การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อการออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม

(Software Development for Designing Drill String and Requiring Horse Power (for Drilling Fluids) for Petroleum Wells)

นายวรพล ชุติภาธนาภรณ์

B4914884

รายงานนี้เป็นส่วนหนึ่งของรายวิชา

434494 GEOTECHNOLOGICAL PROFESSION PROJECT

(โครงงานศึกษาวิชาชีพเทคโนโลยีธรณี)

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

มีนาคม 2553

กิตติกรรมประกาศ

ในการทำรายงานเรื่อง Designing drill string and requiring horse power (for drilling fluids) for petroleum wells ได้สำเร็จลุล่วงลงด้วยดีนั้นก็ต้องขอขอบคุณ การสนับสนุนที่ดีจากทางบ้าน กำลังใจดีๆ จากพ่อ-แม่ พี่น้อง และเพื่อนๆ อันเป็นที่รักของข้าพเจ้า และขอขอบคุณ รศ.เกรียงไกร ไตรสาร และคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย และคุณณสรกฤษช วัชระคุปต์ ที่ให้ความรู้เกี่ยวกับขั้นตอนการเขียนโปรแกรม

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิงและสุดท้ายขอบคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่ให้ความรู้ทางวิศวกรรมปิโตรเลียมและทักษะการใช้ชีวิตเป็นอย่างดีทุกๆ ด้าน

มีนาคม 2553

บทคัดย่อ

การพัฒนาโปรแกรมออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ในที่นี้จะใช้ชื่อย่อว่า Drill_Horse โดยระบบและโครงสร้างของโปรแกรมมีพื้นฐานการออกแบบมาจาก ทฤษฎีและข้อมูลจริง แต่จะไม่รวมไปถึงตัวแปรที่เป็นรายละเอียดเฉพาะของพื้นที่นั้นๆ ข้อมูลที่ถูกใส่เข้าไปในการคำนวณนี้จะถูกแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มหลักๆ โดยใช้หลักการที่หลากหลาย เช่น ข้อมูลคุณสมบัติของหลุม ข้อมูลทางด้านวิศวกรรม และข้อบังคับทางด้านการออกแบบ นอกจากนี้ การวิเคราะห์ข้อมูลนำเข้าเป็นกระบวนการเริ่มแรกที่ตรวจสอบความน่าจะเป็นของฐานข้อมูล เช่น ความถ่วงจำเพาะของของไหล ความหนืด จุดครากของบิงแฮมป์ ความลึกของหลุม ขนาดของก้านเจาะ และปริสิทธิภาพเชิงปริมาตร นอกจากนี้ ภาษา Microsoft visual basic 6 ถูกประยุกต์ใช้ในการพัฒนาโปรแกรม และในตัวโปรแกรม Drill_Horse มีข้อมูลพื้นฐานให้เลือกใช้งานเบื้องต้นของคุณสมบัติของก้านเจาะชนิดต่างๆ เช่น น้ำหนักต่อความยาว เส้นผ่านศูนย์กลางของก้านเจาะ ค่าความคงทนความดันกดอัดและแรงดึง เป็นต้น จึงทำให้ออกแบบได้อย่างรวดเร็ว และสามารถประมวลผลออกมาได้เป็นที่น่าพอใจ และสามารถนำไปใช้ในสถานการณ์จริงได้ สรุปผลการออกแบบก้านเจาะ(หลุมตรง) ที่ช่วงความลึกประมาณ 13,000-17,000 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนักประมาณ 500-600 ฟุต ความยาวของก้านเจาะถ่วงประมาณ 650-750 ฟุต ความยาวของก้านเจาะประมาณ 11,000-16,000 ฟุต การออกแบบก้านเจาะ(หลุมเอียง 5 องศา) ที่ช่วงความลึกประมาณ 13,000-17,000 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนักประมาณ 400-550 ฟุต ความยาวของก้านเจาะถ่วงประมาณ 600-750 ฟุต ความยาวของก้านเจาะประมาณ 11,000-16,000 ฟุต สรุปการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 6,000-10,000 ฟุต และที่ความกว้างของหลุม 7-9.5 นิ้ว จะมีค่าการสูญเสียทั้งหมด 1000-2800 ปอนด์ต่อตารางฟุต และกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหล 250-650 แรงม้า และสรุปการออกแบบก้านเจาะ(หลุมตรง) รวมทั้งการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 2,795 ฟุต ความยาวของก้าน 1703 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนัก 358 ฟุต ความยาวของก้านเจาะถ่วง 734 ฟุต ตามลำดับ และที่ความกว้างของหลุม 7 นิ้ว จะมีค่าการสูญเสียทั้งหมด 2,120 ปอนด์ต่อตารางฟุต และกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหล 380 แรงม้า

