuffing Box ไปตาม flow Tee การขับเคลื่อนจะเป็นดังนี้

1. Hydraulic drive บน Wellhead
2. กำลังขับเคลื่อนสายพานให้หมุน ได้แก่ การใช้มอเตอร์ที่ขับเคลื่อนด้วยก๊าซ, ไฟฟ้าและ Hydraulic
3. ใช้การขับเคลื่อนโดยมอเตอร์ไฟฟ้าติดตั้งที่ Wellhead โดยตรง

การขับเคลื่อนด้วย Hydraulic แม้ว่าบางครั้งจะมีราคาแพง แต่ก็ยังเป็นที่นิยมโดยทั่วไป เพราะความง่ายในการปรับเปลี่ยนความเร็ว

ข้อดีของการติดตั้ง Progressives Cavity Pump

1. ลงทุนไม่สูง (ประมาณ 60 % ของการติดตั้ง Conventional Pump)
2. สามารถจัดการกับทรายได้อย่างดี (ประมาณ 60 % ขึ้นไป)
3. ใช้พลังงานไม่สิ้นเปลืองต่อบาร์เรล
4. สามารถที่จะเพิ่มอัตราการผลิตจากหลุมที่มีความหนืดสูงโดยปราศจากปัญหา Rod Fall
5. ลดการเกิด Wax
6. เหมาะกับการทำทดสอบหลุม

ข้อเสียของ Progressive Cavity Pump

1. ค่าบริการสูง
2. ไม่สามารถรับมือการของไหลที่มีอุณหภูมิสูง
3. ข้อจำกัดของ Total Dynamic Head
4. หลุม Marginal (แหล่งขนาดเล็ก) มีสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันสูง

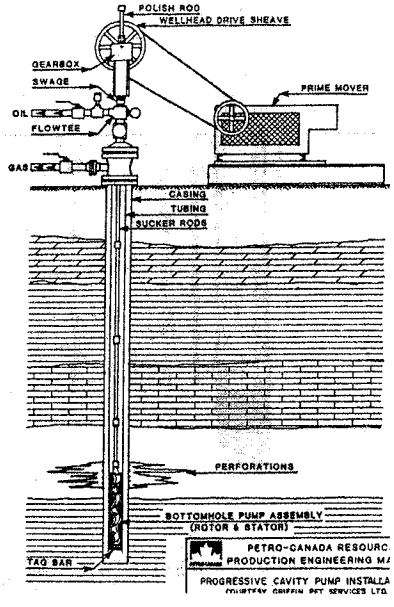
แม้ว่าเครื่องมือ เครื่องจักรต่าง ๆ จะมีประกันบริการไว้ 2 ปีในฐานของ Alberta ในการเปลี่ยนปั๊ม พบว่าในรายงานการปฏิบัติงานช่วง 4 – 6 เดือนจะมีการบริการบ่อยมากสำหรับหลุมที่น้ำมันมีความหนืดสูง แต่ไม่ทุกกรณีที่ต้องเปลี่ยนปั๊ม (เช่นกรณี Sand Bailing, หรือในส่วนของ Rods และ Tubing เป็นต้น) แต่อย่างไรก็ตาม ถ้ามีการเปลี่ยนปั๊มใหม่ค่าใช้จ่ายจะอยู่ที่ประมาณ $4,000 - $6,000 โดยเฉลี่ยบางครั้งค่าบริการจะสูงกว่า 66 % ของ Conventional Insert Pump ภาพที่ 3.13 แสดงถึงรูปแบบการเปรียบเทียบเงินทุนและค่าบริการระหว่าง Progerssive Cavity Pump และ Conventional Pumps ภายใต้หลุมน้ำมันที่มีความหนืดสูง

ในฐานของการวิเคราะห์ผู้ปฏิบัติงานใช้Progressive Cavity Pump ในการ Clean up หลุมที่มีน้ำมันความหนืดสูงตั้งแต่เริ่มแรกเมื่อมีการปนเปื้อนทรายจำนวนมากและติดตั้ง

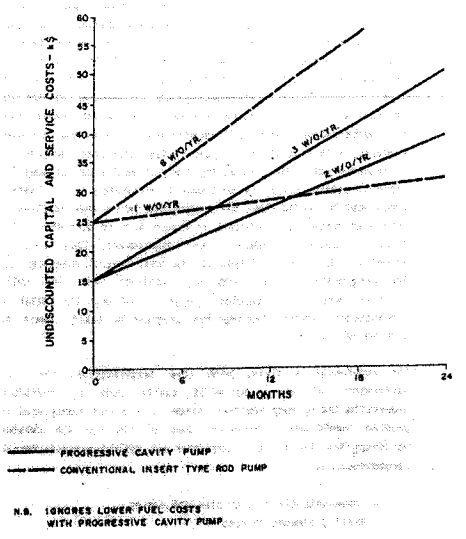
Conventional Pump เป็นตัวย่อย เห็นได้ว่าการไปติดตั้ง Progressive Cavity Pump เป็นปัญหาอย่า
หนึ่งของหลุม อย่างไรก็ตามบางครั้งที่ปั๊มไม่สัมพันธ์กับการซ่อมบำรุงเป็นผลมาจากผู้ปฏิบัติงา
ปฏิบัติดังนี้

1. ทำความสะอาดท่อและ Tubing ไม่เพียงพอ
2. ติดตั้งข้อต่อไม่ดี
3. ไม่ใช้ Rod ขนาดใหญ่ (โดยปกติควรจะใช้ 22 มิลลิเมตร หรือ 7/8 นิ้ว)
4. ไม่ใช้ Rod เกรด D
5. ทำงานเกินขีดจำกัดของแรงบิด

เนื่องด้วยแหล่งกำลัง Hydraulic จะเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับแรงดัน ดังนั้นควรจะ
การติดตั้งตัวป้องกัน Overload ในส่วนของแหล่งขับเคลื่อนสายพานก็ควรจะมีการป้องกันในเรื่อ
ของแรงบิดด้วย



รูปภาพ 3.12 การติดตั้ง Progressive Cavity Pump

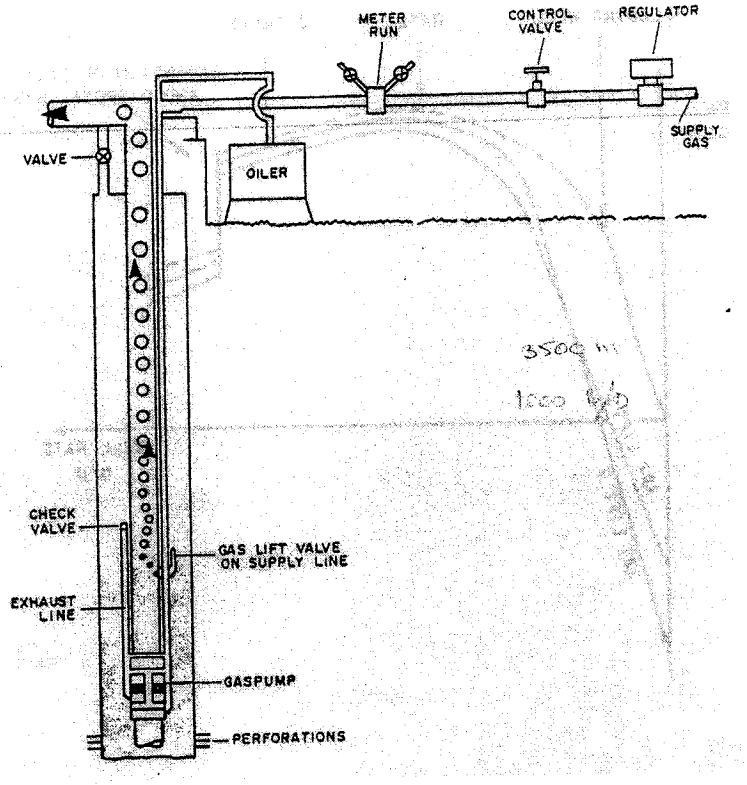


รูปภาพ 3.13 เงินทุนและค่าบริการระหว่าง Progressive Cavity Pump และ Conventional Pumps ภายใต้หลุมน้ำมันที่มีความหนืดสูง

3.8.3 Gas Pumps

เช่นบริษัท Otis liftmaster Gas Actuvated Rudless Subsurface Pump ในรูปภาพ 3.14 อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนี้จะคล้าย ๆ Hydraulic Piston Pump แต่ใช้ Gas ในการขับเคลื่อนของไหล ก๊าซจะช่วยให้ของไหลที่ผลิตมีน้ำหนักเบาขึ้นจึงลด Total Dynamic Head ซึ่งต้านการทำงานของปั๊ม ดังนั้น Gas Pump จะถูกรวมเข้ากับ Gas Lift ที่สามารถผลิตของเหลวได้จำนวนมาก

อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนี้เป็นทางเลือกที่น่าสนใจอย่างมากสำหรับการขยายความสามารถของการติดตั้ง Gas Lift ที่จะสามารถจัดการกับปริมาณของน้ำที่ผลิตได้จำนวนมาก อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนี้ที่ทำให้ระบบช่วยผลิตแบบ Light เป็นที่น่าสนใจอย่างยิ่งสำหรับแหล่งน้ำมันที่มีก๊าซอยู่มากเพียงพอ Gas Pumps สามารถใช้ได้อย่างดีในหลุมผลิต (3,500 เมตรหรือ 11,500 ฟุต) ด้วยความดันก้นหลุมที่ค่อนข้างต่ำ (น้อยกว่า 1.5 KPa/m หรือ 0.07 Psi/ft) และไม่จำเป็นต้องใช้ Rod Pump ในกรณีอย่างนี้ ค่าใช้จ่ายเครื่องมือที่ติดตั้งบริเวณก้นหลุมประมาณ $17,000–$20,000 อย่างไรก็ตามเนื่องจากระบบเหล่านี้ถูกบริการโดยวิธี Wireline ดังนั้นค่าปฏิบัติการจะมีราคาไม่สูงและอัตราการผลิตได้สูงถึง 1,000 บาร์เรลต่อวัน



รูปภาพ 3.14 ระบบติดตั้งรวมระหว่าง Gas Pump และ Gas Lift

บทที่ 4
การวางแผนและเปรียบเทียบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

การวางแผนสำหรับอุปกรณ์ช่วยผลิตมีความสำคัญมาก โดยจะต้องเริ่มต้นด้วยการพิจารณาการออกแบบก่อนที่จะมีการเจาะหลุม ในการหาอัตราการผลิตในอนาคตโดยการใช้วิธีจากอุปกรณ์ช่วยผลิตนั้นต้องมีการจัดเตรียมท่อทางเดินต่าง ๆให้เพียงพอ สำหรับการวิเคราะห์ลักษณะการติดตั้งเฉพาะควรจะเริ่มขณะที่ยังมีการไหลอยู่ และการประยุกต์ใช้วิธีที่เหมาะสม (Certain left) นั้นขึ้นอยู่กับว่าหลุมนั้นๆ ได้ถูกนำของเหลวขึ้นมาแล้วหรือว่าต้องการใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต ชนิดของการนำของเหลวขึ้นมานั้น ขึ้นอยู่กับอิทธิพลของการเตรียมหลุมผลิต (Well completions) ว่าเป็นแบบทั่วไป (Conventional completions) หรือ เป็นแบบซับซ้อน (Multiple completions) สำหรับการเตรียมหลุมผลิตแบบซับซ้อน (Multiple completions) นั้นจะแสดงถึงปัญหาที่ไม่สามารถเตรียมขนาดของท่อผลิตได้ ด้วยเหตุนี้ทางเลือกหนึ่งในการแก้ปัญหาไม่ได้อยู่ที่การหาอัตราที่เหมาะสมหรือเกณฑ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ แต่จะอยู่ที่ข้อจำกัดทางด้านกายภาพ รวมถึงที่ตั้งสำหรับการผลิตด้วย สำหรับแท่นผลิตที่ตั้งอยู่ในทะเลนั้นสะท้อนถึงข้อจำกัดในแนวระนาบ สำหรับวิธีการที่ดีที่สุดสำหรับการนำของไหลขึ้นมาด้วยเงื่อนไขสภาวะเดียวกันแล้วในการผลิตบนบกนั้น ไม่สามารถนำมาใช้ได้จริงกับการผลิตบนแท่นผลิตในทะเล อันเนื่องมาจากข้อจำกัดทางด้านขนาดของพื้นที่ นอกจากนี้แล้วการเตรียมหลุมผลิตแบบซับซ้อน (Multiple completions) หรือการผลิตจากหลุมเอียงก็มีผลในการเลือกวิธีการผลิต การพิจารณากำลังของแหล่งพลังงานที่จะให้แก่อุปกรณ์ช่วยผลิต ในบางครั้งนั้นแก๊สธรรมชาติก็ไม่สามารถจัดหาได้ หรือมีข้อจำกัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ จนทำให้ไม่สามารถปฏิบัติได้จริง กำลังงานที่จะให้แก่อุปกรณ์ช่วยผลิตที่ได้จากไฟฟ้านั้นมีความสำคัญมาก เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานสำหรับเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ค่าใช้จ่ายในการจัดหา การขนส่ง การจัดเก็บ และกระบวนการจัดการ อาจกลายเป็นสิ่งที่ต้องยับยั้ง หรือลดลง โดยน้ำมันดีเซลและแก๊สโพรเพนนั้นจำเป็นสำหรับแหล่งให้พลังงานเพื่อขับอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งมีข้อยกเว้น อันได้แก่หลุมที่อยู่โดดเดี่ยว การออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตขึ้นอยู่กับเงื่อนไขสภาวะในการผลิต ซึ่งสภาพภูมิอากาศก็เป็นปัจจัยหนึ่งที่มีผลกระทบในการเลือกใช้วิธีการผลิต เช่น มีสภาพภูมิอากาศร้อนจัดหรือหนาวจัด มีลมพัดแรง มีฝุ่นหรือหิมะ ล้วนแต่เป็นข้อจำกัดในการเลือกวิธีการผลิต การกัดกร่อนก็มีความสำคัญมากเช่นกัน การผลิตน้ำมันที่มีส่วนผสมของซัลเฟอร์, น้ำทะเล, คาร์บอนไดออกไซด์ และมีสภาพทางไฟฟ้า ล้วนแต่มีผลกระทบต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตทั้งสิ้น นอกจากนี้แล้วอนุภาคของของแข็ง เช่น ทราย, เกลือ, พาราฟิน ก็มีผลกระทบเช่นกัน อีกทั้งยังต้องพิจารณาถึงความ

เอียงของหลุมและความลึกของชั้นที่ทำการผลิตว่ามีศักยภาพเพียงพอที่จะสามารถนำของไหลขึ้นม
ได้ในอนาคต อัตราส่วนระหว่างแก๊สกับน้ำมัน และอัตราส่วนระหว่างน้ำกับน้ำมันก็ต้องพิจารณาถึง
ข้อจำกัดสำหรับวิธีการนำของไหลขึ้นมาด้วย อีกอย่างหนึ่งสำหรับแหล่งกักเก็บทั้งหมดก็ต้อง
พิจารณาถึงวัตถุประสงค์ของการผลิตในระยะยาว ซึ่งขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกักเก็บ ดังนั้นใน
การออกแบบและการเลือกใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตนั้น จะต้องคำนึงถึงวัตถุประสงค์ด้วย ข้อเท็จจริง
สำหรับแหล่งกักเก็บที่มีอัตราการผลิตลดลง มักจะถูกตั้งเป้าหมายให้มีการผลิตในระยะเริ่มต้นที่สูง
อย่างไรก็ตามหลุมที่จะติดตั้งหลังจากการเตรียมหลุมเพื่อการผลิตนั้นการออกแบบจะพิจารณาถึง
จุดมุ่งหมายด้วย การผลิตในอัตราที่ต่ำกว่านั้นเป็นลักษณะของแหล่งกักเก็บที่มีการลดลงจากผลของ
ความดันของแหล่งกักเก็บที่มีการลดลง ลักษณะเฉพาะนี้มีอิทธิพลต่อรูปแบบของการนำของไหล
ขึ้นจากหลุมที่เหมาะสม ในแหล่งกักเก็บที่ถูกขับดันด้วยน้ำนั้น การเพิ่มขึ้นของอัตราการผลิตน้ำก็
จะต้องมีการคาดการณ์ไว้ด้วย ลักษณะเฉพาะดังกล่าวนี้เป็นตัวการที่ทำให้เกิดการเพิ่มขึ้นของน้ำด้วย
เมื่อเวลาผ่านไป ช่วงเวลาที่เหมาะสมจะต้องขึ้นอยู่กับ ปริมาตรการผลิตในอนาคตที่เท่ากันกับ
ปริมาตรการผลิตในปัจจุบัน ในแหล่งกักเก็บประเภทที่อาศัยแรงขับดันจากการขยายตัวของแก๊สใน
บริเวณส่วนบนของแหล่งนั้น การเปลี่ยนแปลงของอัตราส่วนระหว่างแก๊สกับน้ำมันนั้นเป็นไปตาม
ระยะเวลาในการผลิต ซึ่งส่งผลกระทบต่อการเลือกวิธีการของอุปกรณ์ช่วยผลิต ในการผลิตแก๊สนั้น
จะเป็นตัวจำกัดความสามารถของอุปกรณ์ช่วยผลิต ทางเลือกในการนำของไหลขึ้นมาจากหลุมนั้น
จึงต้องคำนึงถึงอัตราส่วนระหว่างแก๊สกับน้ำมัน และแก๊สอิสระด้วย อุปกรณ์ช่วยผลิตนั้นมีมากกว่า
1 ชนิด ที่สามารถนำไปใช้กับหลุมผลิต 1 หลุม หรือมากกว่า ในแต่ละวิธีก็จะถูกแบ่งตาม
วัตถุประสงค์ โดยจะขึ้นอยู่กับ เศรษฐศาสตร์ อายุการดำเนินการที่ทำให้บรรลุวัตถุประสงค์ ในกรณี
ที่ในหลุมเดียวกันนั้น สามารถใช้วิธีการนำเอาของไหลขึ้นมาจากหลุมได้ตั้งแต่ 2 วิธีนั้น จะต้อง
นำเอาหลักศรษฐศาสตร์มาพิจารณาเป็นปัจจัยในการตัดสินใจเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต

4.1 ประเภทของอุปกรณ์ช่วยผลิต

อุปกรณ์ช่วยผลิตนี้ทำให้เกิดวิธีขั้นพื้นฐาน ขึ้นอยู่กับโครงข่ายการติดตั้งความสัมพันธ์กันของ
วิธีการผลิต ดังนี้

1. Sucker rod or beam pumping
2. Gas lift
3. Hydraulic pumping
4. Electrical submersible pumping
5. Jet pumping

6. Plunger of free piston lift

7. Other method

อุปกรณ์เหล่านี้จะแตกต่างกันตามพื้นที่, ลักษณะ และประเทศ

สี่ทางเลือกเปรียบเทียบของระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตได้แก่

1. Gas lift (GL)

2. Electrical submersible pumping (EP)

3. Hydraulic pump (HP)

4. Rod pump (RP)

โดยทั้งหมดนี้จะขึ้นอยู่กับปัจจัยที่ว่า สามารถติดตั้งหรือดำเนินการได้โดยใช้ต้นทุนมากน้อยเพียงใด ซึ่งสำคัญมากสำหรับความสามารถในการผลิต และทางเลือกเหล่านี้จะทำให้เข้าใจถึงสภาวะต่าง ๆ ดังนี้

> 20,000 bl/d	EP or GL
2,000 – 10,000 bl/d	any except RP
100 – 1,000 bl/d	any
< 100 bl/d	any except RP

เมื่อ EP คือ Electrical submersible pumping

RP คือ Rod pump

HP คือ Hydraulic pump

GL คือ Gas lift

สำหรับความดันของแหล่งกักเก็บก็เช่นกัน อาจตกลงถึงหนึ่งในสามของแรงดันสถิตที่ความลึกในบริเวณที่มีการไหลของแก๊สจาก วิธีการ Gas lift เนื่องมาจากปริมาณของแก๊สที่ใช้สำหรับยกของไหลขึ้นมานั้นมีปริมาณมากเกินไป สำหรับอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Electrical submersible pumping นั้นสามารถที่จะดำเนินการภายใต้แรงดันเพียงไม่กี่ร้อยปอนด์ต่อตารางนิ้ว และ Rod pump กับ Hydraulic pump นั้น สามารถที่จะดำเนินการที่ความดันเพียงศูนย์ปอนด์ต่อตารางนิ้วเท่านั้นเอง

ความลึกก็มีส่วนสำคัญกับข้อกำหนดดังแสดงให้เห็นในตัวอย่างดังต่อไปนี้

> 20,000 ft	HP only
10,000 – 12,000 ft	any except RP (temperature limitation)
< 8,000 ft	any

หลุมที่มีความเอียงมากๆนั้น ก็เป็นข้อจำกัดสำหรับวิธีการ Rod pump แต่เป็นที่นิยมสำหรับวิธีการ Gas lift เพราะว่าวิธีการนี้ใช้อุปกรณ์น้อยที่สุด

สำหรับน้ำมันที่มีความหนืดสูงนั้นใช้วิธีการ Gas lift หรือวิธีการ Hydraulic pumpจะดีที่สุด รวมทั้งน้ำมันที่มีส่วนผสมของอนุภาคของแข็งอย่างเช่นมีส่วนผสมของทรายปนอยู่ด้วย ด้วย เงื่อนไขและสภาวะต่าง ๆ เช่น มีองค์ประกอบจากการมีแก๊สหรือมีแหล่งพลังงานจากไฟฟ้าหรือไม่ มีเครื่องอัดแก๊ส (Compressor) หรือมีปั๊ม, มีหลุมเดียวหรือมีหลายหลุม, อยู่บนบกหรืออยู่ในทะเล จะส่งผลให้มีความแตกต่างกันในส่วนของต้นทุน จอห์นสันได้ทำการเรียบเรียงปัญหาที่มักเกิดขึ้น และมีผลต่อการเลือกใช้อุปกรณ์ช่วยการผลิต

4.2 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต

จากบทวิเคราะห์ที่ได้นำเสนอไปแล้วนั้นมีหลายปัจจัยที่มีผลกระทบต่อการเลือกวิธีการของ อุปกรณ์ช่วยผลิตปัจจัยเหล่านี้ได้แก่ รูปแบบการผลิต, คุณสมบัติของของไหล, รูปแบบของหลุม ผลิต, รูปแบบของแหล่งกักเก็บแผนการดำเนินการในระยะยาว, อุปกรณ์บริเวณปากหลุม, ที่ตั้ง แหล่งกำลัง, ปัญหาการดำเนินการ, การเตรียมหลุมผลิต, ระบบอัตโนมัติ, การบำรุงดูแลรักษา, และ ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์

4.2.1 รูปแบบการผลิต

สำหรับรูปแบบการผลิตนั้นจะต้องการอุปกรณ์การผลิตที่คำนึงถึงประสิทธิภาพการ ไหล, ประสิทธิภาพการผลิต, อัตราการผลิต, Water cut, และอัตราส่วนระหว่างแก๊สและของเหลว

1. ประสิทธิภาพการไหล

ความสามารถของหลุมในการที่จะผลิตของไหลคือ Critical factor ในการเลือก อุปกรณ์ช่วยผลิต ความสามารถในการผลิตของไหลในปัจจุบันหรือในอนาคตโดยไม่มีการกระตุ้น นั้นต้องนำมาช่วยในการตัดสินใจเลือกใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตที่เหมาะสม

2. อัตราการผลิตของไหล

อัตราการผลิตของเหลวทั้งหมดเป็นปัจจัยที่ควบคุมในการเลือกใช้อุปกรณ์ช่วย ผลิต ในกรณีที่มีการผลิตแบบสูงมากๆนั้นต้องใช้ Electrical submersible pump หรือใช้Gas lift แบบต่อเนื่อง สำหรับ Electrical submersible pump สามารถดำเนินการในการผลิตที่ต่ำแต่ต้องน้อย กว่า 200 บาเรลต่อวัน และกำหนดที่ความลึกไม่มากนัก

3. Water cut

Water cut เป็นปัจจัยที่มีอิทธิพลโดยตรงกับอัตราการผลิต เช่นมีการผลิตน้ำถึง 2,000 บาเรลต่อวัน แต่ทำการผลิตน้ำมันเพียง 100 บาเรลต่อวัน การผลิตน้ำมาก ๆนั้นมีผลกระทบต่อ ประสิทธิภาพการไหล ซึ่งมีความสัมพันธ์กับค่าความชื้มชาบ น้ำทำให้เกิดการลดลงของแรงดันใน

ท่อซึ่งมีความหนาแน่นมากกว่าน้ำมัน เมื่อ Water cut มีค่ามากจะลดอัตราส่วนระหว่างแก๊สและน้ำมัน ด้วยเหตุนี้เมื่อ Water cut สูงจะเป็นตัวกำหนดให้ปริมาตรของอุปกรณ์ช่วยผลิตสูงตามไปด้วย

4. อัตราส่วนระหว่างแก๊สและของเหลว

อัตราการผลิตระหว่างแก๊สกับน้ำมันหรือแก๊สกับของเหลว มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตโดยเฉพาะการออกแบบกลไกการนำของไหลขึ้นมายังปากหลุม จากกฎนิ้วหัวแม่มือ (Rule of Thumb) นั้นแสดงถึงวิธีการนำเอาของไหลขึ้นมาจะมีประสิทธิภาพลดลงเมื่ออัตราส่วนระหว่างแก๊สและของเหลวเพิ่มขึ้น ดังที่ 2,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อบาเรลนั้นสามารถดำเนินการได้โดยการใช้วิธีของอุปกรณ์ช่วยผลิตวิธี Sucker rod pumpจะมีประสิทธิภาพลดลงประมาณ 40% เมื่อมีอัตราส่วนระหว่างแก๊สและน้ำมันเกินช่วงนี้ไปแล้วคือในช่วง 2,000 ถึง 5,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อบาเรลนั้น Gas lift จะมีประสิทธิภาพสูงที่สุด เมื่อแก๊สถูกระบายออกจากวัฐจักร สำหรับวิธีอื่นๆ ต้องมีการหาทางเลี่ยงให้กับแก๊ส ในกลไกของอุปกรณ์ช่วยผลิตเมื่อถึงขีดจำกัด Hydraulic pump และ Electrical submersible pump จะปั้มของไหลที่มีอัตราส่วนระหว่างแก๊สกับของไหลไว้ การออกแบบพิเศษสำหรับแก๊สอิสระต้องทำให้ Electrical pump บางลงเพราะจะไปลดประสิทธิภาพ โดยทั่วไปแล้วถ้าอัตราส่วนระหว่างแก๊สกับน้ำมันมากเกิน 2,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อบาเรลนั้น จะทำให้ประสิทธิภาพการไหลลดลงดังในสายการผลิตในแนวดิ่ง ส่วน Gas lift แบบต่อเนื่องนั้นการเพิ่มขึ้นของแก๊สจะเพิ่มความดันที่ก้นหลุมและจะลดประสิทธิภาพลง การมีอัตราส่วนระหว่างแก๊สกับของเหลวสูงนั้นจะทำให้เกิดปัญหา ยกเว้นแต่ว่าจะได้รับการพิจารณาอย่างเหมาะสม ในบางหลุมนั้นอาจถูกจำกัดปริมาตรการผลิตและมีผลตามธรรมชาติ

4.2.2 คุณสมบัติของของไหล

การพิจารณาวิธีการช่วยผลิตนั้น มีคุณสมบัติสำคัญที่ต้องพิจารณาคือ ความหนืดของน้ำมัน และการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันซึ่งมีอิทธิพลมากจนทำให้คุณสมบัติอื่นๆไม่มีผลมากนัก โดยทั่วไปแล้วองค์ประกอบของของไหลมีความสำคัญซึ่งทำให้เกิดการกัดกร่อนได้

1. ความหนืด

โดยทั่วไปแล้วเมื่อความหนืดต่ำกว่า 10cp (ที่ความหนาแน่นสูงกว่า 30° API) จะไม่เป็นปัจจัยที่ต้องนำมาพิจารณา แต่สำหรับน้ำมันดิบแล้วเมื่อใช้ Sucker rod pump น้ำมันจะไม่สามารถตกลงได้อย่างอิสระซึ่งมีผลต่อช่วงชัก และ rod จะรับภาระหนัก ในกรณีของ Hydraulic pumping นั้นจะเกี่ยวข้องในเรื่องของการลดการสูญเสียแรงดันเมื่อน้ำมันที่มีความหนืดน้อยผสมกับน้ำมันที่หนืดมาก อย่างไรก็ตามจะต้องมีต้นทุนในการดำเนินการที่เพิ่มขึ้น สำหรับ Gas lift นั้นจะ

เกิดปัญหากับการขยายตัวของแก๊สเมื่อเกิดปรากฏการณ์เย็นตัว ของไหลที่มีความหนืดมากจะมีความ
ยากในการใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต

2. การเปลี่ยนแปลงปริมาตร

การเปลี่ยนแปลงปริมาตรจะแสดงให้เห็นถึงจำนวนบาเรลของของเหลวที่ต้อง
ยกขึ้นตามอัตราการผลิตที่ปากหลุม ปัจจัยนี้ต้องพิจารณาทุกๆอุปกรณ์การผลิต เพราะกลไกการปั๊มที่
ก้นหลุมจะต้องถูกออกแบบให้เหมาะกับปริมาตรที่ก้นหลุม จำไว้ว่าการเปลี่ยนแปลงปริมาตรจะสูง
หรือต่ำจะเป็นตัวบ่งชี้ประสิทธิภาพของแต่ละอุปกรณ์ช่วยผลิต

4.2.3 รูปแบบของหลุม

เป็นตัวควบคุมวิธีการนำของไหลขึ้นมาจากหลุมเสมอ

1. ความลึก

ความลึกของของไหลจะต้องอยู่เหนือกลไกในการยกของไหล ความลึกมีผลต่อ
การหารูปแบบของอุปกรณ์ช่วยผลิตไม่มาก อย่างไรก็ตามหลุมที่ใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตที่มีความลึกต่ำ
กว่า 10,000 ft จะเป็นแบบที่มีประสิทธิภาพ ส่วนหลุมที่มีความลึกมากSucker rod pumpจะสามารถ
ช่วยในการผลิตได้ แต่กำลังม้า, ระยะชัก, ขนาดของrod, แรงดึง, load, แรงเสียดทานในการดึง ถูก
จำกัดในการออกแบบและมันมีความโน้มเอียงในเรื่องของการมีประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำ ปั๊มจุ่ม
(Submersible pump) ต้องใช้ head ที่สูงมากในความลึกนั้น ๆ และมักใช้เมื่อมีสภาวะของอุณหภูมิที่
ก้นหลุมค่อนข้างสูง ความไม่ต่อเนื่องในการใช้ Gas lift ทำให้น้ำมันไหลขึ้นมาอย่างไม่มี
ประสิทธิภาพ แต่ยังเหมาะสมและใช้ได้ดีกับอุปกรณ์ที่ใช้เครื่องสูบในการช่วยผลิต ซึ่งเครื่องสูบมี
ช่องว่างที่ออกแบบช่วยในการผลิตที่เฉพาะเจาะจงในการผลิตที่มีความลึกมาก สามารถทำได้โดย
เพิ่ม Slug volume แรงดันของของเหลวจากลูกสูบมีประสิทธิภาพมากในการผลิตที่ความลึกสูงๆ
ตั้งแต่ 18,000ft ในทางตอนใต้ของ Louisiana

2. ขนาดของ Tubular

ขนาด Casing ที่ถูกกำหนดขึ้นอยู่กับขนาดของหลุมโดยเตรียมการเป็นขั้นตอน
แรกๆในโปรแกรมการเจาะ มีตัวแปรจำนวนมากที่ใช้ในการคำนวณหาขนาดของ Casing เฉพาะแต่
ละพื้นที่นั้น ๆ เช่น หลุมที่มีปัญหาเกี่ยวกับค่าความดันผิดปกติ, Sloughing, Sticking, Los
circulation, Salt flow, และหลุมที่มีปัญหาเกี่ยวกับราคา และการดำเนินการ Run casing ในพื้นที่
นั้นๆ ขนาด Casing มีข้อจำกัดใน Out size diameter (OD) ของการ run ในหลุมนั้น ๆ ถ้า Casing มี
ขนาดเรียวลงตามความลึกของหลุม (Intermediate casing, Drilling liner, หรือ Production casing)
จะถูกจำกัดในการออกแบบ ส่วนในหลุมที่มีการเตรียมการผลิตที่สลับซับซ้อนมีข้อจำกัดโดยข

ขึ้นอยู่กับขนาดของ Casing อาจรวมไปถึงหลุมที่มีขนาดเล็กและหลุมที่มีลักษณะเอียง ต้องคำนึงถึงอัตราการไหลในท่อ Annular ด้วย วิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตขึ้นอยู่กับขนาดของ Tubular โดยทั่วไปแล้ว Tubular ที่มีขนาดเล็กๆ มีอัตราการผลิตต่ำ ๆ ก็สามารถคาดการณ์ไว้ได้เช่นกัน ซึ่งขนาดของ Tubular สามารถมีขนาดใหญ่ได้เหมือนกันถ้าหากมีอัตราการไหลของน้ำมันสูง สำหรับท่อขนาดเล็กจะมีแรงเสียดทานการไหล (Friction loss) เป็นตัวลดประสิทธิภาพของกระบวนการ Gas lift และแรงดันของของเหลว รวมไปถึงลดประสิทธิภาพของข้อต่อและ ความสะอาดของท่อ

3. ประเภทของการออกแบบอุปกรณ์

ในการออกแบบอุปกรณ์เครื่องมือช่วยในการผลิตขึ้นอยู่กับความสมบรูณ์ของหลุมว่ามีเพียงใด เป็นแบบหลุมเปิด หรือแบบหลุมที่มีการ Perforated การพิจารณาจะพิจารณาถึงการไหลเข้ามาของของเหลวในหลุมเป็นหลัก ในหลุมที่มีของเหลวในหลุมอยู่มากอาจลดการไหลเข้ามาของของเหลวในหลุม สำหรับหลุมที่มีการ perforated หากค่าความหนาแน่นของชั้นหินมีค่าน้อย หรือไม่เพียงพอ อาจทำให้เกิดเป็นลักษณะถูกบีบอัดเข้ามาตรงบริเวณผนังของหลุมของชั้นหินเป็นเหตุให้อัตราการไหลของของไหลมีค่าลดลง

4. หลุมเอียง

ในหลุมที่เอียงมากๆส่งผลต่อการเลือกแบบของอุปกรณ์และเครื่องมือของอุปกรณ์ช่วยผลิต ประสิทธิภาพที่ถูกลดลงในแบบของการออกแบบอุปกรณ์สำหรับ Gas lift, Submersible pump, Hydraulic pump จะเกี่ยวข้องกับการออกแบบที่ยุ่งยากในสภาวะนี้อันเนื่องมาจากหลุมมีลักษณะเอียง และมีการออกแบบแตกต่างจาก 2 phaseในหลุมตรง สำหรับการพิจารณาที่พิเศษนี้ต้องใช้ Gas lift ในการออกแบบเพิ่มเติมโดยต้องเพิ่มกำลังม้าเข้าไปในอุปกรณ์ Sucker rod pumping ที่ใช้ในหลุมเอียงมีความเสี่ยงในบริเวณจุดเชื่อมต่อของ Rod การใส่ Tubing จากการลดลงของประสิทธิภาพของปริมาตร ในบางพื้นที่มีการใช้ ไนลอนหรือ พลาสติก Rod เพื่อลดจำนวนจุดเชื่อมต่อ และการใส่ Tubing แต่เป็นการเพิ่มต้นทุนของวัสดุและการติดตั้ง ส่วนสำคัญเป็นการลดแรงเสียดทานบริเวณกลาง Rod ส่งผลให้มีการใช้ปั้มในการ Run เป็นเวลานาน แต่เมื่อ Rod ถูกใช้จนเก่าอาจเกิดการแยกหรือหลุดและหล่นลงไปยังด้านบนของปั้ม ซึ่งเป็นสาเหตุในการดึงปั้มขึ้นมา มีการแนะนำให้ใช้เชือกผูกมัดตรงบริเวณ Rod แต่ราคาค่อนข้างแพงมาก ถึงอย่างไรก็ตามการใช้ Sucker rod pump ประสบผลสำเร็จในหลุมเอียงที่มีมุม 45° และพบว่ามีปัญหาเพียงเล็กน้อยหากทำการดูแลและเอาใจใส่โดยเฉพาะอย่างยิ่งตรงบริเวณ Rod แต่ก็ยังมีเสียงวิพากษ์วิจารณ์กันอยู่ว่าอุปกรณ์นี้มีปัญหาในกรณีหลุมมีลักษณะเอียงอยู่

4.2.4 ลักษณะของแหล่งกักเก็บ

ในการวางแผนวิธีการเพิ่มกำลังการผลิตพบว่าลักษณะของแหล่งกักเก็บต้องถูกนำมา
พิจารณา และทำการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์เป็นส่วนใหญ่ ซึ่งจะสัมพันธ์กับแหล่งกักเก็บ
โดยนำมาพิจารณาในการวางแผนในเรื่องของระยะเวลาการนำเอาน้ำมันขึ้นมาจากแหล่งกักเก็บ
ลักษณะของแหล่งกักเก็บจะเป็นตัวที่มีอิทธิพลต่ออัตราการไหลของอัตราส่วนระหว่างแก๊สกับ
ของเหลวและความลึก

1. Depletion drive reservoir

ในการผลิตเริ่มแรกได้จากการถูกแทนที่ของน้ำมันและแก๊สซึ่งมาจากการ
ขยายตัวของของไหล เมื่อความดันของแหล่งกักเก็บลดลงการผลิตที่ได้นั้นเกิดเนื่องจากแรงดึงดูด
การไหลจากการใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตโดยปั๊ม ซึ่งไม่มีการฉีดอัดของของไหล ดังนั้นจึงมีค่า Recovery
ต่ำ

2. Water drive reservoir

น้ำมีการไหลเข้ามาสู่หลุมเป็นผลมาจากชั้น Aquifer ที่อยู่ด้านล่าง เมื่อน้ำเข้ามา
แทนที่น้ำมันและแก๊ส น้ำจะทำหน้าที่ขับดันให้น้ำมันและแก๊สไหลขึ้นสู่ด้านบนนอกจากนี้ยังได้รับ
แรงช่วยจากแรงดึงดูดระหว่างผิวหรือแรงตึงผิว การนำเอาของเหลวขึ้นมาจากหลุมเป็นที่คาดหวัง
กันไว้สูงมากกว่าเป็นการทำลายภายใต้กฎธรรมชาติ ในการแทนที่ของของเหลว และโดยเฉพาะ
อย่างยิ่งภายใต้ วิธีการขับด้วยน้ำ (Water flood)

3. Gas cap expansion drive

ในแหล่งกักเก็บที่มีลักษณะ 2 Phase แบ่งเป็นสภาวะไอเป็น Gas cap และสภาวะ
ของเหลวเป็นน้ำมัน การถูกแทนที่ของน้ำมันและแก๊สเป็นผลมาจากการขยายตัวของ Gas capทำให้
การผลิตมีความเป็นไปอย่างต่อเนื่องเมื่อความดันลดลงแหล่งกักเก็บจะประกอบไปด้วยสภาวะแก๊ส
ที่เป็นอิสระ แก๊สที่ละลายอยู่ในน้ำมัน และน้ำมัน แรงขับดันที่เกิดขึ้นเกิดจากการขยายตัวของ
ของเหลวผสม

4.2.5 Long-range recovery plan

การวางแผนระยะเวลาในการ Recovery ของแหล่งกักเก็บต้องมีการทำแบบประเมิน
ก่อน วิธีการเพิ่มกำลังการผลิตให้เป็นที่น่าพอใจในเวลานี้อาจไม่คำนึงถึงหลักทางเศรษฐศาสตร์

1. Primary recovery

การวางแผนที่เป็นเหตุยุ่งยากนี้ ปกติเป็นการผลิตที่ปฏิบัติได้จริงใน Monitor
Gas-liquid ratio, Static pressure, Water cut

2. Water flood

การพิจารณาในการเริ่มต้นทำวิธีการขับด้วยน้ำนั้นเป็นการเพิ่มขึ้นของการผลิตน้ำที่อธิบายได้ในอนาคต วิธีการขับด้วยน้ำแสดงถึงค่าเปลี่ยนไปของ Static pressure และค่าความสามารถในการไหลเข้ามาของของไหลที่ต้องการ

3. Pressure maintain และ Gas injection

สิ่งหลักที่ต้องคำนึงเกี่ยวกับการอัดแก๊สกลับเข้าไปเป็นตัวเพิ่มอัตราส่วนระหว่างแก๊สต่อของเหลวในแหล่งกักเก็บซึ่งค่าอัตราส่วนระหว่างแก๊สต่อของเหลวนี้เป็นตัวเปลี่ยนอัตราการผลิตตามที่ต้องการ

4. Thermal recovery

ไอร้อนช่วยในการลดความหนืดของน้ำมันดิบแต่ก็มีข้อจำกัดในการพิจารณาในเรื่องของประสิทธิภาพของเครื่องมืออุปกรณ์ช่วยผลิตนั้น ๆ เช่น การผุกร่อนของเครื่องมือ อาทิเช่น Submersible pumpมีผลกระทบมากเมื่อมีอุณหภูมิสูงขึ้นซึ่งเป็นตัวลดประสิทธิภาพและลดอายุของการใช้งาน

5. Chemical recovery

วิธีการใส่สารเคมีลงไปเพื่อเพิ่มการผลิตนั้นเป็นการลงทุนที่สูงและอาจกลายเป็นวิธีที่ประหยัดได้มากขึ้นในอนาคตข้างหน้า ดังนั้นจึงต้องคำนึงว่ามีความคุ้มทุนหรือไม่เมื่อเทียบกับอัตราการผลิตที่ได้ และมีผลอย่างไรกับเครื่องมือของอุปกรณ์ช่วยผลิต

6. Surface facilities

อุปกรณ์การผลิตที่ปากหลุมเป็นปัจจัยสำคัญที่ต้องพิจารณาในการเลือกวิธีการเพิ่มกำลังการผลิตในระบบ

7. Surface flow line

พารามิเตอร์ 3 ตัวที่ส่งผลกระทบต่อขนาดของท่อนำส่งน้ำมันและแก๊สที่อาจส่งผลต่อการเลือกเครื่องมืออุปกรณ์ช่วยผลิต อันได้แก่ ขนาด, ระยะทาง, ภูมิประเทศ และ Surface Choke ซึ่งมีอิทธิพลต่อ Back pressure ใน Well head และอัตราการไหล ขี้ผึ้งหรือเกลือที่ติดอยู่ตามผนังของท่อเป็นตัวลดขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อนำส่ง และเป็นตัวเพิ่มความดันไหลย้อนกลับ และความดันย้อนกลับที่สูงนี้กลับเป็นตัวเพิ่มประสิทธิภาพของ Gas lift, Hydraulic pump และ Electrical submersible pump มากกว่า Sucker rod pump แต่การเพิ่มความดันไหลย้อนกลับนั้นก่อให้เกิดความเสียหายแก่ Hydraulic jet pump และยังเป็นสาเหตุของการเพิ่มกำลังความดันน้ำมัน การเพิ่มความดันของ Well head นอกจากนี้ยังเป็นตัวลดประสิทธิภาพทั้งหมดของอุปกรณ์ช่วยผลิตในหลายพื้นที่ การผลิตอาจทำให้ดีขึ้นด้วยการลดความดันไหลย้อนกลับของ Well head ทำโดยการ

ทำความสะอาดท่อนำส่ง หรือใช้ท่อที่มีขนาดเล็กและมีขนาดยาว หรือทำการเคลื่อนย้าย Choke อีกอย่างคืออุปกรณ์พื้นผิวควรจะมีค่าความดันในการดำเนินการควรจะมีการกำหนดช่วงของค่าความดันในการผลิตนั่นเอง

8. Separator pressure

ความดันของ Separator จะได้รับอิทธิพลโดยตรงจาก Well head pressure สำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพอาจทำได้โดยการดำเนินการที่ความดันต่ำของ Separator เพื่อลดค่าความดันย้อยกลับ

9. Location

สถานที่ตั้งอาจไม่ได้ถูกนำมาพิจารณาเป็นตัวแปรในการเลือกอุปกรณ์ช่วยการผลิต แต่เนื่องการอยู่ภายใต้สภาวะที่ทำให้เกิดความมั่นใจในสถานที่อาจมีความสำคัญมาก ถ้าแหล่งพลังงานของอุปกรณ์ช่วยการผลิตมาจากมอเตอร์ (ไฟฟ้า, แก๊สธรรมชาติ) กล่าวคือยังไม่พร้อมในการใช้งานดังนั้นข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์กลายเป็นตัวพิจารณาที่สำคัญ และต้นทุนในการดำเนินการอาจจะแพงหากต้องใช้เชื้อเพลิงในการขนส่งที่มาจากการเช่าหรือว่าจ้าง

10. Offshore

Platform ในทะเลมีข้อจำกัดในเรื่องของพื้นที่โดยต้องนำมาพิจารณาเป็นพิเศษในการติดตั้งเครื่องมือของอุปกรณ์ช่วยผลิต รวมถึงระยะระหว่าง Well head กับ อุปกรณ์ช่วยผลิต, การกัดกร่อน, สิ่งแวดล้อมทางทะเลและการสั่นสะเทือนจาก Platform โดยที่ Sucker rod pump นั้นมีประสิทธิภาพต่ำสำหรับการผลิตในหลุมเอียง ส่วนอุปกรณ์ช่วยผลิตที่ใช้ Prime mover ต้องใช้พื้นที่ขนาดใหญ่ในการติดตั้ง Sucker rod หรือ Tubing อาจส่งผลให้เกิดความผิดพลาดอีกมากมายจากที่ต้องการ ซึ่งอาจพิสูจน์ไม่ได้ทางหลักของเศรษฐศาสตร์ และ Submersible pump อาจทำการติดตั้งไม่ได้เช่นกันเพราะพื้นที่ถูกจำกัด รวมไปถึง Gas lift และ Hydraulic pump ด้วย

11. Urban

การพิจารณาเฉพาะด้านใดด้านหนึ่งต้องมีความรู้เกี่ยวกับพื้นที่และสถานที่เป็นอย่างดีในเรื่องของความปลอดภัย สภาพแวดล้อมและปัจจัยที่ก่อให้เกิดมลพิษ วิธีการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตอาจจะหาจากความสามารถของเครื่องมือนั้น ๆ ที่ถูกซ่อนจากการสังเกตเห็นจากรอบข้างรวมไปถึงการผสมผสานกับสิ่งต่างๆโดยรอบ

12. Spacing considerations

สถานที่สำหรับรูปแบบที่หลากหลายของหลุม ชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตจะมีอิทธิพลต่อลักษณะของหลุมนั้นๆ สำหรับหลุมโดดเดี่ยวหรือหลุมที่มีระยะห่างของหลุมห่างกันมาก

การติดตั้ง Sucker rod pumpอาจพิสูจน์ความเหมาะสมในการทำงานและหลักทางเศรษฐศาสตร์ การบำรุงรักษาอาจไม่ต้องมีในช่วงระยะต้น ๆ และไม่ใช่เรื่องที่ต้องใส่ใจมาก

13. แหล่งกำลังงาน

การจัดหาแหล่งกำลังงานที่มีต้นทุนต่ำสำหรับการใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตนั้น โดยทั่วไปแล้วมักใช้กำลังงานจากไฟฟ้า หรือแก๊สธรรมชาติ เชื้อเพลิงชนิดอื่นจะนำมาใช้ตามเงื่อนไขต่างกันไป

14. ไฟฟ้า

ในหลาย ๆ พื้นที่พลังงานไฟฟ้าสามารถนำมาใช้ได้โดยเหมาะกับหลักเศรษฐศาสตร์ ซึ่ง Hydraulic pump, Electrical submersible pump, Hydraulic pump สามารถใช้ได้กับไฟฟ้า ส่วนมากการพิจารณาต้องคำนึงถึงทางเลือกสำหรับการนำเอาพลังงานจากไฟฟ้ามาเป็นกำลังงาน

15. แก๊สธรรมชาติ

แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สามารถดัดแปลงเพื่อนำไปใช้กับเครื่องยนต์สันดาปภายในได้ ที่หลุมเดี่ยวนั้นแก๊สมักถูกนำไปใช้ในการขับเคลื่อน โดยทั่วไปแล้วสำหรับหลุมที่มีการผลิตน้ำมากนั้น การผลิตแก๊สมักจะไม่เพียงพอต่อการรองรับการจ่ายพลังงานให้กับเครื่องยนต์เพื่อใช้ในการขับเคลื่องอุปกรณ์

16. แหล่งกำลังงานอื่นๆ

น้ำมันดีเซล, แก๊สโพรเพน, พลังงานจากแสงอาทิตย์ถูกนำมาใช้เป็นแหล่งกำลังงานเป็นบางครั้ง ซึ่งคาดว่าในอนาคตจะนำมาใช้แทนพลังงานเชื้อเพลิง สำหรับหลุมเดี่ยวๆนั้นจะต้องมีต้นทุนในการจัดเก็บ การขนส่ง การรักษาความปลอดภัย ต้นทุนจะถูกพิจารณาจากน้ำมันดีเซล หรือแก๊สโพรเพนในการเป็นทางเลือกของเชื้อเพลิง พลังงานจากแสงอาทิตย์มีใช้เฉพาะเพียงบางแห่งเท่านั้น ซึ่งจะถูกเก็บไว้ในแบตเตอรี่ และในอนาคตอาจกลายเป็นทางเลือกสำหรับแหล่งพลังงานก็เป็นได้

4.2.6 ปัญหาในการดำเนินการ

ปัญหายุ่งยากที่มักจะพบกับบางอุปกรณ์ช่วยผลิต เช่น การมีส่วนผสมของอนุภาคทราย, พาราฟิน, มีการกัดกร่อน, อีมัลชั่น, อุณหภูมิในหลุม, และสภาพของดินฟ้าอากาศ

1. อนุภาคของทราย

ทรายเป็นตัวที่ก่อให้เกิดการขัดสีเมื่อมีการผลิต ก่อให้เกิดปัญหาการกัดกร่อนของทุกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนั้นจึงต้องพิจารณาถึงความทนทานของ Rod pump, Electrical

submersible pump และ Hydraulic pump อุปกรณ์ประเภท Gas lift เป็นอุปกรณ์เดียวที่ห้ามมีทรายผ่านเข้ามาในระบบ ทรายที่ทับถมอยู่บริเวณด้านบนของ Bottom hole pressure จะต้องถูกกำจัดออก

2. พาราฟิน

การสะสมตัวของพาราฟินในตอนบนของท่อผลิต บริเวณหัวหลุม และบริเวณสายการผลิต ก่อให้เกิดการสูญเสียแรงดันส่งผลทำให้มีประสิทธิภาพลดลง จึงต้องทำการกำจัดหรือทำการป้องกัน Sucker rod มีข้อดีในการขูดให้พาราฟินออกมาซึ่งเป็นตัวขัดขวางการหมุนเวียนในระบบ

3. เกล็ด

การตกทับถมของเกล็ด จะลดขนาดของเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อและยังลดประสิทธิภาพลง Gas lift จะถูกรบกวนจากเกล็ด การป้องกันสามารถกระทำได้โดยการเติมสารเคมีลงไป

4. การกัดกร่อน

การกัดกร่อนเกิดจากปฏิกิริยาทางไฟฟ้าระหว่างโลหะต่างชนิดกัน การมีส่วนผสมของสาร H_2S หรือ CO_2 เป็นส่วนผสมของของเหลวที่ผลิต การมีส่วนผสมของกรดเกลือ, น้ำเค็ม หรือโลหะที่มีออกซิเจนเป็นตัวประกอบ สาร H_2S นับเป็นปัญหาหลักในการพังของ Sucker rod pump สำหรับ Gas lift แล้วการเกิดการกัดกร่อนทำให้เกิดการสิ้นเปลืองอย่างมาก

5. อีมัลชั่น

ปัญหาที่เกิดจากอีมัลชั่นทำให้เกิดปัญหาในการวางแผนการเลือกใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต เพราะทำให้เกิดค่าความดันที่ผิดปกติในท่อผลิตซึ่งมีผลต่อกำลังงานที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ประสิทธิภาพมีค่าลดลง

6. อุณหภูมิก้นหลุม

ถ้าก้นหลุมมีอุณหภูมิสูงมากๆนั้นจะลดอายุการใช้งานของอุปกรณ์บางอย่างในอุปกรณ์ช่วยผลิต สำหรับ Electrical submersible pump มอเตอร์และสายเคเบิ้ลต่างๆนั้น ควรจะระมัดระวังเมื่อมีอุณหภูมิของหลุมเกิน 300 °R ซึ่งต้องใช้โลหะผสมที่มีราคาสูงรวมไปถึง Packer, ท่อ, หัวหลุม, และอุปกรณ์ในหลุมด้วย

7. สภาพดินฟ้าอากาศ

สภาพดินฟ้าอากาศแบบสุดขั้วจะมีผลต่อการเลือกใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต อุณหภูมิที่สูงมากจะเป็นสาเหตุที่ก่อให้เกิดความร้อนที่มากเกินไปในอุปกรณ์พื้นผิวและอุปกรณ์ทำความเย็น อุณหภูมิที่ต่ำมากเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดการแข็งตัวของเชื้อเพลิงอีกทั้งยังเป็นสาเหตุที่ทำให้วัสดุมี

ความเปราะ สามารถป้องกันได้โดยการหุ้มฉนวน ลมก็เช่นกันอาจทำให้เกิดฝุ่น เกิดความเสียหาย รวมไปถึงหิมะด้วย

8. การเตรียมหลุมผลิตแบบหลายหลุม

การเตรียมหลุมผลิตแบบหลายหลุมมีความยากมากกว่าการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบหลุมเดี่ยว ระยะห่างระหว่างท่อและขอบเขตของพื้นผิวเป็นตัวกำหนดชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิต

9. Automation

ไม่ว่าจะเป็นหลุมเดี่ยวหรือหลุมกลุ่มนั้นถูกวางอยู่บนพื้นฐานของระบบอัตโนมัติ ปกติอุปกรณ์ไฟฟ้าจะถูกนะมาพิจารณาเป็นตัวเลือกแรกๆ

10. บุคคลในการดำเนินการ

ความสามารถทางเทคนิคของบุคคลผู้ดำเนินการในภาคสนามนั้นมีผลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตด้วย Sucker rod pump จะมีปัญหาในการรบกวนบุคคลน้อยกว่าชนิดอื่นๆ การควบคุมทางด้านวิศวกรรมเป็นที่ต้องการมากสำหรับ Gas lift

ตาราง 4.1 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่างๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด

อุปกรณ์ช่วยผลิต	การผลิตในสัดส่วนที่มีก๊าซ	การผลิตที่ชิ้นส่วนต่างๆ ปนเข้ามา เช่น ทราย	ความถ่วงจำเพาะของของไหล	การติดตั้ง
Rod Pump	ดี-ดีมาก	ดี-ดีมาก	> 8° API	Crane-Workover Rig
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	ดี	ดีมาก	< 35° API	Workover Rig
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	ดี	ดีมาก	< 35° API	Workover Rig
Gas Lift	ดีมาก	ดี-ดีมาก	> 15° API	Wireline
Plunger Lift	ดีมาก	แย่-ปานกลาง	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันที่ 400 SCF/bbl/1,000 ฟุต	Wellhead Catcher or Wireline
Hydraulic Piston Pump	ปานกลาง	แย่	> 8° API	Wellhead Catcher or Wireline
Hydraulic Jet Pump	ดี	ดี	> 8° API	Wellhead Catcher or Wireline
Electrical Submersible Pump	แย่-ปานกลาง	แย่-ปานกลาง	> 10° API	Workover Rig

หมายเหตุ เป็นตารางสรุปและอธิบายเพิ่มเติมจากหัวข้อ

4.2.1 รูปแบบการผลิต

4.2.2 คุณสมบัติของของไหล

ตาราง 4.1 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (ต่อ)

อุปกรณ์ช่วยผลิต	การติดตั้งในหลุมเอียง	กำลังของเครื่องยนต์	ประสิทธิภาพโดยรวม (%)
Rod Pump	0-60° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	45-60
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	0-60° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	40-70
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	0-90° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	35-60
Gas Lift	0-70°	Compressor	10-30
Plunger Lift	80°	แรงดันทางธรรมชาติ	ไม่สามารถระบุได้
Hydraulic Piston Pump	0-90° หรือ < 15°/100 ft	ปั๊มความดันสูง	45-55
Hydraulic Jet Pump	0-90° หรือ < 24°/100 ft	ปั๊มความดันสูง	10-30
Electrical Submersible Pump	0-90° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	35-60

หมายเหตุ เป็นตารางสรุปและอธิบายเพิ่มเติมจากหัวข้อ

4.2.3 รูปแบบของหลุม

ตาราง 4.1 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (ต่อ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความลึก (ฟุต)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	การทำงานที่อุณหภูมิสูง (องศาฟาเรนไฮต์)	การทนต่อการกัดกร่อน
Rod Pump	100-16,000	20-5,000	550	ดี-ดีมาก
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	2,000-6,000	5-4,500	250	ปานกลาง-ดี
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	1,000-6,000	5-4,500	250	ปานกลาง-ดี
Gas Lift	5,000-15,000	250-30,000	400	ดี-ดีมาก
Plunger Lift	8,000-19,000	50-200	500	ดีมาก
Hydraulic Piston Pump	7,500-17,000	50-4,000	100-500	ดี
Hydraulic Jet Pump	5,000-15,000	300-15,000	100-500	ดีมาก
Electrical Submersible Pump	ได้ถึง 15,000	200-30,000	400	ดี

หมายเหตุ เป็นตารางสรุปและอธิบายเพิ่มเติมจากหัวข้อ

4.2.4 ลักษณะของแหล่งกักเก็บ

4.2.5 Long range recovery plan

4.2.6 ปัญหาในการดำเนินการ

บทที่ 5
การพัฒนาโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

5.1 วิเคราะห์ปัญหา

ขั้นตอนแรกของการพัฒนาโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต คือการอธิบายปัญหารายละเอียด วิธีการแก้ปัญหา กระบวนการ และผลลัพธ์นี้ ดังนี้

5.1.1 สิ่งที่ต้องการ

ในการผลิตน้ำมันโดยทั่ว ๆ ไป เมื่อผลิตผ่านไปสักระยะหนึ่งอัตราการผลิตน้ำมันที่ไหลโดยธรรมชาติ (Natural Flow) จะลดลง การที่จะเพิ่มอัตราและปริมาณการผลิตให้มากขึ้นจากธรรมชาติต้องใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) มาช่วยหรือพาน้ำมันขึ้นจากก้นหลุมได้มากและมีประสิทธิภาพผลักดันมากขึ้น แต่การที่จะทราบว่าจะใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดไหนจึงจะเหมาะสมและมีประสิทธิภาพมากที่สุดนั้นจะต้องมีการศึกษา วิเคราะห์และออกแบบ ซึ่งจะต้องใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยในการวิเคราะห์ผลให้เร็วขึ้น ความเหมาะสมในการใช้อุปกรณ์ช่วยผลิต (Artificial lift) แต่ละชนิด และวิธีการย่อมแตกต่างกันออกไปสำหรับแหล่งน้ำมันแต่ละแหล่งขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของแหล่งน้ำมันและปัจจัยอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง จึงมีความจะเป็นที่จะให้การศึกษาครั้งนี้ได้ผลการศึกษามาบูรณการ (Integration) เปรียบเทียบหาความเหมาะสมที่เกิดประสิทธิภาพและประโยชน์สูงสุดต่อแหล่งน้ำมันในประเทศไทย ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาผลิตน้ำมันของประเทศให้มีประสิทธิภาพและเกิดประโยชน์สูงสุดต่อไป ดังนั้น จุดประสงค์หลักของรายงานชิ้นนี้ คือ การพัฒนาโปรแกรมโดยใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6 สำหรับแหล่งน้ำมันในประเทศไทย ประกอบด้วย Electrical Submersible Pump, Intermittent Flow Gas Lift และ Sucker rod pump

5.1.2 การแสดงผล

ก. แสดงรายละเอียดของขั้นตอนการออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด

ข. แสดงรายละเอียดของเครื่องมือ อุปกรณ์พื้นฐานและข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการติดตั้งระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด

ค. สามารถบันทึกและพิมพ์ในรูปของข้อมูลและเอกสาร เพื่อทำการศึกษาวิเคราะห์และเปรียบเทียบได้

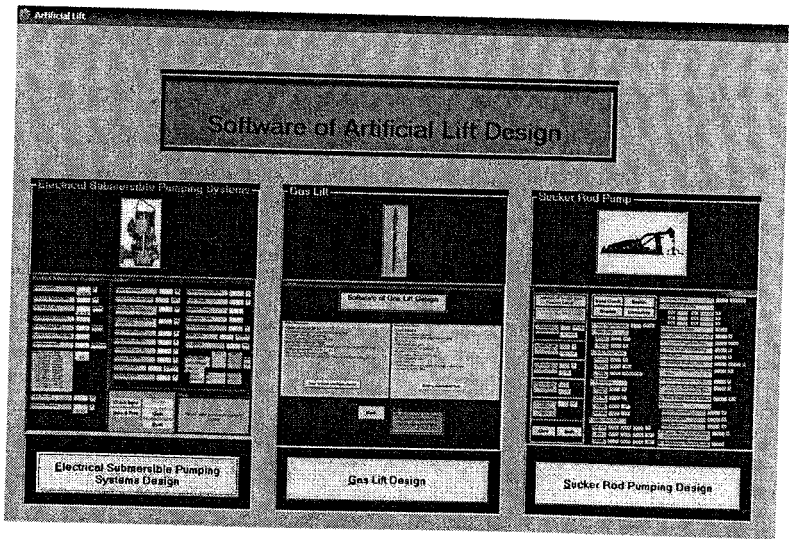
นอกจากนี้ ลักษณะและรายละเอียด แสดงอยู่ในรูปภาพ 5.1–5.2 ประกอบด้วยหน้
หลัก, หน้ารอง, หน้าย่อย, ข้อความให้ความช่วยเหลือ, ปุ่มใช้งานต่าง ๆ และขั้นตอนของการใ
โปรแกรม

5.1.2.1 หน้าหลัก

หน้าหลักของโปรแกรมประกอบด้วย 2 ส่วนใหญ่ ๆ ซึ่งได้แก่ ข้อความ
แนะนำและช่วยเหลือ (สีเขียว) และหน้ารองอีก 3 หน้า (ประกอบด้วยหน้ารองของโปรแกรม
ออกแบบระบบ Electrical Submersible Pump, Intermittent Flow Gas Lift และ Sucker Rod Pump)
ตามรูปภาพ 5.1 นอกจากนี้ในแต่ละหน้ารองยังมีคำอธิบายอย่างง่าย ๆ ให้กับผู้ใช้โดยมีรูปภาพของ
ระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต, รูปแบบโปรแกรมออกแบบอย่างคร่าว ๆ และปุ่มเลือกเข้าสู่โปรแกรม
ออกแบบ นอกจากนี้ยังได้มีการพัฒนาปุ่มลัดเพื่อความรวดเร็วและสะดวกสบายสำหรับผู้ใช้ที่
ต้องการอีกด้วย ตามตารางที่ 5.1

ตาราง 5.1 ปุ่มลัดในการเข้าโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด

ปุ่มลัด	โปรแกรม
ALT + E	ELECTRICAL SUBMERSIVBLE PUMP
ALT + I	INTERMITTENT FLOW GAS LIFT
ALT + S	SUCKER ROD PUMP



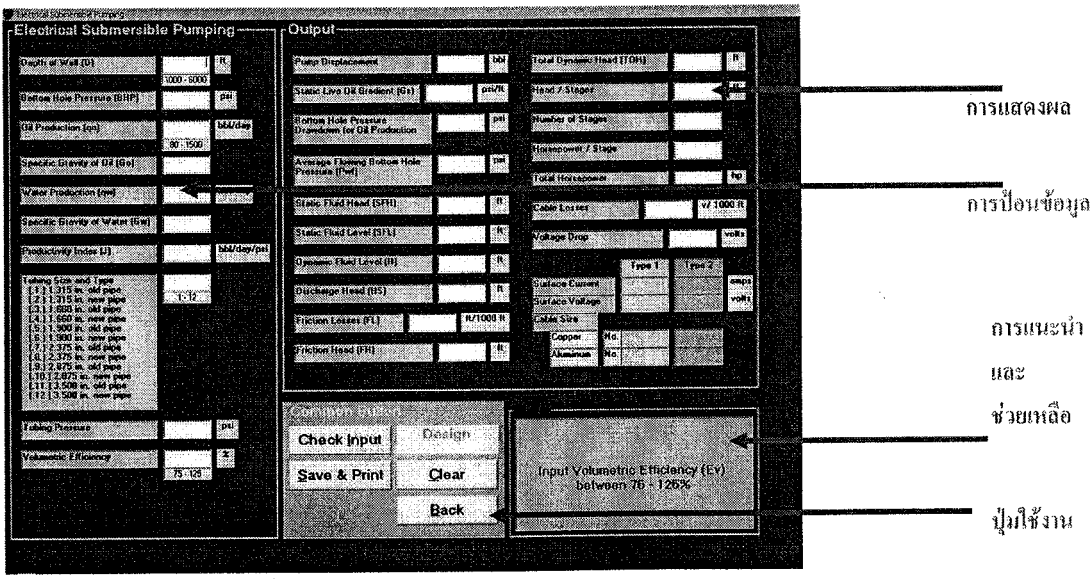
รูปที่ 5.1 หน้าหลักโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