Abstract

The software was created to design drill string and determine horse power requirement (for drilling fluids) for petroleum wells which here after is called Drill_Horse (Drill string design and horse power requirement for drilling fluid). The system and structure of software is based on the basic of theory and real data, but is not considered on the factor of experiences. The input parameters are hierarchically characterized into two groups using various criteria, e.g., well properties, engineering requirements, design constraints, etc. The input analysis is first performed to check probable process of data base, e.g., fluid specific gravity, viscosity, Bingham yield, depth, drill pipe size and volumetric efficiency. In addition, Microsoft visual basic 6 is applied to develop the software. In addition, basic specifications of drill string are made up for comfortable and quickly apply to program, such as, weight per length, diameter, collapse pressure and tensile strength etc. So, the program displayed satisfied output and can be applied to almost petroleum well. There are 4 study cases for testing program. Firstly, drill string design for depth 13,000-17,000 ft comprises length of drill pipe 1, 2, 3, hwdp and drill collar that are 11,000-16,000 ft, 500-600 ft and 650-750 ft respectively. Secondary, drill string design for directional well (5 degree) at depth 13,000-17,000 ft comprises length of drill pipe 1, 2, 3, hwdp and drill collar that are 11,000-16,000 ft, 400-550 ft and 600-750 ft respectively. Thirdly, horsepower requirement for drilling fluid at depth 6,000-10,000 ft and well diameter 7-9.5 inch comprise pressure loss1000-2800 psi and horsepower 250-650 hp. Finally, drill string design for depth 2,795 ft comprises length of drill pipe 1, 2, 3, hwdp and drill collar that are 1,703 ft, 352 ft, 734 ft respectively. And horsepower requirement for drilling fluid well diameter 7-9.5 inch comprise pressure loss 2,120 psi and horsepower 380 hp.

สารบัญ

หน้า

กิตติกรรมประกาศ ..... ก
บทคัดย่อภาษาไทย ..... ข
Abstract ..... ค
สารบัญ ..... ง
สารบัญตาราง ..... ฉ
สารบัญรูป ..... ช

บทที่ 1 บทนำ
1.1 ที่มาและปัญหา 1-1
1.2 ปริทัศน์วรรณกรรม 1-1
1.3 จุดประสงค์ของโครงการ 1-1
1.4 ขอบเขตการศึกษา 1-1
1.5 การดำเนินงาน 1-2
1.6 ประโยชน์ที่ได้รับ 1-3
1.7 เนื้อหารายงานที่นำเสนอ 1-3

บทที่ 2 ปริทัศน์วรรณกรรม
2.1 บทนำ 2-1
2.2 หลักการและทฤษฎีสำหรับการออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน 2-1
2.3 โปรแกรม Pre_Ho (Pressure Loss and Horse power for Thailand drilling well) 2-23
2.4 โปรแกรมเชิงพาณิชย์ต่างๆ 2-24

บทที่ 3 การพัฒนาโปรแกรม
3.1 บทนำ 3-1

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.2 วิเคราะห์ปัญหา 3-1
3.3 ผังงาน 3-3
3.4 โปรแกรม 3-4
3.5 การทดสอบโปรแกรม 3-4

บทที่ 4 การทดสอบโปรแกรมการพิจารณาทางด้านเทคนิค
4.1 บทนำ 4-1
4.2 การแบ่งกรณีศึกษา 4-1
4.3 สรุปการทดสอบโปรแกรม 4-2

บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ
5.1 บทนำ 5-1
5.2 การพัฒนาและทดสอบโปรแกรม 5-1
5.3 ผลการทดสอบโปรแกรม 5-2
5.4 ข้อเสนอแนะ 5-3

เอกสารอ้างอิง อ-1

ภาคผนวก
ภาคผนวก ก สัญลักษณ์ผังงานและ Source Code ของโปรแกรม Drill_Horse ก-1
ภาคผนวก ข ตารางคุณสมบัติเฉพาะของ Drill Pipe, Heavy Weight, Drill Pipe, Drill Collar ของโปรแกรม Drill_Horse ข-1

สารบัญตาราง

ตาราง หน้า

2.1 สมการและฐานข้อมูลสำหรับการออกแบบก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ 2-1
2.2 สมการสำหรับการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน 2-11
2.3 ความสัมพันธ์ระหว่างเส้นผ่านศูนย์กลางกับพื้นที่หน้าตัด 2-21
3.1 ข้อมูลนำเข้า การแสดงผลและการประกาศตัวแปร 3-4
3.2 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสีกับหน้าที่ 3-8
3.3 สมการและฐานข้อมูลที่ถูกใช้ในการพัฒนาโปรแกรม 3-8
3.4 แสดงตัวอย่างแสดงการทดสอบการออกแบบก้านเจาะและการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนโดยเทียบกับผลลัพธ์ในหนังสือ 3-9
4.1 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 12,795 ฟุต 4-3
4.2 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 17,000 ฟุต 4-5
4.3 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมเอียง (5 องศา) ที่ความลึก 13,250 ฟุต 4-7
4.4 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 6,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 7.875 นิ้ว 4-9
4.5 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 10,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 8.75 นิ้ว 4-10
4.6 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 10,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 9.875 นิ้ว 4-11
4.7 การออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมตรงที่ความลึก 2,789 ฟุต และความกว้างของหลุม 7 นิ้ว 4-12
5.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสีกับหน้าที่ 5-4
5.2 แสดงตัวอย่างแสดงการทดสอบการออกแบบก้านเจาะและการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนโดยเทียบกับการคำนวณเครื่องคิดเลข 5-5