5.1.2.2 หน้ารองของการออกแบบโปรแกรมออกแบบอุปกรณ์ระบบช่วยผลิตแต่ละชนิด

ในแต่ละโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต จะถูกพัฒนาและประกอบด้วย 4 หน้าที่ ในแต่ละหน้าที่ถูกแสดงและอธิบายโดยใช้สีตามตาราง 5.2 และรูปภาพ 5.2

ตาราง 5.2 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสีกับหน้าที่

สี	หน้าที่
ส้ม	การป้อนข้อมูล: ผู้ใช้ต้องป้อนข้อมูลความระมัดระวังลงในกล่องสีขาว ซึ่งอยู่ในกรอบสีส้ม และในบางตัวแปรจะมีการแนะนำให้ป้อนข้อมูลอยู่ในช่วงที่กำหนด
เขียว	การแสดงผล: แสดงขั้นตอนการออกแบบ, เครื่องมือ อุปกรณ์พื้นฐานและข้อมูลที่จำเป็น ซึ่งอยู่ในกรอบสีเขียว
เทา	ปุ่มใช้งาน: ประกอบด้วยปุ่ม Check Input, Design, Save & Print, Clear และ Back
ชมพู	ข้อควรแนะนำและช่วยเหลือ : ผู้ใช้จะถูกแนะนำและช่วยเหลือโดยป้ายข้อความสีชมพู ข้อความเหล่านี้จะถูกเปลี่ยนไปสู่อีกข้อความ ภายใน 4 วินาที



รูปที่ 5.2 โปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

5.1.3 การป้อนข้อมูล

ในการพัฒนาโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต สมการ, ฐานข้อมูลและขั้นตอนการออกแบบของแต่ละวิธีของระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตจะถูกศึกษาและวิเคราะห์เพื่อเตรียมเป็นข้อมูลที่ต้องการพื้นฐาน ตามตาราง 5.3

ตาราง 5.3 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานของแต่ละระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

เงื่อนไข	ตัวแปร	รูปแบบ		
		ESP	IFGL	SRP
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/วัน)	/	/	/
	ดัชนีวัดการผลิต (บาร์เรล/วัน/psi)	/	/	/
	อัตราการผลิตน้ำ (บาร์เรล/วัน)	/	/	/
แหล่งกักเก็บ	ความดันก้นหลุม (psi)	/	/	/
	อุณหภูมิก้นหลุม (องศาฟาเรนไฮต์)		/	
	สัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน (SCF/STB)		/	/
	ความถ่วงเพาะของน้ำมัน	/	/	/
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	/	/	/
หลุมผลิต	ความลึก (ฟุต)	/	/	/
	ขนาด, รูปแบบ, ความดันของ Tubing (นิ้ว, - , PSI)	/	/	
อื่น	ช่วงของการอัดก๊าซ (นาที)		/	
	ขีดจำกัด Endurance Rod (psi)			/
	Liquid slug (%)		/	
	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่อัดอุณหภูมิ		/	
	พื้นผิว (องศาฟาเรนต์ไฮต์)		/	
	ประสิทธิภาพการปั๊ม (%)	/		/

5.1.4 การประกาศตัวแปร

ตัวแปรที่ประกาศเหล่านี้ทำหน้าที่ต่าง ๆ กัน อันประกอบด้วย ตัวแปรที่เป็นตัวแทนของการป้อนข้อมูล, การแสดงผล, การคำนวณ, กระบวนการและการประมวลผล ตัวแปรและความหมายของตัวแปรของแต่ละระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต เป็นไปได้ดังนี้

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

ระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต	การป้อนข้อมูล		การแสดงผล		อื่นๆ	
	ตัวแปร	ความหมาย	ตัวแปร	ความหมาย	ตัวแปร	ความหมาย
Electrical submersible pump	d	ความลึก	pd	เป้าหมายการผลิต	Response	กล่องข้อความ
	bhp	ความดันก้นหลุม	gs	สัดส่วนความดันต่อความลึกอยู่นิ่งของน้ำมัน	Again	กล่องข้อความ
	qo	อัตราการผลิตน้ำมัน				
	go	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	dd	ผลต่างความดันก้นหลุม		
	qw	อัตราการผลิตน้ำ	pwf	ความดันก้นหลุมเฉลี่ย		
	gw	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	sfh	Head ของของไหลอยู่นิ่ง		
	j	ดัชนีชี้วัดการผลิต	sfl	ระดับของของไหลอยู่นิ่ง		
	tst	ขนาดและรูปแบบ Tubing	h	ระดับของของไหลเคลื่อนที่		
	pt	ความดันภายใน Tubing				
	ev	ประสิทธิภาพการปั๊ม	hs	Discharge Head		
			fl	แรงเสียดทานสูญเสีย		
			fh	แรงเสียดทานของ Head		
			tdh	Head เคลื่อนที่ทั้งหมด		
			hes	Head/Stages		
			ns	จำนวนของ Stage		

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต (ต่อ)

Artificial lift system	Input		Output		Other	
	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning
			hps	แรงม้า/Stage		
			thp	แรงม้าทั้งหมด		
			cl	แรงดันไฟฟ้าสูญเสียต่อระยะลึก 1,000 ฟุต		
			vd	แรงดันไฟฟ้าตกคร่อม		
			sc1 & sc2	กระแสไฟฟ้าที่พื้นผิวแบบที่ 1 และ 2		
			sv1 & sv2	แรงดันไฟฟ้าที่พื้นผิวแบบที่ 1 และ 2		
			cu1 & cu2	ขนาดของสายไฟฟ้าทองแดงแบบที่ 1 และ 2		
			al1 & al2	ขนาดของสายไฟฟ้าอลูมิเนียมแบบที่ 1 และ 2		
Intermittent flow gas lift	d pws	ความลึก ความดันก้นหลุมอยู่นิ่ง	gs	สัดส่วนความดันต่อความลึกอยู่นิ่งของน้ำมัน		

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต (ต่อ)

Artificial lift system	Input		Output		Other	
	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning
Intermittent flow gas lift	qo	อัตราการผลิตน้ำมัน	dd	ผลต่างความดันก้นหลุม	Response	กล่องข้อความ
	go	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	pwf	ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	Again	กล่องข้อความ
	qw	อัตราการผลิตน้ำ	sfh	Head ของของไหลอยู่นิ่ง ร่วมกับความดันภายใน Tubing	min_dif	ความแตกต่างต่ำสุดของความดัน
	gw	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ			ppc	ความดันของก๊าซ Critical Psedu
	gg	ความถ่วงจำเพาะของการอัดก๊าซ	sfl	ระดับของไหลอยู่นิ่ง ร่วมกับความดันภายใน Tubing	tpc	อุณหภูมิของก๊าซ Critical Psedu
	j	ดัชนีชี้วัดการผลิต			denpr	ความหนาแน่นของก๊าซ Reduce Psedu
	ts	ขนาดของ Tubing	hh	Hydrostatic Head	ppr	ความดันของก๊าซ Reduce Psedu
	pt	ความดันภายใน Tubing	wfl	ระดับของไหลทำงาน	tpr	อุณหภูมิของก๊าซ Reduce Psedu
	tavg	อุณหภูมิเฉลี่ยของ Tubing	nc	จำนวนรอบการอัดก๊าซ	z1 - z10	$1^{st} - 10^{th}$ Compressibility
	ct	ช่วงของการอัดก๊าซ	noc	ปริมาณการผลิตน้ำมันต่อรอบ		
	fb	ปริมาณน้ำมันที่จะตกลงสู่ก้นหลุมเมื่ออัดด้วยก๊าซ	vss	ปริมาณการ Slug เริ่มแรก		
			ct	ประสิทธิภาพของ Tubing		

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต (ต่อ)

Artificial lift system	Input		Output		Other	
	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning
			sl	ระยะ Slug		Factor
			bwfl	ระยะปฏิบัติการวาล์วภายใต้ระดับของไหลทำงาน		
			dov	ระยะปฏิบัติการวาล์ว		
			ptov	ความดันภายใน Tubing ปฏิบัติการวาล์ว		
			vop	ปริมาตรของน้ำมันใน Tubing		
			ss	ช่องว่างที่เกิดจากก๊าซตั้งแต่เริ่ม Slug ไปจนถึงพื้นผิว		
			pus	ความดันภายใต้ Slug		
			pgi	ความดันเฉลี่ยของก๊าซที่อัด		
			z	Compressibility Factor ของก๊าซที่อัด		

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต (ต่อ)

Artificial lift system	Input		Output		Other	
	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning
			gr	ปริมาณก๊าซอย่างต่ำที่สุดที่ใช้ผลิตน้ำมัน		
			gior	สัดส่วนก๊าซที่ใช้ผลิตน้ำมันต่อน้ำมันที่ผลิตอย่างต่ำที่สุด		
Sucker Rod Pump	qo	อัตราการผลิตน้ำมัน	pd	เป้าหมายการผลิต	Response	กล่องข้อความ
	d	ความลึก	pud	ข้อมูลปั้ม	Again	กล่องข้อความ
	ev	ประสิทธิภาพของปั้ม	api	ขนาด API		
	go	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	str	ช่วงชัก		
	e	ขีดจำกัด Endurance ของ Sucker Rods	pg	ข้อมูล Plunger		
			dpg	เส้นผ่านศูนย์กลางของ Plunger		
			Apg	พื้นที่ของ Plunger		
			pc	ค่าคงที่ของปั้ม		
			td	ข้อมูลของ Tubing		

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต (ต่อ)

Artificial lift system	Input		Output		Other	
	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning
			nst	เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของ Tubing		
			ot	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของ Tubing		
			wt	น้ำหนักของ Tubing		
			wat	พื้นที่ของ Tubing		
			srd	ข้อมูลของ Sucker Rod		
			rs1, rs2 and rs3	ขนาดของ Rod ที่ 1 - 3		
			asr1, asr2 and asr3	พื้นที่ของ Rod ที่ 1 - 3		
			wsr1, wsr2 and wsr3	น้ำหนักของ Rod ที่ 1 - 3		
			ps	ความเร็วของปั๊ม		
			srs	สัดส่วนของ Rod String		

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต (ต่อ)

Artificial lift system	Input		Output		Other	
	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning
			af	ปัจจัยในการเร่งของปั๊ม		
			ep	ความยาวของ Effective Plunger Stroke		
			pqo	อัตราการผลิตน้ำมันที่จะผลิตได้		
			dwr	Dead Weight ของน้ำหนัก Rod		
			fl	น้ำหนักของของไหล		
			ppr	น้ำหนักของ Polished Rod สูงสุด		
			Ms	ความเค้นสูงสุดที่ Rod String ตัวบนสุด		
			ice	ผลกระทบของ Counterbalance อุดมคติ		
			pt	แรงบิดสูงสุดบน Gear		

ตาราง 5.4 การประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต (ต่อ)

Artificial lift system	Input		Output		Other	
	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning	Parameter	Meaning
				Reducer		
			pm	แหล่งกำลังหลัก		
			hh	แรงม้า Hydraulic		
			fh	แรงม้าเสียดทาน		
			bh	แรงม้าหยุดการทำงาน		
			sp	ความเร็วปั้ม Synchronous		

5.1.5 ขั้นตอนการใช้โปรแกรมออกแบบช่วยผลิต

1. ผู้ใช้ต้องป้อนข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานอย่างระมัดระวังในกล่องสีแดง ซึ่งอยู่ในกลุ่มของกรอบสีส้ม

2. กด Check Input ถ้าโปรแกรมแสดงกล่องข้อความ "Clear and go to design" ปุ่ม Design จะปรากฏ แต่ถ้าไม่แสดงให้ผู้ใช้กลับไปตรวจสอบการป้อนข้อมูลว่า ไปตามที่กำหนดไว้หรือไม่

3. กด Design แล้วโปรแกรมจะทำการประมวลผลลัพธ์ของขั้นตอน, การออกแบบ, ข้อมูลอุปกรณ์และเครื่องมือพื้นฐานที่จำเป็นของระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตชนิดนั้นๆ

4. ผู้ใช้สามารถบันทึกและพิมพ์ข้อมูลทั้งในส่วนของการป้อนข้อมูลและการแสดงผลได้ทั้งในรูปแบบของ File และงานเอกสาร โดยกดปุ่ม Save & Print

5. ถ้าผู้ใช้ต้องการล้างหน้าจอ สามารถกดปุ่ม Clear ได้

5.2 ผังงาน

การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการวางแผนลำดับงานเพื่อให้เข้าใจระบบการประมวลผลของโปรแกรม ดังนั้น กระบวนการเหล่านี้จะถูกอธิบายในรูปของผังงานที่ต้องประกอบไปด้วยการป้อนข้อมูล, การตรวจสอบข้อมูลที่นำเข้า, การคำนวณ, การเชื่อมต่อกับฐานข้อมูล และการแสดงผล ดังแสดงไว้ดังนี้

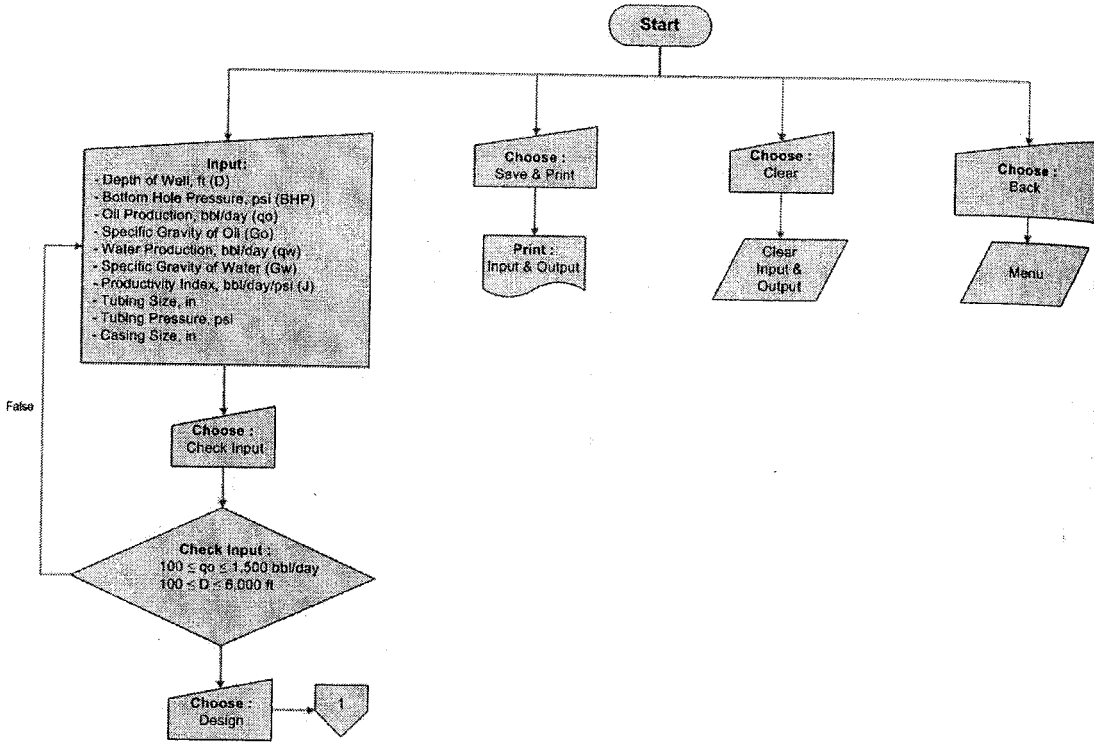
5.2.1 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump

ผังงานของโปรแกรมนี้จะประกอบไปด้วยตัวแปรของข้อมูลที่ใช้ป้อนและแสดงผล, สมการและฐานข้อมูลซึ่งเป็นไปตามตาราง 5.5

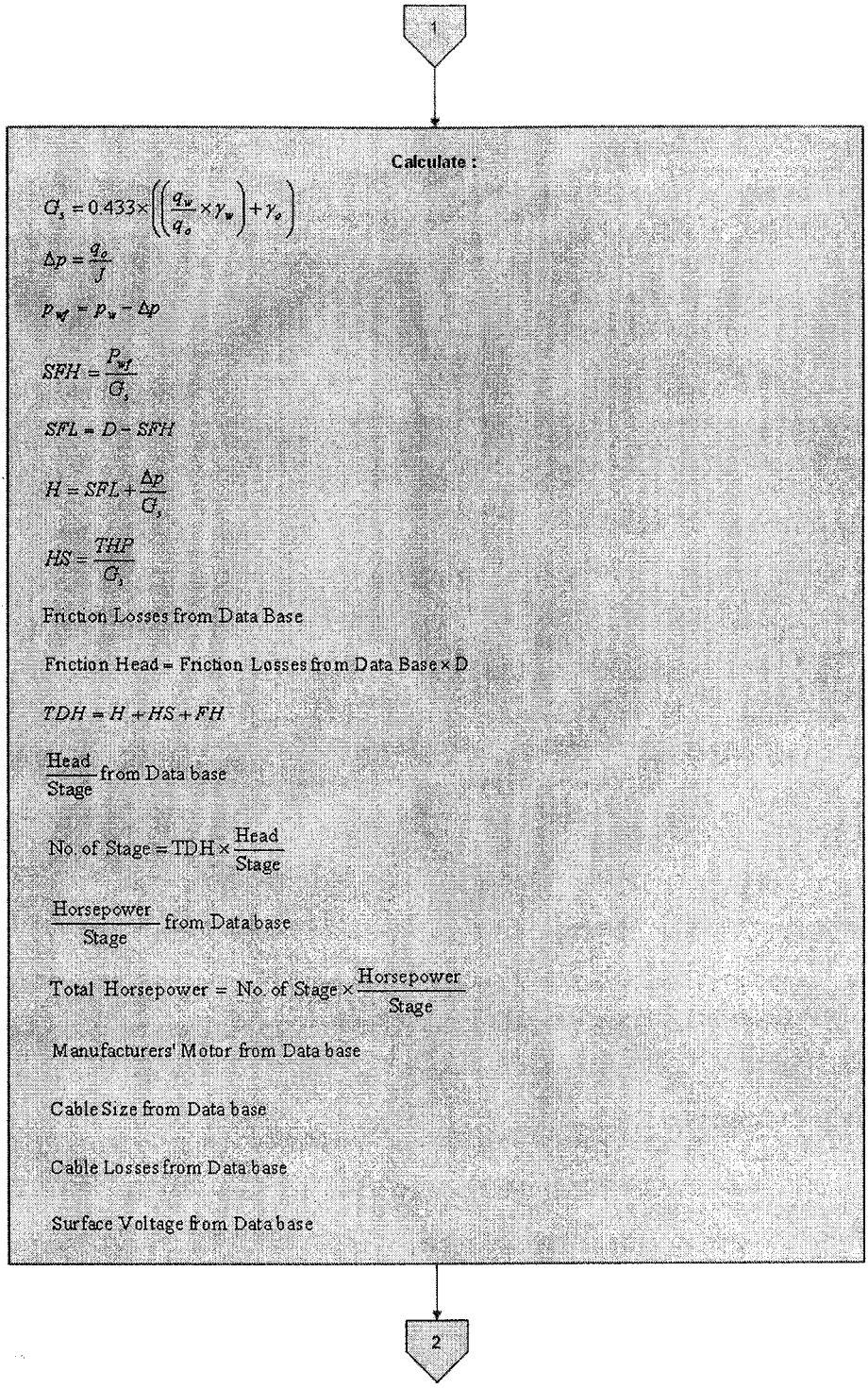
ตาราง 5.5 ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

Electrical submersible pump

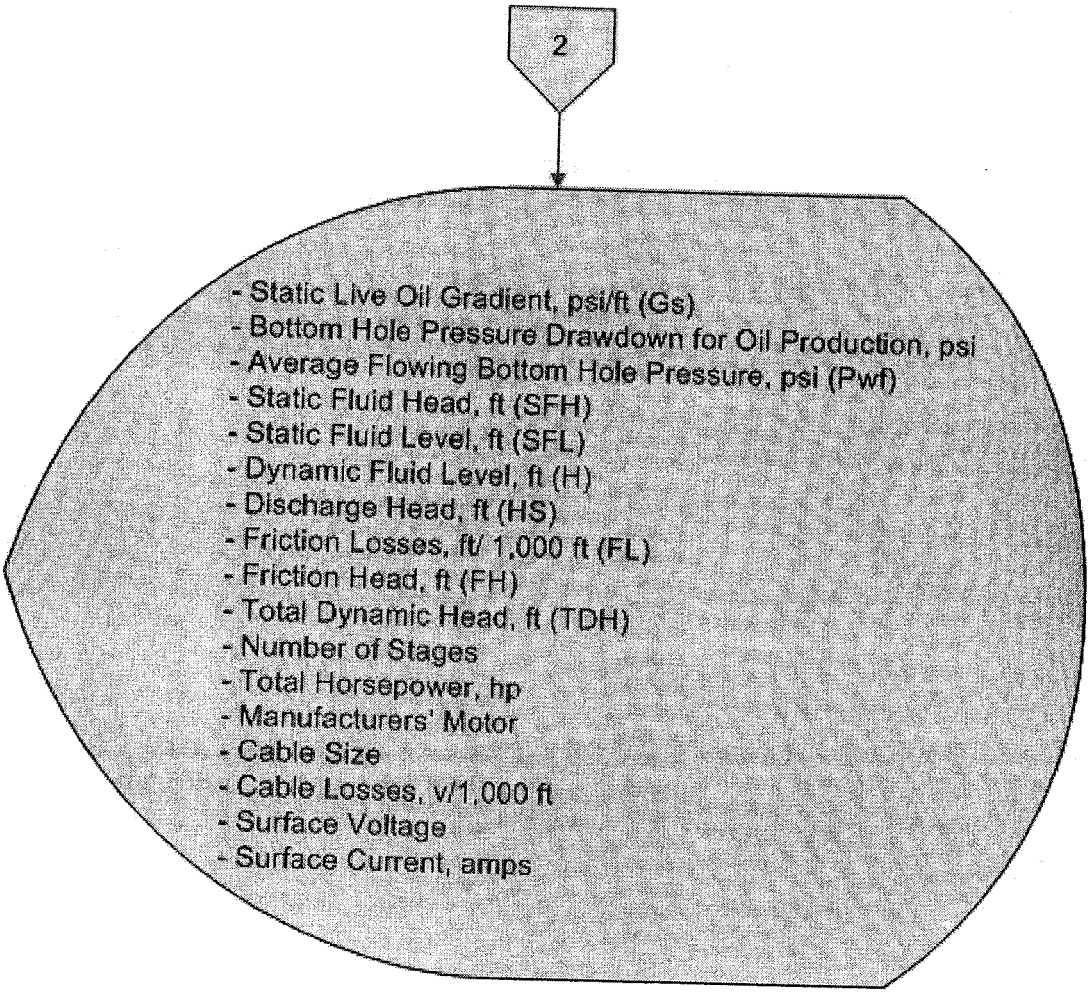
Type	Number	Remark
การป้อนข้อมูล	11	-
สมการ	41	-
ฐานข้อมูล	19	Electrical submersible pump's catalog
การแสดงผล	25	-



รูปที่ 5.3 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump



รูปที่ 5.3 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump (ต่อ)



รูปที่ 5.3 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump (ต่อ)

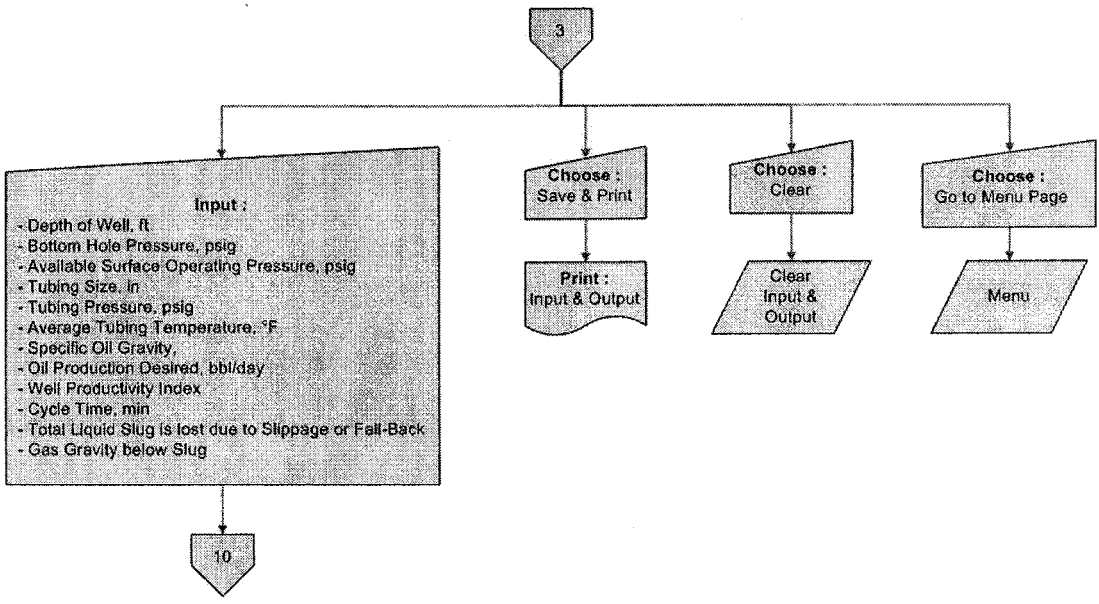
5.2.2 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent flow gas lift

ผังงานของโปรแกรมนี้จะประกอบไปด้วยตัวแปรของข้อมูลที่ใช้ป้อนและแสดงผล, สมการและฐานข้อมูล ซึ่งเป็นไปตามตาราง 5.6

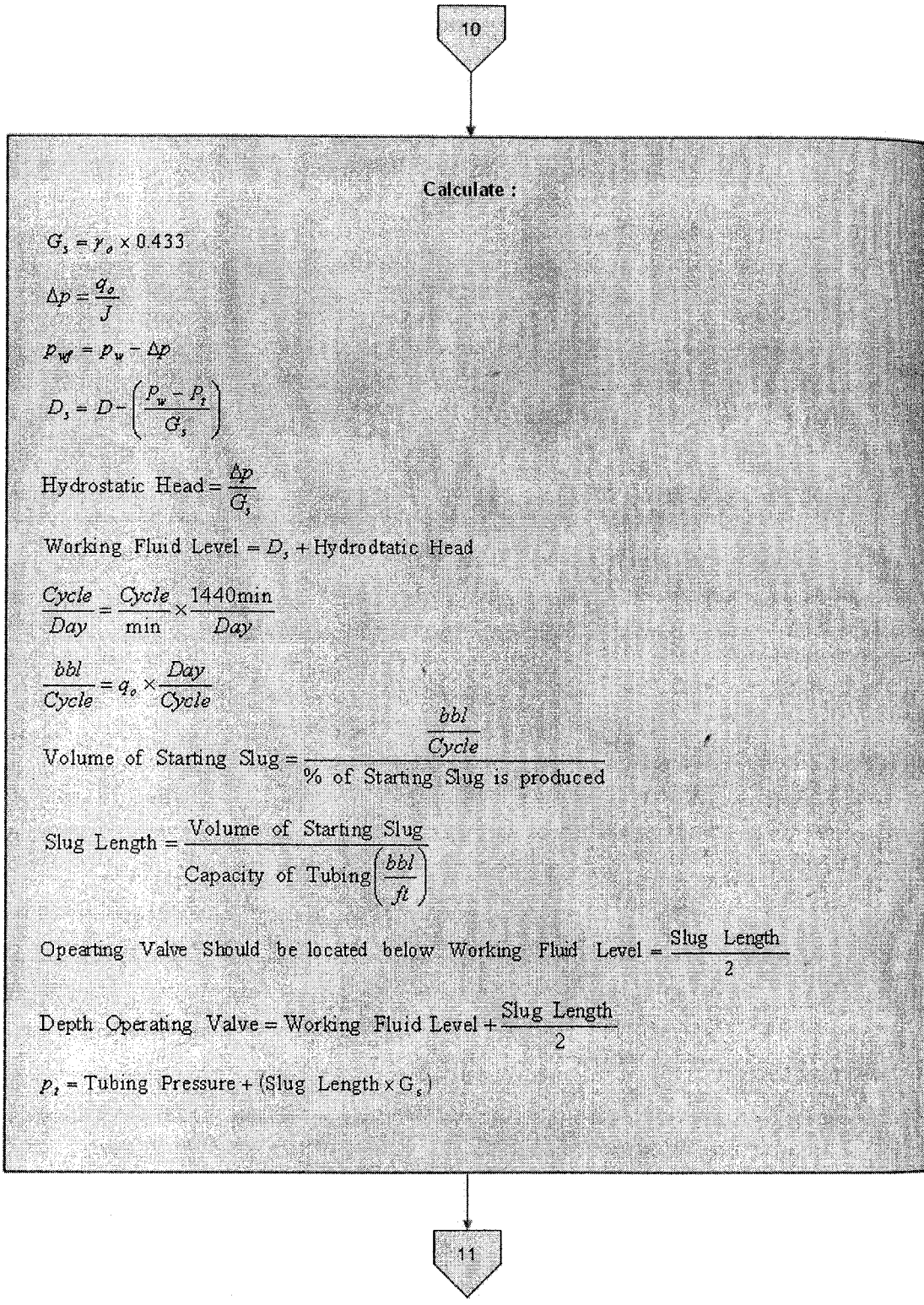
ตาราง 5.6 ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต

Intermittent flow gas lift

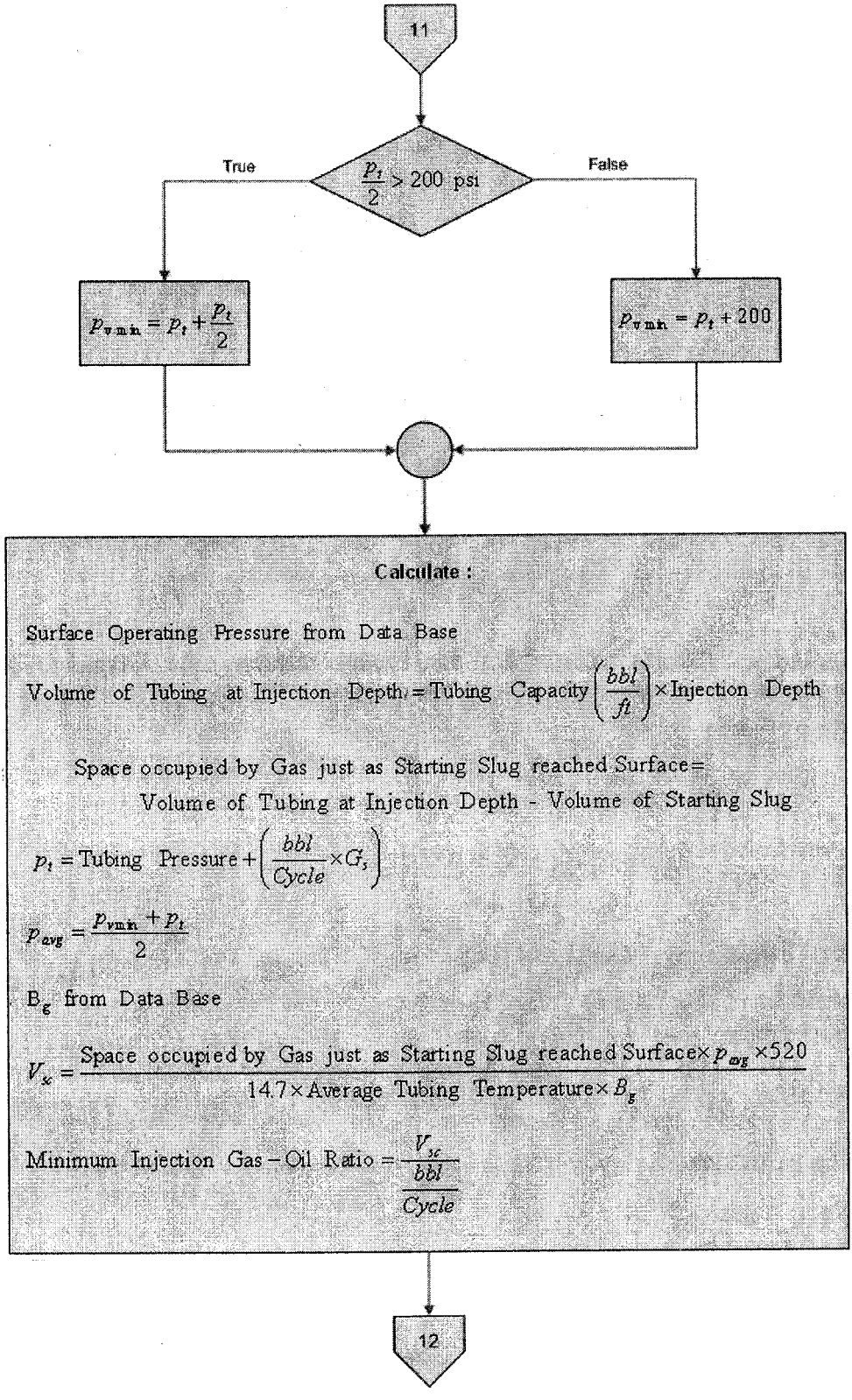
Type	Number	Remark
การป้อนข้อมูล	13	-
สมการ	49	-
ฐานข้อมูล	1	Capacity of tubing's catalog
การแสดงผล	24	-



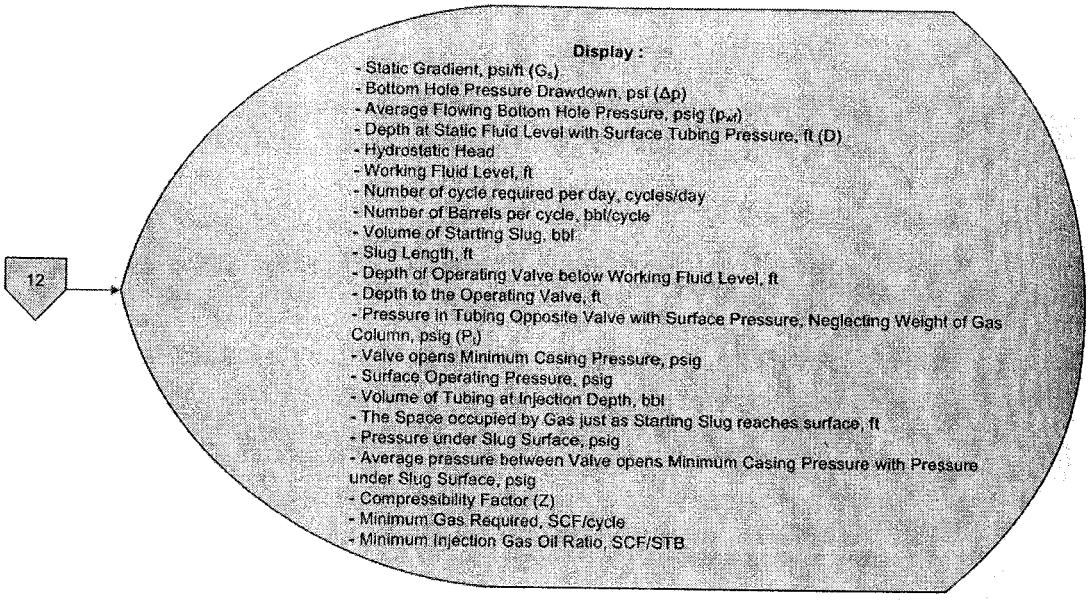
รูปที่ 5.4 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent flow gas lift



รูปที่ 5.4 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent flow gas lift (ต่อ)



รูปที่ 5.4 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent flow gas lift (ต่อ)



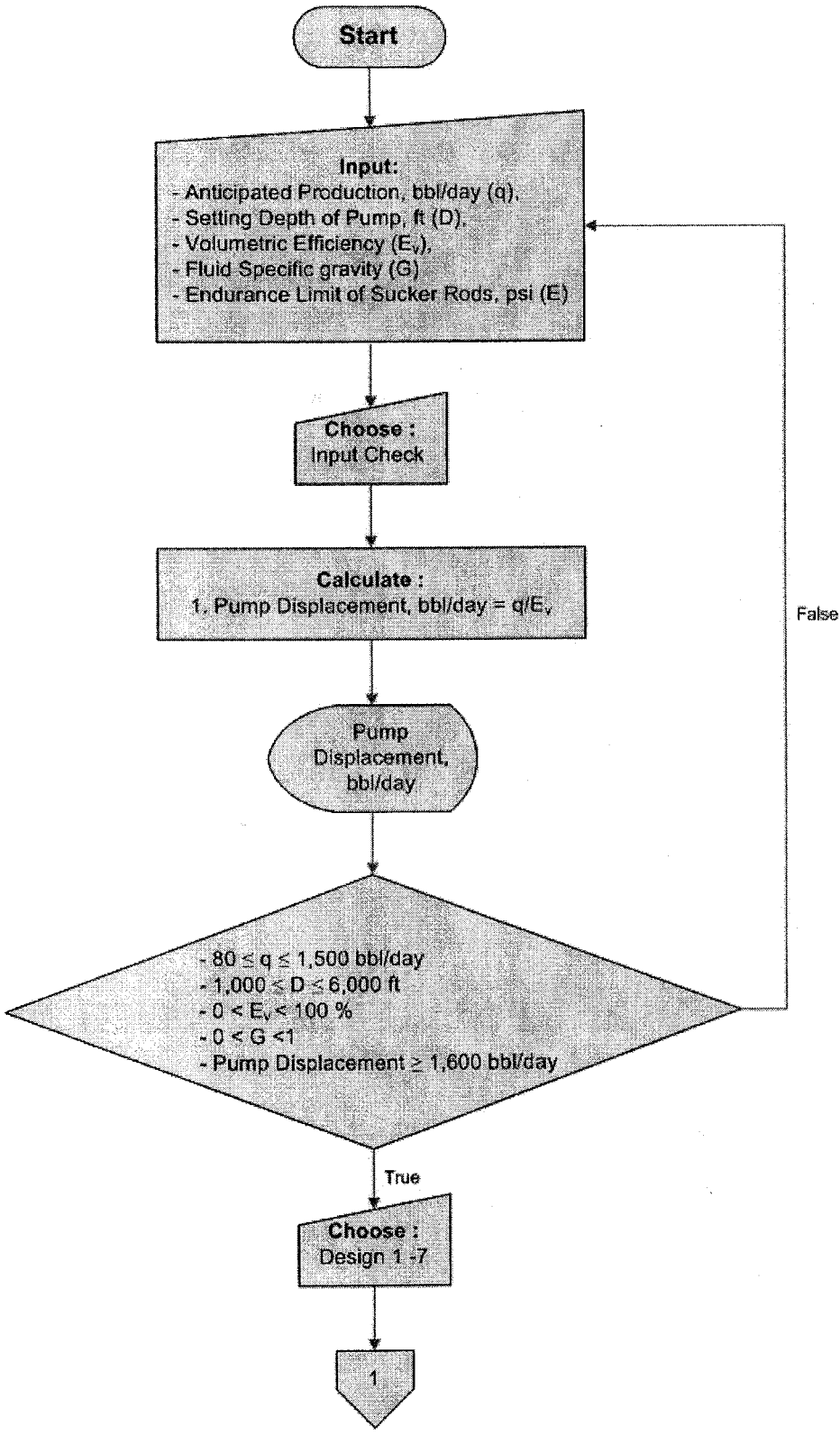
รูปที่ 5.4 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent flow gas lift (ต่อ)

5.2.3 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump

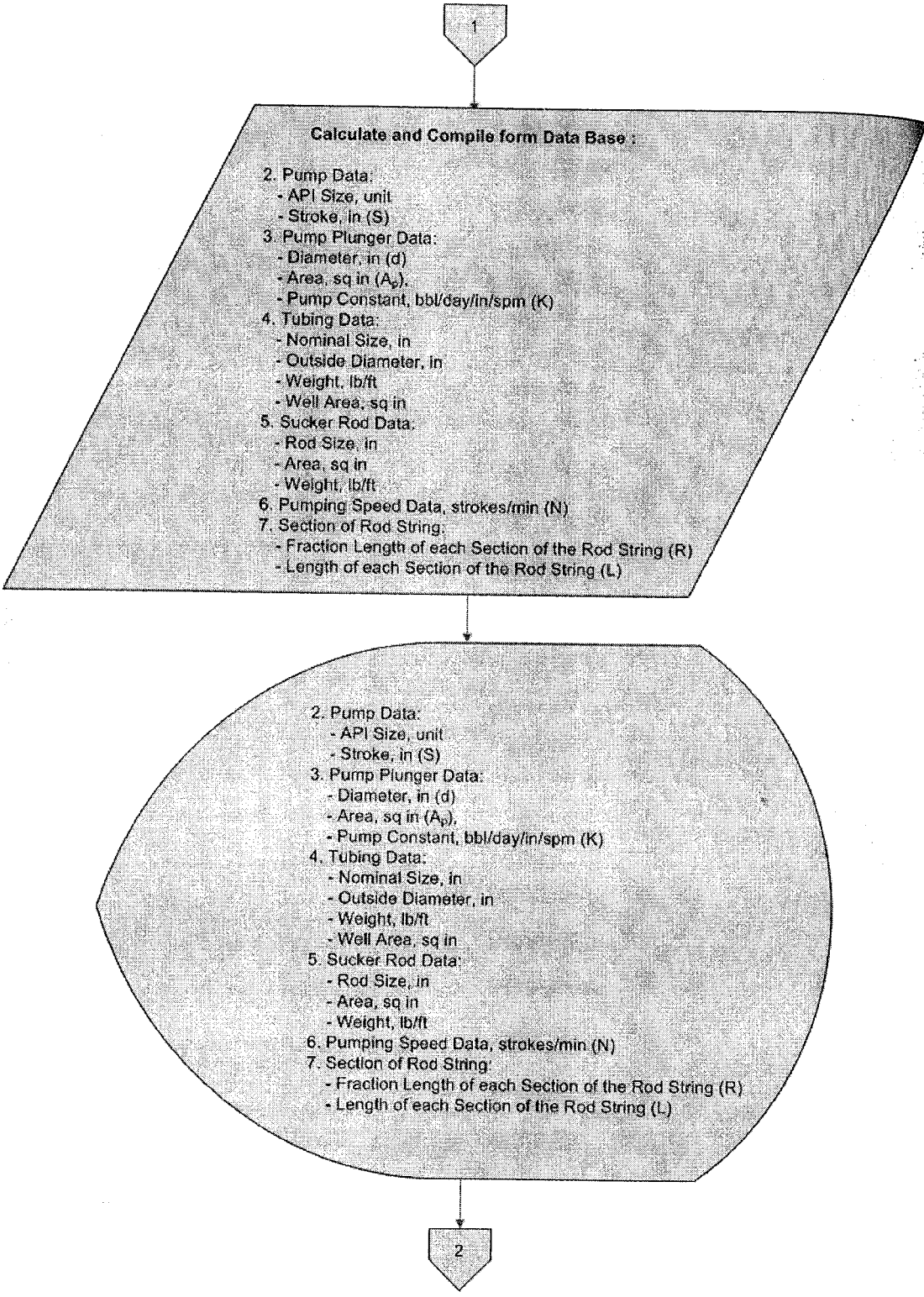
ผังงานของโปรแกรมนี้จะประกอบไปด้วยตัวแปรของข้อมูลที่ใช้ป้อนและแสดงผล, สมการและฐานข้อมูล ซึ่งเป็นไปตามตาราง 5.6

ตาราง 5.7 ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump

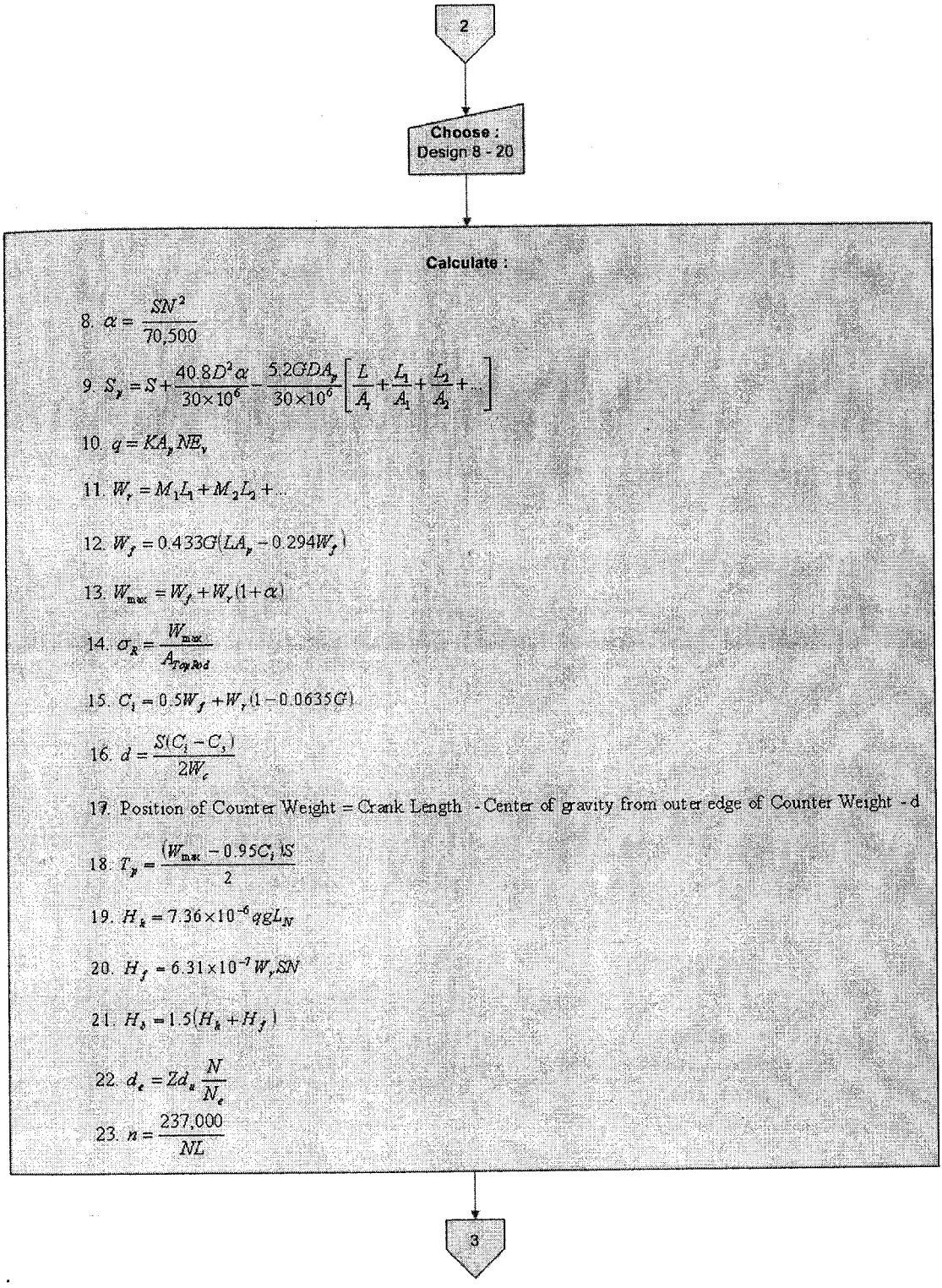
Type	Number	Remark
การป้อนข้อมูล	5	-
สมการ	79	-
ฐานข้อมูล	62	Lufkin's catalog
การแสดงผล	40	-



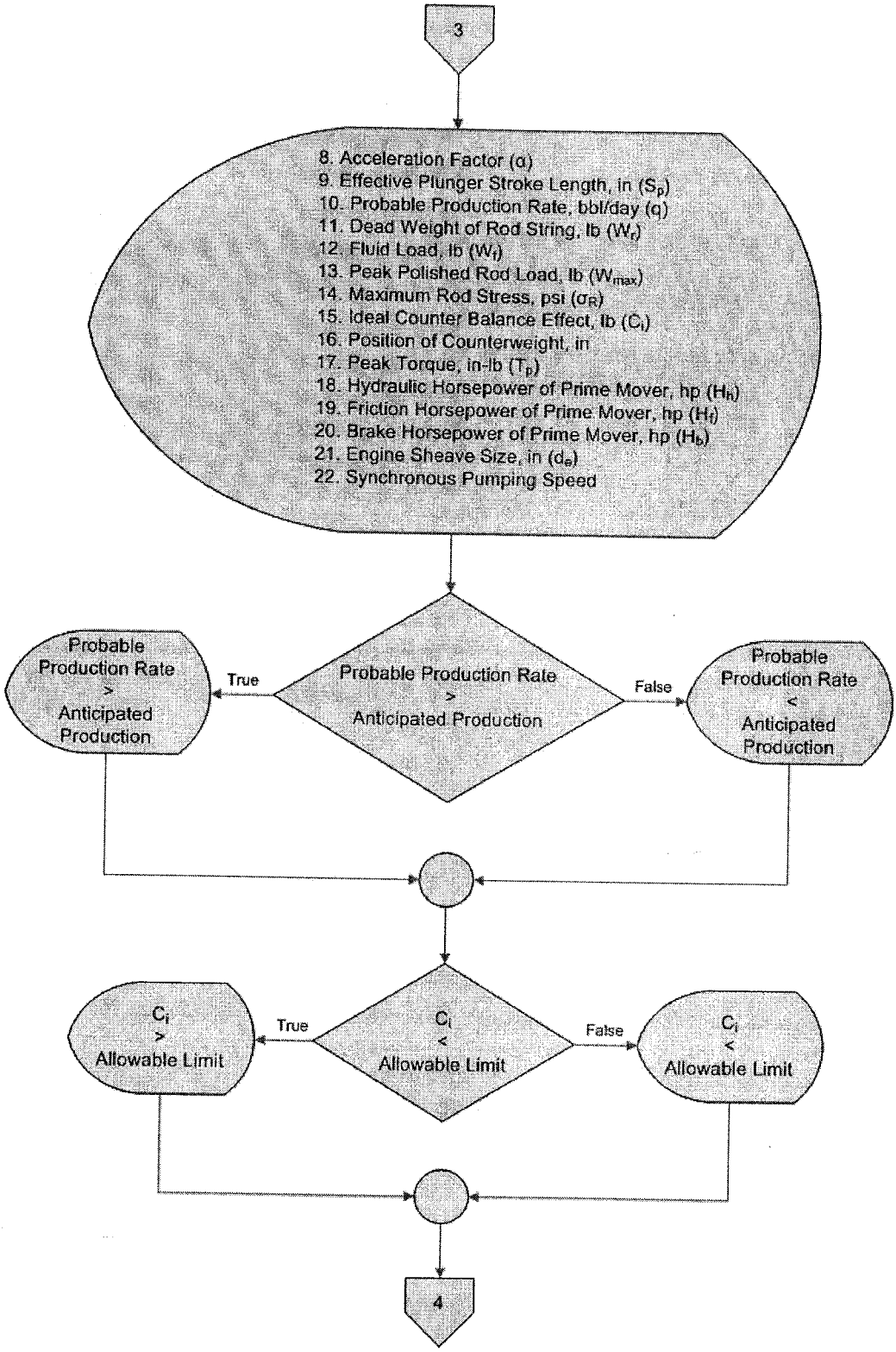
รูปที่ 5.5 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump



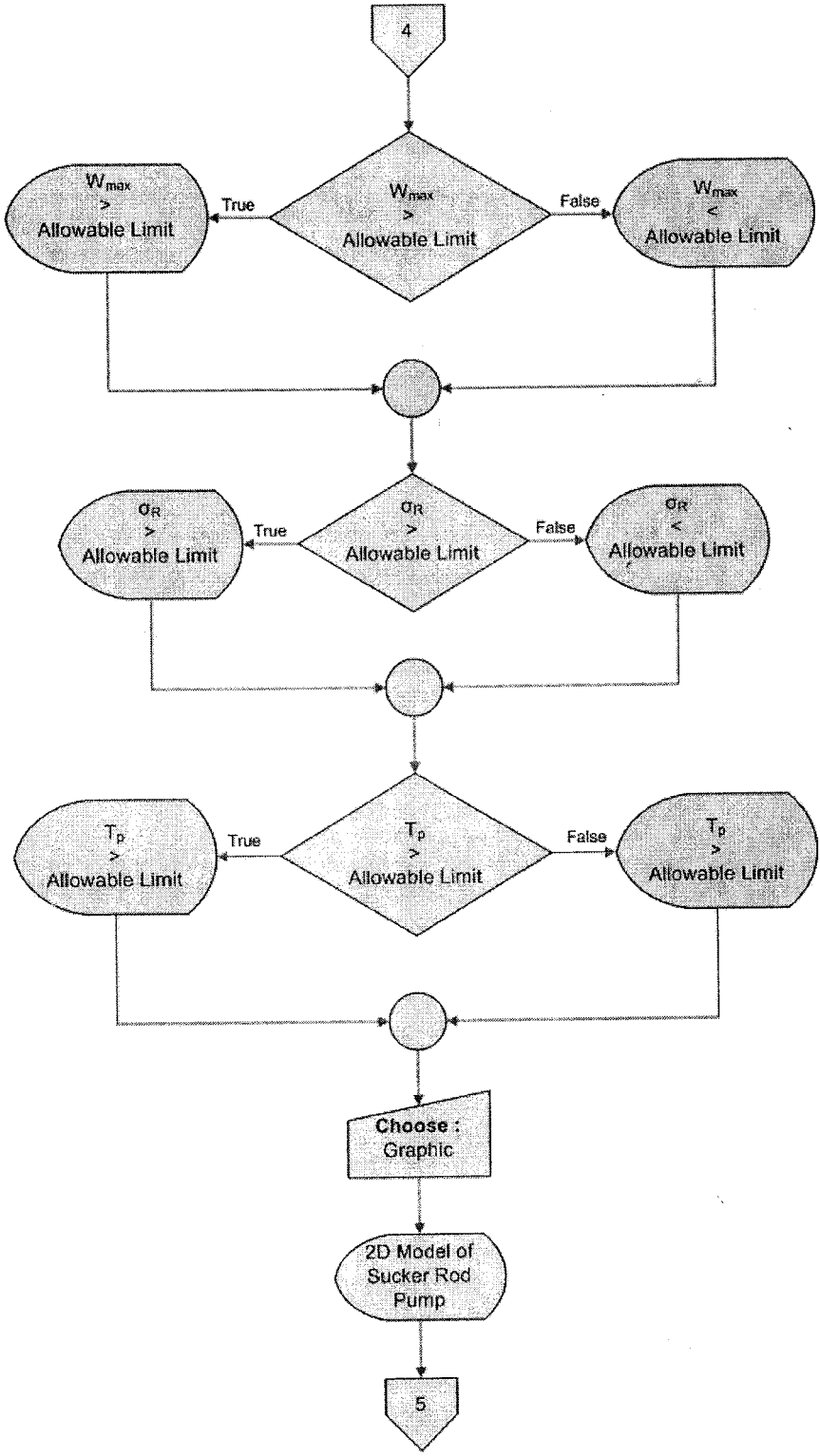
รูปที่ 5.5 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump (ต่อ)



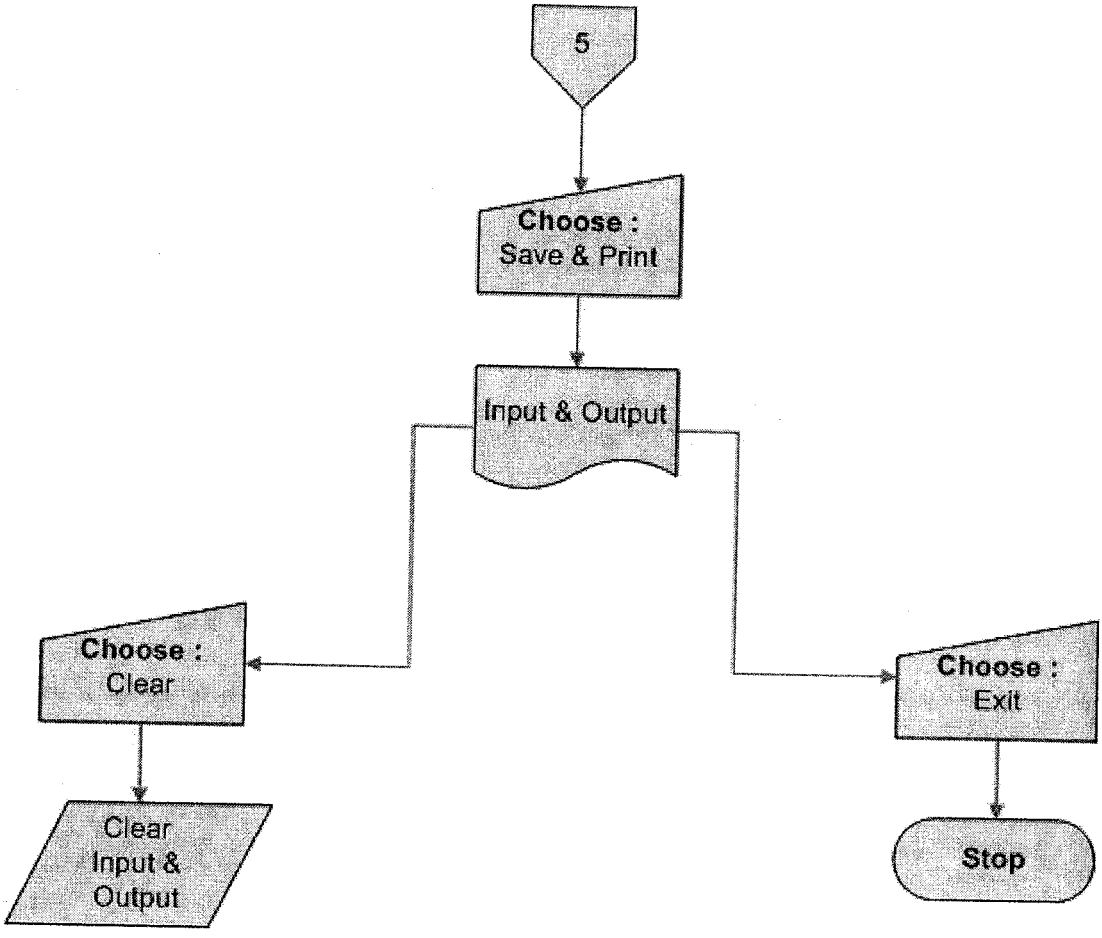
รูปที่ 5.5 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump (ต่อ)



รูปที่ 5.5 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump (ต่อ)



รูปที่ 5.5 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump (ต่อ)



รูปที่ 5.5 ผังงานโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker rod pump (ต่อ)

5.3 โปรแกรม

หลังจากที่ได้มีการวิเคราะห์ปัญหาและเขียนผังงานขึ้นมาแล้ว ขั้นตอนต่อไปคือการพัฒนาโปรแกรมให้เป็นไปตามแผนที่วางไว้อันประกอบด้วย รหัสของหน้าหลัก และหน้ารองของการออกแบบ Electrical Submersible pump, Intermittent Flow Gas Lift และ Sucker Rod Pump นอกจากนี้ในแต่ละหน้ารองของการออกแบบ ยังประกอบไปด้วยรหัสของคำสั่งหลัก เช่น รหัสตรวจสอบข้อมูล, ออกแบบ, บันทึกและพิมพ์ ล้างหน้าจอ และกลับไปหน้าหลัก สุดท้ายคือรหัสของข้อความแนะนำและช่วยเหลือผู้ใช้ซึ่งทั้งหมดแสดงไว้ ดังนี้ ตามภาคผนวก ค

5.4 การทดสอบโปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิตที่พัฒนาขึ้น

ในการทดสอบจะเป็นการเปรียบเทียบระหว่างโปรแกรมที่ถูกพัฒนาขึ้นและการคำนวณด้วยเครื่องคิดเลข ซึ่งแบ่งออกเป็นแต่ละระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้

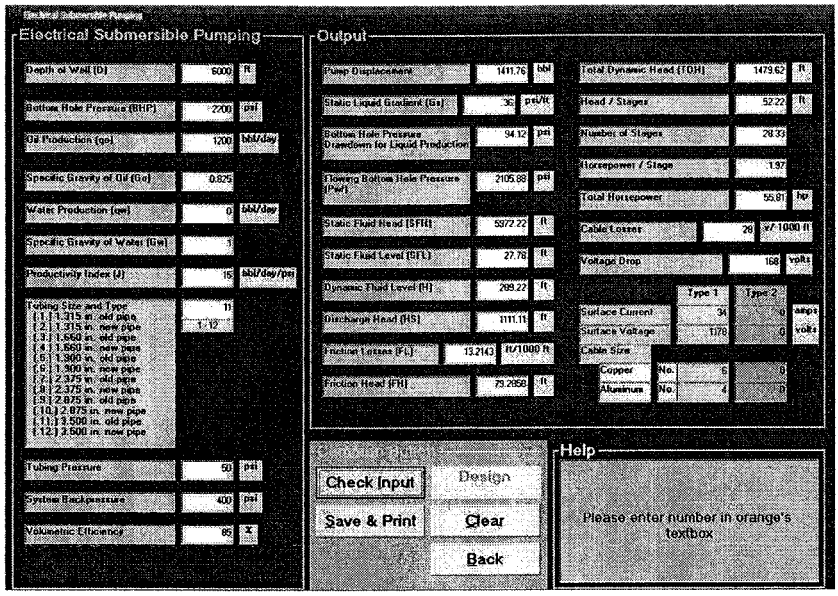
5.4.1 โปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical Submersible Pump

ตาราง 5.8 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบโปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical Submersible Pump

เงื่อนไข	ตัวแปร	จำนวน	หน่วย
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำมัน	1,200	บาร์เรล/วัน
	ดัชนีวัดการผลิต	15	บาร์เรล/วัน/psi
	อัตราการผลิตน้ำ	0	บาร์เรล/วัน
แหล่งกักเก็บ	ความดันก้นหลุม	2,200	psi
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	0.825	
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	1	
หลุมผลิต	ความลึก	6,000	ฟุต
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก, รูปแบบ, ความดันของ Tubing	3.50, ท่อเก่า, 50	นิ้ว, -, psi
	ระบบ Backpressure	400	psi
อื่น	ประสิทธิภาพการปั๊ม	85	%

ตาราง 5.9 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมการออกแบบ Electrical submersible pump และการคำนวณด้วยเครื่องคิดเลข

ผลลัพธ์	หน่วย	โปรแกรมการออกแบบ Electrical submersible pump	การคำนว ด้วยเครื่ คิดเลข
- เป้าหมายการผลิต	บาร์เรล/วัน	1411.76	1411.76
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.36	0.36
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	94.12	94.12
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	2105.88	2105.88
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	5972.22	5972.22
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	27.78	27.78
- ระดับของของไหลเคลื่อนที่	ฟุต	289.22	289.22
- Discharge Head	ฟุต	1111.11	1111.11
- แรงเสียดทานสูญเสีย	โวลต์/1000	13.21	13.50
- Friction Head	ฟุต	79.29	81.00
- Total Dynamic Head	ฟุต	1479.62	1481.33
- Head/Stage	ฟุต	52.22	52.00
- จำนวน Stage	ฟุต	28.33	28.49
- แรงม้า/Stage		1.97	2.00
- แรงม้าทั้งหมด		55.81	56.98
- แรงดันไฟสูญเสีย	HP	28	28
- แรงดันตกคร่อม	V/1000ฟุต	168	168
- กระแสไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	โวลต์	34/-	34/-
- แรงดันไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	แอมป์	1178/-	1178/-
- ขนาดสายไฟฟ้า (แบบที่ 1 และแบบที่ 2) ทองแดง/อลูมิเนียม	โวลต์	6/4 : -/-	6/4 : -/-



รูปที่ 5.6 การทดสอบโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump

5.4.2 โปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent Flow Gas Lift

ตาราง 5.10 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบโปรแกรมออกแบบ Intermittent Flow Gas Lift

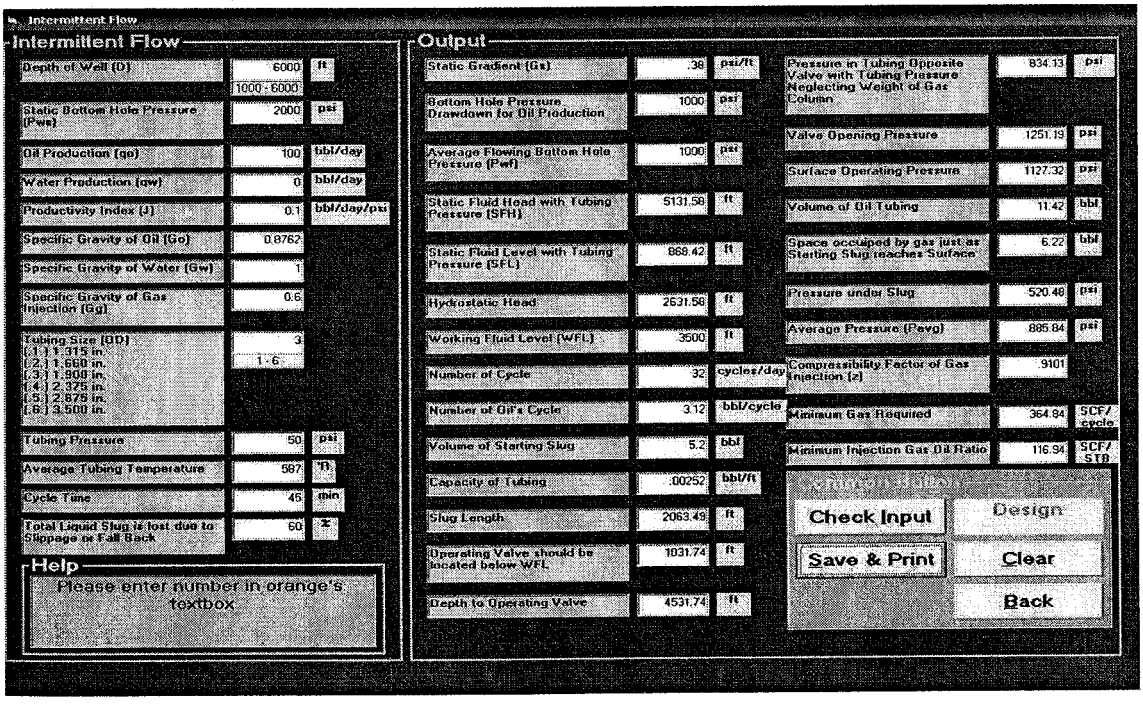
เงื่อนไข	ตัวแปร	จำนวน	หน่วย
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำมัน	100	บาร์เรล/วัน
	ดัชนีวัดการผลิต		บาร์เรล/วัน/psi
	อัตราการผลิตน้ำ	0	บาร์เรล/วัน
แหล่งกักเก็บ	ความดันก้นหลุม	2,000	psi
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	0.876	
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	1	
หลุมผลิต	ความลึก	6,000	ฟุต
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก, รูปแบบ,	3.50, ท่อเก่า,	นิ้ว, -, psi, องศา
	ความดันและอุณหภูมิเฉลี่ยของ Tubing	50, 127	ฟาเรนด์ไฮต์
อื่น	ช่วงของการอัดก๊าซ (นาที)	45	
	Liquid slug (%)	60	
	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่อัด	0.6	

ตาราง 5.11 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมออกแบบ Intermittent Flow Gas Lift และการคำนวณด้านเครื่องคิดเลข

ผลลัพธ์	หน่วย	โปรแกรมการออกแบบ Intermittent Flow Gas Lift	การคำนวณด้วยเครื่องคิดเลข
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.38	0.38
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	1,000	1,000
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	1,000	1,000
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	5,131.58	5,131.58
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	868.42	868.42
- Hydrostatic head	ฟุต	2,631.58	2,631.58
- ระดับของไหลทำงาน	ฟุต	3,500	3,500
- จำนวนรอบของการอัดก๊าซ	รอบ/วัน	32	32
- จำนวนรอบของน้ำมันต่อรอบ	บาร์เรล/วัน	3.12	3.12
- ปริมาตรของน้ำมันที่ Slug	บาร์เรล/รอบ	5.2	5.2
- ประสิทธิภาพของ Tubing	บาร์เรล/ฟุต	0.00252	0.00252
- ความยาวของ Slug	ฟุต	2,063.49	2,063.49
- ระบบวาล์วปฏิบัติงานที่ควรจะติดตั้งภายใต้ระดับของไหลทำงาน	Psi	1,031.74	1,031.74
- ความลึกติดตั้งวาล์ว	ฟุต	4,531.74	4,531.74
- ความดัน Tubing ที่ใช้ในการทำงนของวาล์วร่วมกับความดันของ Tubingโดยไม่พิจารณาร่วมกับน้ำหนักของก๊าซในท่อ	psi	834.13	834.13
- ความดันปฏิบัติการวาล์ว	psi	1,251.19	1,251.19
- ความดันปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิว	psi	1,127.32	1,127.32
- ปริมาตรน้ำมันใน Tubing	บาร์เรล	11.42	11.42

ตาราง 5.11 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมออกแบบ Intermittent Flow Gas Lift และการคำนวณด้านเครื่องคิดเลข (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	โปรแกรมการออกแบบ Intermittent Flow Gas Lift	การคำนวณด้วยเครื่องคิดเลข
- ช่องว่างที่เกิดขึ้นโดยก๊าซจากช่วงที่เริ่ม Slug จนถึงพื้นผิว	บาร์เรล	6.22	6.22
- ความดันภายใต้ Slug	psi	520.48	520.48
- ความดันเฉลี่ย	psi	885.84	885.84
- ปัจจัยการบีบอัดของก๊าซที่ใช้อัด		0.9101	0.91
- ปริมาณการอัดก๊าซ	SCF/รอบ	364.84	364.84
- สัดส่วนก๊าซที่อัดต่อน้ำมัน	SCF/STB	116.94	116.94



รูปที่ 5.7 การออกแบบระบบโปรแกรม Intermittent Flow Gas Lift

5.4.3 Sucker Rod Pump

ตาราง 5.12 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบโปรแกรมออกแบบ Sucker Rod Pump

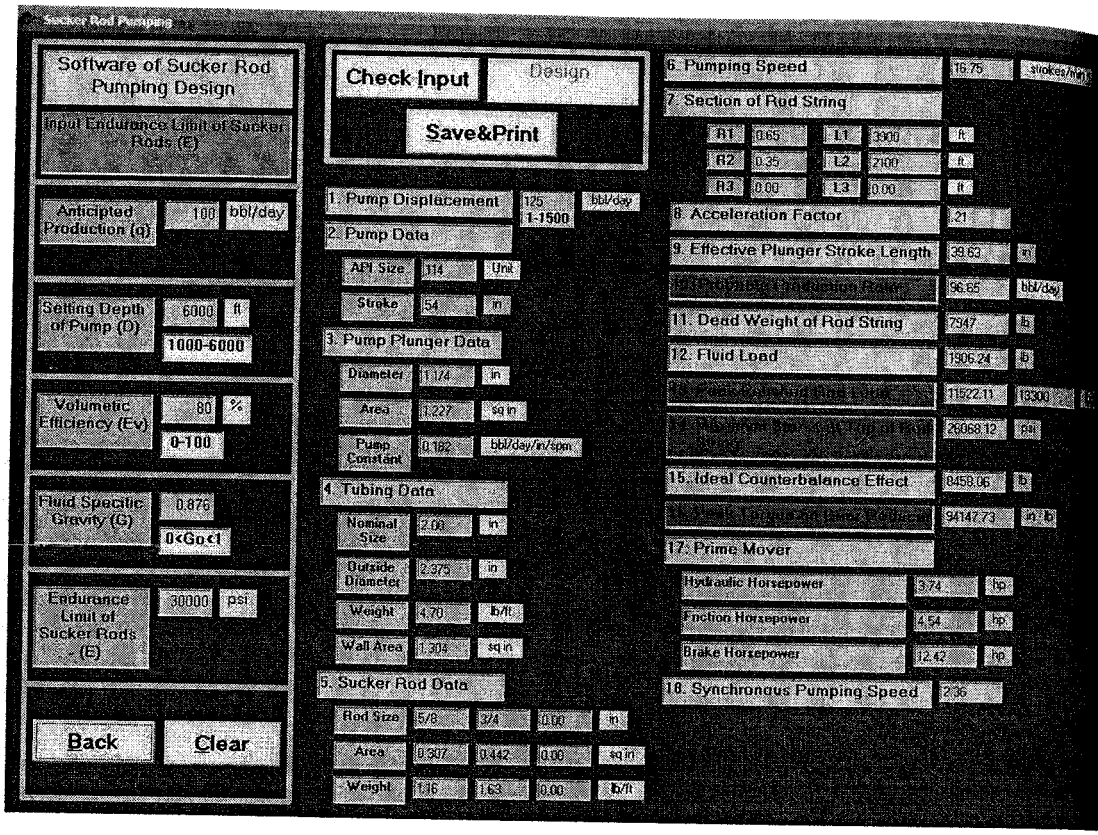
เงื่อนไข	ตัวแปร	จำนวน	หน่วย
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำมัน	100	บาร์เรล/วัน
แหล่งกักเก็บ	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	0.876	
หลุมผลิต	ความลึก	6,000	ฟุต
อื่น	ประสิทธิภาพของปั๊ม	80	%
	ขีดจำกัด Endurance ของ Sucker Rod	30,000	psi

ตาราง 5.13 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมออกแบบ Sucker Rod Pump และการทำงานด้วยเครื่องคิดเลข

ผลลัพธ์	หน่วย	โปรแกรมการออกแบบ Sucker Rod Pump	การคำนวณด้วยเครื่องคิดเลข
- เป้าหมายการผลิต	บาร์เรล/วัน	625	625
- ข้อมูลปั๊ม			
ขนาด API	Unit	320	320
ช่วงชัก	นิ้ว	84	84
- ข้อมูล Plunger			
เส้นผ่านศูนย์กลาง	นิ้ว	2	2
พื้นที่	ตารางนิ้ว	3.142	3.142
อัตราปั๊ม	บาร์เรล/วัน/นิ้ว/ช่วงชัก/นาที	0.466	0.466
- ข้อมูล Tubing		2 1/2	2 1/2
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	นิ้ว	2.875	2.875
เส้นผ่าศูนย์กลางภายนอก	นิ้ว	6.50	6.50
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	1.812	1.812

ตาราง 5.13 เปรียบเทียบผลลัพธ์ระหว่างโปรแกรมออกแบบ Sucker Rod Pump และการทำงานด้วยเครื่องคิดเลข (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	โปรแกรมการออกแบบ Sucker Rod Pump	การคำนวณด้วยเครื่องคิดเลข
พื้นที่	ตารางนิ้ว	0.442 /0.601 / 0.785	0.442 /0.601 / 0.785
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	1.63 /2.1 6/ 2.88	1.63 /2.1 6/ 2.88
ความเร็วในการปั้ม	ช่วงชัก/นาที	19.43	19.43
- สัดส่วนของ Rod String			
สัดส่วน/ระยะ ที่ 1	ฟุต	0.38 / 1,596	0.38 / 1,596
สัดส่วน/ระยะ ที่ 2	ฟุต	0.33 / 1,386	0.33 / 1,386
สัดส่วน/ระยะ ที่ 3	ฟุต	0.29 / 1,218	0.29 / 1,218
- ปัจจัยในการเร่ง		0.45	0.45
- ผลกระทบความยาว Plunger Stroke	นิ้ว	76.22	76.22
- ความน่าจะเป็นในการผลิต	บาร์เรล/วัน	552.1	552.1
- Dead weight ของ Rod String	ปอนด์	9,103.08	9,103.08
- น้ำหนักของของไหล	ปอนด์	3,780.82	3,780.82
- น้ำหนักสูงสุดของ Polished Rod/	ปอนด์/	16,980.29/	16,980.29/
ค่าที่อนุญาต	ปอนด์	21,300	21,300
- ความเค้นสูงสุดบน Rod String ตัวบนสุด	psi	216,30.94	216,30.94
- ผลกระทบของ Counterbalance อุดมคติ	ปอนด์	10,513.71	10,513.71
- แรงบิดสูงสุดบน Gear Reducer	นิ้ว-ปอนด์	293,675.15	293,675.15
- กำลังหลัก			
แรงม้า Hydraulic	hp	14.17	14.17
แรงม้าเสียดทาน	hp	9.37	9.37
แรงม้าหยุด	hp	35.31	35.31
- Synchronous Pumping Speed		2.9	2.9



รูปที่ 5.7 การออกแบบระบบโปรแกรม Sucker Rod Pump

บทที่ 6

แบบจำลอง Gas Lift

6.1 การสร้างแบบจำลอง Gas Lift

การสร้างแบบจำลอง Gas Lift ในห้องปฏิบัติการเป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัยครั้งนี้ เพื่อศึกษาถึงลักษณะ พฤติกรรม ทิศทางการไหลของน้ำมันที่ถูกผลิตภายในหลุมผลิตโดยวิธีช่วยผลิตแบบ Gas Lift แบบจำลอง Gas Lift ในงานวิจัยนี้ใช้ท่อพีวีซีขนาด 2 นิ้วจำนวน 3 ท่อ ความยาวของแต่ละท่อพีวีซี 3 เมตร โดยเป็นตัวแทนของหลุมผลิต 1 ท่อ โดยหลุมผลิตนี้จะประกอบด้วยวาล์วลมซึ่งเป็นตัวแทนของตำแหน่งที่ทำการติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Gas Lift จำนวน 3 ตำแหน่ง ส่วนอีก 2 ท่อเป็นตัวแทนของระดับน้ำมันในหลุมผลิตและท่อวัดปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิต โดยทั้ง 2 ท่อนี้จะประกอบเข้ากับสายยางใสเพื่อสามารถสังเกตระดับน้ำมันในหลุมผลิตและน้ำมันที่ถูกผลิตได้ ท่อพีวีซีทั้ง 3 ท่อจะถูกยึดเข้ากับโครงเหล็กปริซึมฐาน 3 เหลี่ยมเพื่อสามารถเคลื่อนย้ายได้อย่างสะดวก

อุปกรณ์ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลอง Gas Lift ประกอบไปด้วย

1. ท่อพีวีซี ขนาด 2 นิ้ว ความยาว 2 เมตร จำนวน 2 ชุด เป็นตัวแทนของหลุมผลิต, ระดับน้ำมันในหลุมผลิตและท่อวัดปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิต
2. ท่อพีวีซี ขนาด 2 นิ้ว ความยาว 3 เมตร จำนวน 1 ชุด เป็นตัวแทนของหลุมผลิต
3. ข้อต่อพีวีซี ขนาด 2 นิ้ว จำนวน 1 ตัว ใช้ประกอบร่วมกับอุปกรณ์ระหว่าง ข้อ 1 กับ 2
4. ท่อยางใสขนาด 1 นิ้ว ความยาว 1 เมตร จำนวน 2 ชุด ต่อเข้ากับ ข้อ 1. (ตามรูป 6.1) เป็นตัววัดระดับน้ำมันในหลุมผลิตและวัดปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิต
5. ข้อต่อลดขนาด 1 ทาง จาก 2 นิ้วเป็น 1 นิ้ว จำนวน 2 ตัว ใช้ประกอบร่วมกับอุปกรณ์ระหว่าง ข้อ 1 กับ 4
6. เหล็กฉาก ความยาว 2 เมตร จำนวน 3 ชุด ใช้เป็นโครงเหล็กปริซึมฐาน 3 เหลี่ยมเพื่อสามารถเคลื่อนย้ายได้อย่างสะดวก
7. เหล็กฉาก ความยาว 1 เมตร จำนวน 6 ชุด ใช้เป็นฐานโครงเหล็กประกอบเข้ากับอุปกรณ์ในข้อ 5

8. แผ่นรองเหล็กฉาก จำนวน 12 ชุด พร้อมแหวนรองและน้อต จำนวน 24 ชุด ใช้ประกอบเข้ากับอุปกรณ์ในข้อ 5 และ 6

9. วาล์วน้ำ ขนาด 1 นิ้ว จำนวน 6 ตัว

10. วาล์วลมพร้อมข้อต่อพีวีซีใส่วาล์วลม จำนวน 3 ชุด เป็นตัวแทนของตำแหน่งที่ทำการติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Gas Lift จำนวน 3 ตำแหน่ง ณ หลุมผลิต

11. ข้อต่อลดขนาด 2 ทาง จาก 2 นิ้วเป็น 1 นิ้ว จำนวน 4 ตัว

การประกอบเครื่องมืออุปกรณ์การทดลองต่าง ๆ โดยนักศึกษาและพนักงานศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี โดยการเชื่อม กลึง เกลียว และอื่น ๆ ได้ขอความอนุเคราะห์จากศูนย์เครื่องมือฯ (ตามรูป 6.1)

6.2 การทดลองแบบจำลอง Gas Lift

ในการทดลองแบบจำลอง Gas Lift ผู้ทดลองจะใช้น้ำเป็นตัวแทนของน้ำมัน เพื่อเป็นการง่ายต่อการเตรียมการทดลองและทำความสะอาด โดยขั้นตอนการทดลองมีอยู่ 4 ขั้นตอน ดังนี้

1. เปิดวาล์วน้ำหลักให้ปริมาณน้ำบรรจุอยู่ในท่อผลิตและท่อวัดระดับน้ำ จนถึงระดับที่กำหนดแล้วปิดวาล์วน้ำหลัก ทำการบันทึกปริมาณน้ำภายในท่อก่อนการทดลอง (ขั้นตอนนี้เป็นการจำลองให้เห็นว่ามีปริมาณน้ำมันอยู่ในท่อผลิตเท่าไร)

2. เปิดวาล์วลมอย่างช้า ๆ และทำการบันทึกค่าความดันที่ใช้ สังเกตลักษณะ พฤติกรรม ทิศทางการไหลของน้ำที่ถูกผลิตภายในหลุมผลิตโดยวิธีช่วยผลิตแบบ Gas Lift ภายในเวลา 10 วินาที ตำแหน่งวาล์วตัวที่ 1, 2 และ 3 อยู่ต่ำกว่าปากหลุม (ข้อต่อบน) ประมาณ 2.0, 2.5 และ 3 เมตร ตามลำดับ

3. บันทึกค่าปริมาณน้ำที่ถูกผลิต จากท่อน้ำทิ้ง

4. ทำการคำนวณประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันด้วยวิธีช่วยผลิตแบบ Gas Lift

6.3 ผลการทดลองแบบจำลอง Gas Lift

6.3.1 ปริมาณน้ำภายในท่อก่อนการทดลองมีค่าเท่ากับ 6,081 ลูกบาศก์เซนติเมตร

6.3.2 บันทึกค่าปริมาณน้ำที่ถูกผลิต จากท่อน้ำทิ้ง

ตาราง 6.1 การทดลองแบบจำลอง Gas Lift

การทดลองครั้งที่	วาล์วที่ 1	วาล์วที่ 2	วาล์วที่ 3
1	750	1,238	2,142
2	648	1,492	1,746
3	518	1,295	2,019
ปริมาณน้ำเฉลี่ย (ลบ.ซม./10 วินาที)	639	1,342	1,969
ปริมาณน้ำเฉลี่ย (บาร์เรล/วัน)	35	73	107

6.3.3 คำนวณประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันด้วยวิธีช่วยผลิตแบบ Gas Lift จากวาล์วที่ 1, 2 และ 3 มีค่าเท่ากับ 10.51, 22.07 และ 32.38 % หรือ 35, 73 และ 107 บาร์เรล/วัน ตามลำดับ

6.3.4 เมื่ออัดก๊าซเข้าสู่วาล์วที่อยู่ต่ำกว่า (วาล์วที่ 3) เปรียบเสมือนการ Load Gas Lift ในระดับที่ลึกกว่า ก็จะได้อัตราการผลิตน้ำมันที่มากกว่าตามลำดับความลึก ซึ่งเป็นไปตามทฤษฎี คือ การ Unload Fluid จะเริ่มอัดก๊าซเปิดวาล์วที่อยู่ระดับความลึกน้อยกว่าลงไปที่วาล์วความลึกมากกว่า ตำแหน่งวาล์วจะติดตั้งความลึกน้อยเรียงลงไปตามความลึกที่เพิ่มขึ้นก็จะได้อัตราการผลิตน้ำมากขึ้น

6.4 อุปสรรคและข้อเสนอแนะแบบจำลอง Gas Lift

6.4.1 ควรมีการติดตั้งเครื่องวัดอัตราการไหลของแก๊สและติดตั้งวาล์วลม 3 ทาง เพื่อบันทึกค่าแก๊สที่ใช้ในการอัดน้ำแต่ละครั้งและสามารถทำการทดลองได้หลาย ๆ แบบ

6.4.2 ควรมีการติดตั้งท่อพีวิซีใสแทนท่อพีวีซีทึบ เพื่อสามารถสังเกตลักษณะ ระดับ พฤติกรรม และทิศทางการไหลของน้ำที่ถูกผลิตภายในหลุมผลิตได้อย่างชัดเจน

6.4.3 ควรมีการใช้และติดตั้งท่อพีวีซีและโครงเหล็กให้มีความแข็งแรง คงทน เพื่อสามารถทำการทดลองในแรงดันที่สูง

6.4.4 ควรมีการติดตั้งล้อหมุนเพื่อให้สามารถเคลื่อนย้ายได้อย่างสะดวก และจัดเก็บง่าย

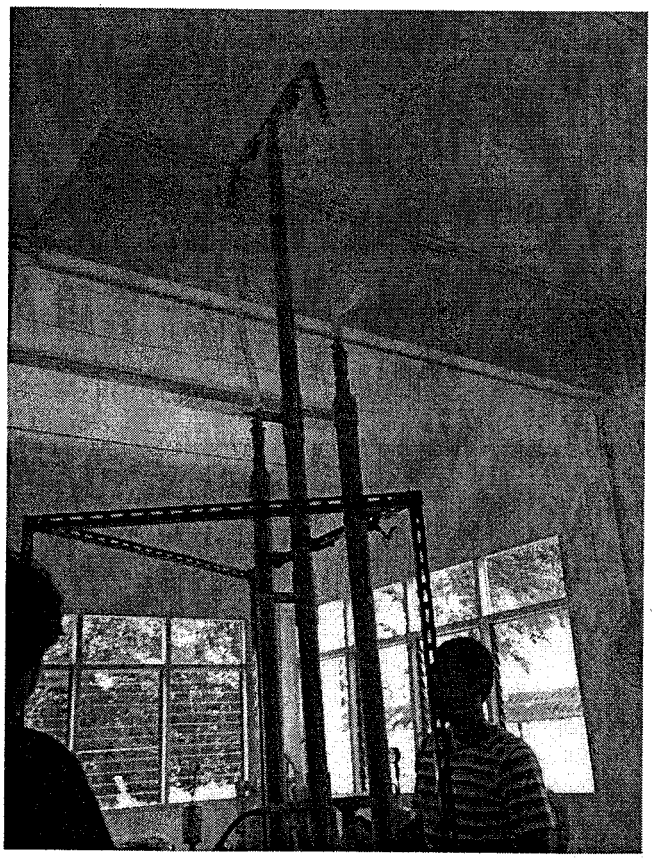
6.4.5 แบบจำลองวิธีช่วยผลิตแบบ Gas Lift นี้สามารถนำไปเป็นสื่อการเรียนการสอนในวิชาที่เกี่ยวข้องได้เป็นอย่างดี

6.4.6 ควรติดตั้งเครื่องวัดอัตราการไหลของน้ำมันที่ผลิตได้แบบ Digital หรือแบบมิเตอร์ (ถ้วยหมุน) เพื่อวัดอัตราการผลิตน้ำ (ตัวแทนของน้ำมัน)

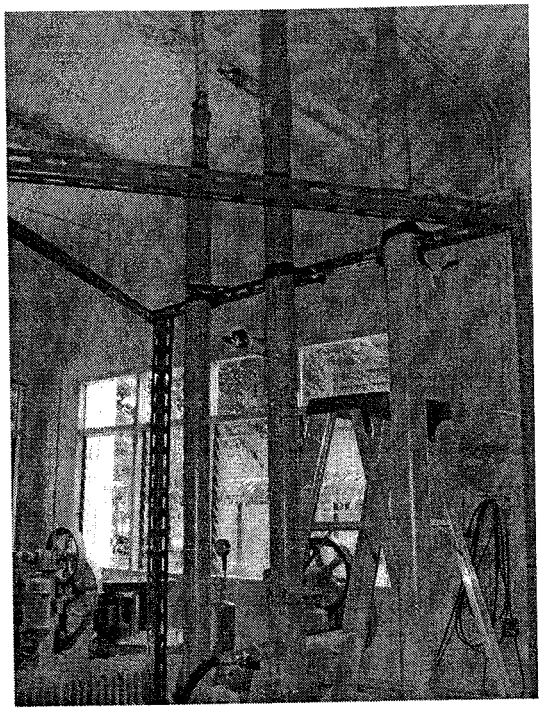
6.4.7 การทดลองครั้งนี้มีงบประมาณจำกัดไม่สามารถสร้างระบบ Gas Lift ให้สมจริงได้ จึง ไม่สามารถวัดผลทดลองเป็นรูปธรรมที่สามารถนำมาใช้ในการออกแบบ ระบบ Gas Lift ในสนาม ได้ เช่น

1. ความลึกที่เหมาะสมในการอัดก๊าซ
2. อัตราอัดก๊าซที่จะทำให้ผลิตน้ำมันได้มากที่สุด (Optimum)
3. ความดันในการอัดก๊าซที่เหมาะสม
4. กำลังม้า (พลังงาน) ที่ใช้ในการผลิตต่อหน่วย เป็นต้น

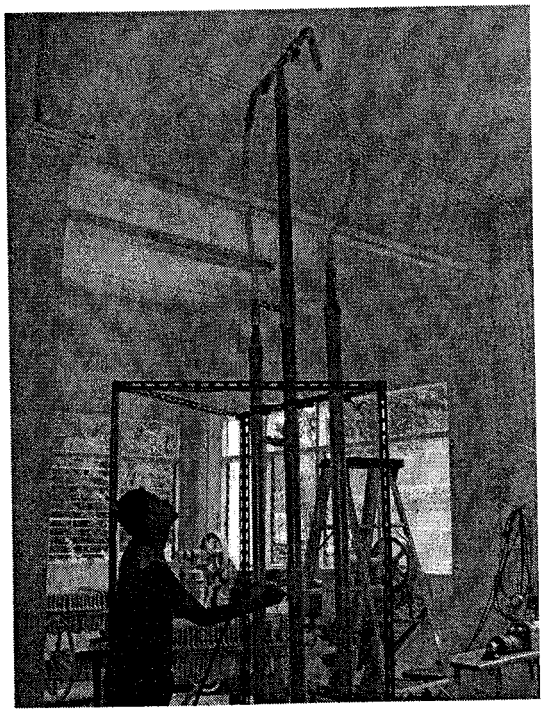
6.4.8 ข้อเสนอแนะ ถ้าจะจำลองระบบการผลิตให้ได้ประโยชน์จริง ๆ ควรมีระบบการวัด ความดัน ปริมาณก๊าซ ปริมาณน้ำมัน ที่ทดลองให้ละเอียดและเที่ยงตรงจึงจะได้ผลนำไปใช้ในการ ออกแบบแหล่งน้ำมันหนึ่ง ๆ ได้ และต้องจำลองให้คล้ายกับแหล่งน้ำมันนั้น ๆ โดยอยู่ใน Lab Scale ซึ่งจะต้องใช้เทคนิค เวลา และเงินทุนพอสมควรจึงจะได้ผลที่ดีได้



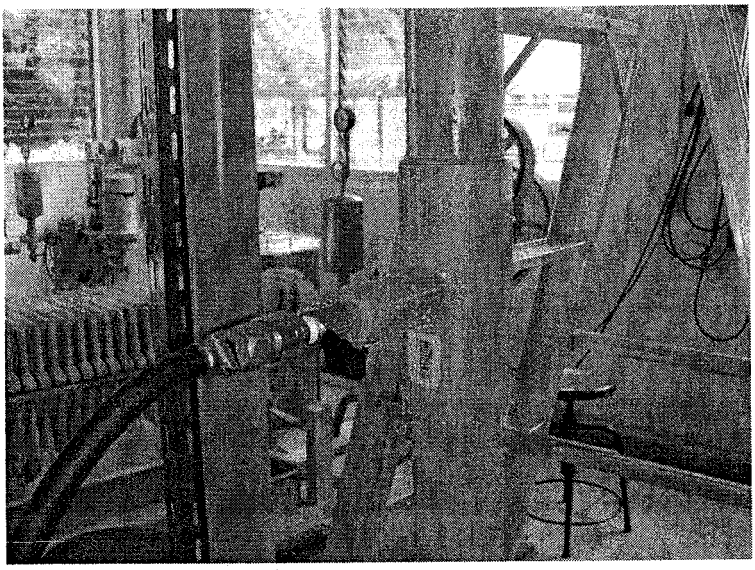
รูปที่ 6.1 แบบจำลอง Gas Lift



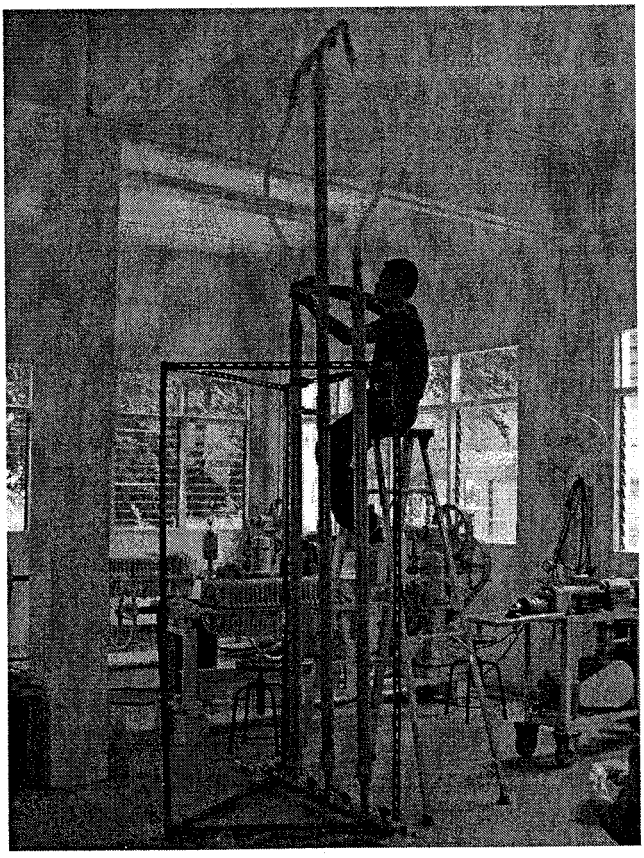
รูปที่ 6.1 แบบจำลอง Gas Lift (ต่อ)



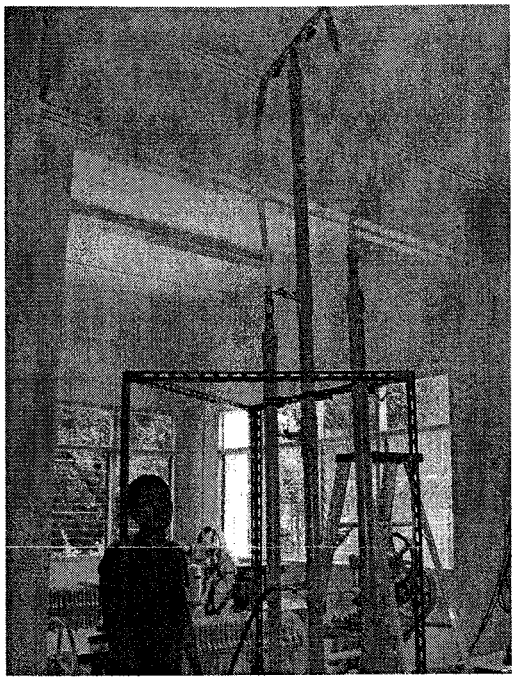
รูปที่ 6.1 แบบจำลอง Gas Lift (ต่อ)



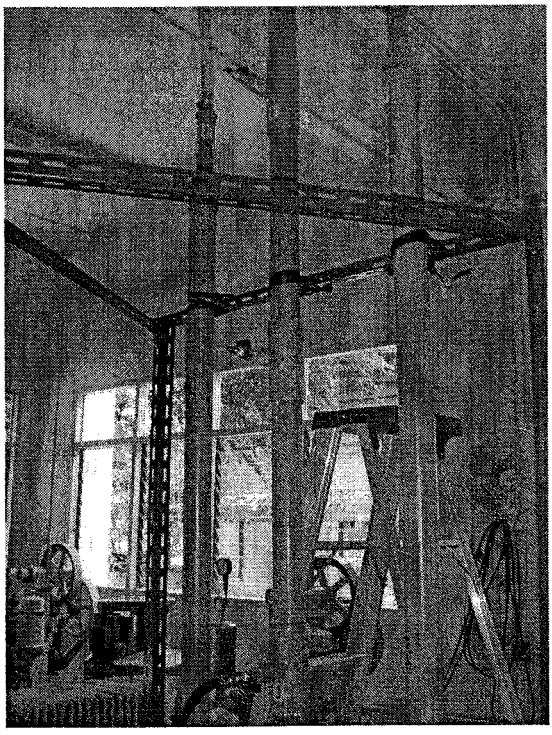
รูปที่ 6.1 แบบจำลอง Gas Lift (ต่อ)



รูปที่ 6.1 แบบจำลอง Gas Lift (ต่อ)



รูปที่ 6.1 แบบจำลอง Gas Lift (ต่อ)



รูปที่ 6.1 แบบจำลอง Gas Lift (ต่อ)

บทที่ 7
ผลสรุปทางด้านเทคนิค

7.1 บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย และความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับปัจจัยต่าง ๆ ที่มีผลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตเหล่านี้ อันได้แก่ แหล่งน้ำมันลานกระบือ อู่ทอง ฝาง และวิเชียรบุรี

7.2 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

7.2.1 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ขั้นตอนการวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันลานกระบือ คือเริ่มจาก การรวบรวม ศึกษา และพิจารณาข้อมูลอย่างละเอียดของหลุมน้ำมันที่ทำการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ ซึ่งการรวบรวมข้อมูลนั้นมาจากหลายช่องทาง อาทิเช่น สื่อข้อมูลออนไลน์ งานประชุมสัมนาวิชาการ และที่สำคัญที่สุด คือการรวบรวมข้อมูลจากภาคสนามโดยมีเจ้าหน้าที่ทางด้านเทคนิคและวิศวกรภาคสนามของแหล่งน้ำมันลานกระบือเป็นผู้ให้ข้อมูลและบรรยาย หลังจากได้มีการพิจารณาอย่างละเอียดในส่วนของข้อมุลที่ได้รวบรวมมาแล้ว พบว่ามีข้อมูลที่เพียงพอและเหมาะสมที่จะสามารถนำมาประมวลผลในโปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) อยู่ประมาณทั้งหมด 7 หลุม ดังแสดงในตาราง 7.1 ซึ่งเป็นข้อมูลในเชิงคุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันลานกระบือ อาทิเช่น ความดันก้นหลุม สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ และดัชนีชี้วัดการผลิต นอกจากนี้ในการประมวลผลในโปรแกรม ALTOO จะต้องมีข้อมูลเชิงลึกอีก 4 ส่วน

ก. ข้อมูลในเชิงการผลิตว่ามีของไหลชนิดอื่นที่มีการผลิตหรือไม่ เช่น อัตราการผลิตน้ำ

ข. ข้อมูลในเชิงแหล่งกักเก็บ เช่น ความถ่วงจำเพาะของของไหล (น้ำมันหรือน้ำ) ว่ามีค่าเท่าไร

ค. ข้อมูลในเชิงหลุมผลิต เช่น ความลึก, System back pressure, ขนาดท่อผลิต (เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก), อุณหภูมิโดยเฉลี่ยของท่อผลิต, การใช้งานของท่อผลิตและความดันของท่อผลิต

ง. ข้อมูลเฉพาะที่เจาะจงสำหรับอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด เช่น ประสิทธิภาพของปั๊ม (สำหรับปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและปั๊มม้าหัวโยก) ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ และความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (สำหรับการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ) สุดท้าย ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป (สำหรับปั๊มม้าหัวโยก)

ข้อมูลเชิงลึกทั้ง 4 ส่วนนี้ ได้มีการนำเสนอและสรุปในตาราง 7.2 ข้อมูลที่รวบรวมได้ทั้งหมดนี้จะถูกป้อนเข้าไปในโปรแกรม ALTOO เพื่อพิจารณาอัตราการผลิตน้ำมันที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้ โปรแกรม ALTOO ยังจะได้มีการประมวลผลในส่วนของการออกแบบอุปกรณ์ชิ้นส่วน รวมทั้งข้อมูลเชิงเทคนิคพื้นฐานที่จะต้องมีการจัดเตรียมและติดตั้ง เพื่อที่จะสามารถทำการผลิตได้ ณ อัตราการผลิตที่เหมาะสมที่สุดที่ได้มีการออกแบบไว้ ผลการออกแบบและวิเคราะห์ดังกล่าวแสดงไว้ในตาราง 7.3 พบว่า การใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 181 STB/d) มีความเหมาะสมที่สุด รองลงมาคือการใช้ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 167 STB/d) และปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 131 STB/d) และขั้นตอนการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิดและการผลิตให้ได้เป็นไปตามเป้าหมายในการผลิตแหล่งน้ำมันลานกระบือว่าต้องการผลิตด้วยอัตราเท่าไรนั้น ให้ดูจากดัชนีชี้วัดการผลิต (Inflow performance) ดังแสดงไว้ในตาราง 7.4-7.6

ตาราง 7.1 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันลานกระบือ

หลุมที่	ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (Gas Oil Ratio) (SCF/STB)	สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน (Oil Formation Volume Factor) (bbl/STB)	สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ (Gas Formation Volume Factor) (ft^3/SCF)	ดัชนีชี้วัดการผลิต (Productivity Index) (b/d/psi)
1	700	251	1.22	0.025	2.07
2	630	235	1.21	0.028	1.70
3	570	221	1.20	0.031	1.38
4	490	172	1.20	0.036	0.27
5	490	171	1.20	0.036	0.24
6	470	167	1.19	0.037	0.16
7	470	167	1.19	0.037	0.15

ตาราง 7.2 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันลานกระบือในการประมวลผลของโปรแกรม

เงื่อนไข	ตัวแปร	หน่วย	จำนวน	อุปกรณ์ช่วยผลิต
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0	ESP, IFGL
แหล่งกักเก็บ	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.828	ESP, IFGL, SRP
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	ESP, IFGL, SRP
หลุมผลิต	ความลึก	ฟุต	3,715	ESP, IFGL, SRP
	System backpressure	psi	400	ESP
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900, 2.375, 2.875, 3.500	ESP, IFGL, *SRP
	อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว้น	587	IFGL
	รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ESP
	ความดันของท่อผลิต	psi	50	ESP
ข้อมูลอื่นๆ	ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	IFGL
	ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	SRP
	จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	IFGL
	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6	IFGL
	ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	ESP, SRP

*อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Sucker rod pump พิจารณาเฉพาะเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิตขนาด 2.375, 2.875 และ 3.500 นิ้ว เท่านั้น

ตาราง 7.3 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันลานกระบือ

หลุมที่	อัตราการผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
1	406	342	197
2	334	281	161
3	271	228	134
4	52	130	131
5	47	121	122
6	31	84	88
7	29	80	86
เฉลี่ย	167 (ปานกลาง)	181 (ดี)	131 (พอใช้)

ตาราง 7.4 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม ของแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	STB/d	36-507
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.68
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	49-245
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย		
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	psi	455-651
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	956
- ระดับของของไหลเคลื่อนที่	ฟุต	2,759
- Discharge Head	ฟุต	2,830-3,119
- แรงเสียดทานสูญเสีย	ฟุต	588
- Friction Head	โวลต์/1000 ฟุต	0.0001-0.21
- Total Dynamic Head	ฟุต	0.0004-0.78
- Head/Stage	ฟุต	3,419-3,708

ตาราง 7.4 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันลานกระบือ (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- จำนวน Stage	ฟุต	53.10-53.34
- แรงม้า/Stage		64.09-69.84
- แรงม้าทั้งหมด		1.81-1.86
- แรงดันไฟสูญเสีย	HP	116-129.90
- แรงดันตกคร่อม	V/1000ฟุต	28
- กระแสไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	โวลต์	104.02
- แรงดันไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	แอมป์	68/35
- ขนาดสายไฟฟ้า (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)		1,229/2,374
ทองแดง/อลูมิเนียม	โวลต์	4/2 . 6/4

ตาราง 7.5 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ ของแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.67-0.85
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	119-322
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	181-378
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	294-970
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	2,744-3,421
- Hydrostatic head	ฟุต	140-480
- ระดับของไหลทำงาน	ฟุต	3,225-3,561
- จำนวนรอบของการอัดก๊าซ	รอบ/วัน	96
- จำนวนของน้ำมันต่อรอบ	บาร์เรล/วัน	0.5-2.9
- ปริมาตรของน้ำมันที่ Slug	บาร์เรล/รอบ	0.83-4.8
- ประสิทธิภาพของ Tubing	บาร์เรล/ฟุต	0.00579

ตาราง 7.5 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ ของแหล่งน้ำมันลานกระบือ (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- ความยาวของ Slug	ฟุต	143-834
- ระบบวาล์วปฏิบัติงานที่ควรจะติดตั้งภายใต้ระดับของไหลทำงาน	psi	72-417
- ความลึกติดตั้งวาล์ว	ฟุต	3,632-3,642
- ความดัน Tubing ที่ใช้ในการทำงานของวาล์วร่วมกับความดันของ Tubingโดยไม่พิจารณาร่วมกับน้ำหนักของก๊าซในท่อ	psi	172-609
- ความดันปฏิบัติการวาล์ว	psi	372-913
- ความดันปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิว	psi	341-837
- ปริมาตรน้ำมันใน Tubing	บาร์เรล	21.03-21.09
- ช่องว่างที่เกิดขึ้นโดยก๊าซจากช่วงที่เริ่ม Slug จนถึงพื้นผิว	บาร์เรล	16.26-20.20
- ความดันภายใต้ Slug	psi	123-386
- ความดันเฉลี่ย	psi	248-650
- ปัจจัยการบีบอัดของก๊าซที่ใช้อัด		0.88-0.95
- ปริมาณการอัดก๊าซ	SCF/รอบ	316-724
- สัดส่วนก๊าซที่อัดต่อน้ำมัน	SCF/STB	250-632

ตาราง 7.6 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	บาร์เรล/วัน	108-246
- ข้อมูลปั๊ม		
ขนาด API	Unit	57-640
ช่วงชัก	นิ้ว	42-144
- ข้อมูล Plunger		
เส้นผ่านศูนย์กลาง	นิ้ว	1 ¼-2 ½
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.227-4.909
อัตราปั๊ม	บาร์เรล/วัน/นิ้ว/ช่วงชัก/นาที	0.182-0.728
- ข้อมูล Tubing		
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	นิ้ว	2.00-3.00
เส้นผ่าศูนย์กลางภายนอก	นิ้ว	2.375-3.50
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	4.70-9.30
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.304-2.59
- ข้อมูลการชัก		
ขนาด	นิ้ว	5/8-1.00
พื้นที่	ตารางนิ้ว	0.307-0.785
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	1.16-2.88
- ความเร็วในการปั๊ม	ช่วงชัก/นาที	15.285-20.03
- สัดส่วนของ Rod String		
สัดส่วน/ระยะ ที่ 1	ฟุต	0.63-0.65/2,350-2,425
สัดส่วน/ระยะ ที่ 2	ฟุต	0.35-0.37/1,300-1,375
สัดส่วน/ระยะ ที่ 3	ฟุต	-
- ปัจจัยในการเร่ง		0.24-0.48
- ผลกระทบความยาว Plunger Stroke	นิ้ว	37.76-134.88
- Dead weight ของ Rod String	ปอนด์	4,921-9,014
- น้ำหนักของของไหล	ปอนด์	1,091-5,467

ตาราง 7.6 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันลานกระบือ (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- น้ำหนักสูงสุดของ Polished Rod/ค่าที่อนุญาต	ปอนด์/ปอนด์	7,192-18,808/10,900-25,600
- ความเค้นสูงสุดบน Rod String ตัวบนสุด	psi	16,273-23,959
- ผลกระทบของ Counterbalance อุดมคติ	ปอนด์	5,213-11,284
- แรงบิดสูงสุดบน Gear Reducer	นิ้ว-ปอนด์	47,047-582,334
- กำลังหลัก (Horse Power)		
แรงม้า Hydraulic Horse Power	hp	2.44-26.58
แรงม้าเสียดทาน (Friction Horse Power)	hp	2.61-12.52
แรงม้าฉุดรวม (Brake Horse Power)	hp	7.57-58.65
- Synchronous Pumping Speed		3.18-4.18

7.2.2 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมสำหรับแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตัวแปรควบคุม คือ ตัวแปรที่ทำการศึกษาเพื่อหาความสัมพันธ์ถึงผลกระทบที่มีต่ออุปกรณ์ช่วยผลิต โดยในหัวข้อนี้จะมีการศึกษาตัวแปรควบคุม 5 ตัว ได้แก่ สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน ความดัน ดัชนีชี้วัดการผลิต ท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิต โดยกลุ่มข้อมูลของตัวแปรควบคุมจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มข้อมูล คือ กลุ่มข้อมูลที่มีค่ามากและน้อย ดังแสดงในตาราง 7.7

ตาราง 7.7 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตัวแปรควบคุม	หน่วย	กรณีต่ำ	กรณีสูง
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	น้อยกว่า 150	มากกว่า 150
ความดัน	psi	น้อยกว่า 250	มากกว่า 250
ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อความดัน	น้อยกว่า 1	มากกว่า 1
เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900 และ 2.375	2.875 และ 3.500
ความหลากหลายในการผลิต	บาร์เรลต่อวัน	0-100	100-500

7.2.2.1 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

การพิจารณาการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันลานกระบือเพื่อช่วยในการวิเคราะห์ช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์อุปกรณ์ช่วยผลิตนั้น ตั้งอยู่บนสมมุติฐานต่างๆ ดังต่อไปนี้ ความดัน 550 psi สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 200 SCF/STB สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน 1.20 bbl/STB สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ 0.033 ft^3/SCF ดัชนีชี้วัดการผลิต 0.85 bbl/day/psi โดยการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติจะใช้เวลาของการสำรวจและผลิตสามารถแบ่งได้เป็น 3 และ 20 ปีตามลำดับ ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการผลิตในปีที่ 4 ของการลงทุน ดังแสดงในตาราง 7.8 โดยมีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม และปริมาณสำรองทั้งหมด 109 ล้านบาร์เรล

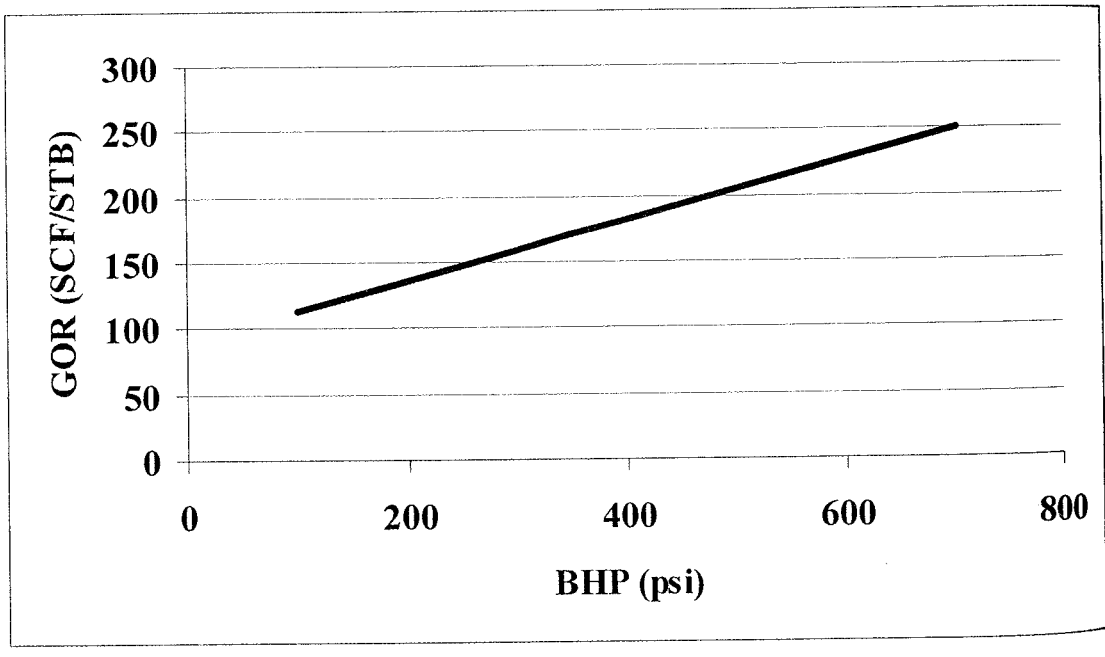
ตาราง 7.8 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
4	400	14	34
5	400	15	31
6	401	16	28
7	387	17	25
8	208	18	23
9	100	19	21
10	68	20	20
11	54	21	18
12	44	22	17
13	38	23	16

7.2.2.2 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.9 และรูปภาพ 7.1 ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันกันหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือ ในการพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันซึ่งเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต

พบว่า ในกรณีที่ 1 กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าสูง (มากกว่า 250 psi และ 150 SCF/STB) พบว่า การประยุกต์วิธีอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 158 STB/d) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 144 STB/d) และปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 41 STB/d) ตามลำดับ ในกรณีที่ 2 กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 250 psi และ 150 SCF/STB) พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 29 STB/d) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 22 STB/d) และการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 12 STB/d) ตามลำดับ ตาราง 7.10 และรูปภาพ 7.2-7.3 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) สุดท้าย ตาราง 7.11 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ



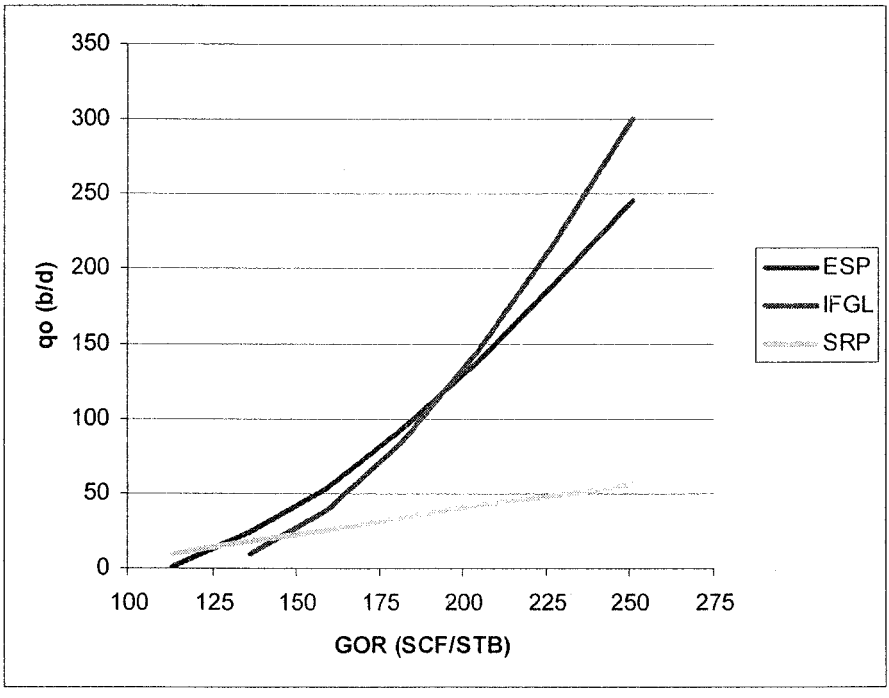
รูปภาพ 7.1 ความสัมพันธ์ระหว่างความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตาราง 7.9 ตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันลานกระบือสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

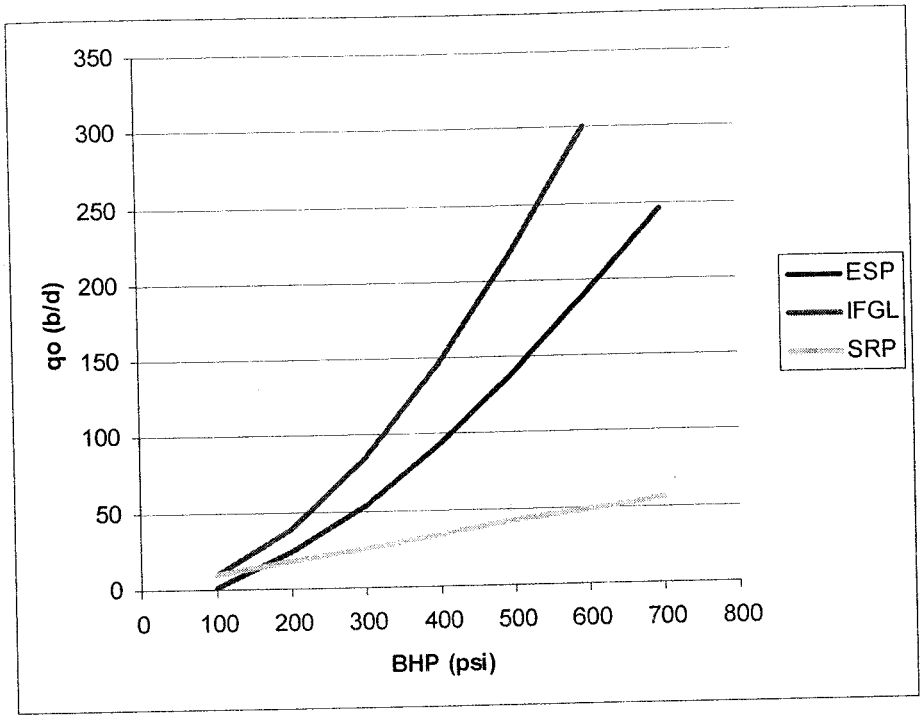
ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. ความดันก้นหลุม	psi	100-700
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	113-251
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.05-1.22
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.025-0.061
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	2.07
	2. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	3. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.828
	4. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	5. ความลึก	ฟุต	3,715
	6. System backpressure	psi	400
	7. เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	2.375
	8. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	587
	9. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	10. ความดันของท่อผลิต	psi	50
	11. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	12. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000
	13. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	14. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6
	15. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80

ตาราง 7.10 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (SCF/STB)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
		ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
700	251	246	300	56
600	228	191	219	49
500	205	139	146	42
400	182	93	85	34
300	159	53	39	26
200	136	24	10	18
100	113	1	-	10



รูปภาพ 7.2 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือ



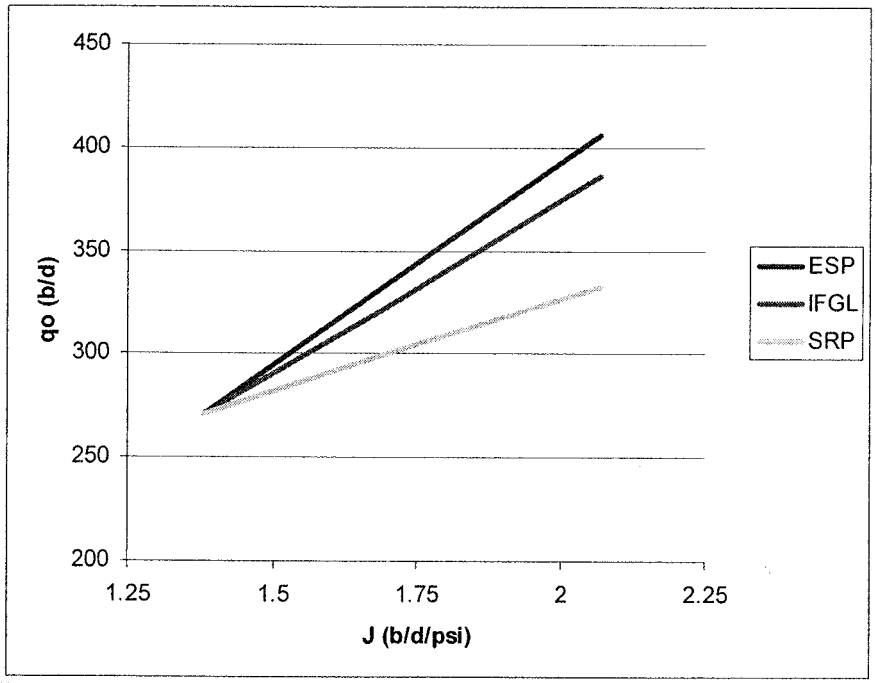
รูปภาพ 7.3 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตาราง 7.11 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

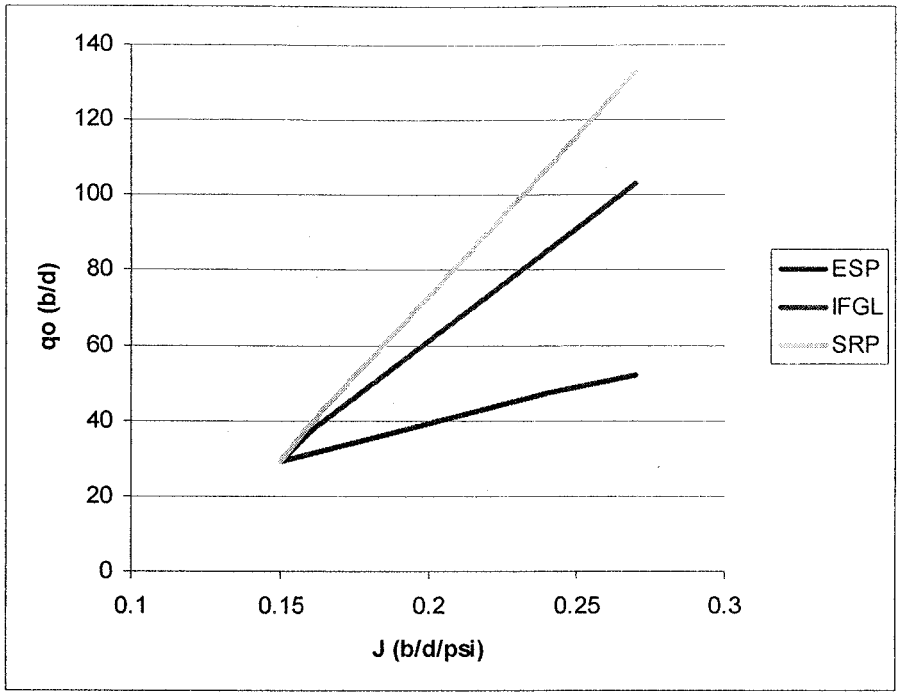
อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 250 psi และ 150 SCF/STB)		กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าสูง (มากกว่า 250 psi และ 150 SCF/STB)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ปานกลาง	22	ปานกลาง	144
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	พอใช้	12	ดี	158
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	29	พอใช้	41

ตาราง 7.13 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ดัชนีชี้วัดการผลิต (bbl/d/psi)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)			หมายเหตุ
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก	
2.07	406	386	332	แสดงในรูปที่ 7.4 กรณีดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าสูง (มากกว่า 1 bbl/d/psi)
1.70	334	323	300	
1.38	271	271	271	
0.27	52	103	133	แสดงในรูปที่ 7.5 กรณีดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 1 bbl/d/psi)
0.24	47	85	107	
0.16	31	37	39	
0.15	29	29	29	



รูปภาพ 7.4 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันลานกระบือ



รูปภาพ 7.5 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตาราง 7.14 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 1 bbl/d/psi)		กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าสูง (มากกว่า 1 bbl/d/psi)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	พอใช้	29-52	ดี	271-406
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	29-103	ปานกลาง	271-386
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	29-133	พอใช้	271-332

7.2.2.4 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

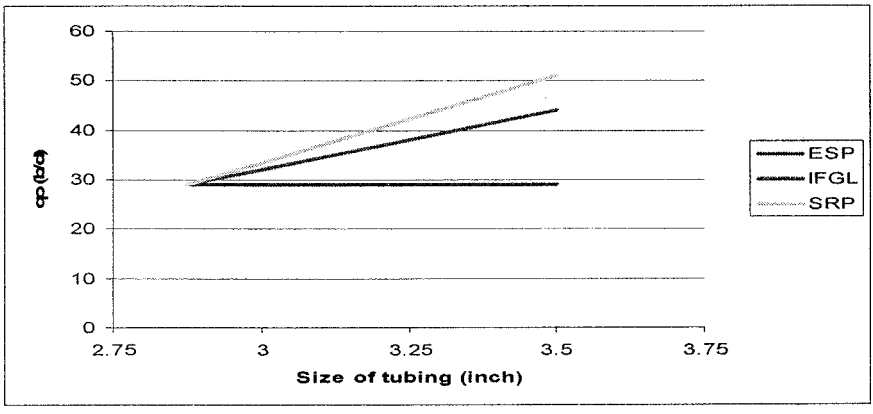
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.15 ขนาดท่อผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ ในกรณีที่ 1 กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีค่าสูง (2.875-3.500 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,715 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 205 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 216 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยกจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ และปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มตามลำดับ ในกรณีที่ 2 กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (1.315-2.375 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 100 psi ความลึก 3,715 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 113 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 159 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆและปั๊มม้าหัวโยกตามลำดับ ตาราง 7.16 และรูปภาพ 7.6-7.7 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) สุดท้าย ตาราง 7.17 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.15 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันลานกระบือสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

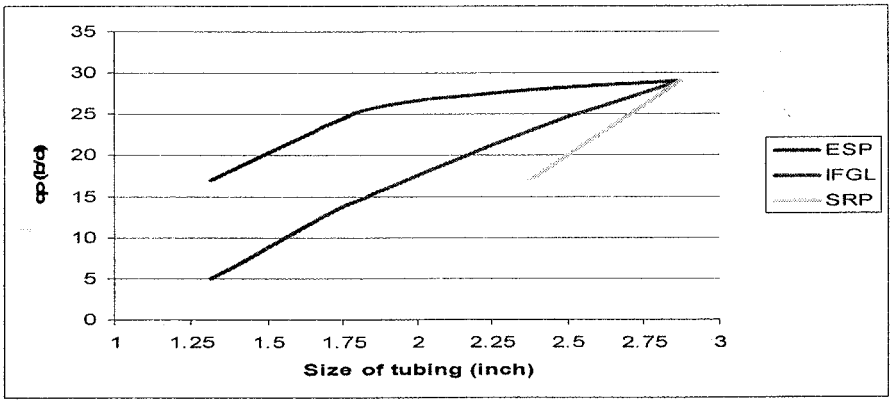
ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน	
			กรณีต่ำ	กรณีสูง
ควบคุม	1. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	1.315-2.875	2.875-3.500
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	2.07	2.07
	1. ความดันก้นหลุม	psi	100	500
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	113	205
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.05	1.17
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.025	0.037
	5. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0	0
	6. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.828	0.828
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	1
	8. ความลึก	ฟุต	3,715	3,715
	9. System backpressure	psi	400	400
	10 อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	587	587
	11 รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ใหม่
	12 ความดันของท่อผลิต	psi	50	50
	13 ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	15
	14 ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	30,000
	15 ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	60
	16 ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6	0.6
	17 ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	80
	18 กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	159	216

ตาราง 7.16 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ขนาดท่อผลิต (นิ้ว)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
3.500	29	44	51
2.875	29	29	29
2.375	28	23	17
1.900	26	16	-
1.660	23	12	-
1.315	17	5	-



รูปภาพ 7.6 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันลานกระบือ



รูปภาพ 7.7 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตาราง 7.17 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

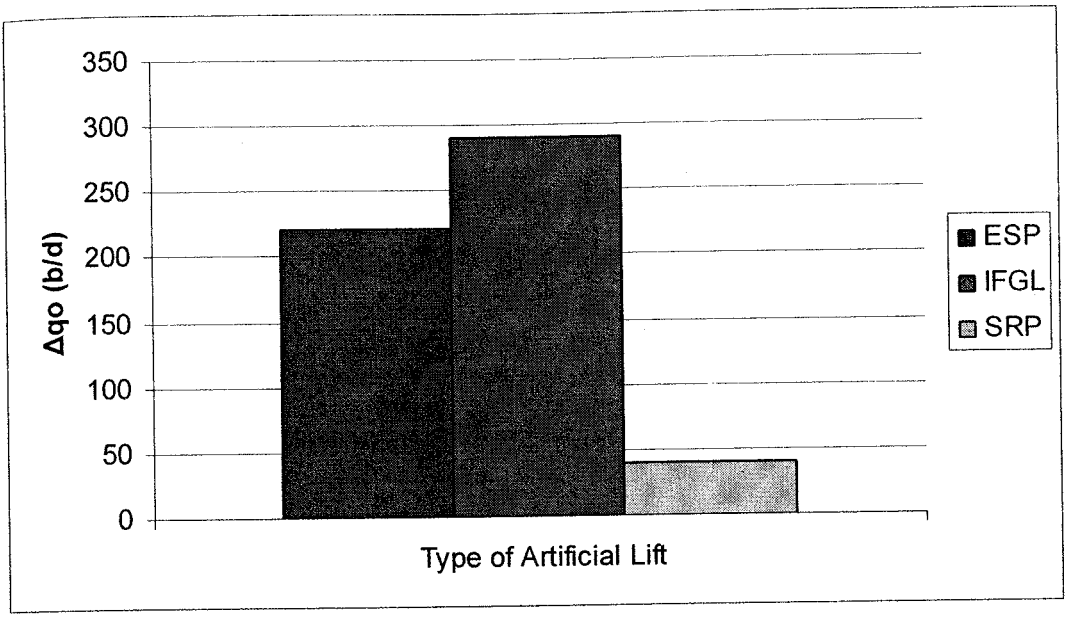
อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดเล็ก (1.315-2.375 นิ้ว)		กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดใหญ่ (2.875-3.500 นิ้ว)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ดี	17-29	พอใช้	29
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	5-29	ปานกลาง	29-44
ปั๊มม้าหัวโยก	พอใช้	0-29	ดี	29-51

7.2.2.5 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.18 ความหลากหลายในการผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,715 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 205 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 216±20 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ จะมีความหลากหลายในการผลิตกว้างที่สุดโดยพิจาณาจากอุปกรณ์และเครื่องมือของการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ที่สามารถปรับเปลี่ยนอัตราการผลิตได้ภายใต้อุปกรณ์และเครื่องมือชุดเดิม รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ ปั๊มม้าหัวโยกและปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มตามลำดับ รูปภาพ 7.8 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) สุดท้ายตาราง 7.19 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.18 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันลาน กระบือสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	216±20
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	2.07
	2. ความดันก้นหลุม	psi	500
	3. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	205
	4. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.17
	5. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.037
	6. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.828
	8. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	9. ความลึก	ฟุต	3,715
	10. System backpressure	psi	400
	11. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	2.875
	12. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	587
	13. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	14. ความดันของท่อผลิต	psi	50
	15. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	16. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,00
	17. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	18. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6
	19. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80



รูปภาพ 7.8 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตาราง 7.19 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความหลากหลายในการผลิต	
	ระดับการเปรียบเทียบ	ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลง (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ปานกลาง	222
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ดี	285
ปั๊มม้าหัวโยก	ต่ำ	43

7.3 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

7.3.1 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ชวยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ขั้นตอนการวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันอู่ทองคือเริ่มจาก การรวบรวม ศึกษา และพิจารณาข้อมูลอย่างละเอียดของหลุมน้ำมันที่ทำการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทองซึ่งการรวบรวมข้อมูลนั้นมาจากหลายช่องทาง อาทิเช่น สื่อข้อมูลออนไลน์ งานประชุมสัมนาวิชาการ และที่สำคัญที่สุด คือการรวบรวมข้อมูลจากภาคสนามโดยมีเจ้าหน้าที่ทางด้านเทคนิคและวิศวกรภาคสนามของแหล่งน้ำมันอู่ทองเป็นผู้ให้ข้อมูลและบรรยาย หลังจากได้มีการพิจารณาอย่างละเอียดในส่วนของข้อมูลที่ได้รวบรวมมาแล้ว พบว่ามีข้อมูลที่เพียงพอและเหมาะสมที่จะสามารถนำมาประมวลผลในโปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) อยู่ประมาณทั้งหมด 5 หลุม ดังแสดงในตาราง 7.20 ซึ่งเป็นข้อมูลในเชิงคุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันอู่ทองอาทิเช่น ความดันก้นหลุม สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ และดัชนีชี้วัดการผลิต นอกจากนี้ในการประมวลผลในโปรแกรม ALTOO จะต้องมีข้อมูลเชิงลึกอีก 4 ส่วน

ก. ข้อมูลในเชิงการผลิตว่ามีของไหลชนิดอื่นที่มีการผลิตหรือไม่ เช่น อัตราการผลิตน้ำ

ข. ข้อมูลในเชิงแหล่งกักเก็บ เช่น ความถ่วงจำเพาะของของไหล (น้ำมันหรือน้ำ) ว่ามีค่าเท่าไร

ค. ข้อมูลในเชิงหลุมผลิต เช่น ความลึก, System back pressure, ขนาดท่อผลิต (เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก), อุณหภูมิโดยเฉลี่ยของท่อผลิต การใช้งานของท่อผลิตและความดันของท่อผลิต

ง. ข้อมูลเฉพาะที่เจาะจงสำหรับอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด เช่น ประสิทธิภาพของปั๊ม (สำหรับปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและปั๊มม้าหัวโยก) ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ และความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (สำหรับการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ) สุดท้าย ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป (สำหรับปั๊มม้าหัวโยก)

ข้อมูลเชิงลึกทั้ง 4 ส่วนนี้ ได้มีการนำเสนอและสรุปในตาราง 7.21 ข้อมูลที่รวบรวมได้ทั้งหมดนี้จะถูกป้อนเข้าไปในโปรแกรม ALTOO เพื่อพิจารณาอัตราการผลิตน้ำมันที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้ โปรแกรม ALTOO ยังจะได้มีการประมวลผลในส่วนของการออกแบบอุปกรณ์ ชิ้นส่วน รวมทั้งข้อมูลเชิงเทคนิคพื้นฐานที่จะต้องมีการจัดเตรียมและติดตั้ง เพื่อที่จะสามารถทำการผลิตได้ ณ อัตราการผลิตที่เหมาะสมที่สุดที่ได้มีการออกแบบไว้ ผลการออกแบ

และวิเคราะห์ดังกล่าวแสดงไว้ในตาราง 7.22 พบว่า ปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 151 STB/d) มีความเหมาะสมที่สุด รองลงมาคือการใช้ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 136 STB/d) และการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 111 STB/d) และขั้นตอนการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิดและการผลิตให้ได้เป็นไปตามเป้าหมายในการผลิตแหล่งน้ำมันอู่ทองว่าต้องการผลิตด้วยอัตราเท่าไรนั้น ให้ดูจากดัชนีชี้วัดการผลิต (Inflow performance) ดังแสดงไว้ในตาราง 7.23-7.25

ตาราง 7.20 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันอู่ทอง

หลุมที่	ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (Gas Oil Ratio) (SCF/STB)	สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน (Oil Formation Volume Factor) (bbl/STB)	สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ (Gas Formation Volume Factor) (ft^3/SCF)	ดัชนีชี้วัดการผลิต (Productivity Index) (b/d/psi)
1	330	36	1.11	0.071	1.30
2	260	31	1.11	0.087	0.65
3	230	28	1.11	0.095	0.53
4	220	26	1.11	0.098	0.37
5	170	21	1.11	0.280	0.18

ตาราง 7.21 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันอู่ทองในการประมวลผลของโปรแกรม

เงื่อนไข	ตัวแปร	หน่วย	จำนวน	อุปกรณ์ช่วยผลิต
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	12-37	ESP, IFGL
แหล่งกักเก็บ	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.858	ESP, IFGL, SRP
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	ESP, IFGL, SRP
หลุมผลิต	ความลึก	ฟุต	3,700	ESP, IFGL, SRP
	System backpressure	psi	31-37	ESP
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900, 2.375, 2.875, 3.500	ESP, IFGL, *SRP
	อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	660	IFGL
	รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ESP
	ความดันของท่อผลิต	psi	15-24	ESP
ข้อมูลอื่นๆ	ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	IFGL
	ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	SRP
	จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	IFGL
	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.7	IFGL
	ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	ESP, SRP

*อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Sucker rod pump พิจารณาเฉพาะเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิตขนาด 2.375, 2.875 และ 3.500 นิ้ว เท่านั้น

ตาราง 7.22 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันอู่ทอง

หลุมที่	อัตราการผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
1	233	119	312
2	151	112	166
3	130	105	134
4	98	98	95
5	53	80	47
เฉลี่ย	136 (ปานกลาง)	111 (พอใช้)	151 (ดี)

ตาราง 7.23 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	STB/d	66-291
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.39
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	23-116
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย		
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	psi	214-307
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	451
- ระดับของของไหลเคลื่อนที่	ฟุต	1,301
- Discharge Head	ฟุต	1,334-1,470
- แรงเสียดทานสูญเสีย	ฟุต	277
- Friction Head	โวลต์/1000 ฟุต	0.00005-0.31
- Total Dynamic Head	ฟุต	0.0004-0.15
- Head/Stage	ฟุต	3,405-3,693

ตาราง 7.23 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันอู่ทอง (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- จำนวน Stage	ฟุต	52.89-53.12
- แรงม้า/Stage		63.83-69.56
- แรงม้าทั้งหมด		1.80-1.85
- แรงดันไฟสูญเสีย	HP	116-129.37
- แรงดันตกคร่อม	V/1000ฟุต	28
- กระแสไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	โวลต์	103.78
- แรงดันไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	แอมป์	68/35
- ขนาดสายไฟฟ้า (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)		1,224/2,364
ทองแดง/อลูมิเนียม	โวลต์	4/2 . 6/4

ตาราง 7.24 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.49-0.62
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	87-236
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	94-249
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	216-711
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	2,011-2,508
- Hydrostatic head	ฟุต	102-352
- ระดับของไหลทำงาน	ฟุต	3,225-3,561
- จำนวนรอบของการอัดก๊าซ	รอบ/วัน	96
- จำนวนของน้ำมันต่อรอบ	บาร์เรล/วัน	0.4-2.1
- ปริมาตรของน้ำมันที่ Slug	บาร์เรล/รอบ	0.61-3.5
- ประสิทธิภาพของ Tubing	บาร์เรล/ฟุต	0.00579

ตาราง 7.24 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- ความยาวของ Slug	ฟุต	104-611
- ระบบวาล์วปฏิบัติงานที่ควรจะติดตั้งภายใต้ระดับของไหลทำงาน	psi	53-306
- ความลึกติดตั้งวาล์ว	ฟุต	3,617-3,627
- ความดัน Tubing ที่ใช้ในการทำงานของวาล์วร่วมกับความดันของ Tubingโดยไม่พิจารณาร่วมกับน้ำหนักของก๊าซในท่อ	psi	126-446
- ความดันปฏิบัติการวาล์ว	psi	273-669
- ความดันปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิว	psi	250-614
- ปริมาตรน้ำมันใน Tubing	บาร์เรล	15.41-15.46
- ช่องว่างที่เกิดขึ้นโดยก๊าซจากช่วงที่เริ่ม Slug จนถึงพื้นผิว	บาร์เรล	11.99-14.88
- ความดันภายใต้ Slug	psi	90-283
- ความดันเฉลี่ย	psi	182-476
- ปัจจัยการบีบอัดของก๊าซที่ใช้อัด		0.88-0.95
- ปริมาณการอัดก๊าซ	SCF/รอบ	232-531
- สัดส่วนก๊าซที่อัดต่อน้ำมัน	SCF/STB	183-463

ตาราง 7.25 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	STB/d	59-390
- ข้อมูลปั๊ม		
ขนาด API	Unit	40-320
ช่วงชัก	นิ้ว	34-84
- ข้อมูล Plunger		
เส้นผ่านศูนย์กลาง	นิ้ว	1 ¼-2 ¼
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.227-3.976
อัตราปั๊ม	บาร์เรล/วัน/นิ้ว/ช่วงชัก/นาที	0.182-0.590
- ข้อมูล Tubing		
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	นิ้ว	2.00-2.50
เส้นผ่าศูนย์กลางภายนอก	นิ้ว	2.375-2.875
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	4.70-6.50
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.304-1.812
- ข้อมูลการชัก		
ขนาด	นิ้ว	5/8-1.00
พื้นที่	ตารางนิ้ว	0.307-0.785
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	1.16-2.88
- ความเร็วในการปั๊ม	ช่วงชัก/นาที	15.32-19.95
- สัดส่วนของ Rod String		
สัดส่วน/ระยะ ที่ 1	ฟุต	0.63-0.65/2,350-2,425
สัดส่วน/ระยะ ที่ 2	ฟุต	0.35-0.37/1,300-1,375
สัดส่วน/ระยะ ที่ 3	ฟุต	-
- ปัจจัยในการเร่ง		0.24-0.48
- ผลกระทบความยาว Plunger Stroke	นิ้ว	37.61-134.34
- Dead weight ของ Rod String	ปอนด์	4,901-8,978
- น้ำหนักของของไหล	ปอนด์	1,252-6,302

ตาราง 7.25 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันอู่ทอง (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- น้ำหนักสูงสุดของ Polished Rod/ค่าที่อนุญาต	ปอนด์/ปอนด์	7,717-20,181/10,900-25,600
- ความเค้นสูงสุดบน Rod String ตัวบนสุด	psi	17,460-25,708
- ผลกระทบของ Counterbalance อุดมคติ	ปอนด์	5,613-12,108
- แรงบิดสูงสุดบน Gear Reducer	นิ้ว-ปอนด์	50,481-624,833
- กำลังหลัก (Horse Power)		
แรงม้า Hydraulic Horse Power	hp	2.62-28.52
แรงม้าเสียดทาน (Friction Horse Power)	hp	2.80-13.43
แรงม้าฉุดรวม (Brake Horse Power)	hp	8.12-62.93
- Synchronous Pumping Speed		3.41-4.49

7.3.3 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมสำหรับแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตัวแปรควบคุม คือ ตัวแปรที่ทำการศึกษาเพื่อหาความสัมพันธ์ถึงผลกระทบที่มีต่ออุปกรณ์ช่วยผลิต โดยในหัวข้อนี้จะมีการศึกษาตัวแปรควบคุม 5 ตัว ได้แก่ สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน ความดัน ดัชนีชี้วัดการผลิต ท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิต โดยกลุ่มข้อมูลของตัวแปรควบคุมจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มข้อมูล คือ กลุ่มข้อมูลที่มีค่ามากและน้อย ดังแสดงในตาราง 7.26

ตาราง 7.26 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตัวแปรควบคุม	หน่วย	กรณีต่ำ	กรณีสูง
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	น้อยกว่า 24	มากกว่า 24
ความดัน	psi	น้อยกว่า 200	มากกว่า 200
ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อความดัน	น้อยกว่า 0.4	มากกว่า 0.4
เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900 และ 2.375	2.875 และ 3.500
ความหลากหลายในการผลิต	บาร์เรลต่อวัน	0-100	100-500

7.3.3.1 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

การพิจารณาการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันอู่ทองเพื่อช่วยในการวิเคราะห์ช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์อุปกรณ์ช่วยผลิตนั้น ตั้งอยู่บนสมมุติฐานต่างๆ ดังต่อไปนี้ ความดัน 240 psi สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 28 SCF/STB สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน 1.11 bbl/STB สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ 0.126 ft^3/SCF ดัชนีชี้วัดการผลิต 0.61 bbl/day/psi โดยการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติจะใช้เวลาของการสำรวจและผลิตสามารถแบ่งได้เป็น 3 และ 20 ปีตามลำดับ ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการผลิตในปีที่ 4 ของการลงทุน ดังแสดงในตาราง 7.27 โดยมีหลุมผลิตทั้งหมด 9 หลุม และปริมาณสำรองทั้งหมด 29.06 ล้านบาร์เรล

ตาราง 7.27 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
4	439	14	39
5	235	15	33
6	191	16	29
7	154	17	25
8	123	18	22
9	98	19	19
10	80	20	17
11	65	21	15
12	54	22	13
13	45	23	11

7.3.3.2 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

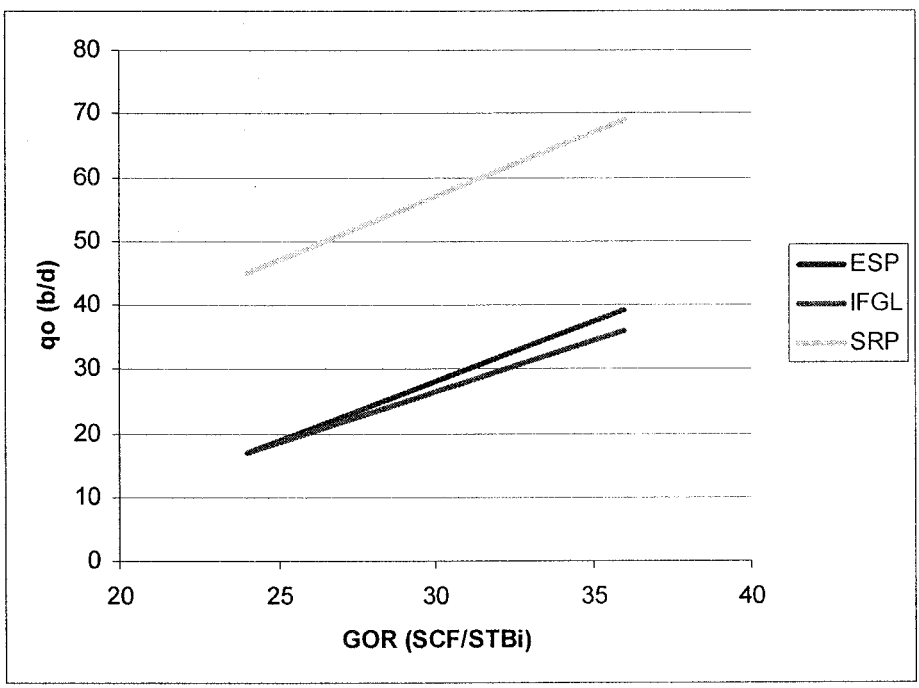
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.28 ในการพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ ในกรณีที่ 1 กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าสูง (มากกว่า 200 psi และ 24 SCF/STB) พบว่า การประยุกต์ปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 118 STB/d) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 81 STB/d) และการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 74 STB/d) ตามลำดับ ในกรณีที่ 2 กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 200 psi และ 24 SCF/STB) พบว่า การประยุกต์ปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 45 STB/d) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 12 STB/d) และปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 11.5 STB/d) ตาราง 7.29 และรูปภาพ 7.9-7.10 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) สุดท้าย ตาราง 7.30 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.28 ตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทองสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

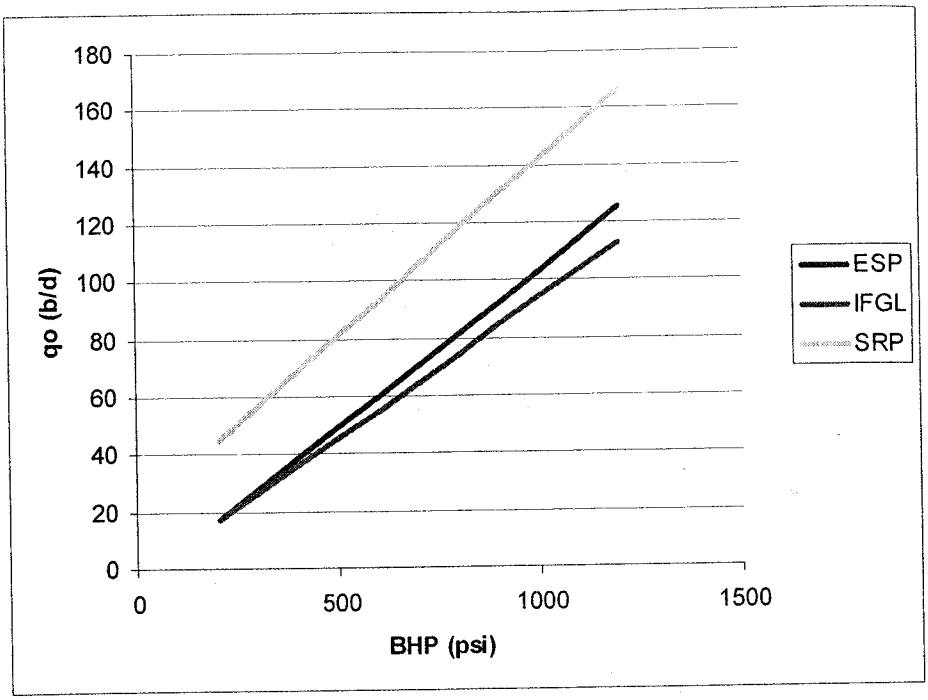
ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. ความดันก้นหลุม	psi	200-1,200
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	24-36
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.11
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.071-0.280
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	1.30
	2. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	3. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.858
	4. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	5. ความลึก	ฟุต	3,700
	6. System backpressure	psi	31-37
	7. เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	2.375
	8. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	660
	9. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	10. ความดันของท่อผลิต	psi	15-24
	11. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	12. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000
	13. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	14. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.7
	15. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80

ตาราง 7.29 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (SCF/STB)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
		ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
1,200	36	125	113	166
1,000	36	103	94	142
800	36	81	74	118
600	36	60	55	93
400	36	39	36	69
200	24	17	17	45



รูปภาพ 7.9 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทอง



รูปภาพ 7.10 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตาราง 7.30 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 200 psi และ 24 SCF/STB)		กรณีที่ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่าสูง (มากกว่า 200 psi และ 24 SCF/STB)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ปานกลาง	81	ปานกลาง	12
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	พอใช้	74	ดี	45
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	118	พอใช้	11.5

7.3.3.3 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

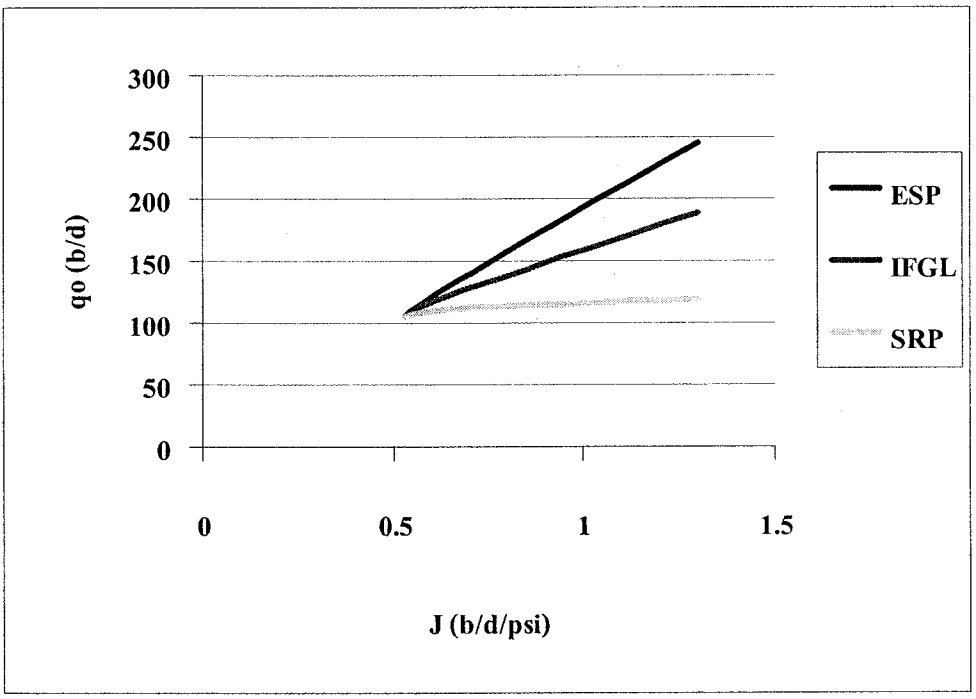
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.31 ดัชนีชี้วัดการผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ ในกรณีที่ 0.4 กรณีดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าสูง (มากกว่า 0.4 bbl/d/psi) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,700 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 36 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 129 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 202 บาร์เรลต่อวัน) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 196 บาร์เรลต่อวัน) และปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 181 บาร์เรลต่อวัน) ตามลำดับ ในกรณีที่ 2 กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 1 bbl/d/psi) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 100 psi ความลึก 3,700 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 12 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 116 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 62 บาร์เรลต่อวัน) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 51 บาร์เรลต่อวัน) และปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 32 บาร์เรลต่อวัน) ตามลำดับ ตาราง 7.32 และรูปภาพ 7.11-7.12 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) สุดท้าย ตาราง 7.33 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.31 ตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทองสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

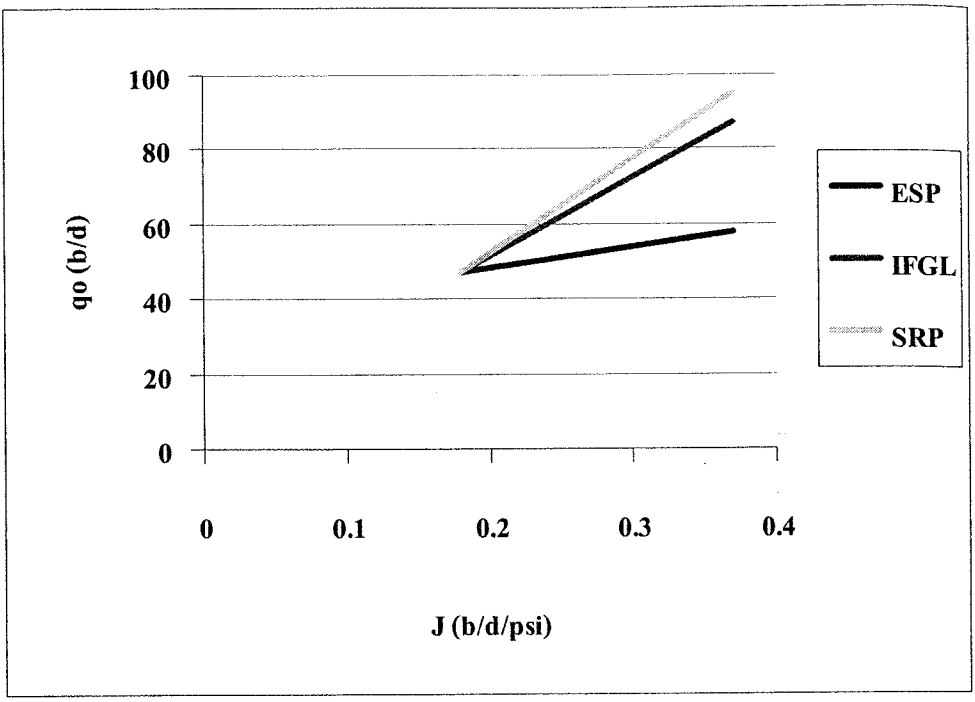
ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน	
			กรณีต่ำ	กรณีสูง
ควบคุม	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.18-0.37	0.53-1.30
คงที่	1. ความดันก้นหลุม	psi	100	500
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	12	36
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.11	1.11
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.539	0.046
	5. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0	0
	6. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.858	0.858
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	1
	8. ความลึก	ฟุต	3,700	3,700
	9. System backpressure	psi	31	37
	10. เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	2.375	2.375
	11. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	660	660
	12. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ใหม่
	13. ความดันของท่อผลิต	psi	15	24
	14. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	15
	15. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	30,000
	16. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	60
	17. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6	0.6
	18. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	80
	19. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	116	129

ตาราง 7.32 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ดัชนีชี้วัดการผลิต (bbl/d/psi)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
1.30	245	188	119
0.65	130	122	112
0.53	105	105	105
0.37	58	87	95
0.18	47	47	47



รูปภาพ 7.11 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันอู่ทอง



รูปภาพ 7.12 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตาราง 7.33 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันลาน กระบือโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 0.4 bbl/d/psi)		กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าสูง (มากกว่า 0.4 bbl/d/psi)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	พอใช้	47-58	ดี	105-245
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	47-87	ปานกลาง	105-188
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	47-95	พอใช้	105-119

7.3.3.4 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

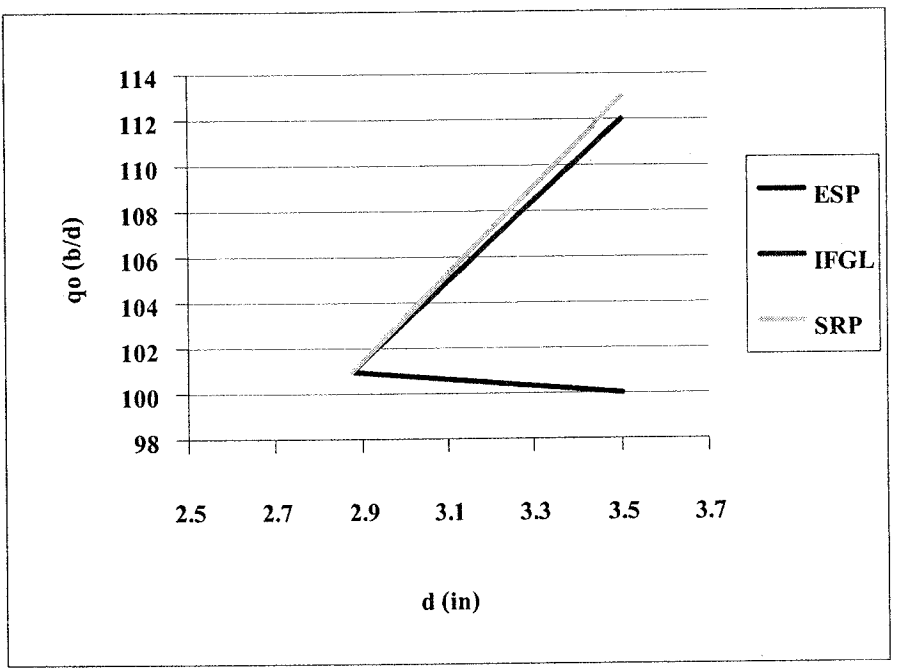
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.34 ขนาดท่อผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ ในกรณีที่ 1 กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีค่าสูง (2.875-3.500 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,700 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 36 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 129 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยกจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ และปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มตามลำดับ ในกรณีที่ 2 กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (1.315-2.375 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 100 psi ความลึก 3,700 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 12 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 116 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆและปั๊มม้าหัวโยกตามลำดับ ตาราง 7.35 และรูปภาพ 7.13-7.14 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) สุดท้าย ตาราง 7.36 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.34 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทองสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

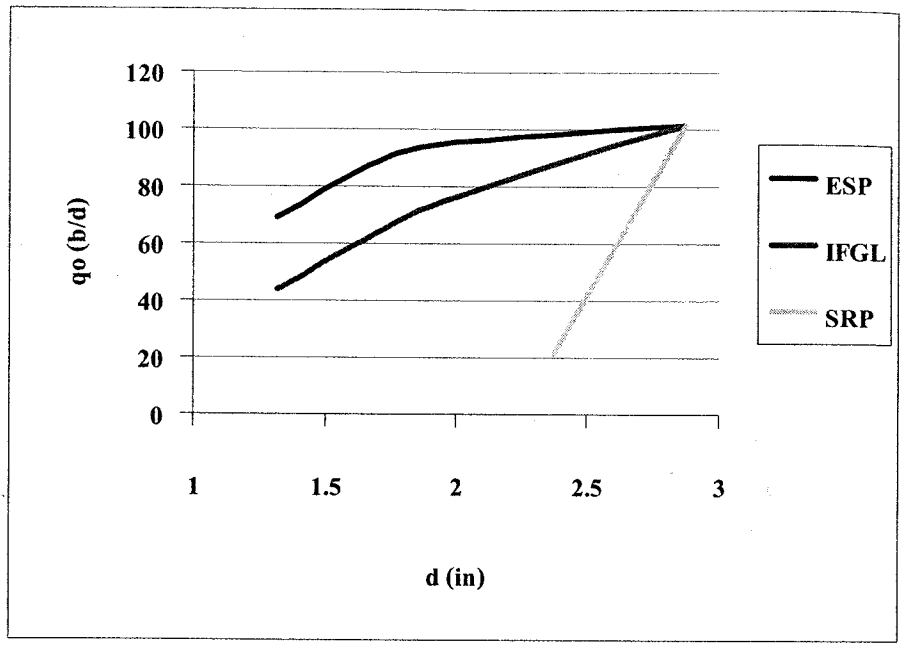
ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน	
			กรณีต่ำ	กรณีสูง
ควบคุม	1. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	1.315-2.875	2.875-3.500
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	1.30	1.30
	1. ความดันก้นหลุม	psi	100	500
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	12	36
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.11	1.11
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.539	0.046
	5. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0	0
	6. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.858	0.858
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	1
	8. ความลึก	ฟุต	3,700	3,700
	9. System backpressure	psi	31	37
	10 อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	587	587
	11 รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ใหม่
	12 ความดันของท่อผลิต	psi	15	24
	13 ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	15
	14 ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	30,000
	15 ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	60
	16 ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6	0.6
	17 ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	80
	18 กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	116	129

ตาราง 7.35 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ขนาดท่อผลิต (นิ้ว)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
3.500	100	112	113
2.875	101	101	101
2.375	98	88	21
1.900	94	73	-
1.660	87	62	-
1.315	69	44	-



รูปภาพ 7.13 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันอู่ทอง



รูปภาพ 7.14 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตาราง 7.36 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง โดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

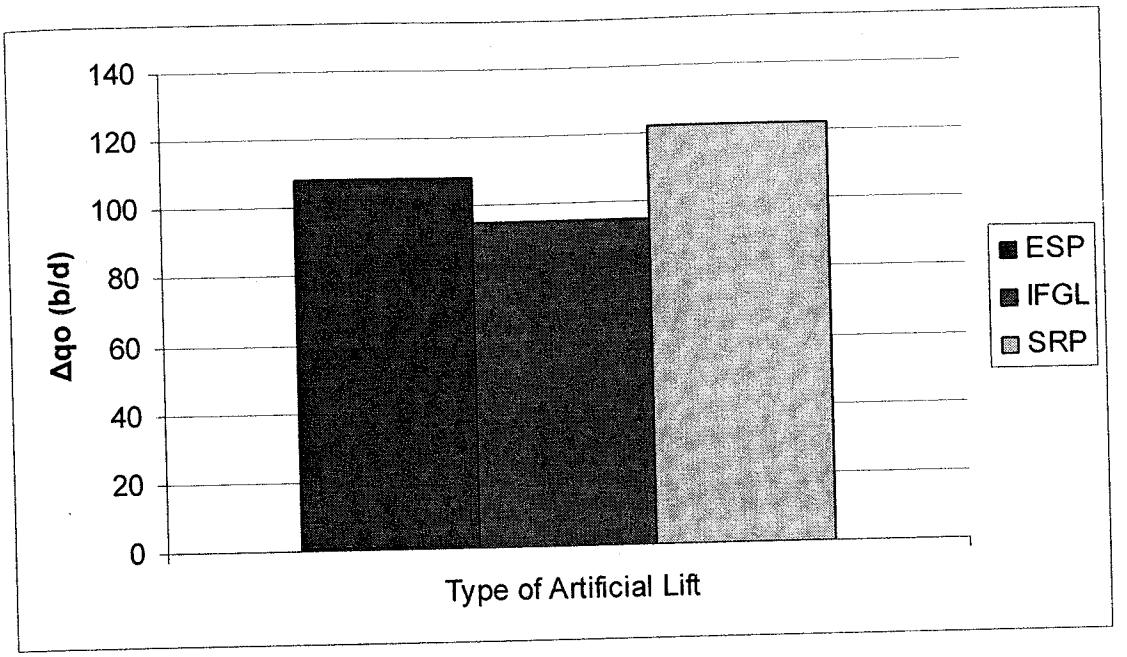
อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดเล็ก (1.315-2.375 นิ้ว)		กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดใหญ่ (2.875-3.500 นิ้ว)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ดี	69-101	ต่ำ	100-101
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	44-101	ปานกลาง	101-112
ปั๊มม้าหัวโยก	ต่ำ	0-101	ดี	101-113

7.3.3.5 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.37 ความหลากหลายในการผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,700 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 36 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 129±20 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยก จะมีความหลากหลายในการผลิตกว้างที่สุดโดยพิจาณาจากอุปกรณ์และเครื่องมือของปั๊มม้าหัวโยก ที่สามารถปรับเปลี่ยนอัตราการผลิตได้ภายใต้อุปกรณ์และเครื่องมือชุดเดิม รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ตามลำดับ รูปภาพ 7.15 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) สุดท้ายตาราง 7.38 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.37 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง สำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	129±20
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวัน ต่อ psi	1.30
	2. ความดันก้นหลุม	psi	500
	3. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	36
	4. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.11
	5. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.046
	6. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.858
	8. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	9. ความลึก	ฟุต	3,700
	10. System backpressure	psi	37
	11. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	2.875
	12. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	587
	13. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	14. ความดันของท่อผลิต	psi	24
	15. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	16. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,00
	17. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	18. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6
	19. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80



รูปภาพ 7.15 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตาราง 7.38 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทองโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความหลากหลายในการผลิต	
	ระดับการเปรียบเทียบ	ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลง (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ปานกลาง	111
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ต่ำ	95
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	122

7.4 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

7.4.1 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ชวยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันฝาง

ขั้นตอนการวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันฝาง คือเริ่มจาก การรวบรวม ศึกษา และพิจารณาข้อมูลอย่างละเอียดของหลุมน้ำมันที่ทำการผลิตในแหล่งน้ำมันฝางซึ่งการรวบรวมข้อมูลนั้นมาจากหลายช่องทาง อาทิเช่น สื่อข้อมูลออนไลน์ งานประชุมสัมนาวิชาการ และที่สำคัญที่สุด คือการรวบรวมข้อมูลจากภาคสนามโดยมีเจ้าหน้าที่ทางด้านเทคนิคและวิศวกรภาคสนามของแหล่งน้ำมันฝางเป็นผู้ให้ข้อมูลและบรรยาย หลังจากได้มีการพิจารณาอย่างละเอียดในส่วนของข้อมุลที่ได้รวบรวมมาแล้ว พบว่ามีข้อมูลที่เพียงพอและเหมาะสมที่จะสามารถนำมาประมวลผลในโปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) อยู่ประมาณทั้งหมด 3 หลุม ดังแสดงในตาราง 7.39 ซึ่งเป็นข้อมูลในเชิงคุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันฝางอาทิเช่น ความดันก้นหลุม สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ และดัชนีชี้วัดการผลิต นอกจากนี้ในการประมวลผลในโปรแกรม ALTOO จะต้องมีข้อมูลเชิงลึกอีก 4 ส่วน

ก. ข้อมูลในเชิงการผลิตว่ามีของไหลชนิดอื่นที่มีการผลิตหรือไม่ เช่น อัตราการผลิตน้ำ

ข. ข้อมูลในเชิงแหล่งกักเก็บ เช่น ความถ่วงจำเพาะของของไหล (น้ำมันหรือน้ำ) ว่ามีค่าเท่าไร

ค. ข้อมูลในเชิงหลุมผลิต เช่น ความลึก, System back pressure, ขนาดท่อผลิต (เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก), อุณหภูมิโดยเฉลี่ยของท่อผลิต, การใช้งานของท่อผลิตและความดันของท่อผลิต

ง. ข้อมูลเฉพาะที่เจาะจงสำหรับอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด เช่น ประสิทธิภาพของปั้ม (สำหรับปั้มไฟฟ้าแบบจุ่มและปั้มม้าหัวโยก) ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ และความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (สำหรับการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ) สุดท้าย ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป (สำหรับปั้มม้าหัวโยก)

ข้อมูลเชิงลึกทั้ง 4 ส่วนนี้ ได้มีการนำเสนอและสรุปในตาราง 7.40 ข้อมูลที่รวบรวมได้ทั้งหมดนี้จะถูกป้อนเข้าไปในโปรแกรม ALTOO เพื่อพิจารณาอัตราการผลิตน้ำมันที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้ โปรแกรม ALTOO ยังจะได้มีการประมวลผลในส่วนของการออกแบบอุปกรณ์ ชิ้นส่วน รวมทั้งข้อมูลเชิงเทคนิคพื้นฐานที่จะต้องมีการจัดเตรียมและติดตั้ง เพื่อที่จะสามารถทำการผลิตได้ ณ อัตราการผลิตที่เหมาะสมที่สุดที่ได้มีการออกแบบไว้ ผลการออกแบบ

และวิเคราะห์ดังกล่าวแสดงไว้ในตาราง 7.41 พบว่า ปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 151 STB/d) มีความเหมาะสมที่สุด รองลงมาคือการใช้ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 136 STB/d) และการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 111 STB/d) และขั้นตอนการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิดและการผลิตให้ได้เป็นไปตามเป้าหมายในการผลิตแหล่งน้ำมันฝางว่าต้องการผลิตด้วยอัตราเท่าไรนั้น ให้ดูจากดัชนีชี้วัดการผลิต (Inflow performance) ดังแสดงไว้ในตาราง 7.42-7.44

ตาราง 7.39 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันฝาง

หลุมที่	ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (Gas Oil Ratio) (SCF/STB)	สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน (Oil Formation Volume Factor) (bbl/STB)	สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ (Gas Formation Volume Factor) (ft^3/SCF)	ดัชนีชี้วัดการผลิต (Productivity Index) (b/d/psi)
1	520	25	1.06	0.040	0.20
2	510	25	1.06	0.040	0.19
3	500	25	1.06	0.040	0.17

ตาราง 7.40 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันฝางในการประมวลผลของโปรแกรม

เงื่อนไข	ตัวแปร	หน่วย	จำนวน	อุปกรณ์ช่วยผลิต
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0	ESP, IFGL
แหล่งกักเก็บ	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.855	ESP, IFGL, SRP
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	ESP, IFGL, SRP
หลุมผลิต	ความลึก	ฟุต	3,638	ESP, IFGL, SRP
	System backpressure	psi	31-37	ESP
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900, 2.375, 2.875, 3.500	ESP, IFGL, *SRP
	อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	630	IFGL
	รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ESP
	ความดันของท่อผลิต	psi	15-24	ESP
ข้อมูลอื่นๆ	ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	IFGL
	ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	SRP
	จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	IFGL
	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.658	IFGL
	ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	ESP, SRP

*อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Sucker rod pump พิจารณาเฉพาะเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิตขนาด 2.375, 2.875 และ 3.500 นิ้ว เท่านั้น

ตาราง 7.41 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันฝาง

หลุมที่	อัตราการผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
1	91	79	134
2	88	75	128
3	79	67	121
เฉลี่ย	86 (ปานกลาง)	74 (พอใช้)	128 (ดี)

ตาราง 7.42 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันฝาง

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	STB/d	99-114
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.25
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	15-76
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	444-505
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	294
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	847
- ระดับของของไหลเคลื่อนที่	ฟุต	870-958
- Discharge Head	ฟุต	180
- แรงเสียดทานสูญเสีย	โวลต์/1000 ฟุต	0.00003-0.20
- Friction Head	ฟุต	0.0003-0.10
- Total Dynamic Head	ฟุต	3,347-3,619
- Head/Stage	ฟุต	51.83-52.06

ตาราง 7.42 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันฝาง (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- จำนวน Stage	ฟุต	41.58-45.31
- แรงม้า/Stage		1.17-1.21
- แรงม้าทั้งหมด	HP	75.56-84.27
- แรงดันไฟสูญเสีย	V/1000ฟุต	28
- แรงดันตกคร่อม	โวลต์	101.70
- กระแสไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	แอมป์	68/35
- แรงดันไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	โวลต์	1,224/2,364
- ขนาดสายไฟฟ้า (แบบที่ 1 และแบบที่ 2) ทองแดง/อลูมิเนียม		4/2 . 6/4

ตาราง 7.43 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันฝาง

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.32-0.40
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	57-154
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	366-463
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	216-711
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	1,310-1,634
- Hydrostatic head	ฟุต	66-229
- ระดับของไหลทำงาน	ฟุต	3,161-3,490
- จำนวนรอบของการอัดก๊าซ	รอบ/วัน	96
- จำนวนของน้ำมันต่อรอบ	บาร์เรล/วัน	0.4-2.1
- ปริมาตรของน้ำมันที่ Slug	บาร์เรล/รอบ	0.61-3.5
- ประสิทธิภาพของ Tubing	บาร์เรล/ฟุต	0.00579

ตาราง 7.43 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันฝาง (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- ความยาวของ Slug	ฟุต	68-398
- ระบบวาล์วปฏิบัติงานที่ควรจะติดตั้งภายใต้ระดับของไหลทำงาน	psi	35-199
- ความลึกติดตั้งวาล์ว	ฟุต	3,545-3,555
- ความดัน Tubing ที่ใช้ในการทำงานของวาล์วร่วมกับความดันของ Tubingโดยไม่พิจารณาร่วมกับน้ำหนักของก๊าซในท่อ	psi	82-291
- ความดันปฏิบัติการวาล์ว	psi	178-436
- ความดันปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิว	psi	163-400
- ปริมาตรน้ำมันใน Tubing	บาร์เรล	10.04-10.07
- ช่องว่างที่เกิดขึ้นโดยก๊าซจากช่วงที่เริ่ม Slug จนถึงพื้นผิว	บาร์เรล	7.81-9.69
- ความดันภายใต้ Slug	psi	59-184
- ความดันเฉลี่ย	psi	119-310
- ปัจจัยการบีบอัดของก๊าซที่ใช้อัด		0.86-0.93
- ปริมาณการอัดก๊าซ	SCF/รอบ	164-345
- สัดส่วนก๊าซที่อัดต่อน้ำมัน	SCF/STB	119-302

ตาราง 7.44 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันฝาง

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	STB/d	151-168
- ข้อมูลปั๊ม		
ขนาด API	Unit	40-57
ช่วงชัก	นิ้ว	34-42
- ข้อมูล Plunger		
เส้นผ่านศูนย์กลาง	นิ้ว	1 ¼
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.227
อัตราปั๊ม	บาร์เรล/วัน/นิ้ว/ช่วงชัก/นาที	0.182
- ข้อมูล Tubing		
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	นิ้ว	2.00
เส้นผ่าศูนย์กลางภายนอก	นิ้ว	2.375
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	4.70
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.304
- ข้อมูลการชัก		
ขนาด	นิ้ว	5/8-3/4
พื้นที่	ตารางนิ้ว	0.307-0.442
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	1.16-1.63
- ความเร็วในการปั๊ม	ช่วงชัก/นาที	19.32-19.55
- สัดส่วนของ Rod String		
สัดส่วน/ระยะ ที่ 1	ฟุต	0.62-0.64/2,275-2,400
สัดส่วน/ระยะ ที่ 2	ฟุต	0.36-0.38/1,250-1,375
สัดส่วน/ระยะ ที่ 3	ฟุต	-
- ปัจจัยในการเร่ง		0.16-0.31
- ผลกระทบความยาว Plunger Stroke	นิ้ว	24.50-87.51
- Dead weight ของ Rod String	ปอนด์	3,192-5,848
- น้ำหนักของของไหล	ปอนด์	816-4,105

ตาราง 7.44 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันฝาง (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- น้ำหนักสูงสุดของ Polished Rod/ค่าที่อนุญาต	ปอนด์/ปอนด์	5,027-13,145/7,100-16,700
- ความเค้นสูงสุดบน Rod String ตัวบนสุด	psi	11,373-16,746
- ผลกระทบของ Counterbalance อุดมคติ	ปอนด์	3,656-7,887
- แรงบิดสูงสุดบน Gear Reducer	นิ้ว-ปอนด์	32,882-407,001
- กำลังหลัก (Horse Power)		
แรงม้า Hydraulic Horse Power	hp	1.71-18.58
แรงม้าเสียดทาน (Friction Horse Power)	hp	1.82-8.75
แรงม้าฉุดรวม (Brake Horse Power)	hp	5.29-40.99
- Synchronous Pumping Speed		2.22-2.93

7.4.2 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ชวยผลิตกับตัวแปรควบคุมสำหรับแหล่งน้ำมันฝาง

ตัวแปรควบคุม คือ ตัวแปรที่ทำการศึกษาเพื่อทำการวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ถึงผลกระทบที่มีต่ออุปกรณ์ชวยผลิต โดยในหัวข้อนี้จะมีการศึกษาตัวแปรควบคุม 5 ตัว ได้แก่ สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน ความดัน ดัชนีชี้วัดการผลิต ท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิต โดยกลุ่มข้อมูลของตัวแปรควบคุมจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มข้อมูล คือ กลุ่มข้อมูลที่มีค่ามากและน้อย ดังแสดงในตาราง 7.45

ตาราง 7.45 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

ตัวแปรควบคุม	หน่วย	กรณีต่ำ	กรณีสูง
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	25	
ความดัน	psi	200-1,000	
ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อความดัน	0.17-0.20	
เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900 และ 2.375	2.875 และ 3.500
ความหลากหลายในการผลิต	บาร์เรลต่อวัน	0-100	100-500

7.4.2.1 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันฝาง

การพิจารณาการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมัน
ฝางเพื่อช่วยในการวิเคราะห์ช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์อุปกรณ์ช่วยผลิตนั้น ตั้งอยู่บน
สมมุติฐานต่างๆ ดังต่อไปนี้ ความดัน 510 psi สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 25 SCF/STB สัดส่วนปริมาตร
ของน้ำมัน 1.06 bbl/STB สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ 0.04 ft^3/SCF ดัชนีชี้วัดการผลิต 0.19 bbl/day/ps
โดยการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติจะใช้เวลาของการสำรวจและผลิตสามารถแบ่งได้เป็น 3 และ
20 ปีตามลำดับ ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการผลิตในปีที่ 4 ของการลงทุน ดังแสดงในตาราง 7.4
โดยมีหลุมผลิตทั้งหมด 5 หลุม และปริมาณสำรองทั้งหมด 4.33 ล้านบาร์เรล

ตาราง 7.46 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันฝาง

ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
4	150	14	22
5	150	15	18
6	108	16	15
7	84	17	12
8	72	18	10
9	54	19	8
10	45	20	7
11	33	21	6
12	27	22	6
13	26	23	5

7.4.2.2 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝาง

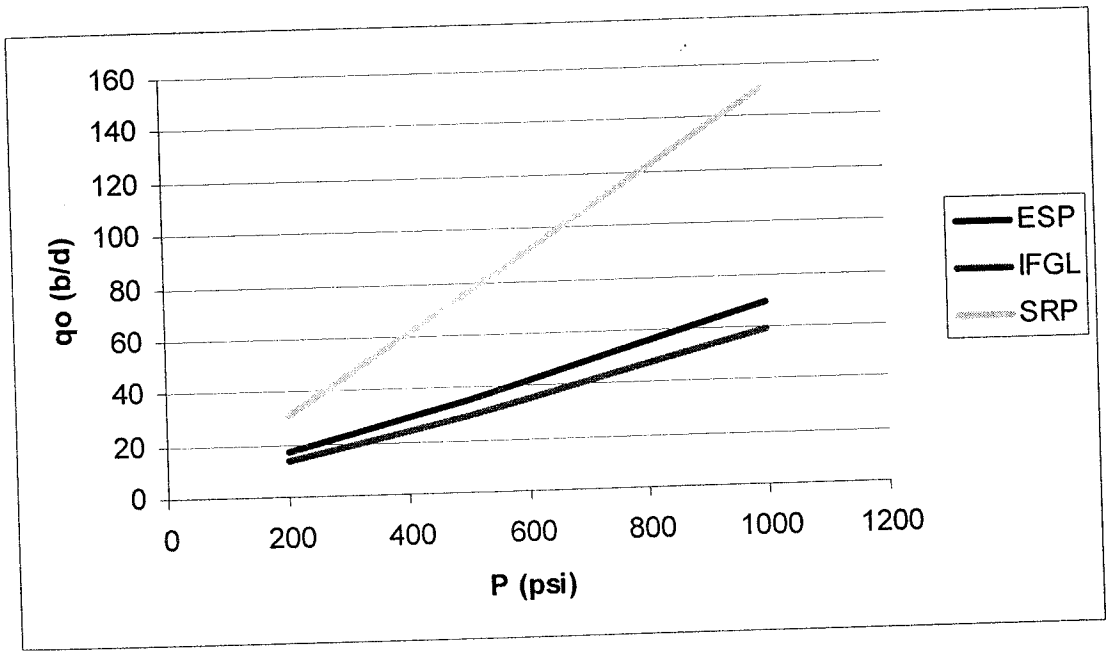
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.47 ในการพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ กรณีที่ความดันก้นหลุมมีค่า 200-1,000 psi และสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่า 25 SCF/STB พบว่า พบว่า การประยุกต์ปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 80 STB/d) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 42 STB/d) และการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 36 STB/d) ตามลำดับ ตาราง 7.48 และรูปภาพ 7.16 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) สุดท้าย ตาราง 7.49 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.47 ตัวแปรควบคุม (ความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. ความดันก้นหลุม	psi	200-1,000
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	25
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.06
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.040
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.20
	2. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	3. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.855
	4. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	5. ความลึก	ฟุต	3,638
	6. System backpressure	psi	31-37
	7. เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	2.375
	8. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	630
	9. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	10. ความดันของท่อผลิต	psi	15-24
	11. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	12. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000
	13. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	14. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.658
	15. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80

ตาราง 7.48 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันฝาง

ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (SCF/STB)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
		ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
1,000	25	69	59	150
800	25	55	47	102
600	25	42	35	70
400	25	29	24	46
200	25	17	14	31



รูปภาพ 7.16 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมในแหล่งน้ำมันฝาง

ตาราง 7.49 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความดันก้นหลุมและสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความดันก้นหลุมมีค่า 200-1,000 psi และสัดส่วนก๊าซกับน้ำมันมีค่า 25 SCF/STB	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ปานกลาง	42
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	พอใช้	36
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	80

7.4.2.3 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

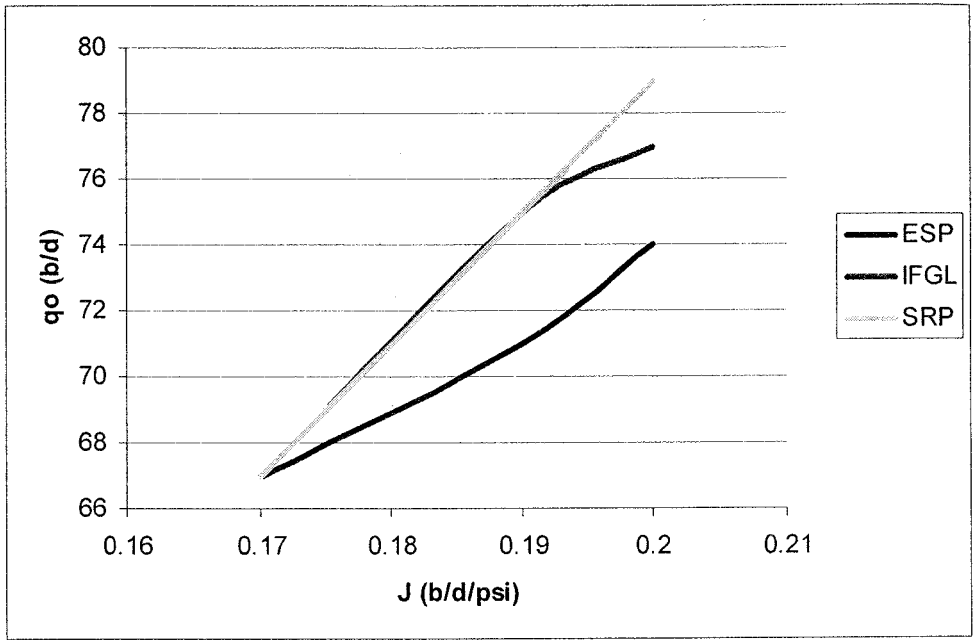
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.50 ดัชนีชี้วัดการผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 0.2 bbl/d/psi) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,638 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 25 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 202 บาร์เรลต่อวัน) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 196 บาร์เรลต่อวัน) และปั๊มไฟฟ้าฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 181 บาร์เรลต่อวัน) ตามลำดับ ตาราง 7.51 และรูปภาพ 7.17 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) สุดท้าย ตาราง 7.52 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.50 ตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.17-0.20
คงที่	1. ความดันก้นหลุม	psi	500
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	25
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.06
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.040
	5. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	6. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.855
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	8. ความลึก	ฟุต	3,638
	9. System backpressure	psi	37
	10. เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	2.375
	11. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	660
	12. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	13. ความดันของท่อผลิต	psi	24
	14. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	15. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000
	16. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	17. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6
	18. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80
	19. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	50

ตาราง 7.51 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันฝาง

ดัชนีชี้วัดการผลิต (bbl/d/psi)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
	ปั้มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั้มม้าหัวโยก
0.20	74	77	79
0.19	71	75	75
0.17	67	67	67



รูปภาพ 7.17 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันฝาง

ตาราง 7.52 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง โดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 0.20 bbl/d/psi)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	พอใช้	67-74
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	67-77
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	67-79

7.4.2.4 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

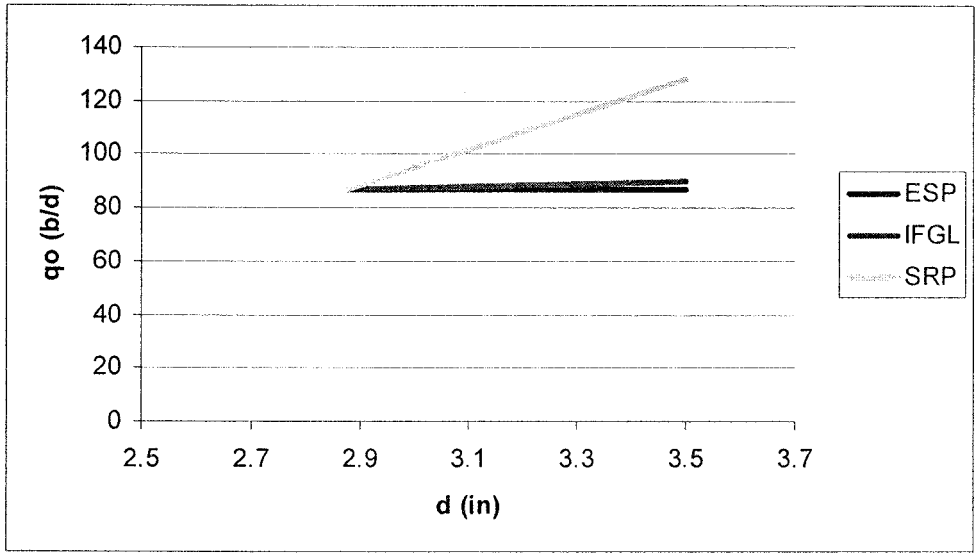
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.53 ขนาดท่อผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ ในกรณีที่ 1 กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีค่าสูง (2.875-3.500 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,638 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 25 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยกจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ และปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มตามลำดับ ในกรณีที่ 2 กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (1.315-2.375 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,638 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 25 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆและปั๊มม้าหัวโยกตามลำดับ ตาราง 7.54 และรูปภาพ 7.18-7.19 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) สุดท้าย ตาราง 7.55 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.53 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

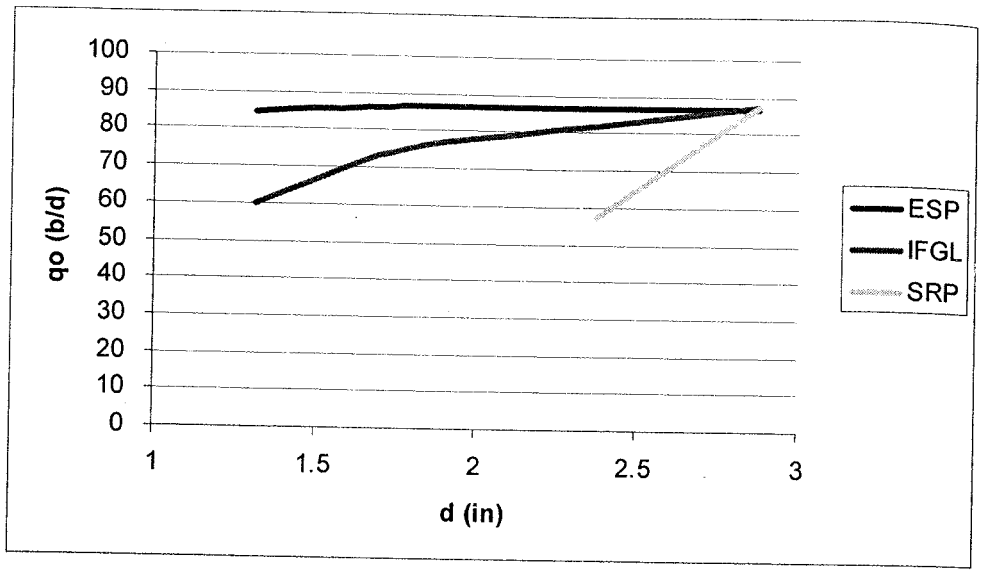
ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	1.315-2.875
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.20
	2. ความดันก้นหลุม	psi	500
	3. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	25
	4. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.06
	5. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.040
	6. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.855
	8. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	9. ความลึก	ฟุต	3,638
	10. System backpressure	psi	37
	11. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	587
	12. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	13. ความดันของท่อผลิต	psi	24
	14. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	15. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000
	16. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	17. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6
	18. ประสิทธิภาพของปั้ม	%	80
	19. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	50

ตาราง 7.54 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันฝาง

ขนาดท่อผลิต (นิ้ว)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
3.500	87	90	128
2.875	87	87	87
2.375	87	82	57
1.900	87	77	-
1.660	86	72	-
1.315	84	60	-



รูปภาพ 7.18 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าสูงในแหล่งน้ำมันฝาง



รูปภาพ 7.19 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันฝาง

ตาราง 7.55 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

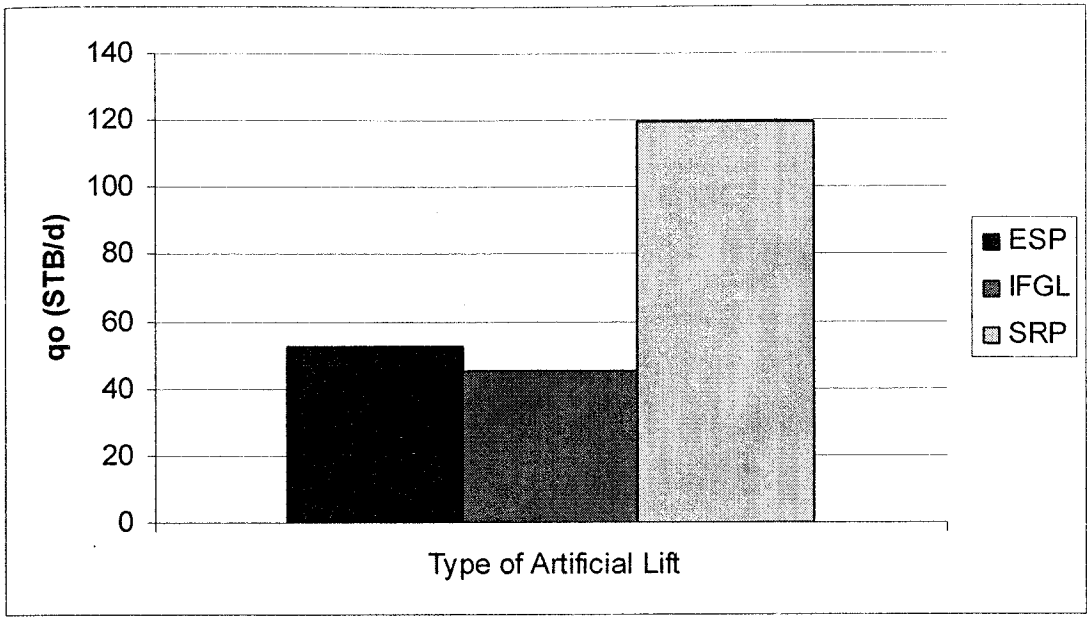
อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดเล็ก (1.315-2.375 นิ้ว)		กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดใหญ่ (2.875-3.500 นิ้ว)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ดี	84-87	พอใช้	87
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	60-87	ปานกลาง	87-90
ปั๊มม้าหัวโยก	พอใช้	0-87	ดี	87-128

7.4.2.5 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.56 ความหลากหลายในการผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 500 psi ความลึก 3,638 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 25 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50±20 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยก จะมีความหลากหลายในการผลิตกว้างที่สุดโดยพิจาณาจากอุปกรณ์และเครื่องมือของปั๊มม้าหัวโยก ที่สามารถปรับเปลี่ยนอัตราการผลิตได้ภายใต้อุปกรณ์และเครื่องมือชุดเดิม รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ตามลำดับ รูปภาพ 7.20 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) สุดท้าย ตาราง 7.57 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง โดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.56 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝาง สำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	50±20
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.20
	2. ความดันก้นหลุม	psi	500
	3. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	25
	4. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.06
	5. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.040
	6. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.855
	8. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	9. ความลึก	ฟุต	3,638
	10. System backpressure	psi	37
	11. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	587
	12. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	ใหม่
	13. รูปแบบของท่อผลิต	-	24
	14. ความดันของท่อผลิต	psi	15
	15. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	30,000
	16. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	60
	17. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	
	18. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6
	19. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80



รูปภาพ 7.20 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

ตาราง 7.57 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความหลากหลายในการผลิต(บาร์เรลต่อวัน)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลง (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ปานกลาง	52
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	พอใช้	48
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	119

7.5 การพิจารณาทางด้านเทคนิคในเชิงของอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

7.5.1 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ชวยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ขั้นตอนการวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันฝาง คือเริ่มจาก การรวบรวม ศึกษา และพิจารณาข้อมูลอย่างละเอียดของหลุมน้ำมันที่ทำการผลิตในแหล่งน้ำมันฝางซึ่งการรวบรวมข้อมูลนั้นมาจากหลายช่องทาง อาทิเช่น สื่อข้อมูลออนไลน์ งานประชุมสัมนาวิชาการ และที่สำคัญที่สุด คือการรวบรวมข้อมูลจากภาคสนามโดยมีเจ้าหน้าที่ทางด้านเทคนิคและวิศวกรภาคสนามของแหล่งน้ำมันฝางเป็นผู้ให้ข้อมูลและบรรยาย หลังจากได้มีการพิจารณาอย่างละเอียดในส่วนของข้อมุลที่ได้รวบรวมมาแล้ว พบว่ามีข้อมูลที่เพียงพอและเหมาะสมที่จะสามารถนำมาประมวลผลในโปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) อยู่ประมาณทั้งหมด 2 หลุม ดังแสดงในตาราง 7.58 ซึ่งเป็นข้อมูลในเชิงคุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันฝางอาทิเช่น ความดันก้นหลุม สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ และดัชนีชี้วัดการผลิต นอกจากนี้ในการประมวลผลในโปรแกรม ALTOO จะต้องมีข้อมูลเชิงลึกอีก 4 ส่วน

ก. ข้อมูลในเชิงการผลิตว่ามีของไหลชนิดอื่นที่มีการผลิตหรือไม่ เช่น อัตราการผลิตน้ำ

ข. ข้อมูลในเชิงแหล่งกักเก็บ เช่น ความถ่วงจำเพาะของของไหล (น้ำมันหรือน้ำ) ว่ามีค่าเท่าไร

ค. ข้อมูลในเชิงหลุมผลิต เช่น ความลึก, System back pressure, ขนาดท่อผลิต (เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก), อุณหภูมิโดยเฉลี่ยของท่อผลิต, การใช้งานของท่อผลิตและความดันของท่อผลิต

ง. ข้อมูลเฉพาะที่เจาะจงสำหรับอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด เช่น ประสิทธิภาพของปั้ม (สำหรับปั้มไฟฟ้าแบบจุ่มและปั้มม้าหัวโยก) ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ และความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (สำหรับการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ) สุดท้าย ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป (สำหรับปั้มม้าหัวโยก)

ข้อมูลเชิงลึกทั้ง 4 ส่วนนี้ ได้มีการนำเสนอและสรุปในตาราง 7.59 ข้อมูลที่รวบรวมได้ทั้งหมดนี้จะถูกป้อนเข้าไปในโปรแกรม ALTOO เพื่อพิจารณาอัตราการผลิตน้ำมันที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้ โปรแกรม ALTOO ยังจะได้มีการประมวลผลในส่วนของการออกแบบอุปกรณ์ ชิ้นส่วน รวมทั้งข้อมูลเชิงเทคนิคพื้นฐานที่จะต้องมีการจัดเตรียมและติดตั้ง เพื่อที่จะสามารถทำการผลิตได้ ณ อัตราการผลิตที่เหมาะสมที่สุดที่ได้มีการออกแบบไว้ ผลการออกแบบ

และวิเคราะห์ดังกล่าวแสดงไว้ในตาราง 7.60 พบว่า ปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 42 STB/d) มีความเหมาะสมที่สุด รองลงมาคือการใช้ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 40 STB/d) และการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 29 STB/d) และขั้นตอนการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิดและการผลิตให้ได้เป็นไปตามเป้าหมายในการผลิตแหล่งน้ำมันฝางว่าต้องการผลิตด้วยอัตราเท่าไรนั้น ให้ดูจากดัชนีชี้วัดการผลิต (Inflow performance) ดังแสดงไว้ในตาราง 7.61-7.63

ตาราง 7.58 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

หลุมที่	ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (Gas Oil Ratio) (SCF/STB)	สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน (Oil Formation Volume Factor) (bbl/STB)	สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ (Gas Formation Volume Factor) (ft^3/SCF)	ดัชนีชี้วัดการผลิต (Productivity Index) (b/d/psi)
1	745	137	1.10	0.042	0.22
2	756	139	1.10	0.042	0.18

ตาราง 7.59 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีในการประมวลผลของโปรแกรม

เงื่อนไข	ตัวแปร	หน่วย	จำนวน	อุปกรณ์ช่วยผลิต
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	2-27	ESP, IFGL, SRP
แหล่งกักเก็บ	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.877	ESP, IFGL, SRP
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	ESP, IFGL, SRP
หลุมผลิต	ความลึก	ฟุต	2,961	ESP, IFGL, SRP
	System backpressure	psi	31-47	ESP
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900, 2.375, 2.875, 3.500	ESP, IFGL, *SRP
	อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว้น	660	IFGL
	รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ESP
	ความดันของท่อผลิต	psi	15-24	ESP
ข้อมูลอื่นๆ	ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	IFGL
	ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	SRP
	จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	IFGL
	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.658	IFGL
	ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	ESP, SRP

*อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Sucker rod pump พิจารณาเฉพาะเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิตขนาด 2.375, 2.875 และ 3.500 นิ้ว เท่านั้น

ตาราง 7.60 อัตราการผลิตที่ได้จากอุปกรณ์ช่วยผลิตของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

หลุมที่	อัตราการผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
1	43	32	45
2	37	26	38
เฉลี่ย	40 (พอใช้)	29 (ดี)	42 (ปานกลาง)

ตาราง 7.61 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	STB/d	46-54
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.40
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	24-122
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	937-1,035
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	473
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	1,364
- ระดับของของไหลเคลื่อนที่	ฟุต	1,471
- Discharge Head	ฟุต	290
- แรงเสียดทานสูญเสีย	โวลต์/1000 ฟุต	0.00005-0.32
- Friction Head	ฟุต	0.0005-0.16
- Total Dynamic Head	ฟุต	2,902
- Head/Stage	ฟุต	51.87-53.10

ตาราง 7.61 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- จำนวน Stage	ฟุต	42.67-46.22
- แรงม้า/Stage		1.19-1.23
- แรงม้าทั้งหมด	HP	77.07-85.96
- แรงดันไฟสูญเสีย	V/1000ฟุต	28
- แรงดันตกคร่อม	โวลต์	163.77
- กระแสไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	แอมป์	68/35
- แรงดันไฟฟ้าพื้นผิว (แบบที่ 1 และแบบที่ 2)	โวลต์	1,224/2,364
- ขนาดสายไฟฟ้า (แบบที่ 1 และแบบที่ 2) ทองแดง/อลูมิเนียม		4/2 . 6/4

ตาราง 7.62 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- สัดส่วนความดันต่อความลึกของน้ำมันที่อยู่นิ่ง	psi/ฟุต	0.58
- ผลต่างของความดันก้นหลุมสำหรับการผลิตน้ำมัน	psi	92-248
- ความดันก้นหลุมเฉลี่ย	psi	803-959
- Head ของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	746
- ระดับของของไหลอยู่นิ่ง	ฟุต	1,468
- Hydrostatic head	ฟุต	238
- ระดับของไหลทำงาน	ฟุต	2,563
- จำนวนรอบของการอัดก๊าซ	รอบ/วัน	96
- จำนวนของน้ำมันต่อรอบ	บาร์เรล/วัน	0.4-2.1
- ปริมาตรของน้ำมันที่ Slug	บาร์เรล/รอบ	0.61-3.5
- ประสิทธิภาพของ Tubing	บาร์เรล/ฟุต	0.00579

ตาราง 7.62 การออกแบบการใช้ก๊าซยกเป็นช่วงๆ ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- ความยาวของ Slug	ฟุต	375
- ระบบวาล์วปฏิบัติงานที่ควรจะติดตั้งภายใต้ระดับของไหลทำงาน	psi	188
- ความลึกติดตั้งวาล์ว	ฟุต	2,908
- ความดัน Tubing ที่ใช้ในการทำงานของวาล์วร่วมกับความดันของ Tubing โดยไม่พิจารณาร่วมกับน้ำหนักของก๊าซในท่อ	psi	306
- ความดันปฏิบัติการวาล์ว	psi	494
- ความดันปฏิบัติการวาล์วที่พื้นผิว	psi	453
- ปริมาตรน้ำมันใน Tubing	บาร์เรล	10.06
- ช่องว่างที่เกิดขึ้นโดยก๊าซจากช่วงที่เริ่ม Slug จนถึงพื้นผิว	บาร์เรล	8.75
- ความดันภายใต้ Slug	psi	122
- ความดันเฉลี่ย	psi	345
- ปัจจัยการบีบอัดของก๊าซที่ใช้อัด		0.90
- ปริมาณการอัดก๊าซ	SCF/รอบ	328
- สัดส่วนก๊าซที่อัดต่อน้ำมัน	SCF/STB	271

ตาราง 7.63 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- เป้าหมายการผลิต	STB/d	48-56
- ข้อมูลปั๊ม		
ขนาด API	Unit	57
ช่วงชัก	นิ้ว	42
- ข้อมูล Plunger		
เส้นผ่านศูนย์กลาง	นิ้ว	1 ¼
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.227
อัตราปั๊ม	บาร์เรล/วัน/นิ้ว/ช่วงชัก/นาที	0.182
- ข้อมูล Tubing		
เส้นผ่าศูนย์กลางภายใน	นิ้ว	2.00
เส้นผ่าศูนย์กลางภายนอก	นิ้ว	2.375
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	4.70
พื้นที่	ตารางนิ้ว	1.304
- ข้อมูลการชัก		
ขนาด	นิ้ว	5/8-3/4
พื้นที่	ตารางนิ้ว	0.307-0.442
น้ำหนัก	ปอนด์/ฟุต	1.16-1.63
- ความเร็วในการปั๊ม	ช่วงชัก/นาที	19.51
- สัดส่วนของ Rod String		
สัดส่วน/ระยะ ที่ 1	ฟุต	0.63/1,875
สัดส่วน/ระยะ ที่ 2	ฟุต	0.37/1,100
สัดส่วน/ระยะ ที่ 3	ฟุต	-
- ปัจจัยในการเร่ง		0.38
- ผลกระทบความยาว Plunger Stroke	นิ้ว	90.19
- Dead weight ของ Rod String	ปอนด์	4,520
- น้ำหนักของของไหล	ปอนด์	2,461

ตาราง 7.63 การออกแบบปั๊มม้าหัวโยกของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (ต่อ)

ผลลัพธ์	หน่วย	จำนวน
- น้ำหนักสูงสุดของ Polished Rod/ค่าที่อนุญาต	ปอนด์/ปอนด์	9,089/16,700
- ความเค้นสูงสุดบน Rod String ตัวบนสุด	psi	5,772
- ผลกระทบของ Counterbalance อุดมคติ	ปอนด์	219,942
- แรงบิดสูงสุดบน Gear Reducer	นิ้ว-ปอนด์	
- กำลังหลัก (Horse Power)		
แรงม้า Hydraulic Horse Power	hp	16.34
แรงม้าเสียดทาน (Friction Horse Power)	hp	8.51
แรงม้าฉุดรวม (Brake Horse Power)	hp	37.26
- Synchronous Pumping Speed		2.58

7.5.2 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ชวยผลิตกับตัวแปรควบคุมสำหรับแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ตัวแปรควบคุม คือ ตัวแปรที่ทำการศึกษาเพื่อทำการวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ถึงผลกระทบที่มีต่ออุปกรณ์ชวยผลิต โดยในหัวข้อนี้จะมีการศึกษาตัวแปรควบคุม 3 ตัว ได้แก่ ดัชนีชี้วัดการผลิต ท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิต โดยกลุ่มข้อมูลของตัวแปรควบคุมจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มข้อมูล คือ กลุ่มข้อมูลที่มีค่ามากและน้อย ดังแสดงในตาราง 7.64

ตาราง 7.64 รูปแบบของตัวแปรควบคุมของการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ตัวแปรควบคุม	หน่วย	กรณีต่ำ	กรณีสูง
ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อความดัน	0.18-0.22	
เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900 และ 2.375	2.875 และ 3.500
ความหลากหลายในการผลิต	บาร์เรลต่อวัน	0-100	100-500

7.5.2.1 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

การพิจารณาการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีเพื่อช่วยในการวิเคราะห์ช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์อุปกรณ์ช่วยผลิตนั้น ตั้งอยู่บนสมมุติฐานต่างๆ ดังต่อไปนี้ ความดัน 750 psi สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 138 SCF/STB สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน 1.10 bbl/STB สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ 0.042 ft^3/SCF ดัชนีชี้วัดการผลิต 0.20 bbl/day/psi โดยการผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติจะใช้เวลาของการสำรวจและผลิตสามารถแบ่งได้เป็น 3 และ 20 ปีตามลำดับ ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการผลิตในปีที่ 4 ของการลงทุน ดังแสดงในตาราง 7.65 โดยมีหลุมผลิตทั้งหมด 2 หลุม และปริมาณสำรองทั้งหมด 0.96 ล้านบาร์เรล

ตาราง 7.65 การผลิตแบบแรงดันตามธรรมชาติในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	ปีที่	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
4	45	14	8
5	30	15	8
6	26	16	8
7	15	17	8
8	15	18	8
9	11	19	8
10	11	20	8
11	11	21	4
12	9	22	4
13	9	23	4

7.5.2.2 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

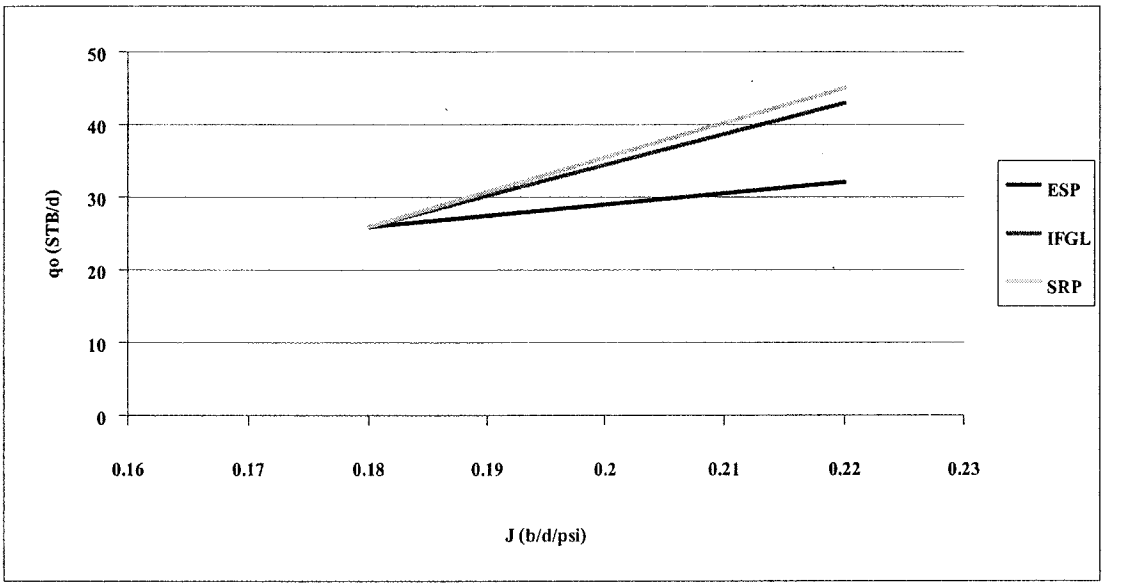
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.66 ในการพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 0.18 bbl/d/psi) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 756 psi ความลึก 2,961 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 139 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยก (อัตราการผลิตเฉลี่ย 42 บาร์เรลต่อวัน) จะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมา จะเป็นวิธีประยุกต์ปั๊มไฟฟ้าฟ้าแบบจุ่ม (อัตราการผลิตเฉลี่ย 40 บาร์เรลต่อวัน) และการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ (อัตราการผลิตเฉลี่ย 29 บาร์เรลต่อวัน) ตามลำดับ ตาราง 7.67 และรูปภาพ 7.21 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) สุดท้าย ตาราง 7.68 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.66 ตัวแปรควบคุม (ดัชนีชี้วัดการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.18
คงที่	1. ความดันก้นหลุม	psi	756
	2. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	139
	3. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.10
	4. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.042
	5. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	6. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.877
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	8. ความลึก	ฟุต	2,961
	9. System backpressure	psi	31
	10. เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	2.375
	11. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	660
	12. รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่
	13. ความดันของท่อผลิต	psi	15
	14. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	15. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000
	16. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60
	17. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.658
	18. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80
	19. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	50

ตาราง 7.67 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ดัชนีชี้วัดการผลิต	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
(bbl/d/psi)	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
0.22	32	43	45
0.18	26	26	26



รูปภาพ 7.21 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตที่มีค่าต่ำในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ตาราง 7.68 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาดัชนีชี้วัดการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (น้อยกว่า 0.18 bbl/d/psi)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	พอใช้	26-32
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	26-43
ปั๊มม้าหัวโยก	ดี	26-45

7.5.2.3 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

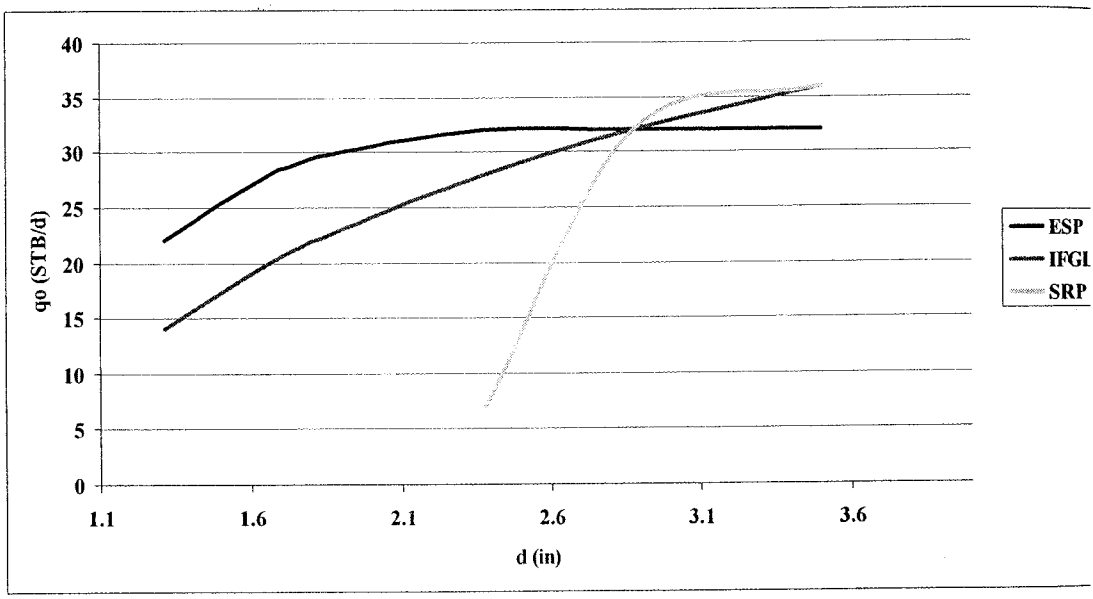
ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.69 ขนาดท่อผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ดังนี้ ในกรณีที่ 1 กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีค่าสูง (2.875-3.500 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่างๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 756 psi ความลึก 2,961 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 139 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยกจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ และปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มตามลำดับ ในกรณีที่ 2 กรณีที่ดัชนีชี้วัดการผลิตมีค่าต่ำ (1.315-2.375 นิ้ว) ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 756 psi ความลึก 2,961 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 139 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มจะมีประสิทธิภาพดีที่สุดในการช่วยผลิตน้ำมัน รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆและปั๊มม้าหัวโยกตามลำดับ ตาราง 7.70 และรูปภาพ 7.22 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) สุดท้าย ตาราง 7.71 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.69 ตัวแปรควบคุม (ขนาดท่อผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝางสำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	1.315-2.875
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.18
	2. ความดันก้นหลุม	psi	756
	3. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	139
	4. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.10
	5. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.042
	6. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.877
	8. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	9. ความลึก	ฟุต	2,961
	10. System backpressure	psi	31
	11. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว์น	2.375
	12. รูปแบบของท่อผลิต	-	660
	13. ความดันของท่อผลิต	psi	ใหม่
	14. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15
	15. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	15
	16. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	30,000 60
	17. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.658
	18. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80
	19. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	50

ตาราง 7.70 ความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิตและตัวแปรควบคุมในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ขนาดท่อผลิต (นิ้ว)	อัตราการผลิตภายใต้อุปกรณ์ช่วยผลิต (STB/d)		
	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
3.500	32	36	37
2.875	32	32	32
2.375	32	28	7
1.900	30	23	-
1.660	28	20	-
1.315	22	14	-



รูปภาพ 7.22 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ตาราง 7.71 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาขนาดท่อผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี โดยใช้ค่าอัตราการผลิตเป็นตัวเปรียบเทียบ

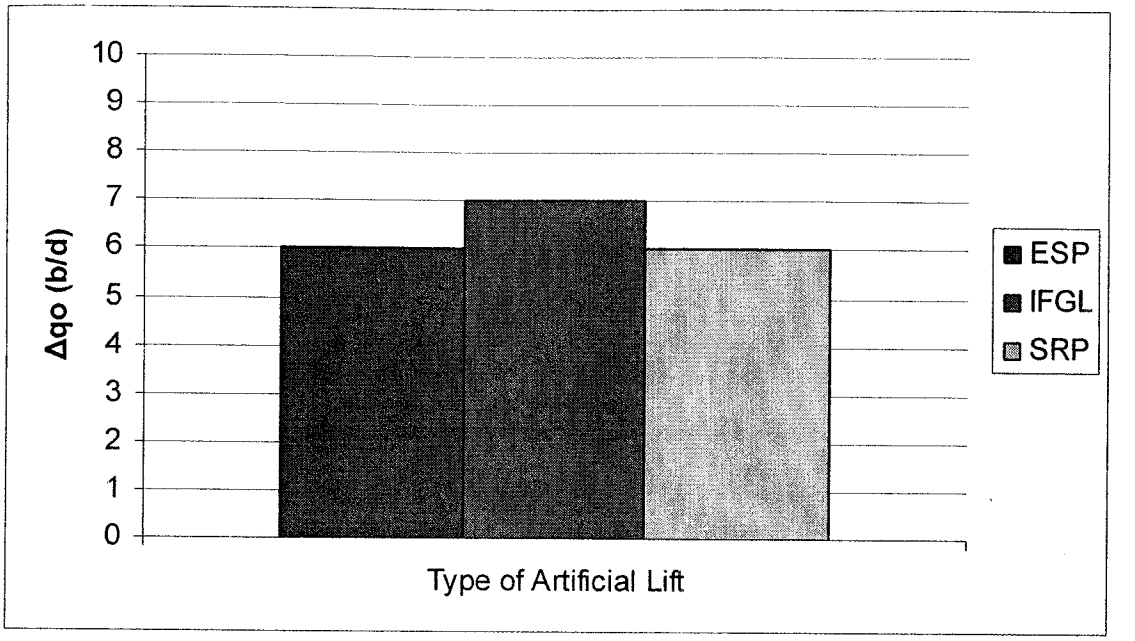
อุปกรณ์ช่วยผลิต	กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดเล็ก (1.315-2.375 นิ้ว)		กรณีที่ขนาดท่อผลิตมีขนาดใหญ่ (2.875-3.500 นิ้ว)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)	ระดับการเปรียบเทียบ	อัตราการผลิต (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ดี	22-32	ต่ำ	32
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปานกลาง	14-32	ปานกลาง	32-36
ปั๊มม้าหัวโยก	ต่ำ	0-32	ดี	32-37

7.5.2.4 การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ช่วยผลิตกับตัวแปรควบคุมภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์จำเป็นต้องกำหนดตัวแปรควบคุมและตัวแปรคงที่ไว้อย่างชัดเจน ดังแสดงไว้ในตาราง 7.72 ความหลากหลายในการผลิตเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิต ภายใต้การพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ คงที่เช่น ความดันก้นหลุม 756 psi ความลึก 2,961 ฟุต สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน 139 SCF/STB และกำลังเครื่องยนต์ 50±20 แรงม้า พบว่า การประยุกต์วิธีปั๊มม้าหัวโยก จะมีความหลากหลายในการผลิตกว้างที่สุดโดยพิจาณาจากอุปกรณ์และเครื่องมือของปั๊มม้าหัวโยก ที่สามารถปรับเปลี่ยนอัตราการผลิตได้ภายใต้อุปกรณ์และเครื่องมือชุดเดิม รองลงมาจะเป็นวิธีประยุกต์ ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ตามลำดับ รูปภาพ 7.23 อธิบายถึงความสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ช่วยผลิต (ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ, และปั๊มม้าหัวโยก) และตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) สุดท้ายตาราง 7.73 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

ตาราง 7.72 ตัวแปรควบคุม (ความหลากหลายในการผลิต) และตัวแปรคงที่ของแหล่งน้ำมันฝาง สำหรับการประมวลผลในโปแกรม ALTOO

ตัวแปร	ข้อมูล	หน่วย	จำนวน
ควบคุม	1. กำลังเครื่องยนต์	แรงม้า	50±20
คงที่	1. ดัชนีชี้วัดการผลิต	บาร์เรลต่อวันต่อ psi	0.20
	2. ความดันก้นหลุม	psi	500
	3. สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน	SCF/STB	25
	4. สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน	bbl/STB	1.06
	5. สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ	ft^3/SCF	0.040
	6. อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	0
	7. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.855
	8. ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1
	9. ความลึก	ฟุต	3,638
	10. System backpressure	psi	37
	11. ขนาดท่อผลิต	นิ้ว	587
	12. อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว้น	ใหม่
	13. รูปแบบของท่อผลิต	-	24
	14. ความดันของท่อผลิต	psi	15
	15. ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	30,000
	16. ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	60
	17. ปริมาณน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	
	18. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.6
	19. ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80



รูปภาพ 7.23 การผลิตน้ำมันภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ตาราง 7.73 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตภายใต้การพิจารณาความหลากหลายในการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีโดยใช้ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลงเป็นตัวเปรียบเทียบ

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความหลากหลายในการผลิต(บาร์เรลต่อวัน)	
	ระดับการเปรียบเทียบ	ช่วงของค่าอัตราการผลิตที่เปลี่ยนแปลง (STB/d)
ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	ปานกลาง	6
การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ดี	7
ปั๊มม้าหัวโยก	ปานกลาง	6

7.6 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิค

การบรรยายในส่วนของการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคจะแบ่งออกเป็น 6 ส่วน ประกอบไปด้วย การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันลานกระบือ การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันอู่ทอง การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันฝาง การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย และการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันโดยบริษัท Schlumberger

7.6.1 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันลานกระบือ

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันลานกระบือ รองลงมาคือปั๊มม้าหัวโยกและปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม ภายใต้ตัวแปรควบคุม 4 ตัวแปร ประกอบไปด้วย สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ ตาราง 7.76 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

7.6.2 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันอู่ทอง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันอู่ทอง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม 4 ตัวแปร ประกอบไปด้วย สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานอู่ทอง ตาราง 7.77 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

7.6.3 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันฝาง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันฝาง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม 4 ตัวแปร ประกอบไปด้วย สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง ตาราง 7.78 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

7.6.4 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม และการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม

ควบคุม 3 ตัวแปร ประกอบไปด้วย ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ตาราง 7.79 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

7.6.5 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบต่างๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม 6 ตัวแปร ประกอบไปด้วย สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม ดัชนีชี้วัดการผลิต ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน ความลึกของหลุม เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิต ขั้นตอนการวิเคราะห์ความเหมาะสมของอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งบนบกของประเทศไทยคือเริ่มจาก การรวบรวม ศึกษา และพิจารณาข้อมูลอย่างละเอียดของหลุมน้ำมันที่ทำการผลิตในแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย ซึ่งการรวบรวมข้อมูลนั้นมาจากหลายช่องทาง อาทิเช่น สื่อข้อมูลออนไลน์ งานประชุมสัมนาวิชาการ และที่สำคัญที่สุด คือการรวบรวมข้อมูลจากภาคสนามโดยมีเจ้าหน้าที่ทางด้านเทคนิคและวิศวกรภาคสนามงเป็นผู้ให้ข้อมูลและบรรยาย หลังจากได้มีการพิจารณาอย่างละเอียดในส่วนของข้อมุลที่ได้รวบรวมมาแล้ว พบว่ามีข้อมูลที่เพียงพอและเหมาะสมที่จะสามารถนำมาประมวลผลในโปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) ดังแสดงในตาราง 7.74 ซึ่งเป็นข้อมูลในเชิงคุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย อาทิเช่น ความดันก้นหลุม สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ และดัชนีชี้วัดการผลิต นอกจากนี้ในการประมวลผลในโปรแกรม ALTOO จะต้องมีข้อมูลเชิงลึกอีก 4 ส่วน

ก. ข้อมูลในเชิงการผลิตว่ามีของไหลชนิดอื่นที่มีการผลิตหรือไม่ เช่น อัตราการผลิตน้ำ

ข. ข้อมูลในเชิงแหล่งกักเก็บ เช่น ความถ่วงจำเพาะของของไหล (น้ำมันหรือน้ำ) ว่ามีค่าเท่าไร

ค. ข้อมูลในเชิงหลุมผลิต เช่น ความลึก, System back pressure, ขนาดท่อผลิต (เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก), อุณหภูมิโดยเฉลี่ยของท่อผลิต, การใช้งานของท่อผลิตและความดันของท่อผลิต

ง. ข้อมูลเฉพาะที่เจาะจงสำหรับอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด เช่น ประสิทธิภาพของปั๊ม (สำหรับปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและปั๊มม้าหัวโยก) ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ และความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (สำหรับการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ) สุดท้าย ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป (สำหรับปั๊มม้าหัวโยก)

ข้อมูลเชิงลึกทั้ง 4 ส่วนนี้ ได้มีการนำเสนอและสรุปในตาราง 7.75 ข้อมูลที่รวบรวมได้ทั้งหมดนี้จะถูกป้อนเข้าไปในโปรแกรม ALTOO เพื่อพิจารณาอัตราการผลิตน้ำมันที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้ โปรแกรม ALTOO ยังจะได้มีการประมวลผลในส่วนของการออกแบบอุปกรณ์ ชิ้นส่วน รวมทั้งข้อมูลเชิงเทคนิคพื้นฐานที่จะต้องมีการจัดเตรียมและติดตั้ง เพื่อที่จะสามารถทำการผลิตได้ ณ อัตราการผลิตที่เหมาะสมที่สุดที่ได้มีการออกแบบไว้ ผลการออกแบบและวิเคราะห์ดังกล่าวแสดงไว้ในตาราง 7.80 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุมสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย

7.6.6 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันโดยบริษัท Schlumberger

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบต่างๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม 11 ตัวแปร ประกอบไปด้วย การผลิตในสัดส่วนที่มีก๊าซ การผลิตที่ชิ้นส่วนต่างๆ ปนเข้ามา ความถ่วงจำเพาะของของไหล การติดตั้ง อุปกรณ์ช่วยผลิต การติดตั้งในหลุมเอียง กำลังของเครื่องยนต์ ประสิทธิภาพโดยรวม ความลึก อัตราการผลิต การทำงานที่อุณหภูมิสูง และการทนต่อการกัดกร่อน ตาราง 7.81 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุมสำหรับแหล่งน้ำมันโดยบริษัท Schlumberger

ตาราง 7.74 คุณสมบัติของไหลของแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย

ความดันก้นหลุม (psi)	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมัน (Gas Oil Ratio) (SCF/STB)	สัดส่วนปริมาตรของน้ำมัน (Oil Formation Volume Factor) (bbl/STB)	สัดส่วนปริมาตรของก๊าซ (Gas Formation Volume Factor) (ft^3/SCF)	ดัชนีชี้วัดการผลิต (Productivity Index) (b/d/psi)
200	150	1.20	0.040	0.18

ตาราง 7.75 ข้อมูลนำเข้าของแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทยในการประมวลผลของโปรแกรม

เงื่อนไข	ตัวแปร	หน่วย	จำนวน	อุปกรณ์ช่วยผลิต
การผลิต	อัตราการผลิตน้ำ	บาร์เรลต่อวัน	20	ESP, IFGL, SRP
แหล่งกักเก็บ	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน	-	0.828	ESP, IFGL, SRP
	ความถ่วงจำเพาะของน้ำ	-	1	ESP, IFGL, SRP
หลุมผลิต	ความลึก	ฟุต	3,700	ESP, IFGL, SRP
	System backpressure	psi	40	ESP
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต	นิ้ว	1.315, 1.660, 1.900, 2.375, 2.875, 3.500	ESP, IFGL, *SRP
	อุณหภูมิของท่อผลิต	องศาแรงกิว้น	650	IFGL
	รูปแบบของท่อผลิต	-	ใหม่	ESP
	ความดันของท่อผลิต	psi	30	ESP
ข้อมูลอื่นๆ	ช่วงเวลาในการอัดก๊าซ	นาที	15	IFGL
	ขีดจำกัดการเปลี่ยนรูป	psi	30,000	SRP
	จำนวนของน้ำมันที่ถูกผลิตในแต่ละรอบของการอัดก๊าซ	%	60	IFGL
	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	-	0.65	IFGL
	ประสิทธิภาพของปั๊ม	%	80	ESP, SRP

*อุปกรณ์ช่วยผลิตแบบ Sucker rod pump พิจารณาเฉพาะเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิตขนาด 2.375, 2.875 และ 3.500 นิ้ว เท่านั้น

ตาราง 7.76 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมต่ำ	< 150 SCF/STB และ < 250 psi	ปานกลาง	พอใช้	ดี
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมสูง	> 150 SCF/STB และ > 250 psi	ปานกลาง	ดี	พอใช้
ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 1 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
ดัชนีชี้วัดการผลิตสูง	> 1 บาร์เรลต่อวัน	ดี	ปานกลาง	พอใช้
ท่อผลิตเล็ก	1.315-2.375 นิ้ว	ดี	ปานกลาง	พอใช้
ท่อผลิตใหญ่	2.875-3.500 นิ้ว	พอใช้	ปานกลาง	ดี
ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ดี	ปานกลาง

ตาราง 7.77 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมต่ำ	< 24 SCF/STB และ < 200 psi	ปานกลาง	พอใช้	ดี
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมสูง	> 24 SCF/STB และ > 200 psi	ปานกลาง	ดี	พอใช้
ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.4 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
ดัชนีชี้วัดการผลิตสูง	> 0.4 บาร์เรลต่อวัน	ดี	ปานกลาง	พอใช้
ท่อผลิตเล็ก	1.315-2.375 นิ้ว	ดี	ปานกลาง	พอใช้
ท่อผลิตใหญ่	2.875-3.500 นิ้ว	พอใช้	ปานกลาง	ดี
ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	ปานกลาง	พอใช้	ดี

ตาราง 7.78 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม	25 SCF/STB และ 200-1,000 psi	ปานกลาง	พอใช้	ดี
ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.2 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
ท่อผลิตเล็ก ท่อผลิตใหญ่	1.315-2.375 นิ้ว 2.875-3.500 นิ้ว	ดี พอใช้	ปานกลาง ปานกลาง	พอใช้ ดี
ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	ปานกลาง	พอใช้	ดี

ตาราง 7.79 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.18 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
ท่อผลิตเล็ก ท่อผลิตใหญ่	1.315-2.375 นิ้ว 2.875-3.500 นิ้ว	ดี พอใช้	ปานกลาง ปานกลาง	พอใช้ ดี
ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	ปานกลาง	ดี	ปานกลาง

ตาราง 7.80 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตรวมทั่ว ๆ ไปตามปัจจัยต่างๆ สำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (STB/d)	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ (STB/d)	ปั๊มม้าหัวโยก (STB/d)
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมต่ำ	< 150 SCF/STB และ < 200 psi	ปานกลาง (22-81)	พอใช้ (12-74)	ดี (29-118)
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมสูง	> 150 SCF/STB และ > 200 psi	ปานกลาง (12-144)	ดี (45-158)	พอใช้ (12-41)
ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.18 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้ (29-74)	ปานกลาง (29-103)	ดี (29-133)
ดัชนีชี้วัดการผลิตสูง	> 0.18 บาร์เรลต่อวัน	ดี (26-406)	ปานกลาง (26-386)	พอใช้ (26-332)
ความถ่วงจำเพาะต่ำ	< 0.828	ปานกลาง (165-175)	ดี (175-185)	พอใช้ (125-135)
ความถ่วงจำเพาะสูง	> 0.828	ปานกลาง (40-136)	พอใช้ (29-111)	ดี (42-151)
ความลึกของหลุมน้อย	< 3,700 ฟุต	ปานกลาง (40-136)	พอใช้ (29-111)	ดี (42-151)
ความลึกของหลุมมาก	> 3,700 ฟุต	ปานกลาง (136-167)	ดี (111-181)	พอใช้ (131-151)
ท่อผลิตเล็ก	1.315-2.375 นิ้ว	ดี (17-101)	ปานกลาง (5-101)	พอใช้ (0-101)
ท่อผลิตใหญ่	2.875-3.500 นิ้ว	พอใช้ (29-101)	ปานกลาง (29-112)	ดี (29-128)
ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้ (6-122)	ปานกลาง (6-185)	ดี (6-222)

ตาราง 7.81 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่างๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger)

อุปกรณ์ช่วยผลิต	การผลิตในสัดส่วนที่มีก๊าซ	การผลิตที่ชิ้นส่วนต่าง ๆ ปนเข้ามา เช่น ทราย	ความถ่วงจำเพาะของของไหล	การติดตั้ง
Rod Pump	ดี-ดีมาก	ดี-ดีมาก	> 8° API	Crane-Workover Rig
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	ดี	ดีมาก	< 35° API	Workover Rig
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	ดี	ดีมาก	< 35° API	Workover Rig
Gas Lift	ดีมาก	ดี-ดีมาก	> 15° API	Wireline
Plunger Lift	ดีมาก	แย่-ปานกลาง	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันที่ 400 SCF/bbl/1,000 ฟุต	Wellhead Catcher or Wireline
Hydraulic Piston Pump	ปานกลาง	แย่	> 8° API	Wellhead Catcher or Wireline
Hydraulic Jet Pump	ดี	ดี	> 8° API	Wellhead Catcher or Wireline
Electrical Submersible Pump	แย่-ปานกลาง	แย่-ปานกลาง	> 10° API	Workover Rig

ตาราง 7.81 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger) (ต่อ)

อุปกรณ์ช่วยผลิต	การติดตั้งในหลุมเอียง	กำลังของเครื่องยนต์	ประสิทธิภาพโดยรวม (%)
Rod Pump	0-60° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	45-60
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	0-60° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	40-70
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	0-90° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	35-60
Gas Lift	0-70°	Compressor	10-30
Plunger Lift	80°	แรงดันทางธรรมชาติ	ไม่สามารถระบุได้
Hydraulic Piston Pump	0-90° หรือ < 15°/100 ft	ปั๊มความดันสูง	45-55
Hydraulic Jet Pump	0-90° หรือ < 24°/100 ft	ปั๊มความดันสูง	10-30
Electrical Submersible Pump	0-90° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	35-60

ตาราง 7.81 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger) (ต่อ)

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความลึก (ฟุต)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	การทำงานที่อุณหภูมิสูง (องศาฟาเรนไฮต์)	การทนต่อการกัดกร่อน
Rod Pump	100-16,000	20-5,000	550	ดี-ดีมาก
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	2,000-6,000	5-4,500	250	ปานกลาง-ดี
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	1,000-6,000	5-4,500	250	ปานกลาง-ดี
Gas Lift	5,000-15,000	250-30,000	400	ดี-ดีมาก
Plunger Lift	8,000-19,000	50-200	500	ดีมาก
Hydraulic Piston Pump	7,500-17,000	50-4,000	100-500	ดี
Hydraulic Jet Pump	5,000-15,000	300-15,000	100-500	ดีมาก
Electrical Submersible Pump	ได้ถึง 15,000	200-30,000	400	ดี

บทที่ 8
การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

8.1 วัตถุประสงค์

สำหรับวัตถุประสงค์ในการทำการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ จัดทำเพื่อประเมินถึงผลตอบแทนเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยอาศัยผลการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บจากโปรแกรมที่ถูกพัฒนาขึ้นมา เพื่อให้ทราบถึงการคุ้มทุนในการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมต่างๆ วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

8.1.1 การวิเคราะห์กระแสเงินเข้าออก

8.1.2 การวิเคราะห์รายได้รับที่เป็นเงินปัจจุบันและอัตราการคืนทุน

8.1.3 ระยะเวลาการคืนทุน

8.1.4 รายรับสุทธิ

8.1.5 การเปรียบเทียบอัตราการคืนทุนต่อการเลือกและโอกาส

8.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

เนื่องจากในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่ที่ได้มาจาก หน่วยงานราชการและเอกชนที่เป็นผู้กำกับดูแลและบริหารจัดการกิจการเกี่ยวกับการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ของประเทศไทย และสำหรับข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์จะมีรายละเอียดดังนี้

8.2.1 ราคาน้ำมันดิบ 80 เหรียญดอลลาร์ต่อบาร์เรล

8.2.2 การสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 280,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 210,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 28,000,000 บาท

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 14,000,000 บาท

8.2.4 ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 588,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 336,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 56,000,000 บาท

8.2.6 ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ 84,000,000 บาทต่อ 1 หลุม

8.2.7 ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การผลิตปิโตรเลียม แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 14,000,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 2,000,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 100,000,000 บาท

8.2.8 ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมันดิบ 840 บาทต่อ 1 บาร์เรลน้ำมัน

8.2.9 ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ช่วยผลิตและปรับปรุงหลุมผลิตเดิม

- ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม 17,200,000 บาทต่อ 1 หลุม
- การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ 12,250,000 บาทต่อ 1 หลุม
- ปั๊มม้าหัวโยก 6,300,000 บาทต่อ 1 หลุม

8.2.10 ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์ช่วยผลิต

- ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม 3,400,000 บาทต่อ 1 หลุมต่อ 1 ปี
- การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ 2,660,000 บาทต่อ 1 หลุมต่อ 1 ปี
- ปั๊มม้าหัวโยก 2,940,000 บาทต่อ 1 หลุมต่อ 1 ปี

8.2.11 อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรา 33 บาทต่อเหรียญดอลลาร์

8.2.12 อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 10 %

8.2.13 ค่าภาคหลวงจากการขายปิโตรเลียม คิดแบบขั้นบันได (Depreciation of Tangible cost (%)) อัตราการผลิตต่อเดือนคำนวณเปรียบเทียบกับอัตราการผลิตต่อวันของน้ำมันดิบ

อัตราการผลิตต่อวัน (บาร์เรล) (Production Level)	อัตราค่าภาคหลวง (%) (Rate)
0-2,000 BPD	5.00
2,000-5,000 BPD	6.25
5,000-10,000 BPD	10.00
10,000-20,000 BPD	12.50
> 20,000 BPD	15.00

สมมติฐานอื่น ๆ

1. ราคาขายน้ำมันดิบคงตัวตลอดการซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือต่าง ๆ จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี (ตามอัตราเงินเฟ้อ)
3. ก๊าซที่ผลิตขึ้นมาได้กับน้ำมันไม่ถูกนำมาคิดมูลค่า

8.3 รูปแบบการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

สำหรับการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในครั้งนี้ ผู้ทำการศึกษาได้ทำการคำนวณโดยนำโปรแกรมไมโครซอฟเอ็กเซล (Microsoft Excel) ช่วยในการคำนวณด้วย และผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในการอุปกรณ์ช่วยผลิตรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้ โดยมีรายละเอียดของรูปแบบการทดสอบ ดังสรุปไว้ในตารางที่ 8.1 ดังนี้

ตาราง 8.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบที่	แหล่งน้ำมัน	รูปแบบย่อยที่	รูปแบบการผลิต
1	สิริกิติ์	1	แรงดันธรรมชาติ
		2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม
		3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ
		4	ปั๊มม้าหัวโยก
2	อู่ทอง	1	แรงดันธรรมชาติ
		2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม
		3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ
		4	ปั๊มม้าหัวโยก
3	ฝาง	1	แรงดันธรรมชาติ
		2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม
		3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ
		4	ปั๊มม้าหัวโยก
4	วิเชียรบุรี	1	แรงดันธรรมชาติ
		2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม
		3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ
		4	ปั๊มม้าหัวโยก

8.4 ตัวอย่างการสรุปผลวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์

8.4.1 ตัวอย่างการสรุปผลวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีแรงดันตามธรรมชาติ จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการผลิตทั้ง 20 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีแรงดันตามธรรมชาติ แสดงดังตาราง 8.5 โดยนำข้อมูลมาจากรายงานการวิจัย โครงการ การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันโดยขับด้วยน้ำจากด้านล่าง (เกรียงไกร ไตรสาร, 2550) เป็นผลมาจากการจำลองแหล่งน้ำมันในคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation)

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 24,802,134 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 22.74 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปิโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 65,477,633,760 บาท
- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	280,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	210,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล	588,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต	2,100,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต	14,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 23,925,377,627 บาท
- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 6,190,893,060 บาท
2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 9,091,681,536 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 16.79 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.18

ตาราง 8.2 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีแรงดันตามธรรมชาติ

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)	ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)
0	0	11	350,086
1	3,650,000	12	312,034
2	3,650,000	13	281,090
3	3,660,000	14	253,770
4	3,650,000	15	230,668
5	3,528,544	16	210,088
6	1,900,990	17	193,104
7	916,148	18	178,236
8	623,042	19	165,608
9	490,992	20	153,684
10	404,050	รวม	24,802,134

ตาราง 8.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 24,802,134 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 $/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 33 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 40.52%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 16.79%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 6,190,893,060 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 18,183,363,073 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 9,091,681,536 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 9,091,681,536 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 9,091,681,536 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.18
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 2,548,839,120 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.07

8.4.2 ตัวอย่างสรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 มีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั้มไฟฟ้าแบบจุ่มมาประยุกต์ใช้ ดังแสดงตารางที่ 8.4 และจากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการผลิตทั้ง 20 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 ซึ่งได้จากการคำนวนโดยมีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั้มไฟฟ้าแบบ จุ่มมาประยุกต์ใช้ที่อัตราการผลิต 167 บาร์เรลต่อวัน แสดงดังตาราง 8.4 โดยการเลือกปีที่จะทำการติดตั้งปั้มไฟฟ้าแบบจุ่ม จากการผลิตด้วยกรณีแรงดันตามธรรมชาติ แสดงดังตาราง 8.5

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 42,555,669 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 39.03 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปิโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 109,226,787,760 บาท
- เงินลงทุนทั้งหมด 17,693,000,000 บาท แบ่งเป็น
  1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 280,000,000 บาท
  2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 210,000,000 บาท
  3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 588,000,000 บาท
  4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 2,100,000,000 บาท
  5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 14,000,000,000 บาท
  6. ค่าใช้จ่ายปั้มไฟฟ้าแบบจุ่มและปรับปรุงหลุมผลิตเดิม 17,200,000 บาทต่อ 1 หลุม
  7. ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาปั้มไฟฟ้าแบบจุ่ม 3,400,000 บาทต่อ 1 หลุมต่อ 1 ปี
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 53,914,874,739 บาท
- เงินที่รัฐบาลได้
  1. ค่าภาคหลวง 8,800,708,851 บาท
  2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 13,514,544,169 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 21.60 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.74

ตาราง 8.4 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีมีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มมาประยุกต์ใช้

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)	ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)
0	0	11	1,523,875
1	3,650,000	12	1,523,875
2	3,650,000	13	1,523,875
3	3,660,000	14	1,523,875
4	3,650,000	15	1,523,875
5	3,528,544	16	1,523,875
6	1,900,990	17	1,523,875
7	1,523,875	18	1,523,875
8	1,523,875	19	1,523,875
9	1,523,875	20	1,523,875
10	1,523,875	รวม	42,555,669

ตาราง 8.5 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 42,555,669 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 $/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 33 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 30.80%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 21.60%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 8,800,708,851 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 27,029,088,339 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 13,514,544,169 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 13,514,544,169 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 13,514,544,169 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.74
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 3,025,602,341 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.18

8.4.3 ตัวอย่างสรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3 มีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ มาประยุกต์ใช้ ดังแสดงตารางที่ 8.6 และจากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการผลิตทั้ง 20 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3 ซึ่งได้จากการคำนวนโดยมีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ มาประยุกต์ใช้ที่อัตราการผลิต 181 บาร์เรลต่อวัน แสดงดังตาราง 8.6 โดยการเลือกปีที่จะทำการติดตั้งการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ จากการผลิตด้วยกรณีแรงดันตามธรรมชาติ แสดงดังตาราง 8.5

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 46,982,284 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 43.08 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปิโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 113,948,429,760 บาท
- เงินลงทุนทั้งหมด 17,550,750,000 บาท แบ่งเป็น
  1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 280,000,000 บาท
  2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 210,000,000 บาท
  3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 588,000,000 บาท
  4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 2,100,000,000 บาท
  5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 14,000,000,000 บาท
  6. ค่าใช้จ่ายการอัดก๊าซเป็นช่วงๆและปรับปรุงหลุมผลิตเดิม 12,250,000 บาทต่อ 1 หลุม
  7. ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ 2,660,000 บาทต่อ 1 หลุมต่อ 1 ปี
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 56,475,604,521 บาท
- เงินที่รัฐบาลได้
  1. ค่าภาคหลวง 9,074,732,601 บาท
  2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 14,073,408,626 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 22.57 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.81

ตาราง 8.6 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีมีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ประยุกต์ใช้

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)	ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)
0	0	11	1,651,625
1	3,650,000	12	1,651,625
2	3,650,000	13	1,651,625
3	3,660,000	14	1,651,625
4	3,650,000	15	1,651,625
5	3,528,544	16	1,651,625
6	1,900,990	17	1,651,625
7	1,651,625	18	1,651,625
8	1,651,625	19	1,651,625
9	1,651,625	20	1,651,625
10	1,651,625	รวม	46,982,284

ตาราง 8.7 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 46,982,284 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 $/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 33 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 30.81%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 22.57%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 9,074,732,601 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 28,146,817,252 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 14,073,408,626 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 14,073,408,626 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 14,073,408,626 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.81
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 3,224,480,606 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.19

8.4.4 ตัวอย่างสรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 4 มีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยกมาประยุกต์ใช้ในหลุมน้ำมัน ดังแสดงตารางที่ 8.8 และจากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการผลิตทั้ง 20 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 4 ซึ่งได้จากการคำนวนโดยมีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยกมาประยุกต์ใช้ที่อัตราการผลิต 131 บาร์เรลต่อวัน แสดงดังตาราง 8.8 โดยการเลือกปีที่จะทำการติดตั้งปั๊มม้าหัวโยก จากการผลิตด้วยกรณีแรงดันตามธรรมชาติ แสดงดังตาราง 8.5

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 35,024,784 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 35.12 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปิโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 97,085,429,760 บาท
- เงินลงทุนทั้งหมด 17,409,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 280,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 210,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 588,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 2,100,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 14,000,000,000 บาท
6. ค่าใช้จ่ายการปั๊มม้าหัวโยกและปรับปรุงหลุมผลิตเดิม 6,300,000 บาทต่อ 1 หลุม
7. ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาปั๊มม้าหัวโยก 2,940,000 บาทต่อ 1 หลุมต่อ 1 ปี

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 47,330,141,016 บาท
- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 8,096,076,351 บาท
2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 11,361,667,956 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 21.29 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.66

ตาราง 8.8 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ในกรณีมีการนำอุปกรณ์ช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยกมาประยุกต์ใช้

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)	ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อปี)
0	0	11	1,195,375
1	3,650,000	12	1,195,375
2	3,650,000	13	1,195,375
3	3,660,000	14	1,195,375
4	3,650,000	15	1,195,375
5	3,528,544	16	1,195,375
6	1,900,990	17	1,195,375
7	1,195,375	18	1,195,375
8	1,195,375	19	1,195,375
9	1,195,375	20	1,195,375
10	1,195,375	รวม	36,774,784

ตาราง 8.9 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 4

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 36,774,784 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 $/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 33 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 29.72%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 21.34%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 8,096,076,351 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 22,723,335,912 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 11,361,667,956 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 11,361,667,956 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 11,361,667,956 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.66
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 3,017,178,613 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อเงินทุนเริ่มต้น 0.15

8.5 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

การบรรยายในส่วนของการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จะแบ่งออกเป็น 4 ส่วน ประกอบไปด้วย การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันลานกระบือ การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันอู่ทอง การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝาง และการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

8.5.1 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันลานกระบือ

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันลานกระบือ รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม และปั๊มม้าหัวโยก ตาราง 8.10 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันลานกระบือภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

8.5.2 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันอู่ทอง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันอู่ทอง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ ตาราง 8.11 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันอู่ทองภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

8.5.3 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝาง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันฝาง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ ตาราง 8.12 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝางภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

8.5.4 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ ตาราง 8.13 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝางภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

ตารางที่ 8.10 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย		ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
			(ล้านบาร์เรล)	(%)				
1	แรงดันธรรมชาติ	128	24.80	22.74	56.39	2.55	16.79	0.18
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	167	42.56	39.03	93.59	3.03	21.60	0.74
3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	181	46.98	43.08	95.04	3.22	22.57	0.81
4	ปั๊มม้าหัวโยก	131	35.03	32.12	79.99	3.01	21.29	0.66

ตารางที่ 8.11 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย		ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
			(ล้านบาร์เรล)	(%)				
1	แรงดันธรรมชาติ	85	5.61	19.30	12.65	0.61	14.36	0.16
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	133	10.54	36.26	22.25	0.84	22.21	0.68
3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	103	8.83	30.38	18.55	0.67	20.39	0.53
4	ปั๊มม้าหัวโยก	151	11.66	40.12	24.50	1.06	24.07	0.81

ตารางที่ 8.12 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันฝาง

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย (ล้านบาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย (%)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
1	แรงดันธรรมชาติ	43	1.57	36.26	3.55	0.11	10.33	0.13
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	74	3.06	70.67	6.51	0.18	18.24	0.57
3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	49	2.38	54.97	5.02	0.16	16.09	0.39
4	ปั๊มม้าหัวโยก	86	3.41	78.75	7.21	0.24	20.18	0.71

ตารางที่ 8.13 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย (ล้านบาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย (%)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
1	แรงดันธรรมชาติ	50	0.73	76.44	1.64	0.04	4.71	0.08
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	40	0.83	86.91	1.73	0.04	9.51	0.24
3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	29	0.77	80.63	1.59	0.01	8.47	0.18
4	ปั๊มม้าหัวโยก	42	0.85	89.01	1.77	0.03	9.66	0.25

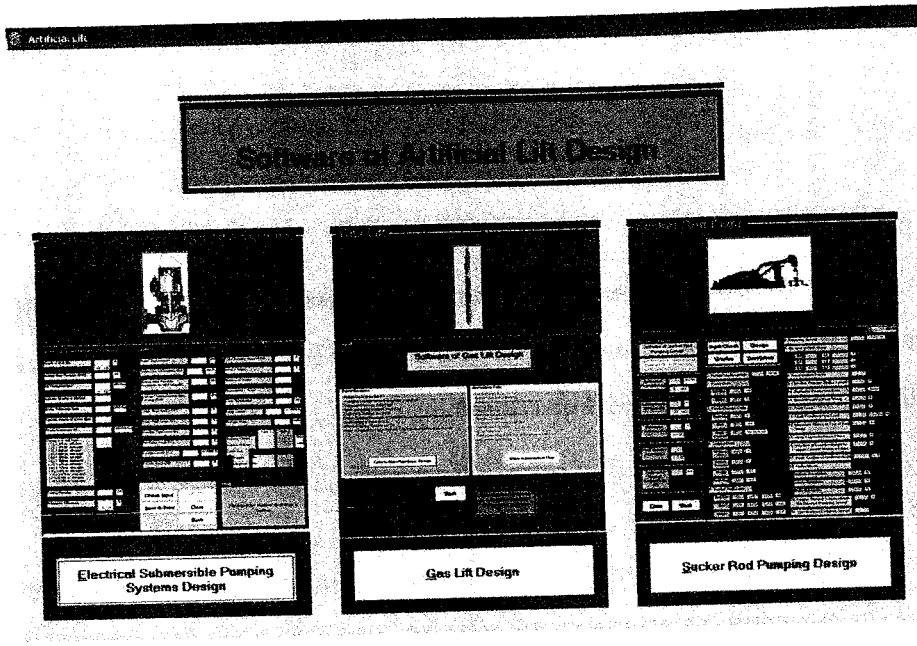
บทที่ 9
สรุปและวิจารณ์ผลการทดลอง

9.1 บทนำ

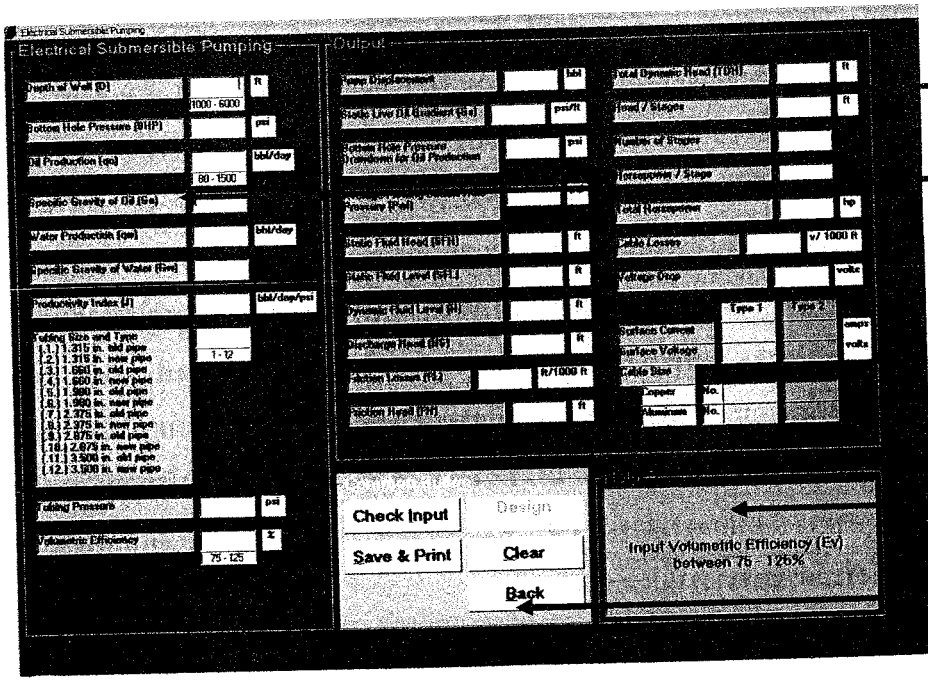
การบรรยายเนื้อหาในบทนี้จะประกอบไปด้วยการสรุปโดยภาพรวมของการพัฒนาโปรแกรมความเหมาะสมของการประยุกต์อุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันต่างๆ การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ และการวิจารณ์ผลการทดลอง

9.2 การพัฒนาโปรแกรม

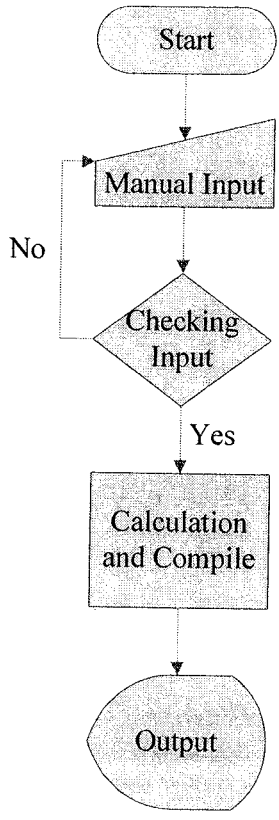
โปรแกรมออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทยถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้ในการออกแบบอุปกรณ์ช่วยผลิตเงื่อนไขการผลิต แหล่งกักเก็บ และหลุมผลิต อันประกอบไปด้วยปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม, การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ และปั๊มม้าหัวโยก โดยตัวโปรแกรมจะมีการใช้ชื่อว่า ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) พื้นฐานของโปรแกรมจะตั้งอยู่บนการวิเคราะห์ทฤษฎี และฐานข้อมูลของ Adam Person Associates Engineering Production Manual and Byron Jackson pump division, Kirkpatrick และLufkin Pump Division ในการออกแบบปั๊มไฟฟ้ากึ่งจมกึ่งลอย, การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ และปั๊มม้าหัวโยก ตามลำดับ แต่เพียงอย่างเดียว ไม่รวมถึงการนำเอาข้อมูลสถิติ หรือประสบการณ์มาใช้ในกระบวนการประมวลผล โครงสร้างของโปรแกรมหรือภาษาคอมพิวเตอร์ที่ใช้พัฒนาโปรแกรมนั้นจะใช้ภาษา Microsoft Visual Basic v.6 เนื่องจากเป็นภาษาคอมพิวเตอร์ที่ใช้งานง่ายในการออกแบบและปฏิบัติ กระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลนำเข้าจะเป็นขั้นตอนแรกของการประมวลผลของโปรแกรมซึ่งเป็นการตรวจสอบข้อมูลนำเข้าว่าเหมาะสมกับฐานข้อมูลหรือไม่ ตัวอย่างเช่น ความถ่วงจำเพาะของของไหล ความลึกของหลุมผลิต ขนาดท่อผลิต รูปแบบของท่อผลิต และประสิทธิภาพของอุปกรณ์ช่วยผลิต เป็นต้น ในแต่ละโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต จะถูกพัฒนาและประกอบด้วย 4 หน้าที่ ในแต่ละหน้าที่ถูกแสดงและอธิบายโดยใช้สีตามตาราง 9.1 และรูปภาพ 9.1-9.2 ขั้นตอนในการประมวลผลของแต่ละโปรแกรมจะถูกแสดงไว้ในผังงานตามตารางรูปภาพ 9.3



รูปที่ 9.1 หน้าหลักโปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต



รูปที่ 9.2 โปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต



รูปที่ 9.3 ผังงานแสดงการทำงานแต่ละโปรแกรมของ ALTOO

ตาราง 9.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสีกับหน้าที่

สี	หน้าที่
ส้ม	การป้อนข้อมูล: ผู้ใช้ต้องป้อนข้อมูลความระมัดระวังลงในกล่องสีขาว ซึ่งอยู่ในกรอบสีส้ม และในบางตัวแปรจะมีการแนะนำให้ป้อนข้อมูลอยู่ในช่วงที่กำหนด
เขียว	การแสดงผล: แสดงขั้นตอนการออกแบบ, เครื่องมือ อุปกรณ์พื้นฐานและข้อมูลที่จำเป็น ซึ่งอยู่ในกรอบสีเขียว
เทา	ปุ่มใช้งาน: ประกอบด้วยปุ่ม Check Input, Design, Save & Print, Clear และ Back
	ข้อควรแนะนำและช่วยเหลือ : ผู้ใช้จะถูกแนะนำและช่วยเหลือโดยป้ายข้อความสี
ชมพู	ชมพู ข้อความเหล่านี้จะถูกเปลี่ยนไปสู่อีกข้อความ ภายใน 4 วินาที

9.3 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิค

การบรรยายในส่วนของการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคจะแบ่งออกเป็น 4 ส่วน ประกอบไปด้วย การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันลานกระบือ การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันอู่ทอง การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันฝาง และการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

9.3.1 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันลานกระบือ

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันลานกระบือ รองลงมาคือปั๊มม้าหัวโยกและปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม ภายใต้ตัวแปรควบคุม 4 ตัวแปร ประกอบไปด้วย สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ ตาราง 9.2 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

9.3.2 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันอู่ทอง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันอู่ทอง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม 4 ตัวแปร ประกอบไปด้วย สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานอู่ทอง ตาราง 9.3 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

9.3.3 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันฝาง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันฝาง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม 4 ตัวแปร ประกอบไปด้วย สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความหลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง ตาราง 9.4 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

9.3.4 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่เหมะสมที่สุดในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ ภายใต้ตัวแปรควบคุม 4 ตัวแปร ประกอบไปด้วย ดัชนีชี้วัดการผลิต เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกของท่อผลิต และความ

หลากหลายในการผลิตหรือช่วงของอัตราการผลิตหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ตาราง 9.5 สรุปการเลือกวิธีช่วยผลิตที่เหมาะสมภายใต้ตัวแปรควบคุม

ตาราง 9.2 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันลานกระบือ

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
- สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมต่ำ	< 150 SCF/STB และ < 250 psi	ปานกลาง	พอใช้	ดี
- สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมสูง	> 150 SCF/STB และ > 250 psi	ปานกลาง	ดี	พอใช้
- ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 1 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
- ดัชนีชี้วัดการผลิตสูง	> 1 บาร์เรลต่อวัน	ดี	ปานกลาง	พอใช้
- ท่อผลิตเล็ก	1.315-2.375 นิ้ว	ดี	ปานกลาง	พอใช้
- ท่อผลิตใหญ่	2.875-3.500 นิ้ว	พอใช้	ปานกลาง	ดี
- ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ดี	ปานกลาง

ตาราง 9.3 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
- สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมต่ำ	< 24 SCF/STB และ < 200 psi	ปานกลาง	พอใช้	ดี
- สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมสูง	> 24 SCF/STB และ > 200 psi	ปานกลาง	ดี	พอใช้
- ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.4 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
- ดัชนีชี้วัดการผลิตสูง	> 0.4 บาร์เรลต่อวัน	ดี	ปานกลาง	พอใช้
- ท่อผลิตเล็ก	1.315-2.375 นิ้ว	ดี	ปานกลาง	พอใช้
- ท่อผลิตใหญ่	2.875-3.500 นิ้ว	พอใช้	ปานกลาง	ดี
- ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	ปานกลาง	พอใช้	ดี

ตาราง 9.4 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันฝาง

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
- สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุม	25 SCF/STB และ 200-1,000 psi	ปานกลาง	พอใช้	ดี
- ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.2 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
- ท่อผลิตเล็ก - ท่อผลิตใหญ่	1.315-2.375 นิ้ว 2.875-3.500 นิ้ว	ดี พอใช้	ปานกลาง ปานกลาง	พอใช้ ดี
- ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	ปานกลาง	พอใช้	ดี

ตาราง 9.5 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	ปั๊มม้าหัวโยก
- ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.18 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้	ปานกลาง	ดี
- ท่อผลิตเล็ก - ท่อผลิตใหญ่	1.315-2.375 นิ้ว 2.875-3.500 นิ้ว	ดี พอใช้	ปานกลาง ปานกลาง	พอใช้ ดี
- ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	ปานกลาง	ดี	ปานกลาง

ตาราง 9.6 สรุปการเลือกอุปกรณ์ช่วยผลิตรวมทั่วๆ ไปตามปัจจัยต่างๆ สำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย

ตัวแปรควบคุม	จำนวน	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม (STB/d)	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ (STB/d)	ปั๊มม้าหัวโยก (STB/d)
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมต่ำ	< 150 SCF/STB และ < 200 psi	ปานกลาง (22-81)	พอใช้ (12-74)	ดี (29-118)
สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันและความดันก้นหลุมสูง	> 150 SCF/STB และ > 200 psi	ปานกลาง (12-144)	ดี (45-158)	พอใช้ (12-41)
ดัชนีชี้วัดการผลิตต่ำ	< 0.18 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้ (29-74)	ปานกลาง (29-103)	ดี (29-133)
ดัชนีชี้วัดการผลิตสูง	> 0.18 บาร์เรลต่อวัน	ดี (26-406)	ปานกลาง (26-386)	พอใช้ (26-332)
ความถ่วงจำเพาะต่ำ	< 0.828	ปานกลาง (165-175)	ดี (175-185)	พอใช้ (125-135)
ความถ่วงจำเพาะสูง	> 0.828	ปานกลาง (40-136)	พอใช้ (29-111)	ดี (42-151)
ความลึกของหลุมน้อย	< 3,700 ฟุต	ปานกลาง (40-136)	พอใช้ (29-111)	ดี (42-151)
ความลึกของหลุมมาก	> 3,700 ฟุต	ปานกลาง (136-167)	ดี (111-181)	พอใช้ (131-151)
ท่อผลิตเล็ก	1.315-2.375 นิ้ว	ดี (17-101)	ปานกลาง (5-101)	พอใช้ (0-101)
ท่อผลิตใหญ่	2.875-3.500 นิ้ว	พอใช้ (29-101)	ปานกลาง (29-112)	ดี (29-128)
ความหลากหลายในการผลิต	1-500 บาร์เรลต่อวัน	พอใช้ (6-122)	ปานกลาง (6-185)	ดี (6-222)

9.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

การบรรยายในส่วนของการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จะแบ่งออกเป็น 4 ส่วน ประกอบไปด้วย การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันลานกระบือ การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันอู่มอง การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝางและการสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

9.4.1 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันลานกระบือ

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันลานกระบือ รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม และปั๊มม้าหัวโยก ตาราง 9.8 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันลานกระบือภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

9.4.2 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันอู่ทอง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันอู่ทอง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ตาราง 9.9 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันอู่ทองภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

9.4.3 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝาง

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันฝาง รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วงๆ ตาราง 9.10 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝางภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

9.4.4 การสรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

การประยุกต์วิธีช่วยผลิตแบบปั๊มม้าหัวโยก เป็นวิธีช่วยผลิตที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุดในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี รองลงมาคือปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่มและการอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ ตาราง 9.11 สรุปผลลัพธ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งน้ำมันฝางภายใต้ตัวแปรต่าง ๆ ได้แก่ อัตราการผลิตเฉลี่ย, ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย, ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย, ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย, อัตราการคืนทุนเฉลี่ยและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย

ตารางที่ 9.7 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย		ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
			(ล้านบาร์เรล)	(%)				
1	แรงดันธรรมชาติ	128	24.80	22.74	56.39	2.55	16.79	0.18
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	167	42.56	39.03	93.59	3.03	21.60	0.74
3	การอัดก๊าซเป็นช่วงๆ	181	46.98	43.08	95.04	3.22	22.57	0.81
4	ปั๊มม้าหัวโยก	131	35.03	32.12	79.99	3.01	21.29	0.66

ตารางที่ 9.8 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย		ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
			(ล้านบาร์เรล)	(%)				
1	แรงดันธรรมชาติ	85	5.61	19.30	12.65	0.61	14.36	0.16
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	133	10.54	36.26	22.25	0.84	22.21	0.68
3	การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ	103	8.83	30.38	18.55	0.67	20.39	0.53
4	ปั๊มม้าหัวโยก	151	11.66	40.12	24.50	1.06	24.07	0.81

ตารางที่ 9.9 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันฝาง

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย		ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
			(ล้านบาร์เรล)	(%)				
1	แรงดันธรรมชาติ	43	1.57	36.26	3.55	0.11	10.33	0.13
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	74	3.06	70.67	6.51	0.18	18.24	0.57
3	การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ	49	2.38	54.97	5.02	0.16	16.09	0.39
4	ปั๊มม้าหัวโยก	86	3.41	78.75	7.21	0.24	20.18	0.71

ตารางที่ 9.10 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่าง ๆ ณ เวลา 23 ปี ของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

ลำดับที่	วิธีการผลิต	อัตราการผลิตเฉลี่ย (บาร์เรล)	ผลการผลิตทั้งหมดเฉลี่ย		ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุนทั้งอายุโครงการเฉลี่ย (พันล้านบาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายเฉลี่ย (Discounted 10%)	อัตราการคืนทุนเฉลี่ย (%)	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเฉลี่ย
			(ล้านบาร์เรล)	(%)				
1	แรงดันธรรมชาติ	50	0.73	76.44	1.64	0.04	4.71	0.08
2	ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม	40	0.83	86.91	1.73	0.04	9.51	0.24
3	การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ	29	0.77	80.63	1.59	0.01	8.47	0.18
4	ปั๊มม้าหัวโยก	42	0.85	89.01	1.77	0.03	9.66	0.25

9.5 ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย

9.5.1 ระบบช่วยผลิตสามารถปรับปรุงอัตราการผลิตของหลุมผลิตได้ ดังนั้น จึงควรมีการพิจารณาระบบช่วยผลิตแต่ละชนิดเพื่อประยุกต์ใช้ให้เหมาะสมกับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย ในสภาวะความต้องการพลังงานทางด้านปิโตรเลียมที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน

9.5.2 ผู้วิจัยควรจะมีความรู้และความเข้าใจในขั้นตอนการออกแบบและประยุกต์ใช้ระบบช่วยผลิตต่างๆ ที่สำคัญสำหรับแหล่งน้ำมันบนบกของประเทศไทย อาทิเช่น ปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ และปั๊มม้าหัวโยก เป็นต้น

9.5.3 ผู้วิจัยควรจะมีความรู้และความเข้าใจภาษาคอมพิวเตอร์เพื่อใช้ในการพัฒนาโปรแกรม อาทิเช่น Microsoft Visual Basic เพราะเป็นภาษาคอมพิวเตอร์ที่ค่อนข้างเรียนรู้ได้ง่ายและมีสามารถประยุกต์การทำงานได้หลากหลาย

9.5.4 ข้อมูลที่ใช้ในการประมวลผลของโปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) เป็นข้อมูลที่ศึกษาและพิจารณาจากหลุมผลิตจริงจากแหล่งน้ำมันบนบกต่าง ๆ อาทิเช่น สิริกิติ์ อู่ทอง ฝาง และวิเชียรบุรี

9.5.5 การประมวลผลที่แม่นยำของโปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) ขึ้นกับขั้นตอนการออกแบบ ทฤษฎีที่ใช้ ฐานข้อมูล และข้อมูลนำเข้า

9.5.6 ผลลัพธ์ของการสร้างแบบจำลองการผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ในกรณีการไหลแบบธรรมชาติ ช่วยให้สามารถพิจารณาช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการตอดตั้งและประยุกต์ใช้ระบบช่วยผลิตได้อย่างดี

9.5.7 การประยุกต์ใช้โปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) ทำให้เกิดความแม่นยำและประหยัดเวลาเป็นอย่างมาก เมื่อเทียบกับการคำนวณด้วยมือซึ่งอาจเกิดความคลาดเคลื่อนได้เมื่อมีการคำนวณแบบซ้ำ ๆ

9.5.8 การออกแบบปั๊มไฟฟ้าแบบจุ่ม การอัดก๊าซเป็นช่วง ๆ และปั๊มม้าหัวโยกอาจจะมีความลำบากอยู่บ้าง อันเนื่องมาจากข้อจำกัดของข้อมูลนำเข้าบางอย่างซึ่งไม่ชัดเจนนัก

9.5.9 โปรแกรม ALTOO (Artificial Lift Thailand Onshore Oilfields) จะเป็นประโยชน์อย่างมากในการใช้เพื่อตัดสินใจในการลงทุนในการสำรวจและผลิตน้ำมันในพื้นที่อื่น ๆ ที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับแหล่งน้ำมันต่าง ๆ อาทิเช่น สิริกิติ์ อู่ทอง ฝาง และวิเชียรบุรี

9.5.10 ผู้วิจัยมีความคาดหวังว่ารายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้จะมีประโยชน์กับผู้ที่สนใจในการประยุกต์ใช้ระบบช่วยผลิตในแหล่งน้ำมันบนบกต่าง ๆ ของประเทศไทยได้

บรรณานุกรม

Ascope Technical Committee Paper. "Tertiary Sedimentary Basins of The Gulf Thailand and South China Sea," **The 5th Council on Petroleum Conference and Exhibition,"** November 2-6, 1993. p.1

Aziz, A. Kadir, A., Hamid, M.F., and Ikhan, A. "Permeability Prediction: Core and Log-Derived Values," **International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95),** November 22-25, 1995, Khon Kaen, Thailand.

Barber, Jr. A.H., Stile, L.H., and Thompson, B.B. "Infill Drilling to Increase Reserves Actual Experience in Nine Fields in Texas, Oklahoma, and Illinois," **Journal of Petroleum Technology** (August 1983): 1530-1538.

Baoxing, Y. Guohua, Z., and Zhongqiang L. "Porosity Evolution and Prediction of Tertiary Sandstone Reservoirs, Western Qiongdongnan Basin, South China Sea," **International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95),** November 22-25, 1995, Khon Kaen, Thailand.

Chapman, L.R., and Thompson, R.R. "Waterflood Surveillance In Kuparak River Unit with Computerized Pattern Analysis," **Journal of Petroleum Technology** (March 1989): 277-282.

Chrichlow, H.B. **"Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach,"** Prentice-Hall, Eaglewood Cliffs, New Jersey, (1977).

Craft, B.C., and Hawkins, M.F. **"Applied Petroleum Reservoir Engineering,"** second edition, Pentice Hall, Eaglewood Cliffs, N.J, (1990).

Crichlow, H.B. **"Advanced Reservoir Engineering,"** Oklahoma, (1994).

Dandona, A.K., Alston, R.B., and Braun, R.W. "Definebg Data Requirements for a Simulation Study," **Paper SPE 22357 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing,** China, March 24-27, 1992.

DesBrisay, C.L. "Supplemental Recovery Development of the Intisar "A" and "D" Reef Fields, Libyan Arab Republic," **Journal of Petroleum Technology** (July 1972): 785-796.

Bidston B. J. and Daniels J. S. (1992). Oil from the ancient lake of Thailand. In **Proceedings of the Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 584-599). Bangkok.

Bruce, A R., Sanlug M. and Duivenvoorden, S. (1999). Correlation Techniques, Perforation Strategies, and Recovery Factors: An Integrated 3-D Reservoir Modeling Study, Sirikit Field, Thailand. In **AAPG Bulletin** (Vol.83, No.10, pp. 1535-1551).

Calvin, C. M. and Robert L. D. (1990). **Reservoir Simulation**. TX.: Richardson.

Chaft B. C. and Hawking M. F. (1990). **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. N.J.: Prentic-Hall Inc.

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well IF30-02S (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well IF30-03S (Ban Nong Yao).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1988). **Geological Report Well BF31-02S (Ban Nong Yao).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1988). **Geological Report Well IF31-04GS (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well BF32-03GS (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well IF32-01GS (Ban Ti).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well IF32-03G (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well IF32-04GS (Ban Nong Yao).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-01GS (Ban Nong Yao).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-02GS (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-03G (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-04GS (Ban Nong Yao).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1991). **Geological Report Well BF34-04GS (Ban Nong Yao).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1991). **Geological Report Well IF34-04G (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1992). **Geological Report Well FA-MS-35-62 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1992). **Geological Report Well FA-MS-35-63 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-05 (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-06(Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-07 (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-08 (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1995). **Geological Report Well FA-SS-38-09 (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1997). **Geological Report Well FA-SS-40-10 (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1999). **Geological Report Well FA-BT-42-02 (Ban Ti).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1999). **Geological Report Well FA-SS-42-11 (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2001). **Geological Report Well FA-BT-44-05 (Ban Ti).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2002). **Geological Report Well FA-BT-45-03/2 (Ban Ti).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2002). **Geological Report Well FA-BT-45-03/3 (Ban Ti).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2003). **Geological Report Well FA-MS-46-70 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2004). **Drilling Program of Well FA-MS-47-72 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2004). **Drilling Program of Well FA-SS-47-12 (Ban San Sai).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Forrest ,F. C. (1971). **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding** (3rd). Dallas: The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineerings, Inc.

Ganesh, C. T. (1998). **Integrated Waterflood Assest Management**. United States of America: PennWell Publishing Company.

Hawkes, M., Bromley, A., Kleungputsa, T.,: Pacific Tiger Energy. (2002). The Wichian Buri Oilfield, Petchabun. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002**, 30 years Experience: Opportunities and Challenges. Bangkok.

Henry, B. C. (1977). **Modern Reservoir Engineering: A simulation Approach**. N.J.: Prentic-Hall Inc.

Makell, G., Ainsworth, B., Chuenbunchom, S., Harvey, M., Kaewla-Lad, S., Van der Pal, R.,: Thai Shell E&P Co., Ltd. (1997). The Sirikit Field-improved Structural Interpretation and Reservoir Architecture and Its Impact on Future Field Development. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 541-542). Bangkok.

Narong Boonyarat. (2001). **Geochemistry of Formation Water from The Mae Sod Formation Fang Oil Field Changwat Chiang Mai**. M.S. thesis, Chiang Mai University.

Pieterson, R.: Thai Shell EP co, Ltd., Thailand. (1993). A reservoir simulation Study for the Sirikit field water flood project. In **Proceedings of the 5th Asian Council on Petroleum Conference & Exhibition** (pp 703). Bangkok.

Ratanasthien, B. (1997). Algae types of oil source rocks in Northern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 606-612). Bangkok.

Sattaayarak, N. (1992). Petroleum exploration opportunities in Thailand. In **Proceedings of Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 668-675). Bangkok.

Settakul, N.: Defense Energy Department. (2002). Fang Basin: The First Oilfield in Thailand. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002, 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.

Uttamo, W., Gary, J. N. and Chris F. E. (1999). The Tertiary Sedimentary Basins of Northern Thailand. In **Symposium on Mineral, Energy and Water Resources of Thailand: Towards the year 2000** (pp. 71-92). Bangkok.

Willhite, G. Paul. (1986). **Water Flooding**. TX.: Society of Petroleum Engineers, Richardson.

Wongsirasawad, L.: Thai Shell E&P Co., Ltd. (2002). 20 Successful Years of Sirikit Oilfield. In Proceedings of **Thailand Petroleum Conference 2002, 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.

Wongsirasawad, L.: Thai Shell EP Co., Ltd., Thailand. (2002). History of Sirikit field. In **Proceedings of Thailand Petroleum conference 2002: 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.

ประวัติผู้วิจัย

นายเกรียงไกร ไตรสาร เกิดเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2496 ที่จังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษามัธยมศึกษาตอนปลายที่โรงเรียนเบญจมหาราชจังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิตวิศวกรรมโยธาที่มหาวิทยาลัยขอนแก่นในปี พ.ศ. 2518 ได้สอบชิงทุนกรมทรัพยากรธรณีไปศึกษาต่อในสาขาวิศวกรรมปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2519 ที่มหาวิทยาลัย New Mexico Tech. ประเทศสหรัฐอเมริกา และย้ายการศึกษาไปที่มหาวิทยาลัย The University of Oklahoma สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมปิโตรเลียมมหาบัณฑิตในปี พ.ศ.2520 เริ่มปฏิบัติราชการที่กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี ตั้งแต่ พ.ศ. 2521 โดยดำรงตำแหน่งวิศวกรปิโตรเลียม 3-7 ผู้ชำนาญการ และผู้ชำนาญการพิเศษ มีหน้าที่รับผิดชอบติดตามควบคุมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณปริมาณสำรองและคาดการณ์อัตราการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณเกี่ยวกับวิศวกรรมปิโตรเลียมอื่น ๆ ในปี พ.ศ. 2538 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าฝ่ายระบบและกลั่นกรองการลงทุนในกิจกรรมปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน้าที่รับผิดชอบ กลั่นกรองยกเว้นภาษี การนำเข้า อุปกรณ์สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม กลั่นกรองอนุญาตให้ชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ติดตามและดูแลควบคุมการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2540 เริ่มปฏิบัติหน้าที่เป็นอาจารย์ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ และตั้งแต่ พ.ศ. 2543 ดำรงตำแหน่งรองศาสตราจารย์ ตั้งแต่ พ.ศ. 2548 และดำรงตำแหน่งรองผู้อำนวยการศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตั้งแต่ พ.ศ. 2544 ถึงปัจจุบัน

สถานที่ติดต่อ สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 111 ถนนมหาวิทยาลัย ตำบลสุรนารี อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000 โทรศัพท์ (044) 224310 , 224441 โทรสาร (044) 224611 E-mail : kriangkr@sut.ac.th

ภาคผนวก ก

ข้อมูลนำเข้า

(Input Data)

Urgent Fax

Thai Shell Exploration & Production Co. Ltd.
0 Soonthornkosa Road, Klong Toey
Bangkok 10110, Thailand
Tel. +66 2 2490183
Fax. +66 2 2490489

TO Suranaree University of Technology
Dept. of Geological Technology
(Fax#044-224220)

HRM/13-18/10/02

ATTN Lect. Kriengkrai Tri-sarn

REF

CC

FROM Mana R.

DATE 18/10/2002

PAGE 1 of 6

SUBJECT Lan Krabu Formation Petrophysical Data

Dear Lect. Kriengkrai Tri-sarn

Ref. your letter #5117/492

Sorry for late reply, it is mainly due to my current workload.

Herewith please find attached a provisional of petrophysical data of LKU fm. for your reservoir simulation study.

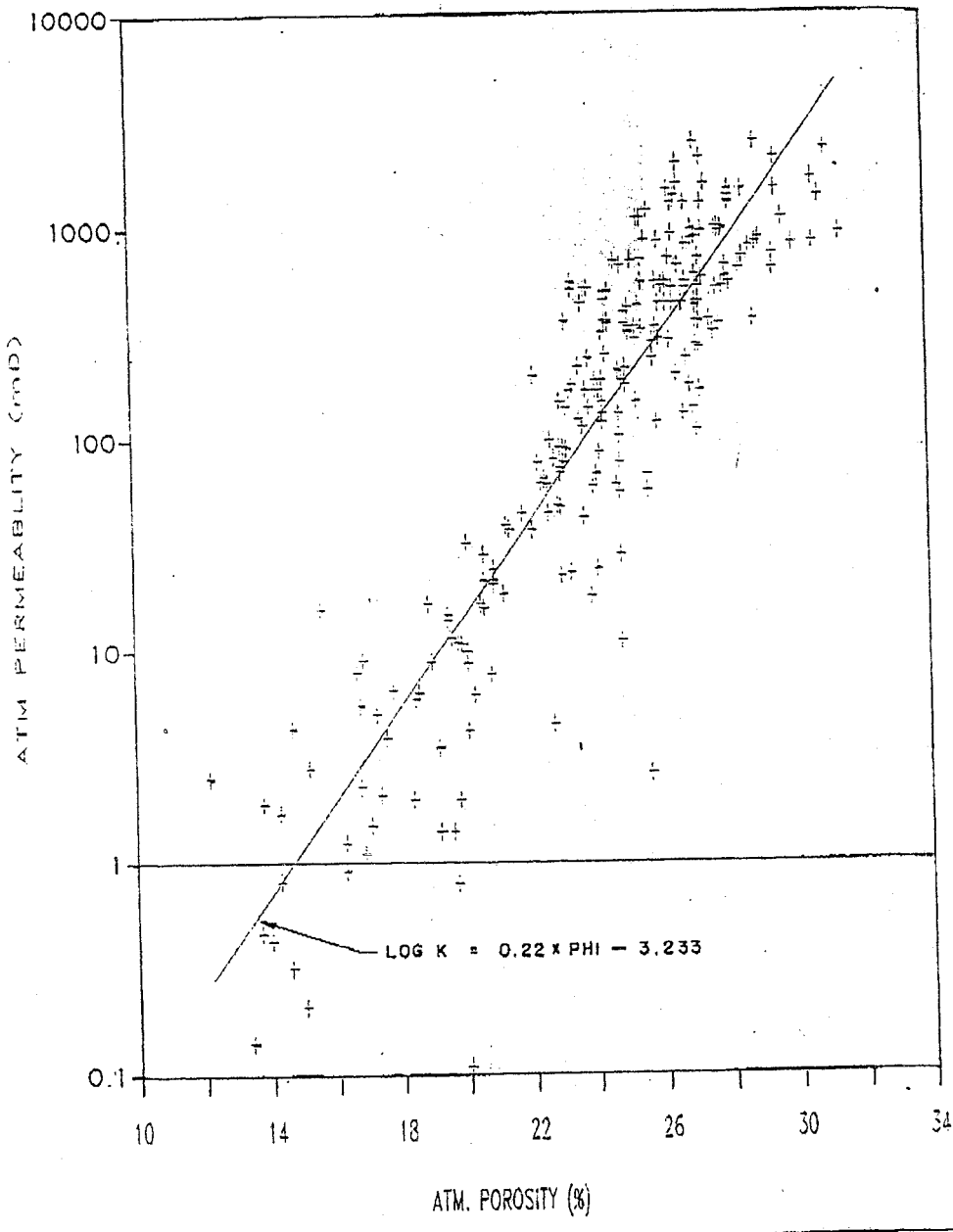
1) LKU-K sands k-phi relationships
2) LKU-L sands k-phi relationships
3) LKU-M sands k-phi relationships
4) LKU-K sands oil saturation based on Hg/Air cap. curves
5) LKU-L/M sands oil saturation based on Hg/Air cap. curves

If you need more information or have any query of data that were given please do not hesitate to contact me.

Best Regards,

Mana Rojpibulstit
Reservoir Engineer - New Business Opportunities

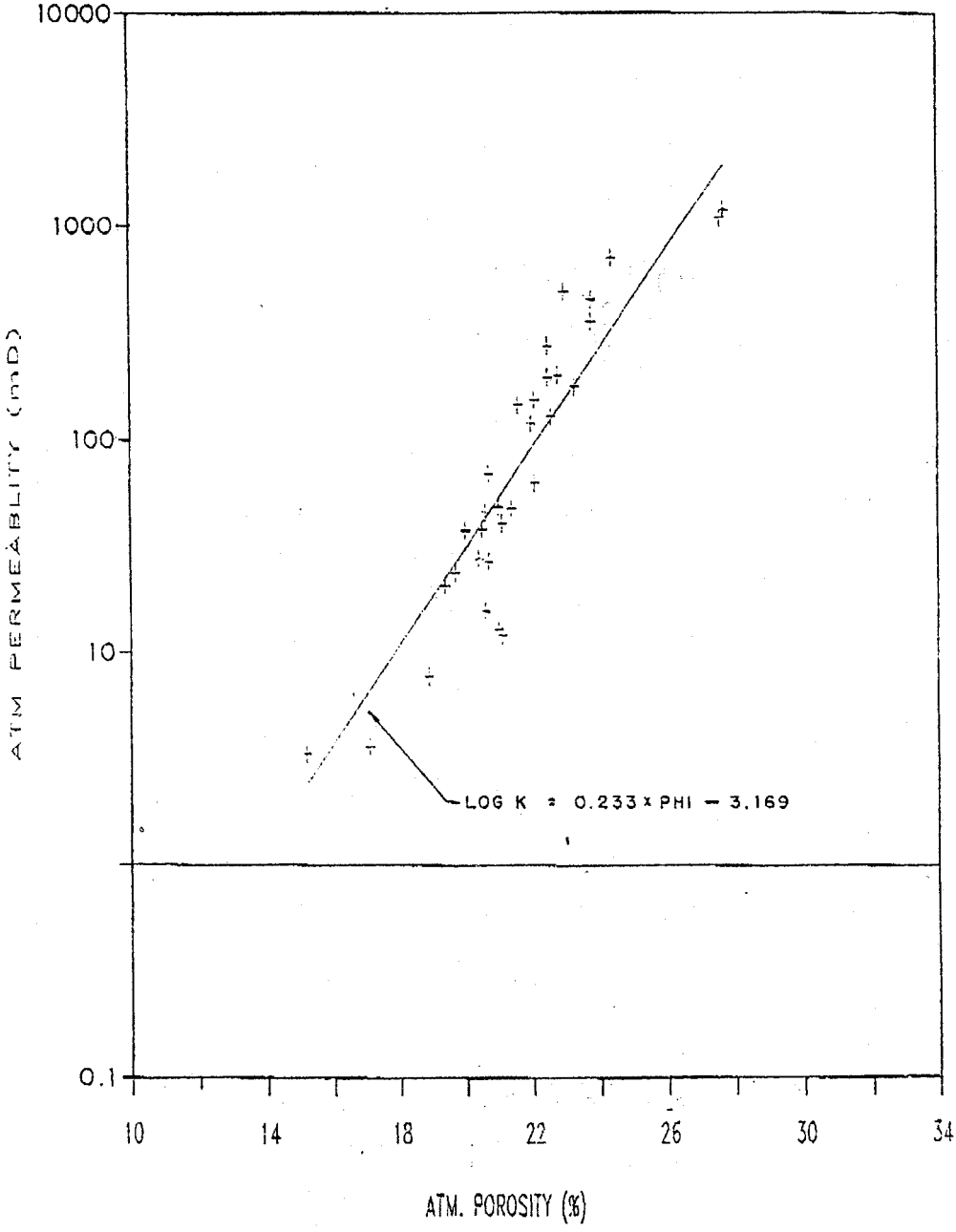
SIRIKIT K SANDS K/PHI DATA



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.	
BANGKOK	PRODUCTION

SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
K SANDS

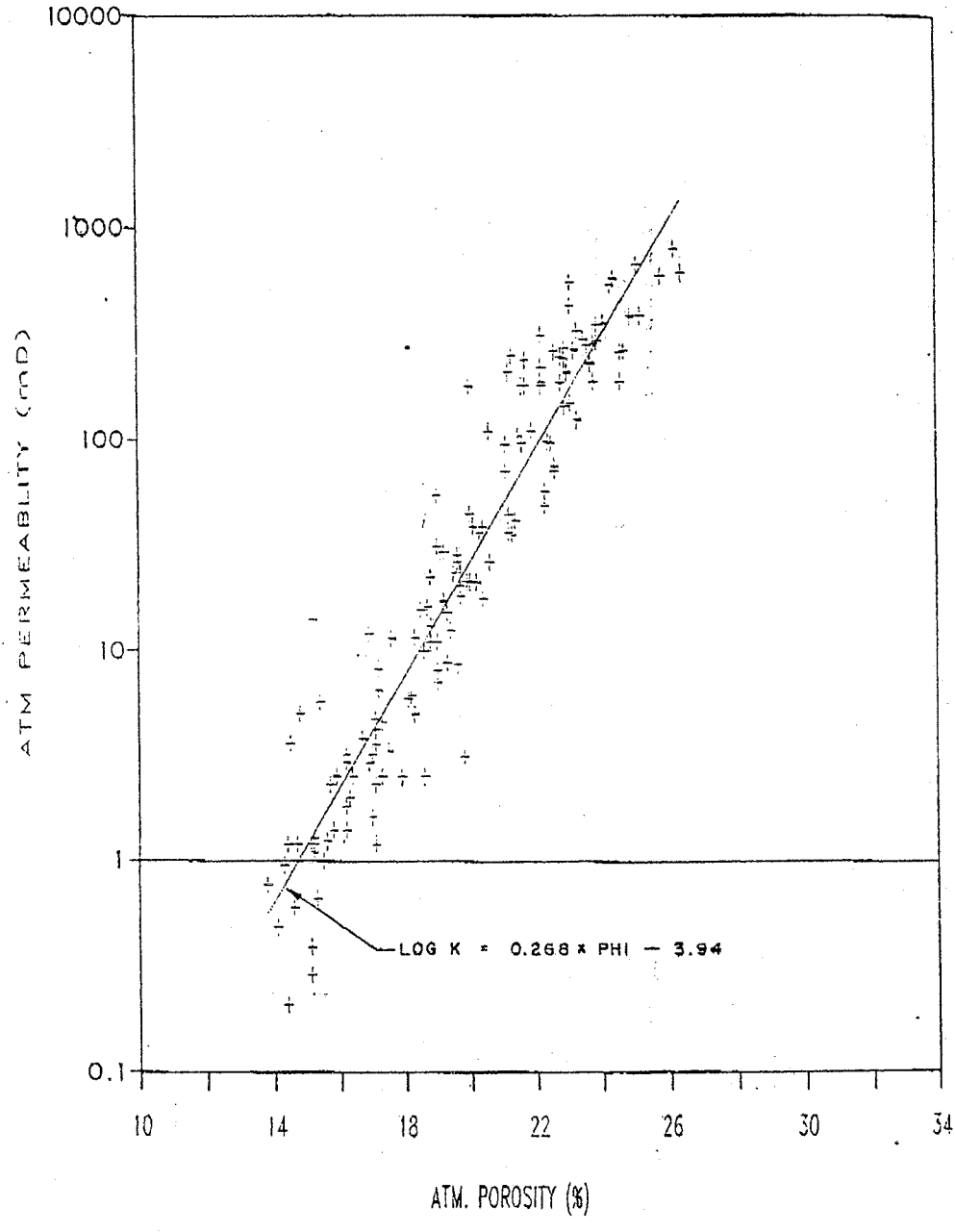
SIRIKIT M SANDS K/PHI DATA



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.	
BANGKOK	PRODUCTION

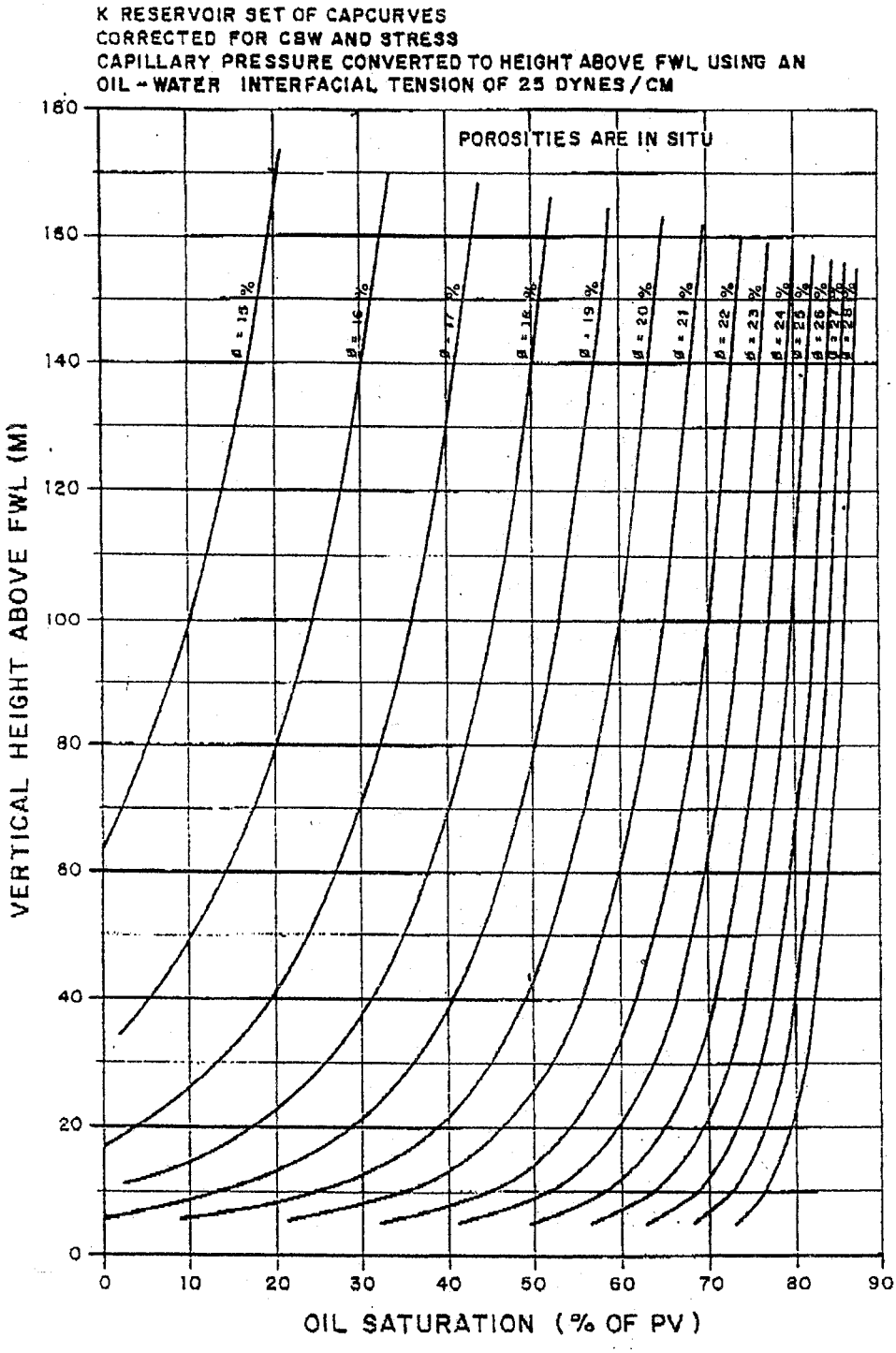
SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND:
M SANDS

SIRIKIT L SANDS K/PHI DATA



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.	
BANGKOK	PRODUCTION

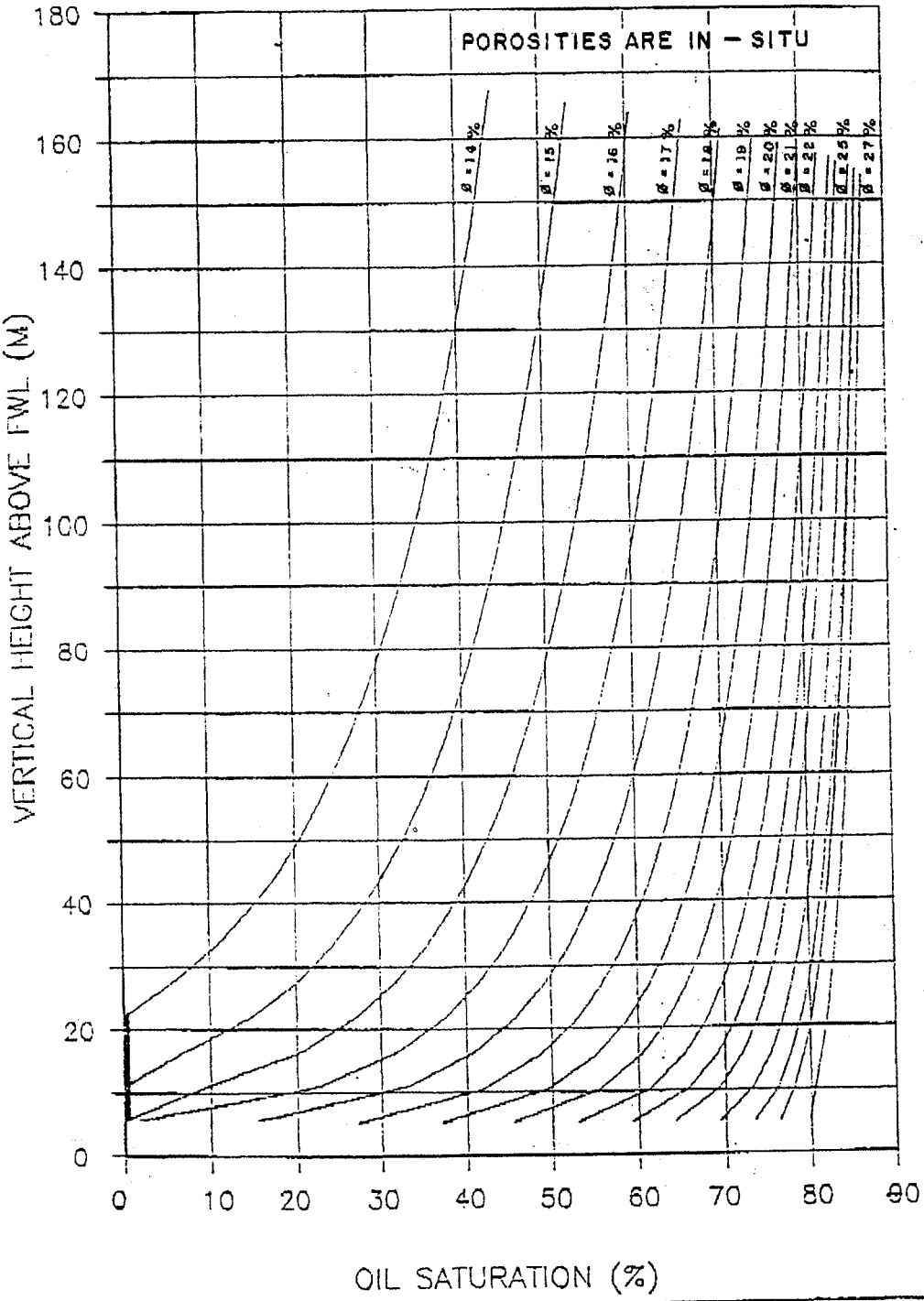
SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
L SANDS



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO LTD	
BANGKOK	PRODUCTION

SIRIKIT FIELD REVIEW
K SANDS
MERCURY / AIR CAP. CURVES

L RESERVOIR SET OF CAP CURVES
CORRECTED FOR CBW AND STRESS
CAPILLARY PRESSURE CONVERTED TO HEIGHT ABOVE FWL USING AN
OIL – WATER INTERFACIAL TENSION OF 25 DYNES / CM



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.
BANGKOK | PRODUCTION

SIRIKIT FIELD REVIEW
L / M SANDS
MERCURY / AIR CAP. CURVES

4.3 Fluid Properties

A total of three fluid samples, all from well A02, have been analysed so far by CORE LABORATORIES. A summary of the results is given in the table below:

		DST1	PT2	
			bottomhole sample	recombination sample
P_b	(psig)	1710	2355	2630
R_{si}	(scf/stb)	373	637	575
B_{ob}	(rb/stb)	1.255	1.405	1.339
oil gravity	(°API)	42.3	39.4	39.2
gas gravity	(air=1)	0.848	0.798	0.739
μ_{ob}	(cP)	0.864	0.765	0.691
P_{sep}	(psig)	100	100	100
t_{sep}	(°F)	95	95	95

As the measured GOR of the bottomhole sample compares very well with the GOR during production test PT2 in well A02, the results of that analysis have been used for the interpretation of the production tests and for the reservoir engineering calculations (chapter 4.5)

A graph showing the various PVT parameters vs. pressure is given in fig. 4.17.

4.4 Drive Mechanisms

The Lan Krabu field consists of a large number of thin sand layers alternated by shales. During geological times there has been some communication between the sand layers resulting in a common gas/oil contact (GOC) and oil/water contact (OWC) for a number of sands as indicated by RFT data (see chapter 4.1). However, it is expected that the shales will act as barriers during the, relatively, short producing life of the field (see also chapters 2.5 and 2.6). Furthermore, the field is intersected by numerous smaller and larger faults which hamper the horizontal communication across the field.

In view of the above it is expected that wells in different parts of the field will operate under various drive mechanisms, e.g. gas cap expansion supported by some water-drive in the relatively open north-eastern flank of the field, solution gas drive in low permeable reservoirs in fault blocks without a gascap or aquifer, etc.

4.5 Numerical Simulation Study

4.5.1 Description of Model

In order to investigate the sensitivity of well performance and of recovery efficiency on the various drive mechanisms a numerical two

dimensional (2D) areal model of the hypothetical, drainage area for half a production well was set up. The model represents a 15 ft thick layer dipping at an angle of 5.4° (see figure 4.18). The GOC and OWC were chosen to coincide with the fluid contact observed in reservoir unit K (see figure 4.1). The size of the gas cap and of the aquifer can be varied by adjusting the length of the appropriate blocks, viz blocks I=1 and I=14 respectively. The gas cap size has been expressed relative to the oil column as follows:

$$m = \frac{GBgb}{NBob}$$

where : G = free-gas-initially-in-place (10^9scf)
N = stock-tank-oil-initially-in-place (10^6stb)
For an explanation of Bgb and Bob see Table 4.3

The relative permeabilities used in the study are so-called Corey-type curves, i.e.

1. for the oil/water displacement the relative permeabilities satisfy the equations:

$$K_w = K_{wor}(S_w^*)^{n_w} \quad \text{and} \quad K_o = K_{ocw}(1-S_w^*)^{n_{ow}}$$

where : $$S_w^* = \frac{S_w - S_{cw}}{1-S_{cw}-S_{orw}}$$

2. for the gas/oil displacement the relative permeabilities satisfy the equations:

$$K_o = K_{ocw}(S_L^*)^{n_{og}} \quad \text{and} \quad K_g = K_{gend}(1-S_L^*)^{n_g}$$

where : $$S_L^* = \frac{S_L - S_{cw} - S_{org}}{1-S_{cw}-S_{org}-S_{gcrit}}$$

Endpoint relative permeabilities and residual saturations used in the above expressions are given in Table 4.3. The Corey exponents for the study were chosen as follows :

$$n_w = n_{ow} = 1 \qquad \text{(straight line)}$$

$$n_{og} = n_g = 2$$

The production well was assigned a skin factor S=10. Well intake curves were computed for a 3½" tubing of 5500 ft length and a minimum wellhead pressure of 150 psig(figure 4.19). Furthermore the vertical permeability was taken as one-tenth of the horizontal permeability. The capillary transition zone was assumed to be negligible.

A summary of the initial fluid properties and of the reservoir properties which remain constant during the simulations is given in Table 4.3.

4.5.2 Prediction Runs with 2D model

Figures 4.20, 4.21 and 4.22 show the dependency of the production performance on permeability in case of :
- the presence of a gas cap (m=0.50) and of an aquifer (3000 ft length),
- no gas cap, but with aquifer,
- no gas cap and no aquifer.

The maximum allowable production rate of 1500 stb/day/well can only be reached for the higher permeabilities (say above 200 mD). For 20 mD the maximum production rate is ca 70 stb/day. The presence of a gas cap mainly determines the decline of the production rate and, therefore, the time in which the interval is exhausted. E.g. for 100 mD the presence of a gas cap means that the time that production takes place from that interval is increased from 2.5 years to nearly 4 years.

The oil ultimate recoveries (UR) obtained for the above cases are shown in the top graph of figure 4.23. It appears that :
- there is a strong decrease of the oil UR for permeabilities below 100 MD,
- the presence of a gas cap increases the oil UR significantly i.e. for m=0.5 the oil UR is ca.50% higher than for m=0,
- the aquifers which can be expected are too small to have a marked influence on the oil UR.

Because little aquifer activity is to be expected it is clear that the optimum well position is far downdip with the base of the well no more than 20-30 ft above the OWC. However, in view of the many layers encountered in a well the position of the well with regards to GOC/OWC varies from layer to layer. The effect of well position on oil UR was therefore investigated. The result is shown in the second graph of figure 4.23. It appears that a well near a GOC produces only half the amount of a downdip well. If no gas cap is present the effect will of course be less significant.

The effects of drainage area (by varying the width of the numerical model) and of initial production rate on oil UR are insignificant as is shown on the third graph of figure 4.23.

Some of the results shown in figures 4.20 and 4.22 have been plotted in a different way in figures 4.24 and 4.25. They show better the difference in production decline between the various cases. They show furthermore that the GOR vs. cumulative oil production is independent of permeability. This curve is, however, dependent on :
1. the presence of a gas cap and
2. the well position, as shown in figure 4.26.

In order to compare the results of further sensitivities a base case was defined with :
- a gas cap (m=0.50),
- an aquifer (3000 ft length),
- k = 200 MD,
- model width (½ well) of 1500 ft and
- well at 25% of oil column (x/H = 0.25, ref. figure 4.23).

The oil UR for this case is ca.25% STOIIP (STOIIP drained by half a well is 1.11×10^6 stb), recovered in nearly 3 years.

4.5.3 Commingled Production

For practical reasons, however, each well will be completed on more than one sand. Therefore a 3D numerical model was used to investigate the effect of commingled production on the production behaviour of a well. The model is shown in figure 4.27 and assumes two 15 ft thick layers separated by a 50 ft shale. GOC and OWC are the same in both layers. AS the base of the well in its original position would have been in water in the bottom layer, the well had to be shifted two blocks updip (600 ft). Furthermore in order to accommodate the GOC properly in the bottom layer the number of blocks in the I-direction had to be increased by 2 to 16. The porosity and saturations of both layers were assumed to be equal, i.e. the STOIIP is exactly twice the STOIIP of the single layer case, i.e. 2.23×10^6 stb (for half a well).

Figure 4.28 shows the production performance in case the top layer is low permeable (20mD) and the bottom layer high permeable (200mD). It appears that oil UR is 15% STOIIP, to be recovered in slightly over 4 years.

In case the top layer has 200 mD and the bottom layer has 20 mD, the production performance is shown in figure 4.29. In 3 years time the oil UR of 14% STOIIP is reached.

4.5.4 Production Performance for a Typical Well

For Lan Krabu conditions it has been assumed that the production performance for a typical well will be the average of the above two commingled cases. This results in the following production forecast for such a typical well (half-yearly intervals) :

Year	1		2		3		4
months	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6
q_{oil}, stb/day	1350	850	500	350	230	150	100
GOR, scf/stb	850	2200	3800	4500	5400	4700	4000
BSW, %	5	10	15	15	15	15	15

In view of the large number of layers encountered in each well it is expected that each well has to be worked over at least once after the first layers have been exhausted. As the layers are supposedly not in communication and also the horizontal continuity is probably limited, this will approximately double the drained STOIIP per well to ca.9.0 x 10^6 stb and the producing lifetime of a well to some 7 years.

4.5.5 Water Injection

In order to assess the merits of partial pressure maintenance water injection was investigated with the 2D model for base case conditions (ref. chapter 4.5.2 above). Two cases were run, one with a downdip production well (similar as for the base case) and one with an updip production well. In both cases the injection well was located in the aquifer. Some 80% of total withdrawals was replaced by injection water. Water is injected right from the start of production onwards and a 100% flooding efficiency is assumed. Figure 4.30 shows the production behaviour of the downdip well. Compared with the base case GOR'S remain low, but water cuts increase sharply to over 60%. Cumulative oil production is nearly the same as for the base case (24% vs. 25% of STOIIP).

In the updip production well breakthrough of water will occur much later than for the downdip well as shown in figure 4.31. In that case a theoretical oil UR of 43% STOIIP is obtained.

4.6 Conclusions and Development Options

The Lan Krabu field consists of a large number of thin sand layers alternating with shales. Three main reservoir groups have been identified in which the individual sands have approximately the same GOC and/or OWC (reservoir units K, L and M). It is expected, however, that the reservoirs within such a unit are not in communication.

The permeability decreases with depth, from ca.200 mD in reservoir unit K to ca.20 mD in unit M. Considerable doubt exists on the degree of horizontal continuity across the field.

Due to the complexity of the field the main drive mechanisms are expected to range from solution gas drive for low permeable limited reservoirs to gas cap expansion supported by some water drive for the more permeable reservoirs in the relatively open north-eastern flank of the field.

The average recovery efficiency is estimated to be ca.15% of STOIIP. The expected performance of a typical production well is as follows (half-yearly intervals) :

Year	1		2		3		4
months	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6
q_{oil}, stb/day	1350	850	500	350	230	150	100
GOR, scf/stb	850	2200	3800	4500	5400	4700	4000
BSW, %	5	10	15	15	15	15	15

It is furthermore assumed that each well has to be worked over at least once in its life to produce from other (undepleted?) reservoirs as well. The above production forecast is then repeated, thereby increasing the average life of a well to some 7 years.

The STOIIP drained by a well then adds up to about 9.0 MMstb. As the total STOIIP for the field is approximately 180 MMstb (see chapter 2.8), a theoretical minimum of 20 wells would be required to develop the entire field. On the basis of a recovery efficiency of 15% of STOIIP the oil reserves of the Lan Krabu field are currently estimated at approximately 30 MMstb. The provisional development plan, allowing for some well failures (example well LKU - J01), assumes that the drilling of a total of 27 wells is required for the primary development project.

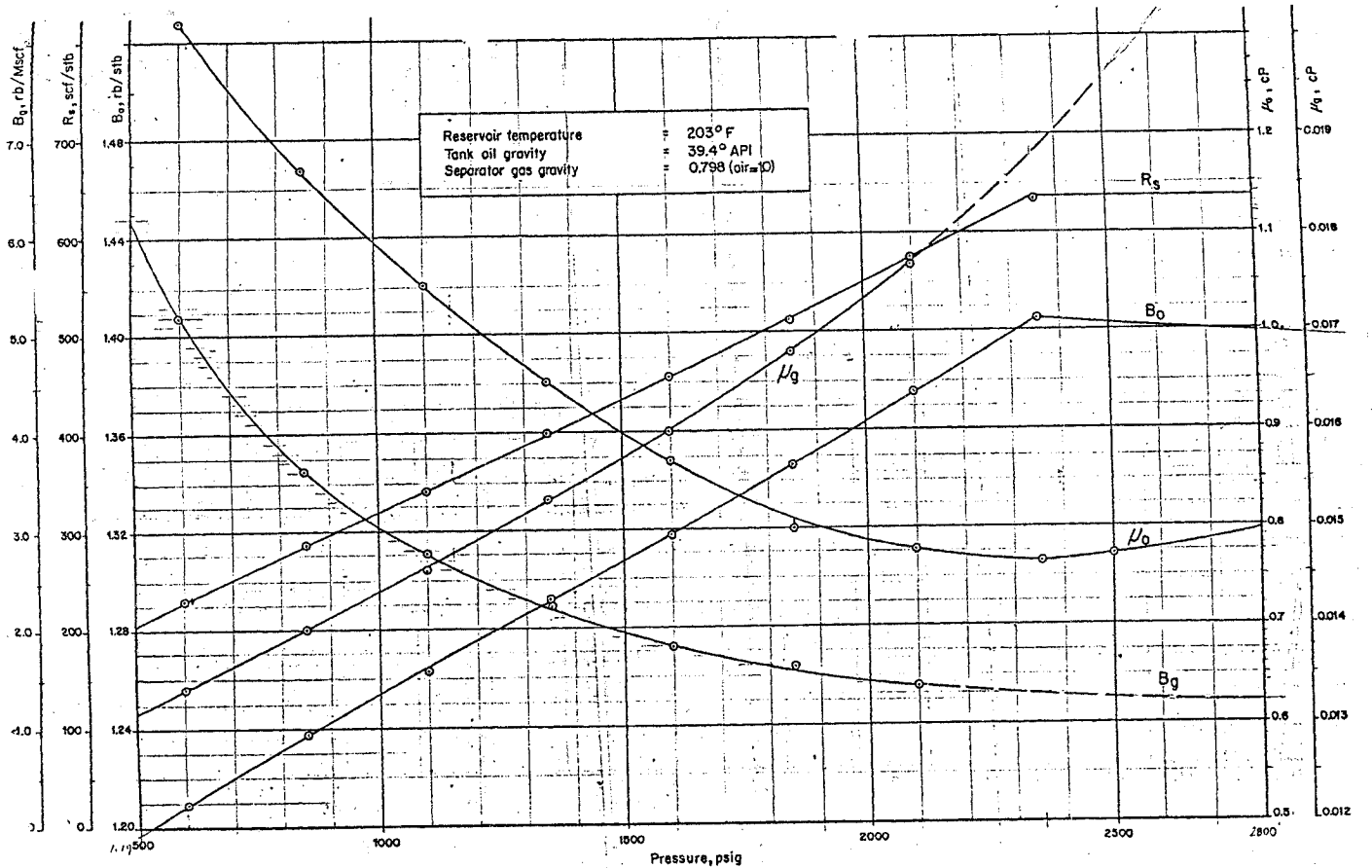
Pressure maintenance could be beneficial to the oil ultimate recovery. However, in view of the numerous isolated thin layers and the uncertainty regarding the lateral continuity across the field, it is too early to assess whether either water injection or possibly even gas re-injection can be applied successfully.

In order to obtain the necessary production and reservoir performance information it is planned to start producing from the first five wells as from 1.1.1983, and subsequently the appraisal wells to be drilled in 1983 will also be production tested. The wells will be closely monitored during 1983 and, hopefully, by the end of that year a full scale field development plan can be drawn up.

TABLE 4.3

RESERVOIR AND FLUID PROPERTIES USED IN THE NUMERICAL MODEL STUDY

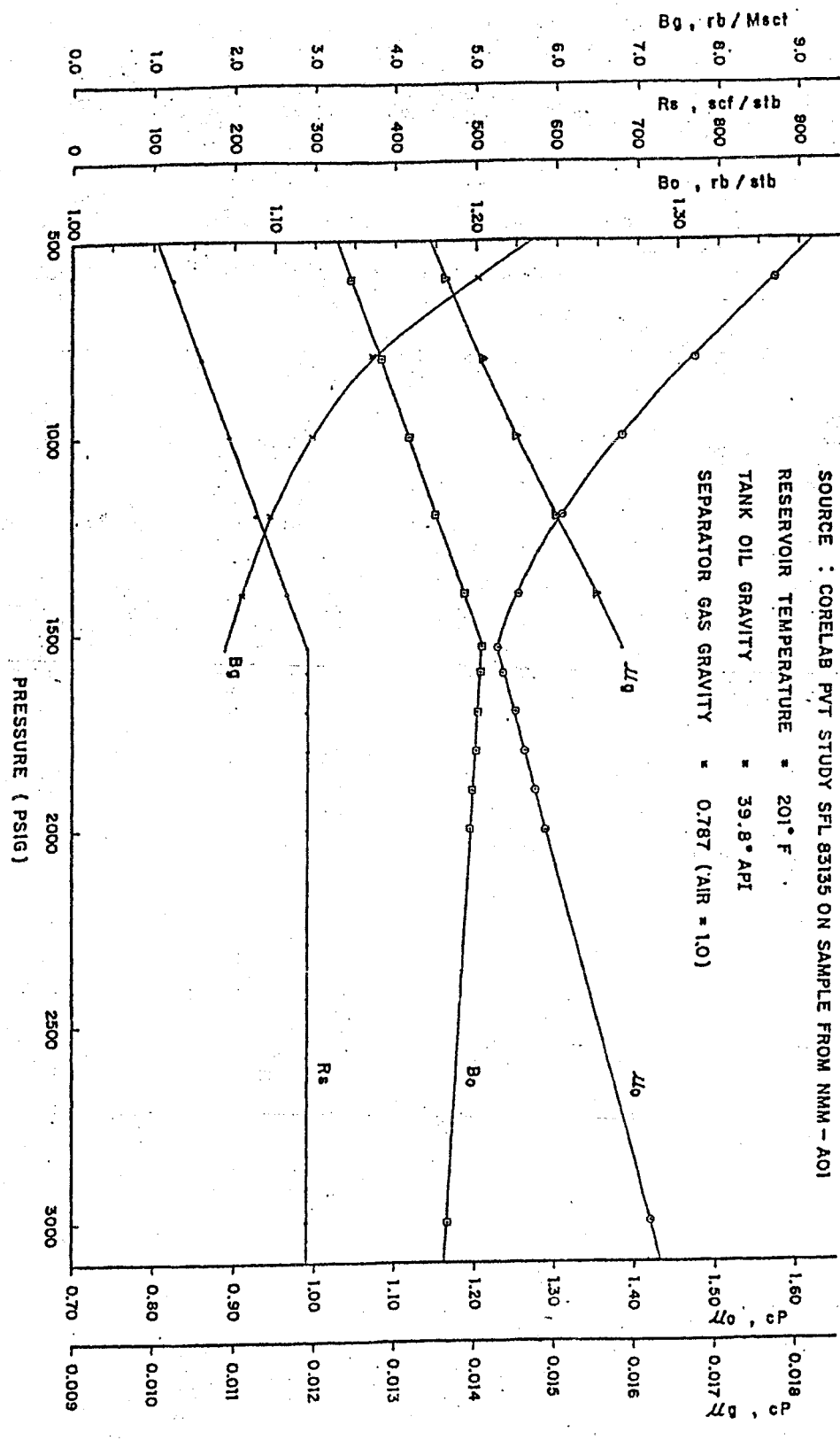
Original oil/water contact	OOWC	5380	ft.ss.
Original gas/oil contact	OGOC	5100	ft.ss.
Datum level	DL	5200	ft.ss.
Reservoir dip	α	5.4	degrees
Reservoir thickness	h	15	ft
Porosity	ϕ	0.20	-
Connate water saturation	S_{cw}	0.35	-
Residual oil saturation to water	S_{orw}	0.25	-
Residual oil saturation to gas	S_{org}	0.25	-
Relative oil permeability at S_{cw}	k_{ocw}	1.00	-
Relative water permeability at S_{orw}	k_{wor}	0.25	-
Relative gas permeability at ($S_{cw}+S_{org}$)	k_{gcnd}	0.60	-
Vertical-to-horizontal permeability	k_v/k_h	0.10	-
Capillary pressure	p_c	0	psi
Oil gravity (stock tank conditions)	γ_o	39.4	°API
Gas gravity (separator conditions)	γ_g	0.80	air = 1
Initial reservoir pressure at DL	p_i	2384	psig
Initial reservoir temperature	t	203	°F
Bubblepoint pressure	p_b	2355	psig
Oil formation-volume factor at p_b	B_{ob}	1.405	rb/stb
Gas formation-volume factor at p_b	B_{gb}	1.29	rb/Mscf
Initial solution gas/oil ratio	R_{si}	637	scf/stb
Water formation-volume factor	B_w	1.0	rb/stb
Density of stock-tank oil	d_o	51.6	lbs/cu.ft
Density of separator gas	d_g	61.2	lbs/Mscf
Density of water at 14.7 psig and 203°F	d_w	64.9	lbs/cu.ft
Viscosity of oil at initial reservoir condition	μ_{oi}	0.765	cPoise
Viscosity of water at reservoir cond.	μ_w	0.40	cPoise
Viscosity of gas at initial reservoir condition	μ_{gi}	0.019	cPoise
Water compressibility	C_w	0.000003	psi^{-1}
Rock compressibility	C_f	0.000003	psi^{-1}
Oil compressibility	C_o	0.000013	psi^{-1}



Source : Core Lab's PVT study on bottomhole fluid sample from well A-02 (prod.interval 2477.2-2486 m AHBDF, i.e. 1937.1-1943.8 m TVBDF)

LAN KRABU – PVT PARAMETERS

SIRIKIT – WEST FIELD PVT PARAMETERS



รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1

```
--
-- ---------------------------------------------------------------------
-- Office Grid Header (GRIDGHDR) Data Section Version 2004A_1 Sep  3 2004
-- ---------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_ghdr.INC
-- Created on: 03-Mar-2005 at: 14:58:22
--
--
*****************************************************************
********
-- *                    WARNING                          *
-- *          THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.
*
-- *       ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID
DATA.       *
--
*****************************************************************
********
--
-- Off GRIDGHDR GRID Module GridType: "Cartesian"
-- Off GRIDGHDR GRID Module NX:        25
-- Off GRIDGHDR GRID Module NY:        25
-- Off GRIDGHDR GRID Module NZ:         8
-- Off GRIDGHDR GRID Module Grid Transformation:        6        3
-- Off GRIDGHDR  0.0000000000000e+000  0.0000000000000e+000
1.0000000000000e+000
-- Off GRIDGHDR  0.0000000000000e+000  0.0000000000000e+000
1.0000000000000e+000
-- Off GRIDGHDR GRID Module Number of Layers:         1
-- Off GRIDGHDR GRID Module Grid Item Status:         1

--
-- ---------------------------------------------------------------------
-- Office INIT (INIT) Data Section Version 2004A_1 Sep  3 2004
-- ---------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_init.INC
-- Created on: 07-Mar-2005 at: 15:57:24
--
--
*****************************************************************
********
-- *                    WARNING                          *
```

```
-- *            THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.
*
-- *        ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID
DATA.       *
--
**********************************************************************
********
--
-- OFFICE-INIT-HEADER-DATA
--
--
-- ------------------------------------------------------------------
-- Office INIT Keywords
-- ------------------------------------------------------------------
--
ECHO
PBVD
--
-- Bubble Point v Depth
--
      3850      1800
      3900      1800
/

EQUIL
--
-- Equilibration Data Specification
--
  3850   3500   3875    1*    1*    1*     1    1*     5    1*    1*
/


--
-- ------------------------------------------------------------------
-- Office PVTN (PVTN) Data Section Version 2003A_1 Oct 10 2003
-- ------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_pvt.INC
-- Created on: 05-Jan-2005 at: 10:22:38
--
--
**********************************************************************
********
-- *                    WARNING                         *
-- *            THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.
*
-- *        ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID
DATA.       *
```

```
--
**********************************************************************
********
--
-- OFFICE-PVTN-HEADER-DATA
-- Off PVTN PVT Tables:        1        1
-- Off PVTN  "PVT 1"
-- Off PVTN Correlation Data:        34        1
-- Off PVTN  "PVT 1"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR STANDARD_TEMPERATURE TO
59.9999999999999 IN F;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR STANDARD_PRESSURE TO 14.7 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR POROSITY TO 0.2 IN dimensionless;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR REF_PRESSURE TO 3500 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR ROCK_TYPE TO
CONSOLIDATED_SANDSTONE;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR GAS_GRAVITY TO 0.8 IN sg_Air_1;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR OIL_GRAVITY TO 39.4 IN APIoil;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR BUBBLE_POINT TO 1800 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR SALINITY TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR TEMPERATURE TO 203 IN F;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR N2 TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR H2S TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR CO2 TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR ROCK TO NEWMAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_RS TO STANDING;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_PB TO STANDING;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_VISCOSITY TO BEGGS;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_COMPRESSIBILITY TO
VASQUEZ;"
-- Off PVTN  "--SET CORRELATION FOR NONE TO UNSET;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_FVF TO STANDING;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_CRIT_PROPS TO THOMAS;"
-- Off PVTN  "--"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_ZFACTOR TO HALL;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_FVF TO IDEAL_GAS;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_VISCOSITY TO LEE;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_VISCOSITY TO MEEHAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_COMPRESSIBILITY TO
MEEHAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_FVF TO MEEHAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_DENSITY TO FVF_RATIO;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR MIN_PRESSURE TO 14.7 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR MAX_PRESSURE TO 3500 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR TABLE_LENGTH TO 20;"
-- Off PVTN  "EXECUTE;"
ECHO
```

```
ROCK
--
-- Rock Properties
--
      3500 1.52989636834116e-006
/

DENSITY
--
-- Fluid Densities at Surface Conditions
--
  51.637497914955 62.4279737253144 0.0499423789802515
/

PVTO
--
-- Live Oil PVT Properties (Dissolved Gas)
--
    0.00147205112581786     14.7 1.07094615599284 1.25848346413148
            198.136842105263 1.05501561257018 1.3038177153504
            381.573684210526 1.05440666219081 1.38372584732077
            565.01052631579 1.0541931998537 1.48667837998657
            748.447368421053 1.05408438904723 1.61025577303765
            931.884210526316 1.05401842145847 1.75411476018192
            1115.32105263158 1.0539741555618 1.91880374064859
            1298.75789473684 1.05394239506001 2.10536523322858
            1482.19473684211 1.05391849656674 2.31516238841532
            1665.63157894737 1.0538998623556 2.54978958659544
               1800 1.0538886228226 2.73842958839219
            2032.50526315789 1.05387268512769 3.10076938931455
            2215.94210526316 1.05386247131256 3.42107176626802
            2399.37894736842 1.05385381930399 3.77405497264536
            2582.81578947368 1.05384639631861 4.16192125041297
            2766.25263157895 1.05383995784747 4.58692696017295
            2949.68947368421 1.05383432020671 5.05136217135048
            3133.12631578947 1.05382934273102 5.55752948125245
            3316.56315789474 1.05382491587664 6.10772185218606
               3500 1.05382095306558 6.70419940403551 /
    0.0338004658811244 198.136842105263 1.08559044619935 1.07513530259565
            381.573684210526 1.07633778747796 1.09586117821181
            565.01052631579 1.07311212656189 1.12783740702549
            748.447368421053 1.07147134137325 1.16859531716169
            931.884210526316 1.07047773914954 1.21695351597322
            1115.32105263158 1.06981148908963 1.27227962546931
            1298.75789473684 1.0693336971526 1.33422755467932
            1482.19473684211 1.06897430925074 1.40261801495495
            1665.63157894737 1.06869416429983 1.47737565665525
```

1800 1.06852522333731 1.53616969776512
2032.50526315789 1.06828570719049 1.64600484258066
2215.94210526316 1.06813223743878 1.73997802673378
2399.37894736842 1.06800225101355 1.84049536007637
2582.81578947368 1.067890740998 1.9476501118115
2766.25263157895 1.06779402940426 2.06153922749712
2949.68947368421 1.0677093537058 2.18225829262578
3133.12631578947 1.06763459869663 2.30989735789734
3316.56315789474 1.06756811738193 2.44453739130503
3500 1.06750860822023 2.58624720552392 /
0.0744431331929582 381.573684210526 1.10440565503535 0.92433609156112
565.01052631579 1.09731510183045 0.941057648486343
748.447368421053 1.09371839834052 0.964231461385351
931.884210526316 1.09154342504262 0.99280675249815
1115.32105263158 1.09008631302418 1.02616924751581
1298.75789473684 1.08904200531496 1.06393635885233
1482.19473684211 1.08825684494613 1.10586203257845
1665.63157894737 1.08764501758787 1.15178624474863
1800 1.08727614487864 1.1879017509217
2032.50526315789 1.08675328988076 1.25525431896529
2215.94210526316 1.08641834160348 1.31269297049578
2399.37894736842 1.08613468888948 1.37389892216226
2582.81578947368 1.0858913863906 1.43886067213729
2766.25263157895 1.08568039597439 1.50757312641268
2949.68947368421 1.08549568158912 1.58003403519652
3133.12631578947 1.08533262247251 1.65624117416835
3316.56315789474 1.08518762131239 1.73619006705951
3500 1.08505783575934 1.81987211425515 /
0.119458398169324 565.01052631579 1.12571964628256 0.811102421165531
748.447368421053 1.11964094082633 0.825534978202987
931.884210526316 1.11597235104802 0.844244160884639
1115.32105263158 1.11351724927728 0.866672062966726
1298.75789473684 1.11175899445108 0.892454505545347
1482.19473684211 1.11043777465921 0.921344125528037
1665.63157894737 1.10940865763004 0.953167944911663
1800 1.1087883810487 0.978268106749355
2032.50526315789 1.10790940997659 1.02515803437255
2215.94210526316 1.10734647286797 1.06516843760715
2399.37894736842 1.10686983465001 1.10778375309304
2582.81578947368 1.10646106358863 1.15296518349499
2766.25263157895 1.10610662796348 1.20068124904734
2949.68947368421 1.10579636923147 1.25090489381918
3133.12631578947 1.10552251260953 1.30361123848087
3316.56315789474 1.10527900661687 1.35877580223414
3500 1.10506107067593 1.41637307466493 /
0.167621013326928 748.447368421053 1.14902175378657 0.724619582703326
931.884210526316 1.14349314238829 0.737447406125316

1115.32105263158 1.13979936516897 0.75334218384874
1298.75789473684 1.13715636208487 0.771968600951975
1482.19473684211 1.13517159836041 0.79309066242474
1665.63157894737 1.13362640465508 0.816538234334821
1800 1.13269539940708 0.835115268507325
2032.50526315789 1.13137652455243 0.869936919865351
2215.94210526316 1.13053210879566 0.89971900728087
2399.37894736842 1.12981730032653 0.931473253795315
2582.81578947368 1.12920438639643 0.965152064218167
2766.25263157895 1.12867302933331 1.00071537971708
2949.68947368421 1.12820796622067 1.0381281921847
3133.12631578947 1.12779751899657 1.07735863009294
3316.56315789474 1.12743260034456 1.11837645887933
3500 1.12710603301017 1.16115188964231 /
0.218286184706848 931.884210526316 1.17403799656816 0.65677122360588
1115.32105263158 1.16882854325667 0.668375873514854
1298.75789473684 1.16510659073741 0.682294946335412
1482.19473684211 1.16231371470753 0.698309979627909
1665.63157894737 1.16014064646906 0.716257896156909
1800 1.15883187063197 0.730559089322606
2032.50526315789 1.15697852908458 0.7574886327354
2215.94210526316 1.15579234252777 0.780601577369886
2399.37894736842 1.15478847963996 0.805294027630094
2582.81578947368 1.15392790448511 0.831515831763349
2766.25263157895 1.15318198232789 0.859224317973829
2949.68947368421 1.15252923173162 0.888382091571828
3133.12631578947 1.15195322214768 0.918955345467068
3316.56315789474 1.15144117183296 0.950912543075325
3500 1.15098298824676 0.984223377833587 /
0.271048100630639 1115.32105263158 1.20058956581603 0.602184517842895
1298.75789473684 1.19556709908651 0.612811384927293
1482.19473684211 1.19180371258223 0.625248635319894
1665.63157894737 1.18887747503253 0.639345659477908
1800 1.18711591634536 0.650655522106379
2032.50526315789 1.18462246194367 0.672071674079195
2215.94210526316 1.18302724385706 0.690534457523233
2399.37894736842 1.18167762103202 0.710312271373124
2582.81578947368 1.18052093135938 0.731354855840467
2766.25263157895 1.17951856440052 0.753619261790686
2949.68947368421 1.17864156781057 0.777067858653771
3133.12631578947 1.17786780522943 0.801666809469318
3316.56315789474 1.17718006200511 0.827384884993588
3500 1.17656474938903 0.85419252950785 /
0.325625003131189 1298.75789473684 1.2285467687823 0.557302750331101
1482.19473684211 1.22362826086027 0.567122633774736
1665.63157894737 1.21980923431412 0.578396919927612
1800 1.21751145797023 0.587515000041096

2032.50526315789 1.21426058012743 0.604894874348917
2215.94210526316 1.21218176536839 0.619957633785149
2399.37894736842 1.21042359339223 0.636146795397837
2582.81578947368 1.20891719194645 0.653413011125593
2766.25263157895 1.20761209504778 0.671714030621283
2949.68947368421 1.2064704792759 0.691012873865779
3133.12631578947 1.20546343819687 0.711276433331332
3316.56315789474 1.20456850089247 0.732474388150174
3500 1.20376793546036 0.754578349885712 /
0.381808536604516 1482.19473684211 1.25780921003333 0.519715318667757
1665.63157894737 1.25293876091118 0.528853398797363
1800 1.25001232447098 0.536308538941779
2032.50526315789 1.24587428882882 0.550627464393302
2215.94210526316 1.2432295639578 0.563113914311516
2399.37894736842 1.24099361969235 0.576586379386172
2582.81578947368 1.23907848343455 0.590996838977351
2766.25263157895 1.23741973541837 0.606304144913076
2949.68947368421 1.23596912114696 0.622472327202475
3133.12631578947 1.23468978024891 0.639469298116112
3316.56315789474 1.23355307094426 0.657265845864419
3500 1.23253640044393 0.675834843297642 /
0.439437669807576 1665.63157894737 1.28829572499393 0.487742637420914
1800 1.28463437624679 0.493907200311433
2032.50526315789 1.27946612596833 0.505839806141356
2215.94210526316 1.2761649029514 0.51631878761004
2399.37894736842 1.27337511337032 0.527675783220916
2582.81578947368 1.27098645816388 0.539864241772053
2766.25263157895 1.26891822692989 0.552844261508997
2949.68947368421 1.26711000008228 0.566581006136718
3133.12631578947 1.26551564965327 0.581043492888998
3316.56315789474 1.26409934967649 0.596203651314897
3500 1.26283285234466 0.612035583154452 /
0.482493295524609 1800 1.31136445387697 0.467177119813708
2032.50526315789 1.30533805766939 0.477683300744782
2215.94210526316 1.30149336238667 0.486957214974548
2399.37894736842 1.29824539536766 0.49704482128453
2582.81578947368 1.29546524387367 0.507900657711094
2766.25263157895 1.29305863142719 0.519485753797645
2949.68947368421 1.29095501792213 0.531766116316441
3133.12631578947 1.28910057202604 0.544711570230512
3316.56315789474 1.28745350069868 0.558294858313906
3500 1.28598086232416 0.572490932980008 /
/

PVDG
--
-- Dry Gas PVT Properties (No Vapourised Oil)

```
--
      14.7 226.69880035671 0.0128289868560291
  198.136842105263 16.4360965914141 0.0129663805541276
  381.573684210526 8.3419890991909 0.0131826268061308
  565.01052631579 5.50870826342156 0.0134594120764409
  748.447368421053 4.06897823920194 0.0137936498287593
  931.884210526316 3.20063275493201 0.0141855366293504
  1115.32105263158 2.62245633297271 0.0146362262569707
  1298.75789473684 2.2121421010817 0.0151467250374998
  1482.19473684211 1.90792783083886 0.015717108679342
  1665.63157894737 1.67521922438042 0.0163459055927018
      1800 1.53770262476984 0.0168416659894185
  2032.50526315789 1.34800984394005 0.0177629395026292
  2215.94210526316 1.23088918277813 0.0185383277480704
  2399.37894736842 1.1352563898209 0.0193472351677578
  2582.81578947368 1.05639180302892 0.02018052860348
  2766.25263157895 0.990755760647481 0.0210293138444393
  2949.68947368421 0.935645072318795 0.021885538641849
  3133.12631578947 0.888970092963002 0.0227423603671591
  3316.56315789474 0.84910226444975 0.0235942810973661
      3500 0.814764869713595 0.0244371055738661
/

PVTW
--
-- Water PVT Properties
--
      3500 1.0220300723725 3.080178583e-006 0.296407629534231
3.82721871239781e-006
/


--
-- ------------------------------------------------------------------------
-- Office SCAL (SCAL) Data Section Version 2004A_1 Sep  3 2004
-- ------------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_scal.INC
-- Created on: 07-Mar-2005 at: 11:51:38
--
--
************************************************************************
********
-- *                    WARNING                          *
-- *          THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.
*
-- *       ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID
DATA.       *
```

```
--
**********************************************************************
********
--
-- OFFICE-SCAL-HEADER-DATA
-- Off SCAL Saturation Tables:        1        1
-- Off SCAL  "Saturation 1"
-- Off SCAL End Point Tables:         1        1
-- Off SCAL  "End Points 1"
-- Off SCAL Petro Elastic Tables:         1        1
-- Off SCAL  "Petro-elastic 1"
ECHO
--   0.3   0.0   0.5
--   0.4   0.0    0.3
--   0.48  0.0  1*
--   0.5   0.218   0.16
--   0.6   0.352   0.1
--
-- Water Saturation Functions
--
SWFN
--
-- Water Saturation Functions
--
      0.25        0        1
       0.3        0      0.5
       0.4     0.04      0.2
       0.5     0.11      0.1
       0.6      0.2     0.05
       0.7      0.3     0.03
      0.75     0.44     0.01
       0.8     0.68        0
/

-- SIMILARLY FOR GAS
--
--  SGAS   KRG    PCOG
--
-- Gas Saturation Functions
--
SGFN
--
-- Gas Saturation Functions
--
         0        0        0
      0.04        0    0.015
      0.15    0.022    0.036
```

```
      0.2     0.05     0.086
      0.3    0.113     0.167
      0.4     0.21     0.276
      0.5      0.4       0.4
      0.6     0.45       0.5
      0.7     0.55       0.6
     0.75      0.6      0.65
/

-- OIL RELATIVE PERMEABILITY IS TABULATED AGAINST OIL
SATURATION
-- FOR OIL-WATER AND OIL-GAS-CONNATE WATER CASES
--
-- SOIL    KROW    KROG
--
-- Oil Saturation Functions
--
SOF3
--
-- Oil Saturation Functions
--
        0       0       0
      0.2       0       0
      0.3    0.01    0.03
      0.4    0.03    0.04
     0.45    0.05    0.07
      0.5     0.1    0.12
     0.55    0.15    0.17
      0.6     0.2    0.25
     0.65     0.6    0.62
      0.7     0.8    0.82
     0.75       1       1
/
```

ภาคผนวก ข

รหัสของโปรแกรม ALTOO

ข.1 หน้าหลัก

หน้าหลักของโปรแกรมประกอบด้วย 2 ส่วนใหญ่ๆ ซึ่งได้แก่ ข้อความแนะนำและช่วยเหลือ (สีเขียว) และหน้ารองอีก 3 หน้า (ประกอบด้วยหน้ารองของโปรแกรมออกแบบระบบ Electrical Submersible Pump, Intermittent Flow Gas Lift และ Sucker Rod Pump) ตามรูปภาพ ข.1 นอกจากนี้ในแต่ละหน้ารองยังมีคำอธิบายอย่างง่ายๆ ให้กับผู้ใช้โดยมีรูปภาพของระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต, รูปแบบโปรแกรมออกแบบอย่างคร่าว ๆ และปุ่มเลือกเข้าสู่โปรแกรมออกแบบ นอกจากนี้ยังได้มีการพัฒนาปุ่มลัดเพื่อความรวดเร็วและสะดวกสบายสำหรับผู้ใช้ที่ต้องการอีกด้วย

ข.1.1 รหัสของข้อความแนะนำและช่วยเหลือ

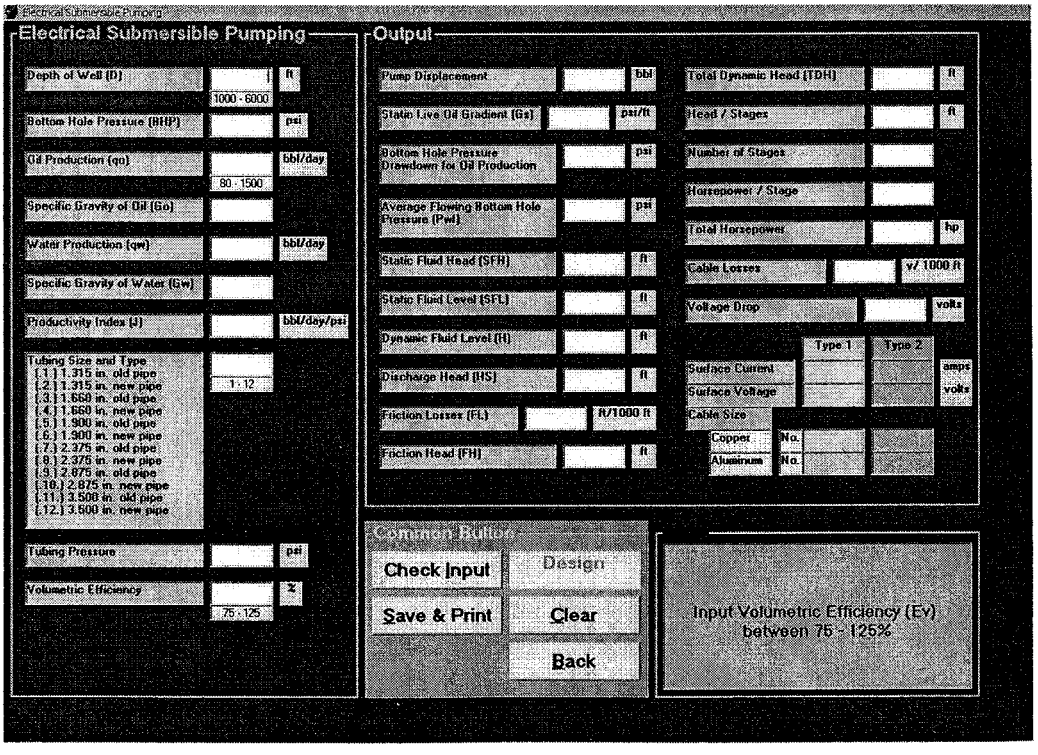
```
Private Sub Timer1_Timer()
Static number
  number = number + 1
  Select Case number
  Case 1
    Label1ข.Caption = "User can choose type of artificial lift design"
  Case 2
    Label1ข.Caption = "Such as"
  Case 3
    Label1ข.Caption = "Electrical Submersible Pumping Design (Alt+E)"
  Case 4
    Label1ข.Caption = "Gas Lift Design (Alt+G)"
  Case 5
    Label1ข.Caption = "Sucker Rod Pumping Design (Alt+S)"
  Case 6
    Label1ข.Caption = "and All Programes use Orange Color that is agent of 'Input'"
  Case 7
    Label1ข.Caption = "and All Programes use Green Color that is agent 'Output'"
  Case 8
    Label1ข.Caption = "Software of Artificial Lift Design"
    number = 0
  End Select
End Sub
```

ข.1.1 รหัสของหน้ารองประกอบด้วย Electrical submersible pump, intermittent flow gas lift and sucker rod pump

```
Private Sub Command1_Click()
  Electrical_Submersible_Pumping.Show
End Sub
Private Sub Command2_Click()
  Gas_Lift.Show
End Sub
Private Sub Command3_Click()
  Sucker_Rod_Pumping.Show
End Sub
```

ข.2 รหัสของโปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump

รหัสของโปรแกรมประกอบด้วย 5 ปุ่มการทำงานหลัก (สีเทา) เช่น “checking input”, “design”, “save&print”, “clear” and “back” นอกจากนี้ ยังรวมไปถึงรหัสของข้อความแนะและช่วยเหลือ



รูปที่ ข.6 โปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Electrical submersible pump

ข.2.1 รหัสปุ่มคำสั่ง “Checking Input” ของ electrical submersible pump

```
Private Sub check_Click()
  Dim Response As Variant
  Dim Again As Variant
  d.BackColor = &HC0E0FF
  qo.BackColor = &HC0E0FF
  tst.BackColor = &HC0E0FF
  ev.BackColor = &HC0E0FF
  pd.Text = ""
  gs.Text = ""
  dd.Text = ""
  pwf.Text = ""
  sfh.Text = ""
  sfl.Text = ""
  h.Text = ""
  hs.Text = ""
  fl.Text = ""
  fh.Text = ""
  tdh.Text = ""
  hes.Text = ""
  ns.Text = ""
  hps.Text = ""
  thp.Text = ""
  cu1.Text = ""
  cu2.Text = ""
  al1.Text = ""
  al2.Text = ""
  cl.Text = ""
  vd.Text = ""
  sc1.Text = ""
  sc2.Text = ""
  sv1.Text = ""
  sv2.Text = ""
  If d.Text = "" Or bhp.Text = "" Or qo.Text = "" Or go.Text = "" Or qw.Text = "" Or gw.Text = "" Or j.Text = "" Or tst.Text = ""
Or pt.Text = "" Or ev.Text = "" Then
    Response = MsgBox("Please enter number in orange's text box", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Exit Sub
  End If
  If d > 6000 Or d < 1000 Then
    d.BackColor = &HFF&
```

```
    Response = MsgBox("Depth of well should be between 1,000 to 6,000 ft", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new depth of well", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  If qo > 1500 Or qo < 80 Then
    qo.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("Oil production should be between 80 to 1,500 bbl/day", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new oil production", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  If tst > 12 Or tst < 1 Then
    tst.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("Choose tubing size and type with No.1 to 12", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please choose new tubing size and type", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  If ev > 125 Or ev < 75 Then
    ev.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("Volumetric efficiency should be between 75 to 125%", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new volumetric efficiency", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  pd = Round((Val(qo) + Val(qw)) / Val(ev) * 100, 2)
  If pd > 1500 Or pd < 80 Then
    qo.BackColor = &HFF&
    qw.BackColor = &HFF&
    ev.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("Pump displacement should be between 80 to 1,500 bbl/day", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new oil production or water production or volumetric efficiency", vbInformation
vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  If d <= 6000 And d >= 1000 And qo <= 1500 And qo >= 80 And tst <= 12 And tst >= 1 And ev <= 125 And ev >= 75 A
pu_d <= 1500 And pu_d >= 80 Then
    d.BackColor = &HC0E0FF
    qo.BackColor = &HC0E0FF
    qw.BackColor = &HC0E0FF
    tst.BackColor = &HC0E0FF
    ev.BackColor = &HC0E0FF
    MsgBox "Clear and go to design of a pumping installation"
    Timer2.Enabled = False
    cmdcal.Visible = True
    d.Enabled = False
    bhp.Enabled = False
    qo.Enabled = False
```

```
    go.Enabled = False
    qw.Enabled = False
    gw.Enabled = False
    j.Enabled = False
    tst.Enabled = False
    pt.Enabled = False
    ev.Enabled = False
  End If
End Sub
```

ข.2.1 รหัสปุ่มคำสั่ง "Design" ของ electrical submersible pump

```
Private Sub cmdcal_Click()
        Dim Response As Variant
        cmdcal.Visible = False
                gs = Round(0.433 * (go + (qw / qo * gw)), 2)
                dd = Round(pd / j, 2)
                pwf = Round(bhp - pd, 2)
                sfh = Round((bhp - pt) / gs, 2)
                sfl = Round(d - sfh, 2)
                h = Round(sfl + (pd / gs), 2)
                hs = Round(pt / gs, 2)
                If tst = 1 Then
                  fl = Round(0.003 * (pd ^ 1.8205), 2)
                End If
                If tst = 2 Then
                  fl = Round(0.002 * (pd ^ 1.808), 2)
                End If
                If tst = 3 Then
                  fl = Round(0.001 * (pd ^ 1.797), 2)
                End If
                If tst = 4 Then
                  fl = Round(0.00058 * (pd ^ 1.803), 2)
                End If
                If tst = 5 Then
                  fl = Round(0.000475 * (pd ^ 1.792), 2)
                End If
                If tst = 6 Then
                  fl = Round(0.000325 * (pd ^ 1.775), 2)
                End If
                If tst = 7 Then
                  fl = Round(0.000205 * (pd ^ 1.763), 2)
```

```
End If
If tst = 8 Then
   fl = Round(0.000141 * (pd ^ 1.763), 2)
End If
If tst = 9 Then
   fl = Round(0.000031 * (pd ^ 1.895), 2)
End If
If tst = 10 Then
   fl = Round(2 * 10 ^ -14 * (pd ^ 4.814), 2)
End If
If tst = 11 Then
   fl = Round(7 * 10 ^ -7 * (pd ^ 2.31), 2)
End If
If tst = 12 Then
   fl = Round(0.0127 * (pd ^ 0.911), 2)
End If
fh = Round(fl * d / 1000, 2)
tdh = Round(Val(h) + hs + fh, 2)
hes = Round((-3 * 10 ^ -7 * pd ^ 2) - (0.0004 * pd) + 53.383, 2)
ns = Round(tdh / hes, 2)
hps = Round((0.00012 * pd) + 1.799, 2)
thp = Round(hps * ns, 2)
cl = 28
vd = 28 * d / 1000
If thp <= 24 Then
   sc1 = 28
   sc2 = 17
   sv1 = 440 + vd
   sv2 = 760 + vd
   cu1 = 8
   al1 = 6
   cu2 = 10
   al2 = 8
End If
If thp > 24 And thp <= 35 Then
   sc1 = 40
   sc2 = 23
   sv1 = 440 + vd
   sv2 = 760 + vd
   cu1 = 6
```

```
    al1 = 4
    cu2 = 8
    al2 = 6
End If
If thp > 35 And thp <= 45 Then
    sc1 = 60
    sc2 = 35
    sv1 = 440 + vd
    sv2 = 740 + vd
    cu1 = 4
    al1 = 2
    cu2 = 6
    al2 = 4
End If
If thp > 45 And thp <= 55 Then
    sc1 = 72
    sc2 = 42
    sv1 = 430 + vd
    sv2 = 745 + vd
    cu1 = 2
    al1 = "1/0"
    cu2 = 6
    al2 = 4
End If
If thp > 55 And thp <= 72.5 Then
    sc1 = 34
    sc2 = 0
    sv1 = 1010 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 6
    al1 = 4
    cu2 = 0
    al2 = 0
End If
If thp > 72.5 And thp <= 80 Then
    sc1 = 35
    sc2 = 0
    sv1 = 1350 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 6
```

```
    al1 = 4
    cu2 = 0
    al2 = 0
End If
If thp > 80 And thp <= 97.5 Then
    sc1 = 42
    sc2 = 0
    sv1 = 1270 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 6
    al1 = 4
    cu2 = 0
    al2 = 0
End If
If thp > 97.5 And thp <= 112.5 Then
    sc1 = 46
    sc2 = 0
    sv1 = 1300 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 6
    al1 = 4
    cu2 = 0
    al2 = 0
End If
If thp > 112.5 And thp <= 137.5 Then
    sc1 = 68
    sc2 = 35
    sv1 = 1125 + vd
    sv2 = 2270 + vd
    cu1 = 4
    al1 = 2
    cu2 = 6
    al2 = 4
End If
If thp > 137.5 And thp <= 165 Then
    sc1 = 70
    sc2 = 46
    sv1 = 1300 + vd
    sv2 = 1950 + vd
    cu1 = 4
```

```
    al1 = 2
    cu2 = 6
    al2 = 4
End If
If thp > 165 And thp <= 190 Then
    sc1 = 92
    sc2 = 53
    sv1 = 1180 + vd
    sv2 = 2040 + vd
    cu1 = 2
    al1 = "1/0"
    cu2 = 4
    al2 = 2
End If
If thp > 190 And thp <= 212.5 Then
    sc1 = 105
    sc2 = 53
    sv1 = 1130 + vd
    sv2 = 2270 + vd
    cu1 = 1
    al1 = "2/0"
    cu2 = 4
    al2 = 2
End If
If thp > 212.5 And thp <= 237.5 Then
    sc1 = 110
    sc2 = 63
    sv1 = 1210 + vd
    sv2 = 2100 + vd
    cu1 = 1
    al1 = "2/0"
    cu2 = 4
    al2 = 2
End If
If thp > 237.5 And thp <= 262.5 Then
    sc1 = 105
    sc2 = 0
    sv1 = 1405 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 1
```

```
    al1 = "2/0"
    cu2 = 0
    al2 = 0
  End If
  If thp > 262.5 And thp <= 287.5 Then
    sc1 = 105
    sc2 = 0
    sv1 = 1565 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 1
    al1 = "2/0"
    cu2 = 0
    al2 = 0
  End If
  If thp > 287.5 And thp <= 325 Then
    sc1 = 105
    sc2 = 82
    sv1 = 1675 + vd
    sv2 = 2265 + vd
    cu1 = 1
    al1 = "2/0"
    cu2 = 0
    al2 = 0
  End If
  If thp > 325 And thp <= 362.5 Then
    sc1 = 105
    sc2 = 0
    sv1 = 1950 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 1
    al1 = "2/0"
    cu2 = 0
    al2 = 0
  End If
  If thp > 362.5 And thp <= 387.5 Then
    sc1 = 105
    sc2 = 0
    sv1 = 2150 + vd
    sv2 = 0
    cu1 = 1
```

```
        al1 = "2/0"
        cu2 = 0
        al2 = 0
      End If
      If thp > 387.5 Then
        sc1 = 105
        sc2 = 0
        sv1 = 2225 + vd
        sv2 = 0
        cu1 = 1
        al1 = "2/0"
        cu2 = 0
        al2 = 0
      End If
        d.Enabled = True
        bhp.Enabled = True
        qo.Enabled = True
        go.Enabled = True
        qw.Enabled = True
        gw.Enabled = True
        j.Enabled = True
        tst.Enabled = True
        pt.Enabled = True
        ev.Enabled = True
      Response = MsgBox("*****Succesfully Design*****", vbOKOnly, "Finished !!")
End Sub
```

ข.2.3 รหัสปุ่มคำสั่ง “Save&Print” ของ electrical submersible pump

```
Private Sub Command1_Click()
dlg.ShowPrinter
    Printer.Print "     Electrical Submersible Pumping"
    Printer.Print "=========================================================================================="
    Printer.Print "     Input"
    Printer.Print "Depth of Well, ft (D) = "; IIf(d.Text = "", "No Data", d.Text)
    Printer.Print "Static Bottom Hole Pressure, psi (BHP) = "; IIf(bhp.Text = "", "No Data", bhp.Text)
    Printer.Print "Oil Production, bbl/day (qo) = "; IIf(qo.Text = "", "No Data", qo.Text)
    Printer.Print "Water Production, bbl/day (qw) = "; IIf(qw.Text = "", "No Data", qw.Text)
    Printer.Print "Productivity Index, bbl/day/psi (J) = "; IIf(j.Text = "", "No Data", j.Text)
    Printer.Print "Specific Gravity of Oil (Go) = "; IIf(go.Text = "", "No Data", go.Text)
    Printer.Print "Specific Gravity of Water (Gw) = "; IIf(gw.Text = "", "No Data", gw.Text)
```

```
    Printer.Print "Productivity Index, bbl/day/psi (J) = "; IIf(j.Text = "", "No Data", j.Text)
    Printer.Print "Tubing Size and Type = "; IIf(tst.Text = "", "No Data", IIf(tst.Text = "1", "1.315 in. old pipe", IIf(tst.Text = "2",
"1.315 in. new pipe", IIf(tst.Text = "3", "1.660 in. old pipe", IIf(tst.Text = "4", "1.660 in. new pipe", IIf(tst.Text = "5", "1.900 in.
old pipe", IIf(tst.Text = "6", "1.900 in. new pipe", IIf(tst.Text = "7", "2.375 in. old pipe", IIf(tst.Text = "8", "2.375 in. new pipe",
IIf(tst.Text = "9", "2.875 in. old pipe", IIf(tst.Text = "10", "2.875 in. new pipe", IIf(tst.Text = "11", "3.500 in. old pipe", "3.500 in.
new pipe"))))))))))
    Printer.Print "Tubing Pressure, psi = "; IIf(pt.Text = "", "No Data", pt.Text)
    Printer.Print "Volemetric Efficiency, % = "; IIf(ev.Text = "", "No Data", ev.Text)
    Printer.Print "=========================================================================================="
    Printer.Print "    Output"
    Printer.Print "Static Live Oil Gradient, psi/ft (Gs) = "; IIf(gs.Text = "", "No Data", gs.Text)
    Printer.Print "Bottom Hole Pressure Drawdown for Oil Production ,psi = "; IIf(dd.Text = "", "No Data", dd.Text)
    Printer.Print "Average Flowing Bottom Hole Pressure, psi (Pwf) = "; IIf(pwf.Text = "", "No Data", pwf.Text)
    Printer.Print "Static Fluid Head, ft (SGH)= "; IIf(sfh.Text = "", "No Data", sfh.Text)
    Printer.Print "Static Fluid Level, ft (SFL) = "; IIf(sfl.Text = "", "No Data", sfl.Text)
    Printer.Print "Dynamic Fluid Level, ft (H) = "; IIf(h.Text = "", "No Data", h.Text)
    Printer.Print "Discharge Head, ft (HS) = "; IIf(hs.Text = "", "No Data", hs.Text)
    Printer.Print "Friction Losses, ft/1000 ft (FL) = "; IIf(fl.Text = "", "No Data", fl.Text)
    Printer.Print "Friction Head, ft (FH)) = "; IIf(fh.Text = "", "No Data", fh.Text)
    Printer.Print "Total Dynamic Head, ft (TDH) = "; IIf(tdh.Text = "", "No Data", tdh.Text)
    Printer.Print "Head / Stages = "; IIf(hes.Text = "", "No Data", hes.Text)
    Printer.Print "Number of Stages = "; IIf(ns.Text = "", "No Data", ns.Text)
    Printer.Print "Horsepower / Stages = "; IIf(hps.Text = "", "No Data", hps.Text)
    Printer.Print "Total Horsepower, hp = "; IIf(thp.Text = "", "No Data", thp.Text)
    Printer.Print "Cable Losses, v/1000 ft = "; IIf(cl.Text = "", "No Data", cl.Text)
    Printer.Print "Voltage Drop, volts = "; IIf(vd.Text = "", "No Data", vd.Text)
    Printer.Print "Type 1 of Cable Size : Copper No."; IIf(cu1.Text = "", "No Data", cu1.Text)
    Printer.Print "Type 1 of Cable Size : Aluminum No."; IIf(al1.Text = "", "No Data", al1.Text)
    Printer.Print "Type 1 of Surface Current, amps = "; IIf(sc1.Text = "", "No Data", sc1.Text)
    Printer.Print "Type 1 of Surface Voltage, volts = "; IIf(sv1.Text = "", "No Data", sv1.Text)
    Printer.Print "Type 2 of Cable Size : Copper No."; IIf(cu2.Text = "", "No Data", cu2.Text)
    Printer.Print "Type 2 of Cable Size : Aluminum No."; IIf(al2.Text = "", "No Data", al2.Text)
    Printer.Print "Type 2 of Surface Current, amps = "; IIf(sc2.Text = "", "No Data", sc2.Text)
    Printer.Print "Type 2 of Surface Voltage, volts = "; IIf(sv2.Text = "", "No Data", sv2.Text)
    Printer.EndDoc
End Sub
```

ข.2.4 รหัสปุ่มคำสั่ง “Clear” ของ electrical submersible pump

```
Private Sub Command2_Click()
    d.Text = ""
    bhp.Text = ""
```

```
    qo.Text = ""
    qw.Text = ""
    j.Text = ""
    go.Text = ""
    gw.Text = ""
    j.Text = ""
    tst.Text = ""
    pt.Text = ""
    ev.Text = ""
    pd.Text = ""
    gs.Text = ""
    dd.Text = ""
    pwf.Text = ""
    sfh.Text = ""
    sfl.Text = ""
    h.Text = ""
    hs.Text = ""
    fl.Text = ""
    fh.Text = ""
    tdh.Text = ""
    hes.Text = ""
    ns.Text = ""
    hps.Text = ""
    thp.Text = ""
    cl.Text = ""
    vd.Text = ""
    sc1.Text = ""
    sc2.Text = ""
    sv1.Text = ""
    sv2.Text = ""
    cu1.Text = ""
    al1.Text = ""
    cu2.Text = ""
    al2.Text = ""
End Sub
```

ข.2.5 รหัสปุ่มคำสั่ง “Back” ของ electrical submersible pump

```
Private Sub Command3_Click()
    Artificial_Lift.Show
End Sub
```

ข.2.6 รหัสข้อความแนะนำและช่วยเหลือของ electrical submersible pump

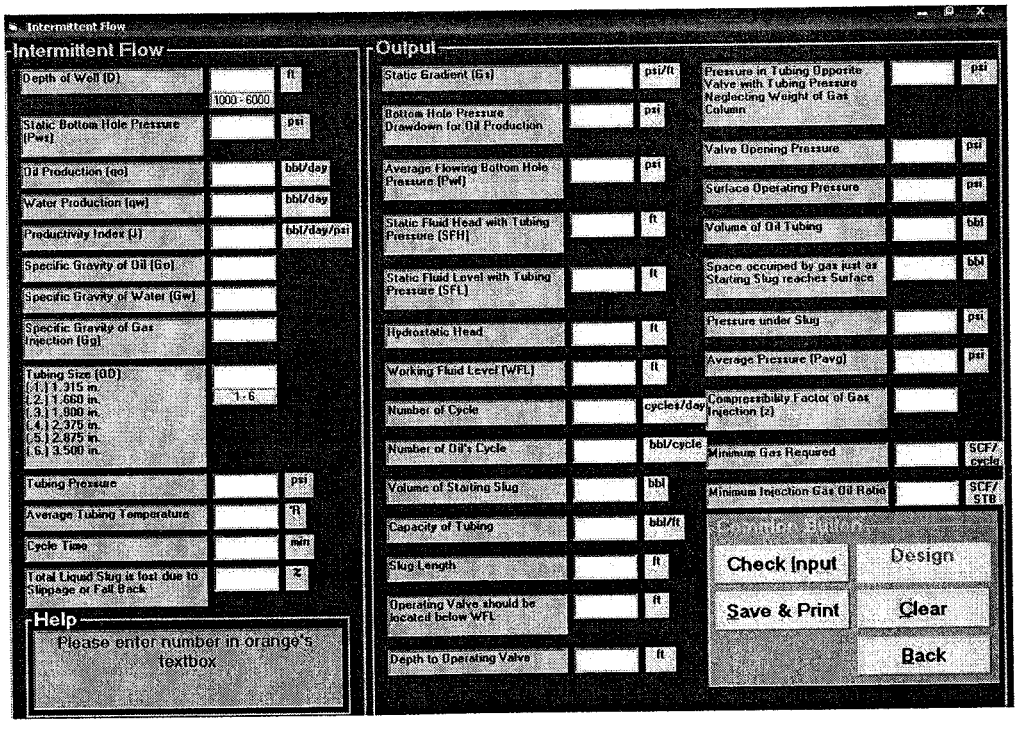
```
Private Sub Timer3_Timer()
Static number
   number = number + 1
    Select Case number
   Case 1
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Depth of well (D), ft"

   Case 2
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Static Bottom Hole Pressure, psi (Pws)"
   Case 3
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Oil Production (qo) between 1 - 1,500 bbl/day"
  Case 4
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Water Production, bbl/day (qw)"
   Case 5
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Productivity Index, bbl/day/psi (J)"
    Case 6
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Specific Gravity of Oil (Go)"
     Case 7
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Specific Gravity of Water (Gw)"
     Case 8
      Label32.Caption                                    =                                    "
Choose Tubing Size and Type by No.'1-12'"
     Case 9
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Tubing Pressure, psi"
     Case 10
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input System Backpresure, psi"
     Case 11
      Label32.Caption                                    =                                    "
Input Volumetric Efficiency (Ev) between 75 - 125%"
     Case 12
```

```
    Label32.Caption                                    =                                    "
Manufacturer's Motor refer Data Base of Byron Jackson Pump Division"
    Case 13
    Label32.Caption                                    =                                    "
then go to 'Check Input' and 'Design'"
     Case 14
    Label32.Caption                                    =                                    "
Please enter number in orange's textbox"
    number = 0
  End Select
End Sub
```

ข.3 รหัสของโปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent Flow Gas Lift

รหัสของโปรแกรมประกอบด้วย 5 ปุ่มการทำงานหลัก (สีเทา) เช่น “Checking Input”, “Design”, “Save & Print”, “Clear” and “Back” นอกจากนี้ ยังรวมไปถึงรหัสของข้อความแนะและช่วยเหลือ



รูปที่ ข.7 โปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Intermittent Flow Gas Lift

ข.2.1 รหัสปุ่มคำสั่ง "Checking Input" ของ Intermittent Flow Gas Lift

```
Private Sub check_Click()
  Dim Response As Variant
  Dim Again As Variant
  Timer2.Enabled = False
  cmdcal.Visible = False
  d.BackColor = &HC0E0FF
  gs.Text = ""
  dd.Text = ""
  pwf.Text = ""
  sfh.Text = ""
  sfl.Text = ""
  hh.Text = ""
  wfl.Text = ""
  nc.Text = ""
  noc.Text = ""
  vss.Text = ""
  ct.Text = ""
  sl.Text = ""
  bwfl.Text = ""
  dov.Text = ""
  ptov.Text = ""
  vop.Text = ""
  sop.Text = ""
  vot.Text = ""
  s.Text = ""
  pus.Text = ""
  pavg.Text = ""
  z.Text = ""
  vsc.Text = ""
  migor.Text = ""
  If d.Text = "" Or pws.Text = "" Or qo.Text = "" Or qw.Text = "" Or j.Text = "" Or go.Text = "" Or gw.Text = "" Or gg.Text = ""
Or ts.Text = "" Or pt.Text = "" Or ttavg.Text = "" Or ct.Text = "" Or fb.Text = "" Then
    Response = MsgBox("Please enter number in orange's text box", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Exit Sub
  End If
  If d < 1000 Or d > 6000 Then
    d.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("Depth of Well should be between 1,000 to 6,000 ft", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new Depth of Well", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
```

```
End If
If ts > 6 Or ts < 1 Then
   ts.BackColor = &HFF&
   Response = MsgBox("Choose tubing size with No.1 to 6", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
   Again = MsgBox("Please choose new tubing size", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
End If
If d >= 1000 And d <= 6000 And ts < 6 And ts > 1 Then
   d.BackColor = &HC0E0FF
   ts.BackColor = &HC0E0FF
   MsgBox "Clear and go to design Intermittent Flow"
   Timer2.Enabled = False
   cmdcal.Visible = True
   d.Enabled = False
   pws.Enabled = False
   qo.Enabled = False
   qw.Enabled = False
   j.Enabled = False
   go.Enabled = False
   gw.Enabled = False
   gg.Enabled = False
   ts.Enabled = False
   pt.Enabled = False
   ttavg.Enabled = False
   ct.Enabled = False
   fb.Enabled = False
  End If
End Sub
```

ข.2.2 รหัสปุ่มคำสั่ง "Design" ของ Intermittent Flow Gas Lift

```
Private Sub cmdcal_Click()
   Dim min_dif As Currency
   Dim ppc As Currency
   Dim tpc As Currency
   Dim denpr As Currency
   Dim ppr As Currency
   Dim tpr As Currency
   Dim z1 As Currency
   Dim z2 As Currency
   Dim z3 As Currency
   Dim z4 As Currency
   Dim z5 As Currency
```

```
Dim z6 As Currency
Dim z7 As Currency
Dim z8 As Currency
Dim z9 As Currency
Dim z10 As Currency
gs = Round(0.433 * (go + (qw / qo * gw)), 2)
pd = Round(qo / j, 2)
pwf = Round(pws - pd, 2)
sfh = Round((pws - pt) / gs, 2)
sfl = Round(d - sfh, 2)
hh = Round(pd / gs, 2)
wfl = Round(Val(sfl) + Val(hh), 2)
noc = Round(1440 / ct, 2)
nooc = Round(qo / noc, 2)
vss = Round(nooc / fb * 100, 2)
  If ts = 1 Then
    cot = 0.00107
  End If
  If ts = 2 Then
    cot = 0.00185
  End If
  If ts = 3 Then
    cot = 0.00252
  End If
  If ts = 4 Then
    cot = 0.00387
  End If
  If ts = 5 Then
    cot = 0.00579
  End If
  If ts = 6 Then
    cot = 0.0087
  End If
sl = Round(vss / cot, 2)
bwfl = Round(sl / 2, 2)
dov = Round(Val(wfl) + Val(bwfl), 2)
ptov = Round(pt + (sl * gs), 2)
min_dif = Round(ptov / 2, 2)
If min_dif > 200 Then
  vop = ptov + min_dif
```

```
Else
   vop = ptov + 200
End If
   If (dov >= 1000 And dov < 1500) Then
      sop = Round(0.957 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 1500 And dov < 2000) Then
      sop = Round(0.953 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 2000 And dov < 2500) Then
      sop = Round(0.948 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 2500 And dov < 3000) Then
      sop = Round(0.93 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 3000 And dov < 3500) Then
      sop = Round(0.923 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 3500 And dov < 4000) Then
      sop = Round(0.916 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 4000 And dov < 4500) Then
      sop = Round(0.913 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 4500 And dov < 5000) Then
      sop = Round(0.901 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 5000 And dov < 5500) Then
      sop = Round(0.874 * vop, 2)
   End If
   If (dov >= 5500 And dov < 6000) Then
      sop = Round(0.847 * vop, 2)
   End If
   If dov > 6000 Then
      sop = Round(0.873 * vop, 2)
   End If
  vot = Round(cot * dov, 2)
  s = Round(vot - vss, 2)
  pus = Round(pt + (nooc / cot * gs), 2)
  pavg = Round((Val(vop) + Val(pus)) / 2, 2)
```

```
ppc = 702.5 - (50 * gg)
tpc = 167 + (316.67 * gg)
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / 0.99 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
ppr = pavg / ppc
tpr = ttavg / tpc
z1 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z1 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z2 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z2 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z3 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z3 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z4 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z4 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z5 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z5 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z6 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z6 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z7 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z7 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z8 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z8 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z9 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
```

```
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z9 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z10 = 1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2))
denpr = (0.27 * pavg / (702.5 - (50 * gg)) / z10 * (167 + (316.67 * gg)) / ttavg)
z = Round(1 + (denpr * (0.31506237 + (-1.0467099 / tpr) + (-0.57832729 / tpr ^ 3))) + (denpr ^ 2 * (0.53530771 + (-0.61232032 / tpr))) + (0.06422513 * denpr ^ 5 / tpr) + (0.68157001 * denpr ^ 2 / tpr ^ 3 * (1 + (0.68446549 * denpr ^ 2)) * 10 ^ (-0.68446549 * denpr ^ 2)), 4)
vsc = Round(s * pavg / 14.7 * 520 / ttavg / z, 2)
migor = Round(vsc / nooc, 2)
cmdcal.Visible = False
d.Enabled = True
pws.Enabled = True
qo.Enabled = True
qw.Enabled = True
j.Enabled = True
go.Enabled = True
gw.Enabled = True
gg.Enabled = True
ts.Enabled = True
pt.Enabled = True
ttavg.Enabled = True
ct.Enabled = True
fb.Enabled = True
End Sub
```

ข.2.3 รหัสปุ่มคำสั่ง “Save & Print” ของ Intermittent Flow Gas Lift

```
Private Sub Command1_Click()
dlg.ShowPrinter

    Printer.Print "    Intermittent Flow Gas Lift Design"
    Printer.Print "=========================================================================="
    Printer.Print "    Input"
    Printer.Print "Depth of Well, ft (D) = "; IIf(d.Text = "", "No Data", d.Text)
    Printer.Print "Static Bottom Hole Pressure, psi (Pws) = "; IIf(pws.Text = "", "No Data", pws.Text)
    Printer.Print "Oil Production, bbl/day (qo) = "; IIf(qo.Text = "", "No Data", qo.Text)
    Printer.Print "Water Production, bbl/day (qw) = "; IIf(qw.Text = "", "No Data", qw.Text)
    Printer.Print "Productivity Index, bbl/day/psi (J) = "; IIf(j.Text = "", "No Data", j.Text)
    Printer.Print "Specific Gravity of Oil (Go) = "; IIf(go.Text = "", "No Data", go.Text)
    Printer.Print "Specific Gravity of Water (Gw) = "; IIf(gw.Text = "", "No Data", gw.Text)
    Printer.Print "Specific Gravity of Gas Injection (Gg) = "; IIf(gg.Text = "", "No Data", gg.Text)
```

```
    Printer.Print "Tubing Size, in = "; IIf(ts.Text = "", "No Data", IIf(ts.Text = "1", "1.315", IIf(ts.Text = "2", "1.660", IIf(ts.Text =
"3", "1.900", IIf(ts.Text = "4", "2.375", IIf(ts.Text = "5", "2.875", "3.500"))))))
    Printer.Print "Tubing Pressure, psi = "; IIf(pt.Text = "", "No Data", pt.Text)
    Printer.Print "Average Tubing Temperature, °R = "; IIf(ttavg.Text = "", "No Data", ttavg.Text)
    Printer.Print "Cycle Time, min = "; IIf(ct.Text = "", "No Data", ct.Text)
    Printer.Print "Total Liquid Slug is lost due to Slippage or Fall Back, %  = "; IIf(fb.Text = "", "No Data", fb.Text)
    Printer.Print "=========================================================================="
    Printer.Print "    Output"
    Printer.Print "Static Gradient, psi/ft (Gs) = "; IIf(gs.Text = "", "No Data", gs.Text)
    Printer.Print "Bottom Hole Pressure Drawdown for Oil Production, psi = "; IIf(pd.Text = "", "No Data", pd.Text)
    Printer.Print "Average Flowing Bottom Hole Pressure, psi (Pwf)  = "; IIf(pwf.Text = "", "No Data", pwf.Text)
    Printer.Print "Static Fluid Level with Tubing Pressure, ft (SFL) = "; IIf(sfl.Text = "", "No Data", sfl.Text)
    Printer.Print "Hydrostatic Head, ft = "; IIf(hh.Text = "", "No Data", hh.Text)
    Printer.Print "Working Fluid Level, ft (WFL) = "; IIf(wfl.Text = "", "No Data", wfl.Text)
    Printer.Print "Number of Cycle, cycles/day = "; IIf(nc.Text = "", "No Data", noc.Text)
    Printer.Print "Number of Oil's Cycle, bbl/cycle = "; IIf(noc.Text = "", "No Data", nooc.Text)
    Printer.Print "Volume of Starting Slug, bbl = "; IIf(vss.Text = "", "No Data", vss.Text)
    Printer.Print "Capacity of Tubing, bbl/ft = "; IIf(cot.Text = "", "No Data", cot.Text)
    Printer.Print "Slug Length, ft = "; IIf(sl.Text = "", "No Data", sl.Text)
    Printer.Print "Operating Valve should be located below WFL, ft = "; IIf(bwfl.Text = "", "No Data", bwfl.Text)
    Printer.Print "Depth to Operating Valve, ft = "; IIf(dov.Text = "", "No Data", dov.Text)
    Printer.Print "Pressure in Tubing Opposite Valve with Tubing Pressure Neglecting Weight of Gas Column, psi = ";
IIf(ptov.Text = "", "No Data", ptov.Text)
    Printer.Print "Valve Opening Pressure, psi = "; IIf(vop.Text = "", "No Data", vop.Text)
    Printer.Print "Surface Operating Pressure, psi = "; IIf(sop.Text = "", "No Data", sop.Text)
    Printer.Print "Volume of Oil Tubing, bbl = "; IIf(vot.Text = "", "No Data", vot.Text)
    Printer.Print "Space occuiped by gas just as Starting Slug reaches Surface, bbl = "; IIf(s.Text = "", "No Data", s.Text)
    Printer.Print "Pressure under Slug, psi = "; IIf(pus.Text = "", "No Data", pus.Text)
    Printer.Print "Average Pressure, psi (Pavg) = "; IIf(pavg.Text = "", "No Data", pavg.Text)
    Printer.Print "Compressibility Factor of Gas Injection (z) = "; IIf(z.Text = "", "No Data", z.Text)
    Printer.Print "Minimum Gas Required, SCF = "; IIf(vsc.Text = "", "No Data", vsc.Text)
    Printer.Print "Minimum Injection Gas Oil Ratio, SCF/STB = "; IIf(migor.Text = "", "No Data", migor.Text)
      Printer.EndDoc
End Sub
```

ข.2.4 รหัสปุ่มคำสั่ง "Clear" ของ Intermittent Flow Gas Lift

```
Private Sub Command2_Click()
    d.Text = ""
    pws.Text = ""
    qo.Text = ""
    qw.Text = ""
```

```
j.Text = ""
go.Text = ""
gw.Text = ""
gg.Text = ""
ts.Text = ""
pt.Text = ""
ct.Text = ""
fb.Text = ""
gs.Text = ""
pd.Text = ""
pwf.Text = ""
sfl.Text = ""
hh.Text = ""
wfl.Text = ""
nc.Text = ""
noc.Text = ""
vss.Text = ""
cot.Text = ""
sl.Text = ""
bwfl.Text = ""
dov.Text = ""
ptov.Text = ""
vop.Text = ""
sop.Text = ""
vot.Text = ""
s.Text = ""
pus.Text = ""
pavg.Text = ""
z.Text = ""
vsc.Text = ""
mgior.Text = ""
End Sub
```

ข.2.5 รหัสปุ่มคำสั่ง “Back” ของ Intermittent Flow Gas Lift

```
Private Sub Command3_Click()
    Gas_Lift.Show
End Sub
```

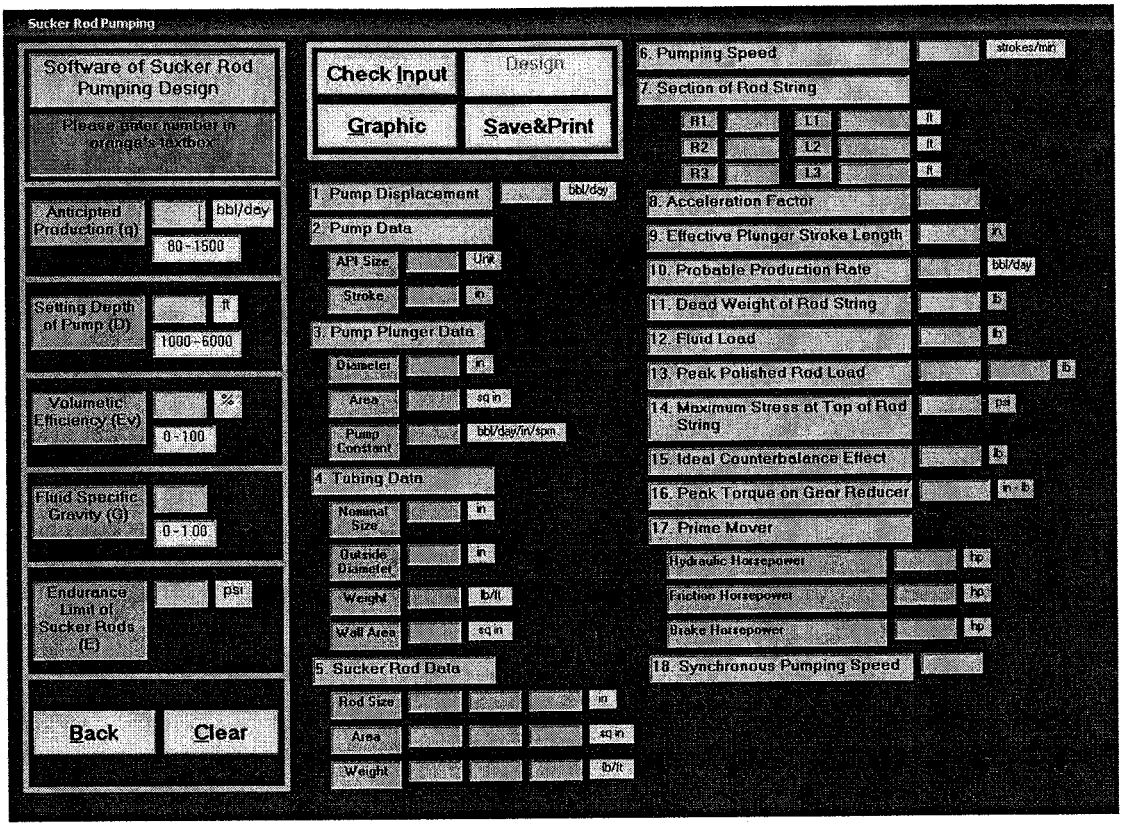
ข.2.6 รหัสข้อความแนะนำและช่วยเหลือของ Intermittent Flow Gas Lift

```
Private Sub Timer1_Timer()
Static number
    number = number + 1
```

```
Select Case number
Case 1
   Label32.Caption = "Input Depth of well (D) between 1 - 6,000 ft"
Case 2
   Label32.Caption = "Input Static Bottom Hole Pressure, psi (Pws)"
Case 3
   Label32.Caption = "Input Oil Production, bbl/day (qo)"
Case 4
   Label32.Caption = "Input Water Production, bbl/day (qw)"
Case 5
   Label32.Caption = "Input Productivity Index, bbl/day/psi (J)"
Case 6
   Label32.Caption = "Input Specific Gravity of Oil (Go)"
Case 7
   Label32.Caption = "Input Specific Gravity of Water (Gw)"
Case 8
   Label32.Caption = "Input Specific Gravity of Gas Injection (Gg)"
Case 9
   Label32.Caption = "Choose Tubing Size by No.'1-6'"
Case 10
   Label32.Caption = "Input Tubing Pressure, psi"
Case 11
   Label32.Caption = "Input Cycle Time, min"
Case 12
   Label32.Caption = "Input Total Liquid Slug is lost due to Slippage or Fall Back, %"
Case 13
   Label32.Caption = "then go to 'Check Input' and 'Design'"
Case 14
   Label32.Caption = "Please enter number in orange's textbox"
   number = 0
End Select
End Sub
```

ข.4 รหัสของโปรแกรมระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker Rod Pump

รหัสของโปรแกรมประกอบด้วย 5 ปุ่มการทำงานหลัก (สีเทา) เช่น “Checking Input”, “Design”, “Save & Print”, “Clear” and “Back” นอกจากนี้ ยังรวมไปถึงรหัสของข้อความแนะและช่วยเหลือ



รูปที่ ข.8 โปรแกรมออกแบบระบบอุปกรณ์ช่วยผลิต Sucker Rod Pump

ข.4.1 รหัสปุ่มคำสั่ง “Checking Input” ของ Sucker Rod Pump

```
Private Sub Cmdcheck_Click()
    Dim Response As Variant
    Dim Again As Variant
    Text4.Text = ""
    Textข.Text = ""
    Text6.Text = ""
    Text7.Text = ""
    Text8.Text = ""
    Text9.Text = ""
    Text10.Text = ""
    Text11.Text = ""
    Text12.Text = ""
    Text13.Text = ""
    Text14.Text = ""
    Text1ข.Text = ""
    Text16.Text = ""
```

```
Text17.Text = ""
Text18.Text = ""
Text19.Text = ""
Text20.Text = ""
Text21.Text = ""
Text22.Text = ""
Text23.Text = ""
Text24.Text = ""
Text25.Text = ""
Text26.Text = ""
Text27.Text = ""
Text28.Text = ""
Text29.Text = ""
Text30.Text = ""
Text31.Text = ""
Text32.Text = ""
Text33.Text = ""
Text34.Text = ""
Text35.Text = ""
Text36.Text = ""
Text37.Text = ""
Text38.Text = ""
Text40.Text = ""
Text41.Text = ""
Text42.Text = ""
Text43.Text = ""
Text44.Text = ""
Text45.Text = ""
Text46.Text = ""
cmdcal.Visible = False
lbl10(4).BackColor = &HC0FFC0
lbl10(6).BackColor = &HC0FFC0
lbl10(7).BackColor = &HC0FFC0
lbl10(10).BackColor = &HC0FFC0
If Production.Text = "" Or Text2.Text = "" Or Text3.Text = "" Or Text1.Text = "" Or Text39.Text = "" Then
   Response = MsgBox("Please enter number in orange's text box", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
   Exit Sub
End If
Text4 = Round(Production / Text3 * 100, 2)
If Text4 > 2000 Or Text4 < 80 Then
```

```
    lbl4.BackColor = &HFF&
    lbl6.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("The pump displacement should be between 1000 to 1,400 bbl/day", vbCritical + vbOKOnly,
"Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new anticipated production or volumetric efficiency", vbInformation + vbOKOnly, "New
number !!")
  End If
  If Text2 > 6000 Or Text2 < 1000 Then
    lbl๗.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("The setting Depth of depth should be between 1000 to 6,000 ft", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new setting Depth of depth", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  If Text3 > 100 Or Text3 < 0 Then
    lbl4.BackColor = &HFF&
    lbl6.BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("The volumetric Efficiency should be between 0 to 100 %", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new volumetric efficiency", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  If Text1 > 1 Or Text1 < 0 Then
    Label1(0).BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("The fluid specific gravity should be between 0 to 1", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
    Again = MsgBox("Please enter new fluid specific gravity", vbInformation + vbOKOnly, "New number !!")
  End If
  If Text4 <= 2000 And Text4 >= 80 And Text2 <= 6000 And Text2 >= 1000 And Text3 <= 100 And Text3 > 0 And Text1 < 1
And Text1 > 0 Then
    lbl4.BackColor = &H80C0FF
    lbl๗.BackColor = &H80C0FF
    lbl6.BackColor = &H80C0FF
    Label1(0).BackColor = &H80C0FF
    MsgBox "Clear and go to design of a pumping installation"
    cmdcal.Visible = True
    Timer1.Enabled = False
    Production.Enabled = False
    Text1.Enabled = False
    Text2.Enabled = False
    Text3.Enabled = False
    Text39.Enabled = False
  End If
  If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 1480 And Text2 <= 6000 And Text2 > 3200) Or (Text4 < 1480 And Text4 >= 1360 And
Text2 <= 6000 And Text2 > 3300) Or (Text4 < 1360 And Text4 >= 1280 And Text2 <= 6000 And Text2 > 3400) Or (Text4 <
```

```
1280 And Text4 >= 1160 And Text2 <= 6000 And Text2 > 3500) Or (Text4 < 1160 And Text4 >= 1120 And Text2 <= 6000 And
Text2 > 3600) Or (Text4 < 1120 And Text4 >= 1040 And Text2 <= 6000 And Text2 > 3700) Or (Text4 < 1040 And Text4 >=
1000 And Text2 <= 6000 And Text2 > 3800) Or (Text4 < 1000 And Text4 >= 960 And Text2 <= 6000 And Text2 > 3900) Or
(Text4 < 960 And Text4 >= 920 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4000) Or (Text4 < 920 And Text4 >= 880 And Text2 <= 6000
And Text2 > 4100) Or (Text4 < 880 And Text4 >= 840 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4200) Or (Text4 < 840 And Text4 >=
800 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4300) Or (Text4 < 800 And Text4 >= 720 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4500) Or
(Text4 < 720 And Text4 >= 680 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4700) Then
        Text5 = "640"
        Text6 = "144"
    End If
    If (Text4 < 680 And Text4 >= 640 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4900) Or (Text4 < 640 And Text4 >= 600 And Text2 <=
6000 And Text2 > 5000) Or (Text4 < 600 And Text4 >= 560 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5200) Or (Text4 < 560 And Text4
>= 520 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5500) Or (Text4 < 520 And Text4 >= 480 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5700) Then
        Text5 = "640"
        Text6 = "144"
    End If
    If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 1160 And Text2 <= 3200 And Text2 > 2800) Or (Text4 < 1160 And Text4 >= 1000 And
Text2 <= 3600 And Text2 > 2900) Or (Text4 < 1000 And Text4 >= 960 And Text2 <= 3900 And Text2 > 3000) Or (Text4 < 960
And Text4 >= 880 And Text2 <= 4000 And Text2 > 3100) Or (Text4 < 880 And Text4 >= 840 And Text2 <= 4200 And Text2 >
3200) Or (Text4 < 840 And Text4 >= 800 And Text2 <= 4300 And Text2 > 3300) Or (Text4 < 800 And Text4 >= 760 And Text2
<= 4500 And Text2 > 3400) Or (Text4 < 760 And Text4 >= 720 And Text2 <= 4500 And Text2 > 3500) Or (Text4 < 720 And
Text4 >= 680 And Text2 <= 4700 And Text2 > 3600) Or (Text4 < 680 And Text4 >= 640 And Text2 <= 4900 And Text2 > 3700)
Or (Text4 < 640 And Text4 >= 600 And Text2 <= 5000 And Text2 > 3800) Or (Text4 < 600 And Text4 >= 560 And Text2 <=
5200 And Text2 > 4100) Or (Text4 < 560 And Text4 >= 520 And Text2 <= 5500 And Text2 > 4200) Or (Text4 < 520 And Text4
>= 480 And Text2 <= 5700 And Text2 > 4400) Then
        Text5 = "320"
        Text6 = "84"
    End If
    If (Text4 < 480 And Text4 >= 440 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4600) Or (Text4 < 440 And Text4 >= 400 And Text2 <=
6000 And Text2 > 4900) Or (Text4 < 400 And Text4 >= 360 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5100) Or (Text4 < 360 And Text4
>= 320 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5500) Or (Text4 < 320 And Text4 >= 280 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5800) Then
        Text5 = "320"
        Text6 = "84"
    End If
    If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 1000 And Text2 <= 2800 And Text2 > 2400) Or (Text4 < 1000 And Text4 >= 880 And Text2
<= 3000 And Text2 > 2500) Or (Text4 < 880 And Text4 >= 760 And Text2 <= 3200 And Text2 > 2600) Or (Text4 < 760 And
Text4 >= 720 And Text2 <= 3500 And Text2 > 2700) Or (Text4 < 720 And Text4 >= 680 And Text2 <= 3600 And Text2 > 2800)
Or (Text4 < 680 And Text4 >= 640 And Text2 <= 3700 And Text2 > 3000) Or (Text4 < 640 And Text4 >= 600 And Text2 <=
3800 And Text2 > 3100) Or (Text4 < 600 And Text4 >= 560 And Text2 <= 4100 And Text2 > 3300) Or (Text4 < 560 And Text4
>= 520 And Text2 <= 4200 And Text2 > 3500) Or (Text4 < 520 And Text4 >= 480 And Text2 <= 4400 And Text2 > 3700) Or
```

```
(Text4 < 480 And Text4 >= 440 And Text2 <= 4600 And Text2 > 3800) Or (Text4 < 440 And Text4 >= 400 And Text2 <= 4900 And Text2 > 4000) Or (Text4 < 400 And Text4 >= 360 And Text2 <= 5100 And Text2 > 4300) Or (Text4 < 360 And Text4 >= 320 And Text2 <= 5500 And Text2 > 4500) Then
        Text5 = "228"
        Text6 = "74"
    End If
    If (Text4 < 320 And Text4 >= 280 And Text2 <= 5800 And Text2 > 4700) Or (Text4 < 280 And Text4 >= 240 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5300) Or (Text4 < 240 And Text4 >= 200 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5500) Then
        Text5 = "228"
        Text6 = "74"
    End If
    If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 1240 And Text2 <= 2400 And Text2 > 2000) Or (Text4 < 1240 And Text4 >= 1120 And Text2 <= 2300 And Text2 > 2200) Or (Text4 < 1120 And Text4 >= 1000 And Text2 <= 2400 And Text2 > 2200) Or (Text4 < 1000 And Text4 >= 880 And Text2 <= 2500 And Text2 > 2200) Or (Text4 < 880 And Text4 >= 760 And Text2 <= 2600 And Text2 > 2200) Or (Text4 < 760 And Text4 >= 720 And Text2 <= 2700 And Text2 > 2200) Or (Text4 < 720 And Text4 >= 680 And Text2 <= 2800 And Text2 > 2300) Or (Text4 < 680 And Text4 >= 640 And Text2 <= 3000 And Text2 > 2400) Or (Text4 < 640 And Text4 >= 600 And Text2 <= 3100 And Text2 > 2500) Or (Text4 < 600 And Text4 >= 560 And Text2 <= 3300 And Text2 > 2600) Or (Text4 < 560 And Text4 >= 520 And Text2 <= 3500 And Text2 > 2700) Or (Text4 < 520 And Text4 >= 480 And Text2 <= 3700 And Text2 > 2800) Or (Text4 < 480 And Text4 >= 440 And Text2 <= 3800 And Text2 > 2900) Or (Text4 < 440 And Text4 >= 400 And Text2 <= 4000 And Text2 > 3000) Then
        Text5 = "160"
        Text6 = "64"
    End If
    If (Text4 < 400 And Text4 >= 360 And Text2 <= 4300 And Text2 > 3300) Or (Text4 < 360 And Text4 >= 320 And Text2 <= 4500 And Text2 > 3600) Or (Text4 < 320 And Text4 >= 280 And Text2 <= 4500 And Text2 > 3700) Or (Text4 < 280 And Text4 >= 240 And Text2 <= 5300 And Text2 > 4700) Or (Text4 < 240 And Text4 >= 200 And Text2 <= 5500 And Text2 > 4500) Or (Text4 < 200 And Text4 >= 160 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5200) Then
        Text5 = "160"
        Text6 = "64"
    End If
    If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 880 And Text2 <= 2000 And Text2 > 1700) Or (Text4 < 880 And Text4 >= 800 And Text2 <= 2100 And Text2 > 1700) Or (Text4 < 800 And Text4 >= 720 And Text2 <= 2200 And Text2 > 1700) Or (Text4 < 720 And Text4 >= 680 And Text2 <= 2300 And Text2 > 1800) Or (Text4 < 680 And Text4 >= 640 And Text2 <= 2400 And Text2 > 1900) Or (Text4 < 640 And Text4 >= 600 And Text2 <= 2500 And Text2 > 1900) Or (Text4 < 600 And Text4 >= 560 And Text2 <= 2600 And Text2 > 2000) Or (Text4 < 560 And Text4 >= 520 And Text2 <= 2700 And Text2 > 2100) Or (Text4 < 520 And Text4 >= 480 And Text2 <= 2800 And Text2 > 2200) Or (Text4 < 480 And Text4 >= 440 And Text2 <= 2900 And Text2 > 2300) Or (Text4 < 440 And Text4 >= 400 And Text2 <= 3000 And Text2 > 2400) Or (Text4 < 400 And Text4 >= 360 And Text2 <= 3300 And Text2 > 2700) Or (Text4 < 360 And Text4 >= 320 And Text2 <= 3600 And Text2 > 2800) Or (Text4 < 320 And Text4 >= 280 And Text2 <= 3700 And Text2 > 3000) Then
        Text5 = "114"
```

```
    Text6 = "54"
  End If
  If (Text4 < 280 And Text4 >= 240 And Text2 <= 4700 And Text2 > 3200) Or (Text4 < 240 And Text4 >= 200 And Text2 <=
4500 And Text2 > 3600) Or (Text4 < 200 And Text4 >= 160 And Text2 <= 5200 And Text2 > 4100) Or (Text4 < 160 And Text4
>= 120 And Text2 <= 6000 And Text2 > 4800) Or (Text4 < 120 And Text4 >= 80 And Text2 <= 6000 And Text2 > 5700) Then
    Text5 = "114"
    Text6 = "54"
  End If
  If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 720 And Text2 <= 1700 And Text2 > 1400) Or (Text4 < 720 And Text4 >= 680 And Text2 <=
1800 And Text2 > 1400) Or (Text4 < 680 And Text4 >= 600 And Text2 <= 1900 And Text2 > 1500) Or (Text4 < 600 And Text4
>= 560 And Text2 <= 2000 And Text2 > 1600) Or (Text4 < 560 And Text4 >= 520 And Text2 <= 2100 And Text2 > 1700) Or
(Text4 < 520 And Text4 >= 480 And Text2 <= 2200 And Text2 > 1800) Or (Text4 < 480 And Text4 >= 440 And Text2 <= 2300
And Text2 > 1900) Or (Text4 < 440 And Text4 >= 400 And Text2 <= 2400 And Text2 > 2000) Or (Text4 < 400 And Text4 >=
360 And Text2 <= 2700 And Text2 > 2100) Or (Text4 < 360 And Text4 >= 320 And Text2 <= 2800 And Text2 > 2100) Or
(Text4 < 320 And Text4 >= 280 And Text2 <= 3000 And Text2 > 2400) Or (Text4 < 280 And Text4 >= 240 And Text2 <= 3200
And Text2 > 2600) Or (Text4 < 240 And Text4 >= 200 And Text2 <= 3600 And Text2 > 2900) Or (Text4 < 200 And Text4 >=
160 And Text2 <= 4100 And Text2 > 3200) Then
    Text5 = "80"
    Text6 = "48"
  End If
  If (Text4 < 160 And Text4 >= 120 And Text2 <= 4800 And Text2 > 3900) Or (Text4 < 120 And Text4 >= 80 And Text2 <=
5700 And Text2 > 4700) Then
    Text5 = "80"
    Text6 = "48"
  End If
  If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 640 And Text2 <= 1400 And Text2 > 1150) Or (Text4 < 640 And Text4 >= 600 And Text2 <=
1500 And Text2 > 1200) Or (Text4 < 600 And Text4 >= 560 And Text2 <= 1600 And Text2 > 1200) Or (Text4 < 560 And Text4
>= 520 And Text2 <= 1700 And Text2 > 1300) Or (Text4 < 520 And Text4 >= 480 And Text2 <= 1800 And Text2 > 1400) Or
(Text4 < 480 And Text4 >= 440 And Text2 <= 1900 And Text2 > 1400) Or (Text4 < 440 And Text4 >= 400 And Text2 <= 2000
And Text2 > 1500) Or (Text4 < 400 And Text4 >= 360 And Text2 <= 2100 And Text2 > 1600) Or (Text4 < 360 And Text4 >=
320 And Text2 <= 2100 And Text2 > 1700) Or (Text4 < 320 And Text4 >= 280 And Text2 <= 2400 And Text2 > 1800) Or
(Text4 < 280 And Text4 >= 240 And Text2 <= 2600 And Text2 > 2100) Or (Text4 < 240 And Text4 >= 200 And Text2 <= 2900
And Text2 > 2300) Or (Text4 < 200 And Text4 >= 160 And Text2 <= 3200 And Text2 > 2500) Or (Text4 < 160 And Text4 >=
120 And Text2 <= 3900 And Text2 > 3200) Then
    Text5 = "57"
    Text6 = "42"
  End If
  If (Text4 < 120 And Text4 >= 80 And Text2 <= 4700 And Text2 > 3800) Then
    Text5 = "57"
    Text6 = "42"
```

```
    End If
    If (Text4 <= 1520 And Text4 >= 640 And Text2 <= 1150 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 640 And Text4 >= 600 And Text2
<= 1200 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 600 And Text4 >= 560 And Text2 <= 1200 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 560 And
Text4 >= 520 And Text2 <= 1300 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 520 And Text4 >= 480 And Text2 <= 1400 And Text2 >=
1000) Or (Text4 < 480 And Text4 >= 440 And Text2 <= 1400 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 440 And Text4 >= 400 And
Text2 <= 1500 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 400 And Text4 >= 360 And Text2 <= 1600 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 360
And Text4 >= 320 And Text2 <= 1700 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 320 And Text4 >= 280 And Text2 <= 1800 And Text2
>= 1000) Or (Text4 < 280 And Text4 >= 240 And Text2 <= 2100 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 240 And Text4 >= 200 And
Text2 <= 2300 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 200 And Text4 >= 160 And Text2 <= 2500 And Text2 >= 1000) Or (Text4 < 160
And Text4 >= 120 And Text2 <= 3200 And Text2 >= 1000) Then
        Text5 = "40"
        Text6 = "34"
    End If
    If (Text4 < 120 And Text4 >= 80 And Text2 <= 3800 And Text2 >= 1000) Then
        Text5 = "40"
        Text6 = "34"
    End If
End Sub
```

ข.4.2 รหัสปุ่มคำสั่ง "Design" ของ Sucker Rod Pump

```
Private Sub cmdcal_Click()
    Dim Response As Variant
    Beep
    If Production.Text = "" Or Text2.Text = "" Or Text3.Text = "" Or Text1.Text = "" Or Text39.Text = "" Then
        cmdcal.Visible = False
        Response = MsgBox("Please enter number in orange's text box", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
        Exit Sub
    End If
    If Text4.Text = "" Or Production > 2000 Or Production < 80 Or Text2 > 6000 Or Text2 < 1000 Or Text3 > 100 Or Text3 < 0 Or
Text1 > 1 Or Text1 < 0 Then
        cmdcal.Visible = False
        Response = MsgBox("Please select input check before", vbInformation + vbOKOnly, "Please check input !!")
        Exit Sub
    End If
    If Val(Text5) = 40 And Val(Text6) = 34 Then
        If Text2 >= 1000 And Text2 <= 1100 Then
            Text7 = "2 3/4"
            Text11 = "D.94"
            Text12 = "0.881"
            Text8 = "3.00"
            Text13 = "3.50"
```

```
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.601"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "2.16"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 100 * (1100 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 1100 And Text2 <= 1250 Then
    Text7 = "2 1/2"
    Text11 = "4.909"
    Text12 = "0.728"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 150 * (1250 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
```

```
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 1250 And Text2 <= 1650 Then
    Text7 = "2 1/4"
    Text11 = "3.976"
    Text12 = "0.590"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 400 * (1650 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 1650 And Text2 <= 1900 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
```

```
Text10 = Round(19 - (-5 / 250 * (1900 - Val(Text2))), 2)
Text18 = "1.00"
Text19 = "0.00"
Text20 = "0.00"
Text21 = Text2
Text22 = "0.00"
Text23 = "0.00"
Text40 = "0.00"
Text41 = "0.00"
Text42 = "0.00"
Text43 = "0.00"
Text44 = "0.00"
Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 1900 And Text2 <= 2150 Then
Text7 = "1 3/4"
Text11 = "2.405"
Text12 = "0.357"
Text8 = "2 1/2"
Text13 = "2.875"
Text14 = "6.50"
Text15 = "1.812"
Text9 = "3/4"
Text16 = "0.442"
Text17 = "1.63"
Text10 = Round(19 - (-5 / 250 * (2150 - Val(Text2))), 2)
Text18 = "1.00"
Text19 = "0.00"
Text20 = "0.00"
Text21 = Text2
Text22 = "0.00"
Text23 = "0.00"
Text40 = "0.00"
Text41 = "0.00"
Text42 = "0.00"
Text43 = "0.00"
Text44 = "0.00"
Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 2150 And Text2 <= 3000 Then
```

```
    Text7 = "1 1/2"
    Text11 = "1.767"
    Text12 = "0.262"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
    Text42 = "0.442"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 850 * (3000 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.60"
    Text19 = "0.40"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.6
    Text22 = Text2 * 0.4
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 3000 And Text2 <= 3700 Then
    Text7 = "1 1/4"
    Text11 = "1.227"
    Text12 = "0.182"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
    Text42 = "0.442"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
```

```
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(18 - (-4 / 700 * (3700 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.65"
    Text19 = "0.35"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.65
    Text22 = Text2 * 0.35
    Text23 = "0.00"
  End If
End If
If Val(Text5) = 57 And Val(Text6) = 42 Then
  If Text2 >= 1150 And Text2 <= 1300 Then
    Text7 = "2 3/4"
    Text11 = "0.940"
    Text12 = "0.881"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 150 * (1300 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 1300 And Text2 <= 1450 Then
    Text7 = "2 1/2"
    Text11 = "4.909"
    Text12 = "0.728"
```

```
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 150 * (1450 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 1450 And Text2 <= 1850 Then
    Text7 = "2 1/4"
    Text11 = "3.976"
    Text12 = "0.590"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 400 * (1850 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
```

```
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 1850 And Text2 <= 2200 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 350 * (2200 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 2200 And Text2 <= 2500 Then
     Text7 = "1 3/4"
     Text11 = "2.405"
     Text12 = "0.357"
     Text8 = "2 1/2"
     Text13 = "2.875"
     Text14 = "6.50"
     Text15 = "1.812"
     Text9 = "3/4"
```

```
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 300 * (2500 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 2500 And Text2 <= 3400 Then
    Text7 = "1 1/2"
    Text11 = "1.767"
    Text12 = "0.262"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
    Text42 = "0.442"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(18 - (-5 / 900 * (3400 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.60"
    Text19 = "0.40"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.6
    Text22 = Text2 * 0.4
    Text23 = "0.00"
```

```
End If
If Text2 > 3400 And Text2 <= 4200 Then
   Text7 = "1 1/4"
   Text11 = "1.227"
   Text12 = "0.182"
   Text8 = "2.00"
   Text13 = "2.375"
   Text14 = "4.70"
   Text15 = "1.304"
   Text9 = "5/8"
   Text40 = "3/4"
   Text41 = "0.00"
   Text16 = "0.307"
   Text42 = "0.442"
   Text43 = "0.00"
   Text17 = "1.16"
   Text44 = "1.63"
   Text45 = "0.00"
   Text10 = Round(17 - (-5 / 800 * (4200 - Val(Text2))), 2)
   Text18 = "0.65"
   Text19 = "0.35"
   Text20 = "0.00"
   Text21 = Text2 * 0.65
   Text22 = Text2 * 0.35
   Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 4200 And Text2 <= 5000 Then
   Text7 = "1"
   Text11 = "0.785"
   Text12 = "0.116"
   Text8 = "2.00"
   Text13 = "2.375"
   Text14 = "4.70"
   Text15 = "1.304"
   Text9 = "5/8"
   Text40 = "3/4"
   Text41 = "0.00"
   Text16 = "0.307"
   Text42 = "0.442"
   Text43 = "0.00"
```

```
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(17 - (-5 / 800 * (4200 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.69"
    Text19 = "0.31"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.69
    Text22 = Text2 * 0.31
    Text23 = "0.00"
  End If
End If
If Val(Text5) = 80 And Val(Text6) = 48 Then
  If Text2 >= 1400 And Text2 <= 1550 Then
    Text7 = "2 3/4"
    Text11 = "ช.940"
    Text12 = "0.881"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 150 * (1550 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 1550 And Text2 <= 1700 Then
    Text7 = "2 1/2"
```

```
    Text11 = "4.909"
    Text12 = "0.728"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 150 * (1700 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 1700 And Text2 <= 2200 Then
    Text7 = "2 1/4"
    Text11 = "3.976"
    Text12 = "0.590"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 500 * (2200 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
```

```
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 2200 And Text2 <= 2600 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 400 * (2600 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 2600 And Text2 <= 3000 Then
    Text7 = "1 3/4"
    Text11 = "2.405"
    Text12 = "0.357"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
```

```
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(18 - (-5 / 400 * (3000 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 3000 And Text2 <= 4100 Then
    Text7 = "1 1/2"
    Text11 = "1.767"
    Text12 = "0.262"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
    Text42 = "0.442"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(18 - (-5 / 1100 * (4100 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.60"
    Text19 = "0.40"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.6
```

```
    Text22 = Text2 * 0.4
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 4100 And Text2 <= 5000 Then
    Text7 = "1 1/4"
    Text11 = "1.227"
    Text12 = "0.182"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
    Text42 = "0.442"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(17 - (-4 / 900 * (5000 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.65"
    Text19 = "0.35"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.65
    Text22 = Text2 * 0.35
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 5000 And Text2 <= 6000 Then
    Text7 = "1"
    Text11 = "0.785"
    Text12 = "0.116"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
```

```
        Text42 = "0.442"
        Text43 = "0.00"
        Text17 = "1.16"
        Text44 = "1.63"
        Text45 = "0.00"
        Text10 = Round(17 - (-2 / 1000 * (6000 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "0.69"
        Text19 = "0.31"
        Text20 = "0.00"
        Text21 = Text2 * 0.69
        Text22 = Text2 * 0.31
        Text23 = "0.00"
    End If
End If
If Val(Text5) = 114 And Val(Text6) = 54 Then
    If Text2 >= 1700 And Text2 <= 1900 Then
        Text7 = "2 3/4"
        Text11 = "๙.940"
        Text12 = "0.881"
        Text8 = "3.00"
        Text13 = "3.50"
        Text14 = "9.30"
        Text15 = "2.59"
        Text9 = "7/8"
        Text16 = "0.601"
        Text17 = "2.16"
        Text10 = Round(19 - (-5 / 200 * (1900 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "1.00"
        Text19 = "0.00"
        Text20 = "0.00"
        Text21 = Text2
        Text22 = "0.00"
        Text23 = "0.00"
        Text40 = "0.00"
        Text41 = "0.00"
        Text42 = "0.00"
        Text43 = "0.00"
        Text44 = "0.00"
        Text45 = "0.00"
    End If
```

```
If Text2 > 1900 And Text2 <= 2100 Then
    Text7 = "2 1/2"
    Text11 = "4.909"
    Text12 = "0.728"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 200 * (2100 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 2100 And Text2 <= 2700 Then
    Text7 = "2 1/4"
    Text11 = "3.976"
    Text12 = "0.590"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 600 * (2700 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
```

```
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 2700 And Text2 <= 3300 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(18 - (-5 / 600 * (3300 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 3300 And Text2 <= 3900 Then
    Text7 = "1 3/4"
    Text11 = "2.405"
    Text12 = "0.357"
    Text8 = "2 1/2"
```

```
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text16 = "0.442"
    Text17 = "1.63"
    Text10 = Round(17 - (-5 / 600 * (3900 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 3900 And Text2 <= 5100 Then
    Text7 = "1 1/2"
    Text11 = "1.767"
    Text12 = "0.262"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
    Text42 = "0.442"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(17 - (-4 / 1200 * (5100 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.60"
    Text19 = "0.40"
```

```
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.6
    Text22 = Text2 * 0.4
    Text23 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 5100 And Text2 <= 6300 Then
    Text7 = "1 1/4"
    Text11 = "1.227"
    Text12 = "0.182"
    Text8 = "2.00"
    Text13 = "2.375"
    Text14 = "4.70"
    Text15 = "1.304"
    Text9 = "5/8"
    Text40 = "3/4"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.307"
    Text42 = "0.442"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.16"
    Text44 = "1.63"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(16 - (-3 / 1200 * (6300 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.65"
    Text19 = "0.35"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.65
    Text22 = Text2 * 0.35
    Text23 = "0.00"
  End If
End If
If Val(Text5) = 160 And Val(Text6) = 64 Then
  If Text2 >= 2000 And Text2 <= 2200 Then
    Text7 = "2 3/4"
    Text11 = "1.940"
    Text12 = "0.881"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
```

```
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-5 / 200 * (2200 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 2200 And Text2 <= 2400 Then
    Text7 = "2 1/2"
    Text11 = "4.909"
    Text12 = "0.728"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text16 = "0.601"
    Text17 = "2.16"
    Text10 = Round(19 - (-4 / 200 * (2400 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "1.00"
    Text19 = "0.00"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
```

```
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 2400 And Text2 <= 3000 Then
    Text7 = "2 1/4"
    Text11 = "3.976"
    Text12 = "0.590"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(19 - (-4 / 600 * (3000 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.56"
    Text19 = "0.44"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.56
    Text22 = Text2 * 0.44
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 3000 And Text2 <= 3600 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
```

```
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(18 - (-5 / 600 * (3600 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.61"
    Text19 = "0.39"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.61
    Text22 = Text2 * 0.39
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 3600 And Text2 <= 4200 Then
    Text7 = "1 3/4"
    Text11 = "2.405"
    Text12 = "0.357"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(17 - (-5 / 600 * (4200 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.65"
    Text19 = "0.35"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.65
    Text22 = Text2 * 0.35
    Text23 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 4200 And Text2 <= 5400 Then
    Text7 = "1 1/2"
    Text11 = "1.767"
```

```
        Text18 = "0.46"
        Text19 = "0.29"
        Text20 = "0.25"
        Text21 = Text2 * 0.46
        Text22 = Text2 * 0.29
        Text23 = Text2 * 0.25
    End If
End If
If Val(Text5) = 228 And Val(Text6) = 74 Then
    If Text2 >= 2400 And Text2 <= 2600 Then
        Text7 = "2 3/4"
        Text11 = "0.940"
        Text12 = "0.881"
        Text8 = "3.00"
        Text13 = "3.50"
        Text14 = "9.30"
        Text15 = "2.59"
        Text9 = "7/8"
        Text16 = "0.601"
        Text17 = "2.16"
        Text10 = Round(20 - (-4 / 200 * (2600 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "1.00"
        Text19 = "0.00"
        Text20 = "0.00"
        Text21 = Text2
        Text22 = "0.00"
        Text23 = "0.00"
        Text40 = "0.00"
        Text41 = "0.00"
        Text42 = "0.00"
        Text43 = "0.00"
        Text44 = "0.00"
        Text45 = "0.00"
    End If
    If Text2 > 2600 And Text2 <= 3000 Then
        Text7 = "2 1/2"
        Text11 = "4.909"
        Text12 = "0.728"
        Text8 = "3.00"
        Text13 = "3.50"
```

```
    Text21 = Text2 * 0.56
    Text22 = Text2 * 0.44
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 3700 And Text2 <= 4500 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(16 - (-5 / 800 * (4500 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.65"
    Text19 = "0.35"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.65
    Text22 = Text2 * 0.35
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 4500 And Text2 <= 5200 Then
    Text7 = "1 3/4"
    Text11 = "2.405"
    Text12 = "0.357"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "0.00"
```

```
        Text16 = "0.442"
        Text42 = "0.601"
        Text43 = "0.00"
        Text17 = "1.63"
        Text44 = "2.16"
        Text45 = "0.00"
        Text10 = Round(15 - (-4 / 700 * (5200 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "0.65"
        Text19 = "0.35"
        Text20 = "0.00"
        Text21 = Text2 * 0.65
        Text22 = Text2 * 0.35
        Text23 = "0.00"
    End If
    If Text2 > 5200 And Text2 <= 6800 Then
        Text7 = "1 1/2"
        Text11 = "1.767"
        Text12 = "0.262"
        Text8 = "2.00"
        Text13 = "2.375"
        Text14 = "4.70"
        Text15 = "1.304"
        Text9 = "5/8"
        Text40 = "3/4"
        Text41 = "7/8"
        Text16 = "0.307"
        Text42 = "0.442"
        Text43 = "0.601"
        Text17 = "1.16"
        Text44 = "1.63"
        Text45 = "2.16"
        Text10 = Round(14 - (-4 / 1600 * (6800 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "0.38"
        Text19 = "0.33"
        Text20 = "0.29"
        Text21 = Text2 * 0.38
        Text22 = Text2 * 0.33
        Text23 = Text2 * 0.29
    End If
End If
```

```
If Val(Text5) = 320 And Val(Text6) = 84 Then
   If Text2 >= 2800 And Text2 <= 3200 Then
      Text7 = "2 3/4"
      Text11 = "4.940"
      Text12 = "0.881"
      Text8 = "3.00"
      Text13 = "3.50"
      Text14 = "9.30"
      Text15 = "2.59"
      Text9 = "7/8"
      Text16 = "0.601"
      Text17 = "2.16"
      Text10 = Round(18 - (-5 / 400 * (3200 - Val(Text2))), 2)
      Text18 = "1.00"
      Text19 = "0.00"
      Text20 = "0.00"
      Text21 = Text2
      Text22 = "0.00"
      Text23 = "0.00"
      Text40 = "0.00"
      Text41 = "0.00"
      Text42 = "0.00"
      Text43 = "0.00"
      Text44 = "0.00"
      Text45 = "0.00"
   End If
   If Text2 > 3200 And Text2 <= 3600 Then
      Text7 = "2 1/2"
      Text11 = "4.909"
      Text12 = "0.728"
      Text8 = "3.00"
      Text13 = "3.50"
      Text14 = "9.30"
      Text15 = "2.59"
      Text9 = "7/8"
      Text16 = "0.601"
      Text17 = "2.16"
      Text10 = Round(17 - (-4 / 400 * (3600 - Val(Text2))), 2)
      Text18 = "1.00"
      Text19 = "0.00"
```

```
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2
    Text22 = "0.00"
    Text23 = "0.00"
    Text40 = "0.00"
    Text41 = "0.00"
    Text42 = "0.00"
    Text43 = "0.00"
    Text44 = "0.00"
    Text45 = "0.00"
End If
If Text2 > 3600 And Text2 <= 4100 Then
    Text7 = "2 1/4"
    Text11 = "3.976"
    Text12 = "0.590"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "1.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
    Text43 = "0.785"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "2.88"
    Text10 = Round(17 - (-4 / 500 * (4100 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.31"
    Text19 = "0.37"
    Text20 = "0.32"
    Text21 = Text2 * 0.31
    Text22 = Text2 * 0.37
    Text23 = Text2 * 0.32
End If
If Text2 > 4100 And Text2 <= 4800 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
```

```
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "1.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
    Text43 = "0.785"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "2.88"
    Text10 = Round(16 - (-4 / 700 * (4800 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.38"
    Text19 = "0.33"
    Text20 = "0.29"
    Text21 = Text2 * 0.38
    Text22 = Text2 * 0.33
    Text23 = Text2 * 0.29
End If
If Text2 > 4800 And Text2 <= 5600 Then
    Text7 = "1 3/4"
    Text11 = "2.405"
    Text12 = "0.357"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "1.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
    Text43 = "0.785"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "2.88"
    Text10 = Round(16 - (-3 / 800 * (5600 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.45"
```

```
        Text19 = "0.30"
        Text20 = "0.25"
        Text21 = Text2 * 0.45
        Text22 = Text2 * 0.3
        Text23 = Text2 * 0.25
    End If
    If Text2 > 5600 And Text2 <= 6700 Then
        Text7 = "1 1/2"
        Text11 = "1.767"
        Text12 = "0.262"
        Text8 = "2 1/2"
        Text13 = "2.875"
        Text14 = "6.50"
        Text15 = "1.812"
        Text9 = "3/4"
        Text40 = "7/8"
        Text41 = "1.00"
        Text16 = "0.442"
        Text42 = "0.601"
        Text43 = "0.785"
        Text17 = "1.63"
        Text44 = "2.16"
        Text45 = "2.88"
        Text10 = Round(15 - (-3 / 1100 * (6700 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "0.45"
        Text19 = "0.30"
        Text20 = "0.25"
        Text21 = Text2 * 0.45
        Text22 = Text2 * 0.3
        Text23 = Text2 * 0.25
    End If
End If
If Val(Text5) = 640 And Val(Text6) = 144 Then
    If Text2 >= 3200 And Text2 <= 3500 Then
        Text7 = "2 3/4"
        Text11 = "ฟ.940"
        Text12 = "0.881"
        Text8 = "3.00"
        Text13 = "3.50"
        Text14 = "9.30"
```

```
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text40 = "1.00"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.601"
    Text42 = "0.785"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "2.16"
    Text44 = "2.88"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(14 - (-4 / 300 * (3500 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.63"
    Text19 = "0.37"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.63
    Text22 = Text2 * 0.37
    Text23 = "0.00"
End If
If Text2 > 3500 And Text2 <= 4000 Then
    Text7 = "2 1/2"
    Text11 = "4.909"
    Text12 = "0.728"
    Text8 = "3.00"
    Text13 = "3.50"
    Text14 = "9.30"
    Text15 = "2.59"
    Text9 = "7/8"
    Text40 = "1.00"
    Text41 = "0.00"
    Text16 = "0.601"
    Text42 = "0.785"
    Text43 = "0.00"
    Text17 = "2.16"
    Text44 = "2.88"
    Text45 = "0.00"
    Text10 = Round(13 - (-4 / 500 * (4000 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.63"
    Text19 = "0.37"
    Text20 = "0.00"
    Text21 = Text2 * 0.63
```

```
    Text22 = Text2 * 0.37
    Text23 = "0.00"
  End If
  If Text2 > 4000 And Text2 <= 4700 Then
    Text7 = "2 1/4"
    Text11 = "3.976"
    Text12 = "0.590"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "1.00"
    Text16 = "0.442"
    Text42 = "0.601"
    Text43 = "0.785"
    Text17 = "1.63"
    Text44 = "2.16"
    Text45 = "2.88"
    Text10 = Round(13 - (-3 / 700 * (4700 - Val(Text2))), 2)
    Text18 = "0.31"
    Text19 = "0.37"
    Text20 = "0.32"
    Text21 = Text2 * 0.31
    Text22 = Text2 * 0.37
    Text23 = Text2 * 0.32
  End If
  If Text2 > 4700 And Text2 <= 5700 Then
    Text7 = "2"
    Text11 = "3.142"
    Text12 = "0.466"
    Text8 = "2 1/2"
    Text13 = "2.875"
    Text14 = "6.50"
    Text15 = "1.812"
    Text9 = "3/4"
    Text40 = "7/8"
    Text41 = "1.00"
    Text16 = "0.442"
```

```
        Text42 = "0.601"
        Text43 = "0.785"
        Text17 = "1.63"
        Text44 = "2.16"
        Text45 = "2.88"
        Text10 = Round(12 - (-3 / 1000 * (5700 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "0.38"
        Text19 = "0.33"
        Text20 = "0.39"
        Text21 = Text2 * 0.38
        Text22 = Text2 * 0.33
        Text23 = Text2 * 0.39
    End If
    If Text2 > 5700 And Text2 <= 6600 Then
        Text7 = "1 3/4"
        Text11 = "2.405"
        Text12 = "0.357"
        Text8 = "2 1/2"
        Text13 = "2.875"
        Text14 = "6.50"
        Text15 = "1.812"
        Text9 = "3/4"
        Text40 = "7/8"
        Text41 = "1.00"
        Text16 = "0.442"
        Text42 = "0.601"
        Text43 = "0.785"
        Text17 = "1.63"
        Text44 = "2.16"
        Text45 = "2.88"
        Text10 = Round(12 - (-2 / 900 * (6600 - Val(Text2))), 2)
        Text18 = "0.45"
        Text19 = "0.30"
        Text20 = "0.25"
        Text21 = Text2 * 0.45
        Text22 = Text2 * 0.3
        Text23 = Text2 * 0.25
    End If
End If
```

```
'Command2.Visible = True
'MsgBox ("**** Successfully Design '1-7' ****")
'cmdcal.Visible = False
Text24 = Round(Val(Text6) * Text10 * Text10 / 70500, 2)
If Val(Text40) = 0 And Val(Text41) = 0 And Val(Text42) = 0 And Val(Text43) = 0 And Val(Text44) = 0 And Val(Text45) = 0
Then
    Text25 = Round(Val(Text6) + (40.8 * Text2 * Text2 * Text24 / 30 / 10 ^ 6) - (๗.2 * Text1 * Text2 * Val(Text11) / 30 / 10 ^
6 * ((Text2 / Val(Text15)) + (Text21 / Val(Text16)))), 2)
    Text26 = Round(Text12 * Text25 * Text10 * Text3 / 100, 2)
    Text27 = Round(((Text17 * Text21) + (Text44 * Text22) + (Text45 * Text23)), 2)
    Text28 = Round(0.433 * Text1 * ((Text2 * Val(Text11)) - (0.294 * Text27)), 2)
    Text29 = Round(Text28 + (Text27 * (1 + Text24)), 2)
    Text30 = Round(Text29 / Text16, 2)
  End If
  If Val(Text40) <> 0 And Val(Text41) = 0 Then
    Text25 = Round(Val(Text6) + (40.8 * Text2 * Text2 * Text24 / 30 / 10 ^ 6) - (๗.2 * Text1 * Text2 * Val(Text11) / 30 / 10 ^
6 * ((Text2 / Val(Text15)) + (Text21 / Val(Text16)) + (Text22 / Val(Text42)))), 2)
    Text26 = Round(Text12 * Text25 * Text10 * Text3 / 100, 2)
    Text27 = Round(((Text17 * Text21) + (Text44 * Text22) + (Text45 * Text23)), 2)
    Text28 = Round(0.433 * Text1 * ((Text2 * Val(Text11)) - (0.294 * Text27)), 2)
    Text29 = Round(Text28 + (Text27 * (1 + Text24)), 2)
    Text30 = Round(Text29 / Text42, 2)
  End If
  If Val(Text41) <> 0 Then
    Text25 = Round(Val(Text6) + (40.8 * Text2 * Text2 * Text24 / 30 / 10 ^ 6) - (๗.2 * Text1 * Text2 * Val(Text11) / 30 / 10 ^
6 * ((Text2 / Val(Text15)) + (Text21 / Val(Text16)) + (Text22 / Val(Text42)) + (Text23 / Val(Text43)))), 2)
    Text26 = Round(Text12 * Text25 * Text10 * Text3 / 100, 2)
    Text27 = Round(((Text17 * Text21) + (Text44 * Text22) + (Text45 * Text23)), 2)
    Text28 = Round(0.433 * Text1 * ((Text2 * Val(Text11)) - (0.294 * Text27)), 2)
    Text29 = Round(Text28 + (Text27 * (1 + Text24)), 2)
    Text30 = Round(Text29 / Text43, 2)
  End If
  Text31 = Round((0.5 * Text28) + (Text27 * (1 - (0.0635 * Text1))), 2)
  Text33 = Round((Text29 - (0.95 * Text31)) * Val(Text6) / 2, 2)
  Text34 = Round(7.36 * 10 ^ -6 * Text26 * Text1 * Text2, 2)
  Text35 = Round(6.31 * 10 ^ -7 * Text27 * Val(Text6) * Text10, 2)
  Text36 = Round(1.5 * (Val(Text34) + Val(Text35)), 2)
  Text38 = Round(237000 / Text10 / Text2, 2)
  'MsgBox ("**** Successfully Design '8-22' ****")
  'Command2.Visible = False
```

```
MsgBox ("    Successfully Design")
MsgBox ("Programe checking allowasble limit")
If Text26 > Production Then
   lbl10(4).BackColor = &H8000&
   Response = MsgBox("Probable Production Rate > Anticipted Production", vbOKOnly, "Clear")
Else
   lbl10(4).BackColor = &HFF&
   Response = MsgBox("Probable Production Rate < Anticipted Production", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
End If
If Val(Text5) = 40 And Val(Text6) = 34 Then
   Text46 = 7600
   If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
   Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
   End If
End If
If Val(Text5) = 57 And Val(Text6) = 42 Then
   Text46 = 10900
   If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
   Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
   End If
End If
If Val(Text5) = 80 And Val(Text6) = 48 Then
   Text46 = 10900
   If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
   Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
   End If
End If
If Val(Text5) = 114 And Val(Text6) = 54 Then
```

```
    Text46 = 13300
    If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
    Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
    End If
  End If
  If Val(Text5) = 160 And Val(Text6) = 64 Then
    Text46 = 14300
    If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
    Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
    End If
  End If
  If Val(Text5) = 228 And Val(Text6) = 74 Then
    Text46 = 17300
    If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
    Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
    End If
  End If
  If Val(Text5) = 320 And Val(Text6) = 84 Then
    Text46 = 21300
    If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
    Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
    End If
  End If
  If Val(Text5) = 640 And Val(Text6) = 144 Then
```

```
    Text46 = 25600
    If Text46 > Text29 Then
      lbl10(6).BackColor = &H8000&
      Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Polished Rod Load", vbOKOnly, "Clear")
    Else
      lbl10(6).BackColor = &HFF&
      Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Polished Rod Load", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
    End If
  End If
  If Val(Text39) > Val(Text30) Then
    lbl10(7).BackColor = &H8000&
    Response = MsgBox("Endurance Limit of Sucker Rods > Maximum Stress at Top of Rod String", vbOKOnly, "Clear")
  Else
    lbl10(7).BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("Endurance Limit of Sucker Rods < Maximum Stress at Top of Rod String", vbCritical + vbOKOnly,
"Critical")
  End If
  If Val(Text5) * 1000 > Text33 Then
    lbl10(10).BackColor = &H8000&
    Response = MsgBox("Allowable Limit > Peak Torque on Gear Reducer", vbOKOnly, "Clear")
  Else
    lbl10(10).BackColor = &HFF&
    Response = MsgBox("Allowable Limit < Peak Torque on Gear Reducer", vbCritical + vbOKOnly, "Critical")
  End If
  MsgBox ("*************Complete*************")
  cmdcal.Visible = False
  Production.Enabled = True
  Text1.Enabled = True
  Text2.Enabled = True
  Text3.Enabled = True
  Text39.Enabled = True
End Sub
```

ข.4.3 รหัสปุ่มคำสั่ง “Save & Print” ของ Sucker Rod Pump

```
Private Sub cmdprint_Click()
  dlg.ShowPrinter
  Printer.Print "    Sucker Rod Pumping Design"
  Printer.Print "=========================================================================="
  Printer.Print "    Input"
  Printer.Print "Anticipted Production (bbl/day)  = "; IIf(Production.Text = "", "No Data", Production.Text)
  Printer.Print "Setting Depth of Pump (ft)       = "; IIf(Text2.Text = "", "No Data", Text2.Text)
```

```
    Printer.Print "Volumetic Efficiency (%)        = "; IIf(Text3.Text = "", "No Data", Text3.Text)
    Printer.Print "Fluid Specific Gravity          = "; IIf(Text1.Text = "", "No Data", Text1.Text)
    Printer.Print "Endurance Limit of Sucker Rods (psi) = "; IIf(Text39.Text = "", "No Data", Text39.Text)
    Printer.Print "==========================================================="
    Printer.Print "   Output"
    Printer.Print "1. Pump Displacement = "; IIf(Text4.Text = "", "No Data", Text4.Text)
    Printer.Print "2. Pump Data"
    Printer.Print "   API Size (unit) = "; IIf(Text5.Text = "", "No Data", Text5.Text)
    Printer.Print "   Stroke (in)     = "; IIf(Text6.Text = "", "No Data", Text6.Text)
    Printer.Print "3. Pump Plunger Data"
    Printer.Print "   Diameter (in) = "; IIf(Text7.Text = "", "No Data", Text7.Text)
    Printer.Print "   Area (sq in)  = "; IIf(Text11.Text = "", "No Data", Text12.Text)
    Printer.Print "   Pump Constant (bbl/day/in/spm) = "; IIf(Text12.Text = "", "No Data", Text12.Text)
    Printer.Print "4. Tubing Data"
    Printer.Print "   Nominal Size (in)     = "; IIf(Text8.Text = "", "No Data", Text8.Text)
    Printer.Print "   Outside Diameter (in) = "; IIf(Text13.Text = "", "No Data", Text13.Text)
    Printer.Print "   Weight (lb/ft)        = "; IIf(Text14.Text = "", "No Data", Text14.Text)
    Printer.Print "   Wall Area (sq in)     = "; IIf(Text15.Text = "", "No Data", Text15.Text)
    Printer.Print "5. Sucker Rod Data"
    Printer.Print "   Rod Size (in) = "; IIf(Text9.Text = "", "No Data", (Text9.Text + " - " + Text40.Text + " - " + Text41.Text))
    Printer.Print "   Area (sq in)  = "; IIf(Text16.Text = "", "No Data", (Text16.Text + " - " + Text42.Text + " - " + Text43.Text))
    Printer.Print "   Weight (lb/ft) = "; IIf(Text17.Text = "", "No Data", (Text17.Text + " - " + Text44.Text + " - " + Text45.Text))
    Printer.Print "6. Pumping Speed (Strokes/min) = "; IIf(Text10.Text = "", "No Data", Text10.Text)
    Printer.Print "7. Section of Rod String"
    Printer.Print "   R1 = "; IIf(Text18.Text = "", "No Data", Text18.Text); "    L1 (ft) = "; IIf(Text21.Text = "", "No Data",
Text21.Text)
    Printer.Print "   R2 = "; IIf(Text19.Text = "", "No Data", Text19.Text); "    L2 (ft) = "; IIf(Text22.Text = "", "No Data",
Text22.Text)
    Printer.Print "   R3 = "; IIf(Text20.Text = "", "No Data", Text20.Text); "    L1 (ft) = "; IIf(Text23.Text = "", "No Data",
Text23.Text)
    Printer.Print "8. Acceleration Factor                  = "; IIf(Text24.Text = "", "No Data", Text24.Text)
    Printer.Print "9. Effective Plunger Stroke Length (in)  = "; IIf(Text25.Text = "", "No Data", Text25.Text)
    Printer.Print "10. Probable Production Rate (bbl/day) = "; IIf(Text26.Text = "", "No Data", Text26.Text)
    Printer.Print "11. Dead Weight of Rod String (lb)  = "; IIf(Text27.Text = "", "No Data", Text27.Text)
    Printer.Print "12. Fluid Load (lb)                 = "; IIf(Text28.Text = "", "No Data", Text28.Text)
    Printer.Print "13. Peak Polished Rod Load(lb)      = "; IIf(Text29.Text = "", "No Data", Text29.Text)
    Printer.Print "14. Maximum Stress at Top of Rod String (psi) = "; IIf(Text30.Text = "", "No Data", Text30.Text)
    Printer.Print "15. Ideal Counterbalance Effect (lb)          = "; IIf(Text31.Text = "", "No Data", Text31.Text)
    Printer.Print "16. Position of Counter Weight to obtain Counter Balance Effect (in) = "; IIf(Text32.Text = "", "No Data",
Text32.Text)
```

```
    Printer.Print "17. Peak Torque on Gear Reducer (in-lb) = "; IIf(Text33.Text = "", "No Data", Text33.Text)
    Printer.Print "18. Prime Mover"
    Printer.Print "    Hydraulic Horsepower (hp)= "; IIf(Text34.Text = "", "No Data", Text34.Text)
    Printer.Print "    Friction Horsepower (hp)  = "; IIf(Text3ข.Text = "", "No Data", Text3ข.Text)
    Printer.Print "    Brake Horsepower(hp)    = "; IIf(Text36.Text = "", "No Data", Text36.Text)
    Printer.Print "19. Engine Sheave Size to obtain the desired pumping speed (in) = "; IIf(Text37.Text = "", "No Data",
Text37.Text)
    Printer.Print "20. Synchronous Pumping Speed = "; IIf(Text38.Text = "", "No Data", Text38.Text)
    Printer.EndDoc
End Sub
```

ข.4.4 รหัสปุ่มคำสั่ง "Clear" ของ Sucker Rod Pump

```
Private Sub Command1_Click()
    Production.Text = ""
    Text1.Text = ""
    Text2.Text = ""
    Text3.Text = ""
    Text4.Text = ""
    Textข.Text = ""
    Text6.Text = ""
    Text7.Text = ""
    Text8.Text = ""
    Text9.Text = ""
    Text10.Text = ""
    Text11.Text = ""
    Text12.Text = ""
    Text13.Text = ""
    Text14.Text = ""
    Text1ข.Text = ""
    Text16.Text = ""
    Text17.Text = ""
    Text18.Text = ""
    Text19.Text = ""
    Text20.Text = ""
    Text21.Text = ""
    Text22.Text = ""
    Text23.Text = ""
    Text24.Text = ""
    Text2ข.Text = ""
    Text26.Text = ""
    Text27.Text = ""
```

```
    Text28.Text = ""
    Text29.Text = ""
    Text30.Text = ""
    Text31.Text = ""
    Text32.Text = ""
    Text33.Text = ""
    Text34.Text = ""
    Text3ข.Text = ""
    Text36.Text = ""
    Text37.Text = ""
    Text38.Text = ""
    Text39.Text = ""
    Text40.Text = ""
    Text41.Text = ""
    Text42.Text = ""
    Text43.Text = ""
    Text44.Text = ""
    Text4ข.Text = ""
    Text46.Text = ""
End Sub
```

ข.4.5 รหัสปุ่มคำสั่ง “Back” ของ Sucker Rod Pump

```
Private Sub cmdEx_Click()
    Artificial_Lift.Show
End Sub
```

ข.4.6 รหัสข้อความแนะนำและช่วยเหลือของ Sucker Rod Pump

```
Private Sub tmrhowtouse_Timer()
    Static number
    number = number + 1
    Select Case number
    Case 1
        Label18.Caption = "Input Anticipted Production (q), bbl/day"
    Case 2
        Label18.Caption = "Input Setting Depth of Pump (D) between 1000 - 6000 ft"
    Case 3
        Label18.Caption = "Input Volumetic Efficiency (Ev) between 0 - 100%"
    Case 4
        Label18.Caption = "Input Fluid Specific Gravity (G)"
    Case 5
        Label18.Caption = "Input Endurance Limit of Sucker Rods (E)"
    Case 6
```

```
    Label18.Caption = "and then go to 'Input Check'"
  Case 7
    Label18.Caption = "Please enter number in orange's textbox"
    number = 0
  End Select
End Sub
```

ภาคผนวก ค

ตารางข้อมูลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์

ตาราง ค.1 กรณีแรงดันธรรมชาติ

Year	Oil production total (bbl/year)	Income (Baht)	Royalty sliding scale (Baht)	Investment cost							Depreciation (20%) Tangible Expense (Baht)	Depreciation (20%) Tangible Expense (Baht)
				Concession (Baht)	Geological and geophysical surveys (Baht)	Exploration and apprisal wells (Baht)	No. of production wells	Production wells (Baht)		Pipelines and processing production facilities (Baht)		
2006								INTANG	TANG		2011	Total
2007				210,000,000								
2008					280,000,000							
2009						588,000,000	25	1,680,000,000	420,000,000	14,000,000,000	2,884,000,000	2,884,000,000
2010	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0		2,884,000,000
2011	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0		2,884,000,000
2012	3,660,000	9,662,400,000	1,207,800,000				0	0	0	0		2,884,000,000
2013	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0		2,884,000,000
2014	3,528,544	9,315,356,160	931,535,616				0	0	0	0		0
2015	1,900,990	5,018,613,600	501,861,360				0	0	0	0		0
2016	916,148	2,418,630,720	151,164,420				0	0	0	0		0
2017	623,042	1,644,830,880	82,241,544				0	0	0	0		0
2018	490,992	1,296,218,880	64,810,944				0	0	0	0		0
2019	404,050	1,066,692,000	53,334,600				0	0	0	0		0
2020	350,086	924,227,040	46,211,352				0	0	0	0		0
2021	312,034	823,769,760	41,188,488				0	0	0	0		0
2022	281,090	742,077,600	37,103,880				0	0	0	0		0
2023	253,770	669,952,800	33,497,640				0	0	0	0		0
2024	230,668	608,963,520	30,448,176				0	0	0	0		0
2025	210,088	554,632,320	27,731,616				0	0	0	0		0
2026	193,104	509,794,560	25,489,728				0	0	0	0		0
2027	178,236	470,543,040	23,527,152				0	0	0	0		0
2028	165,608	437,205,120	21,860,256				0	0	0	0		0
2029	153,684	405,725,760	20,286,288				0	0	0	0		0
	24,802,134	65,477,633,760	6,190,893,060	210,000,000	280,000,000	588,000,000		0	0	0		14,420,000,000

ตาราง ค.1 กรณีแรงดันธรรมชาติ (ต่อ)

Investment cost					
Operation cost (840 Baht/bbl)	Total allow expense (Baht)	Taxable income (Baht)	Income tax (Baht)	Annual cash flow (Baht)	Discounted cash flow (Baht)
	210,000,000	-210,000,000	0	-210,000,000	-190,909,091
	280,000,000	-280,000,000	0	-280,000,000	-231,404,959
	5,152,000,000	-5,152,000,000	0	-5,152,000,000	-3,870,773,854
3,253,663,728	7,101,263,728	2,534,736,272	0	2,534,736,272	1,731,258,980
3,318,737,003	7,166,337,003	2,469,662,997	0	2,469,662,997	1,533,466,416
3,394,386,021	7,486,186,021	2,176,213,979	769,306,624	1,406,907,355	794,162,524
3,452,813,977	7,300,413,977	2,335,586,023	1,167,793,011	1,167,793,011	599,262,464
3,404,677,853	4,336,213,469	4,979,142,691	2,489,571,345	2,489,571,345	1,161,403,406
1,870,942,724	2,372,804,084	2,645,809,516	1,322,904,758	1,322,904,758	561,040,757
919,700,600	1,070,865,020	1,347,765,700	673,882,850	673,882,850	259,811,011
637,967,166	720,208,710	924,622,170	462,311,085	462,311,085	162,037,215
512,808,944	577,619,888	718,598,992	359,299,496	359,299,496	114,483,892
430,443,802	483,778,402	582,913,598	291,456,799	291,456,799	84,424,653
380,413,799	426,625,151	497,601,889	248,800,944	248,800,944	65,517,065
345,846,679	387,035,167	436,734,593	218,367,297	218,367,297	52,275,395
317,780,510	354,884,390	387,193,210	193,596,605	193,596,605	42,132,262
292,632,336	326,129,976	343,822,824	171,911,412	171,911,412	34,011,756
271,312,346	301,760,522	307,202,998	153,601,499	153,601,499	27,626,580
252,048,214	279,779,830	274,852,490	137,426,245	137,426,245	22,470,289
236,305,494	261,795,222	247,999,338	123,999,669	123,999,669	18,431,761
222,473,429	246,000,581	224,542,459	112,271,230	112,271,230	15,171,275
210,845,436	232,705,692	204,499,428	102,249,714	102,249,714	12,560,966
199,577,565	219,863,853	185,861,907	92,930,953	92,930,953	10,378,358
23,925,377,627	47,294,270,687	18,183,363,073	9,091,681,536	9,091,681,536	3,008,839,120
	IRR	40.52%		28.46%	16.79%
			PIR	1.61	0.18

ตาราง ค.2 กรณีปั๊มไฟฟ้ากึ่งจมกึ่งลอย

Year	Oil production total (bbl/year)	Income (Baht)	Royalty sliding scale (Baht)	Investment cost								Depreciation (20%) Tangible Expense (Baht)	
				Concession (Baht)	Geological and geophysical surveys (Baht)	Exploration and apprisal wells (Baht)	No. of production wells	Production wells (Baht)		Pipelines and processing production facilities (Baht)	ESP		
								INTANG	TANG		Facilities (17.2 MMBaht/well)	2009	Total
2006													
2007				210,000,000									
2008					280,000,000								
2009						588,000,000	25	1,680,000,000	420,000,000	14,000,000,000	0	2,884,000,000	2,884,000,000
2010	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2011	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2012	3,660,000	9,662,400,000	1,207,800,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2013	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2014	3,528,544	9,315,356,160	931,535,616				0	0	0	0	0		0
2015	2,472,875	6,528,390,000	652,839,000				0	0	0	0	0		0
2016	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				25	0	0	0	430,000,000		86,000,000
2017	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		86,000,000
2018	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		86,000,000
2019	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		86,000,000
2020	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		86,000,000
2021	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2022	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2023	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2024	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2025	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2026	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2027	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2028	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
2029	1,523,875	4,023,030,000	251,439,375				0	0	0	0	0		0
	42,555,669	110,736,556,160	8,951,686,491	0	0	0	50	1,680,000,000	420,000,000	14,000,000,000	430,000,000		14,850,000,000

ตาราง ค.2 กรณีปั๊มไฟฟ้ากึ่งจมกึ่งลอย (ต่อ)

Investment cost			Taxable income (Baht)	Income tax (Baht)	Annual cash flow (Baht)	Discounted cash flow (Baht)
Operation cost (840 Baht/bbl)	Maintanence cost of electrical submersible pump (3.40 MMBaht/well/year)	Total allow expense (Baht)				
		210,000,000	-210,000,000	0	-210,000,000	-190,909,091
		280,000,000	-280,000,000	0	-280,000,000	-231,404,959
		5,152,000,000	-5,152,000,000	0	-5,152,000,000	-3,870,773,854
4,067,079,660	0	7,914,679,660	1,721,320,340	0	1,721,320,340	1,175,684,953
4,148,421,253	0	7,996,021,253	1,639,978,747	0	1,639,978,747	1,018,297,773
4,242,982,527	0	8,334,782,527	1,327,617,473	0	1,327,617,473	749,405,453
4,316,017,472	0	8,163,617,472	1,472,382,528	259,649,544	1,212,732,984	622,323,776
4,255,847,316	0	5,187,382,932	4,127,973,228	2,063,986,614	2,063,986,614	962,864,988
3,042,235,551	0	3,695,074,551	2,833,315,449	1,416,657,724	1,416,657,724	600,801,167
1,912,230,272	101,582,868	2,351,252,516	1,671,777,484	835,888,742	835,888,742	322,271,295
1,950,474,878	103,614,526	2,391,528,779	1,631,501,221	815,750,611	815,750,611	285,915,613
1,989,484,375	105,686,816	2,432,610,567	1,590,419,433	795,209,717	795,209,717	253,378,322
2,029,274,063	107,800,553	2,474,513,990	1,548,516,010	774,258,005	774,258,005	224,274,965
2,069,859,544	109,956,564	2,517,255,483	1,505,774,517	752,887,259	752,887,259	198,258,746
2,111,256,735	112,155,695	2,474,851,805	1,548,178,195	774,089,098	774,089,098	185,310,775
2,153,481,870	114,398,809	2,519,320,054	1,503,709,946	751,854,973	751,854,973	163,625,548
2,196,551,507	116,686,785	2,564,677,667	1,458,352,333	729,176,166	729,176,166	144,263,617
2,240,482,537	119,020,521	2,610,942,433	1,412,087,567	706,043,784	706,043,784	126,988,181
2,285,292,188	121,400,931	2,658,132,494	1,364,897,506	682,448,753	682,448,753	111,585,824
2,330,998,032	123,828,950	2,706,266,356	1,316,763,644	658,381,822	658,381,822	97,864,263
2,377,617,992	126,305,529	2,755,362,896	1,267,667,104	633,833,552	633,833,552	85,650,290
2,425,170,352	128,831,639	2,805,441,367	1,217,588,633	608,794,317	608,794,317	74,787,931
2,473,673,759	131,408,272	2,856,521,406	1,166,508,594	583,254,297	583,254,297	65,136,765
54,618,431,886	1,622,678,456	77,410,236,208	27,684,329,952	13,842,164,976	13,842,164,976	3,025,602,341
		IRR	31.46%		21.60%	11.70%
		PIR			0.74	0.18

ตาราง ค.3 กรณีการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ

Year	Oil production total (bbl/year)	Income (Baht)	Royalty sliding scale (Baht)	Investment cost							IFGL	Depreciation (20%) Tangible Expense (Baht)	
				Concession (Baht)	Geological and geophysical surveys (Baht)	Exploration and apprisal wells (Baht)	No. of production wells	Production wells (Baht)		Pipelines and processing production facilities (Baht)	Facilities (12.25 MMBaht/well)	2009	Total
								INTANG	TANG				
2006													
2007				210,000,000									
2008					280,000,000								
2009						588,000,000	25	1,680,000,000	420,000,000	14,000,000,000	0	2,884,000,000	2,884,000,000
2010	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2011	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2012	3,660,000	9,662,400,000	1,207,800,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2013	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000
2014	3,528,544	9,315,356,160	931,535,616				0	0	0	0	0		0
2015	1,900,990	5,018,613,600	501,861,360				0	0	0	0	0		0
2016	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				25	0	0	0	306,250,000		306,250,000
2017	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		306,250,000
2018	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		306,250,000
2019	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		306,250,000
2020	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		306,250,000
2021	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2022	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2023	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2024	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2025	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2026	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2027	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2028	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
2029	1,651,625	4,360,290,000	272,518,125				0	0	0	0	0		0
	46,982,284	113,948,429,760	9,074,732,601	0	0	0	50	1,680,000,000	420,000,000	14,000,000,000	306,250,000		15,951,249,999

ตาราง ค.3 กรณีการใช้ก๊าซยกเป็นช่วง ๆ (ต่อ)

Investment cost						
Operation cost (840 Baht/bbl)	Maintanence cost of intermittent flow gas lift (2.66 MMBaht/well/year)	Total allow expense (Baht)	Taxable income (Baht)	Income tax (Baht)	Annual cash flow (Baht)	Discounted cash flow (Baht)
		210,000,000	-210,000,000	0	-210,000,000	-190,909,091
		280,000,000	-280,000,000	0	-280,000,000	-231,404,959
		5,152,000,000	-5,152,000,000	0	-5,152,000,000	-3,870,773,854
4,067,079,660	0	7,914,679,660	1,721,320,340	0	1,721,320,340	1,175,684,953
4,148,421,253	0	7,996,021,253	1,639,978,747	0	1,639,978,747	1,018,297,773
4,242,982,527	0	8,334,782,527	1,327,617,473	0	1,327,617,473	749,405,453
4,316,017,472	0	8,163,617,472	1,472,382,528	259,649,544	1,212,732,984	622,323,776
4,255,847,316	0	5,187,382,932	4,127,973,228	2,063,986,614	2,063,986,614	962,864,988
2,338,678,405	0	2,840,539,765	2,178,073,835	1,089,036,917	1,089,036,917	461,857,963
2,072,537,002	79,473,656	2,730,778,782	1,629,511,218	814,755,609	814,755,609	314,123,557
2,113,987,742	81,063,129	2,773,818,996	1,586,471,004	793,235,502	793,235,502	278,024,204
2,156,267,497	82,684,392	2,817,720,013	1,542,569,987	771,284,993	771,284,993	245,755,168
2,199,392,847	84,338,079	2,862,499,051	1,497,790,949	748,895,475	748,895,475	216,928,343
2,243,380,704	86,024,841	2,908,173,669	1,452,116,331	726,058,165	726,058,165	191,193,807
2,288,248,318	87,745,338	2,648,511,780	1,711,778,220	855,889,110	855,889,110	204,893,048
2,334,013,284	89,500,244	2,696,031,653	1,664,258,347	832,129,173	832,129,173	181,095,553
2,380,693,550	91,290,249	2,744,501,924	1,615,788,076	807,894,038	807,894,038	159,837,528
2,428,307,421	93,116,054	2,793,941,600	1,566,348,400	783,174,200	783,174,200	140,860,764
2,476,873,569	94,978,375	2,844,370,070	1,515,919,930	757,959,965	757,959,965	123,932,511
2,526,411,040	96,877,943	2,895,807,108	1,464,482,892	732,241,446	732,241,446	108,843,025
2,576,939,261	98,815,502	2,948,272,888	1,412,017,112	706,008,556	706,008,556	95,403,339
2,628,478,047	100,791,812	3,001,787,983	1,358,502,017	679,251,008	679,251,008	83,443,251
2,681,047,607	102,807,648	3,056,373,381	1,303,916,619	651,958,310	651,958,310	72,809,503
56,475,604,521	1,269,507,263	80,159,612,508	28,146,817,252	14,073,408,626	14,073,408,626	3,224,490,606
		IRR	30.81%		22.57%	11.31%
				PIR	0.81	0.19

ตาราง ค.4 กรณีปั้มม้าหัวโยก

Year	Oil production total (bbl/year)	Income (Baht)	Royalty sliding scale (Baht)	Investment cost								Depreciation (20%) Tangible Expense (Baht)			
				Concession (Baht)	Geological and geophysical surveys (Baht)	Exploration and apprisal wells (Baht)	No. of production wells	Production wells (Baht)		Pipelines and processing production facilities (Baht)	SRP Facilities (6.30 MMBaht/well)				
								INTANG	TANG			2009	2013	2016	2020
2006															
2007				210,000,000											
2008					280,000,000										
2009						588,000,000	25	1,680,000,000	420,000,000	14,000,000,000	0	2,884,000,000			
2010	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0				
2011	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0				
2012	3,660,000	9,662,400,000	1,207,800,000				0	0	0	0	0				
2013	3,650,000	9,636,000,000	963,600,000				0	0	0	0	0		2,884,000,000		
2014	3,528,544	9,315,356,160	931,535,616				0	0	0	0	0				
2015	1,900,990	5,018,613,600	501,861,360				0	0	0	0	0				
2016	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				25	0	0	0	157,500,000			31,500,000	
2017	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2018	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2019	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2020	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				31,500,000
2021	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2022	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2023	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2024	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2025	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2026	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2027	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2028	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
2029	1,195,375	3,155,790,000	197,236,875				0	0	0	0	0				
	35,024,784	97,085,429,760	8,096,076,351	0	0	0	50	1,680,000,000	420,000,000	14,000,000,000	157,500,000				

ตาราง ค.4 กรณีปั๊มม้าหัวโยก (ต่อ)

Investment cost						
Operation cost (840 Baht/bbl)	Maintanence cost of sucker rod pump (2.94 MMBaht/well/year)	Total allow expense (Baht)	Taxable income (Baht)	Income tax (Baht)	Annual cash flow (Baht)	Discounted cash flow (Baht)
		210,000,000	-210,000,000	0	-210,000,000	-190,909,091
		280,000,000	-280,000,000	0	-280,000,000	-231,404,959
		5,152,000,000	-5,152,000,000	0	-5,152,000,000	-3,870,773,854
4,067,079,660	0	7,914,679,660	1,721,320,340	0	1,721,320,340	1,175,684,953
4,148,421,253	0	7,996,021,253	1,639,978,747	0	1,639,978,747	1,018,297,773
4,242,982,527	0	8,334,782,527	1,327,617,473	0	1,327,617,473	749,405,453
4,316,017,472	0	8,163,617,472	1,472,382,528	259,649,544	1,212,732,984	622,323,776
4,255,847,316	0	5,187,382,932	4,127,973,228	2,063,986,614	2,063,986,614	962,864,988
2,338,678,405	0	2,840,539,765	2,178,073,835	1,089,036,917	1,089,036,917	461,857,963
1,500,012,968	87,839,304	1,816,589,147	1,339,200,853	669,600,427	669,600,427	258,159,951
1,530,013,228	89,596,090	1,848,346,192	1,307,443,808	653,721,904	653,721,904	229,125,539
1,560,613,492	91,388,012	1,880,738,379	1,275,051,621	637,525,811	637,525,811	203,135,370
1,591,825,762	93,215,772	1,913,778,409	1,242,011,591	621,005,796	621,005,796	179,883,259
1,623,662,277	95,080,087	1,947,479,240	1,208,310,760	604,155,380	604,155,380	159,092,994
1,656,135,523	96,981,689	1,950,354,087	1,205,435,913	602,717,957	602,717,957	144,285,887
1,689,258,233	98,921,323	1,985,416,431	1,170,373,569	585,186,784	585,186,784	127,353,694
1,723,043,398	100,899,749	2,021,180,022	1,134,609,978	567,304,989	567,304,989	112,238,268
1,757,504,266	102,917,744	2,057,658,885	1,098,131,115	549,065,557	549,065,557	98,754,267
1,792,654,351	104,976,099	2,094,867,325	1,060,922,675	530,461,337	530,461,337	86,734,667
1,828,507,438	107,075,621	2,132,819,934	1,022,970,066	511,485,033	511,485,033	76,028,991
1,865,077,587	109,217,134	2,171,531,595	984,258,405	492,129,202	492,129,202	66,501,700
1,902,379,139	111,401,476	2,211,017,490	944,772,510	472,386,255	472,386,255	58,030,749
1,940,426,721	113,629,506	2,251,293,102	904,496,898	452,248,449	452,248,449	50,506,274
47,330,141,016	1,403,139,606	68,720,093,848	22,723,335,912	11,361,667,956	11,361,667,956	2,547,178,613
			IRR	29.72%	21.29%	10.31%
			PIR	0.66	0.15	

ภาคผนวก ง

ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger)

ตาราง ง.1 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger)

อุปกรณ์ช่วยผลิต	การผลิตในสัดส่วนที่มีก๊าซ	การผลิตที่ชิ้นส่วนต่างๆ ปนเข้ามา เช่น ทราย	ความถ่วงจำเพาะของของไหล	การติดตั้ง
Rod Pump	ดี-ดีมาก	ดี-ดีมาก	> 8° API	Crane-Workover Rig
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	ดี	ดีมาก	< 35° API	Workover Rig
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	ดี	ดีมาก	< 35° API	Workover Rig
Gas Lift	ดีมาก	ดี-ดีมาก	> 15° API	Wireline
Plunger Lift	ดีมาก	แย่-ปานกลาง	สัดส่วนก๊าซกับน้ำมันที่ 400 SCF/bbl/1,000 ฟุต	Wellhead Catcher or Wireline
Hydraulic Piston Pump	ปานกลาง	แย่	> 8° API	Wellhead Catcher or Wireline
Hydraulic Jet Pump	ดี	ดี	> 8° API	Wellhead Catcher or Wireline
Electrical Submersible Pump	แย่-ปานกลาง	แย่-ปานกลาง	> 10° API	Workover Rig

ตาราง ง.1 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger) (ต่อ)

อุปกรณ์ช่วยผลิต	การติดตั้งในหลุมเอียง	กำลังของเครื่องยนต์	ประสิทธิภาพโดยรวม (%)
Rod Pump	0-60° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	45-60
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	0-60° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	40-70
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	0-90° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	35-60
Gas Lift	0-70°	Compressor	10-30
Plunger Lift	80°	แรงดันทางธรรมชาติ	ไม่สามารถระบุได้
Hydraulic Piston Pump	0-90° หรือ < 15°/100 ft	ปั๊มความดันสูง	45-55
Hydraulic Jet Pump	0-90° หรือ < 24°/100 ft	ปั๊มความดันสูง	10-30
Electrical Submersible Pump	0-90° หรือ < 6°/100 ft	ไฟฟ้า	35-60

ตาราง ง.1 ความเหมาะสมกับปัจจัยและตัวประกอบต่าง ๆ กับชนิดของอุปกรณ์ช่วยผลิตแต่ละชนิด (Schlumberger) (ต่อ)

อุปกรณ์ช่วยผลิต	ความลึก (ฟุต)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	การทำงานที่อุณหภูมิสูง (องศาฟาเรนไฮต์)	การทนต่อการกัดกร่อน
Rod Pump	100-16,000	20-5,000	550	ดี-ดีมาก
Sucker Rod Driven Progressive Cavity Pump	2,000-6,000	5-4,500	250	ปานกลาง-ดี
Electrical Submersible Progressive Cavity Pump	1,000-6,000	5-4,500	250	ปานกลาง-ดี
Gas Lift	5,000-15,000	250-30,000	400	ดี-ดีมาก
Plunger Lift	8,000-19,000	50-200	500	ดีมาก
Hydraulic Piston Pump	7,500-17,000	50-4,000	100-500	ดี
Hydraulic Jet Pump	5,000-15,000	300-15,000	100-500	ดีมาก
Electrical Submersible Pump	ได้ถึง 15,000	200-30,000	400	ดี