สารบัญรูป

รูปที่ หน้า

2.1 การสูญเสียความดัน ณ จุดต่างๆ ภายในการเจาะหลุมปิโตรเลียม 2-12

2.2 ผลรวมความดันสูญเสียภายในการเจาะหลุมปิโตรเลียม 2-13

2.3 ความดันสูญเสียพื้นผิวเทียบกับอัตราการหมุนเวียนน้ำโคลน 2-14

2.4 ปัจจัยเสียดทานเทียบกับตัวเลขเรย์โนลด์สำหรับน้ำโคลนหมุนเวียน 2-18

2.5 หน้าหลักโปรแกรมออกแบบความดันสูญเสียและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุม ปิโตรเลียมในประเทศไทย (PRE_HO) (เกรียงไกร ไตรสาร, 2552) 2-23

2.6 โปรแกรม Nozzle_Selection เป็นโปรแกรมที่ใช้เลือกขนาดของรูพ่นน้ำโคลน โดยจะคำนวณจากค่าอัตราการไหลของน้ำโคลนและนำมาพิจารณาถึงความเหมาะสม ที่จะเลือกใช้ขนาดเท่าใด (www.sharewareconnection.com, 2552) 2-24

2.7 Hydraulics_Analyzed เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์อัตราการไหลน้ำโคลน โดยจะ คำนวณจากค่าอัตราการไหลของน้ำโคลนและนำมาพิจารณาถึงความเหมาะสมที่ จะเลือกใช้ขนาดความเร็วของน้ำโคลนเท่าใด (www.downloadatoz.com, 2552) 2-25

2.8 Bit_Hydraulics เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์อัตราการไหลน้ำโคลนโดยจะคำนวณ จากค่าอัตราการไหลของน้ำโคลนและนำมาพิจารณาถึงความเหมาะสมที่จะ เลือกใช้ขนาดความเร็วของน้ำโคลนเท่าใด (www.sargent.dk, 2552) 2-25

3.1 โปรแกรม Drill_Horse 3-11

3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse 3-12

5.1 ผังงานแสดงการทำงานของโปรแกรม Drill_Horse 5-6

5.2 โปรแกรม Drill_Horse 5-7

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและปัญหา

การออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนเป็นปัจจัยหลักสำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียม ดังนั้น การออกแบบที่เหมาะสมที่สุดจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพและประหยัดเวลาให้กับกระบวนการเจาะ ปัจจุบันโปรแกรมเชิงพาณิชย์จำนวนมากถูกพัฒนาเพื่อการออกแบบเหล่านี้โดยค่อนข้างที่จะถูกต้องและมีประสิทธิภาพที่สูง แต่โปรแกรมเหล่านั้นก็ค่อนข้างที่จะมีราคาแพงรวมถึงค่าลิขสิทธิ์และค่าบำรุงรักษาที่สูงมาก

1.2 ปริทัศน์วรรณกรรม

มีโปรแกรมเพื่อเชิงพาณิชย์จำนวนมากสำหรับการออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน เช่น drillstring_Design, Nozzle_Selection, Hydraulics_Analyzed และ Bit_Hydraulics จาก www.roughnesscity.com, www.sharewareconnection.com, www.downloadatoz.com และ www.sargent.dk นอกจากนี้ ยังมีโปรแกรมเพื่อการศึกษา คือ Pre_Ho (Pressure Loss and Horse power for Thailand drilling well) ที่พัฒนาโดย รศ.เกรียงไกร ไตรสาร (หัวข้องานวิจัย: การศึกษาปัจจัยและองค์ประกอบที่เหมาะสมที่สุดในการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศไทย optimizing drilling factors and conditions for Thailand petroleum wells)

1.3 จุดประสงค์ของโครงการ

ด้วยเหตุนี้ จุดประสงค์ของโครงการนี้คือ การพัฒนาโปรแกรมสำหรับกระบวนการเจาะทั้งหมด ประกอบไปด้วย การออกแบบก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ (Drill string) และกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน แต่ไม่รวมไปถึงการทำหลุมขั้นสุดท้ายอย่างสมบูรณ์ (การออกแบบท่อกรุและท่อผลิต) โดยในที่นี้จะเรียกชื่อโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นมาว่า Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement)

1.4 ขอบเขตการศึกษา

1.4.1 การออกแบบก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก คือ

ก. ก้านเจาะ (Drill pipe) ทั้งหมด 3 ช่วงโดยแต่ละช่วงก้านเจาะสามารถเลือกลักษณะคุณสมบัติ (เส้นผ่านศูนย์กลางภายในและภายนอก ความดันกดอัด

ความทนทานแรงดึง และน้ำหนักต่อความยาว) และสภาพของก้านเจาะที่จะใช้งานได้ (สภาพของก้านเจาะใหม่ สภาพของก้านเจาะเก่าที่ 80 เปอร์เซ็นต์ สภาพของก้านเจาะเก่าที่ 60 เปอร์เซ็นต์ และสภาพของก้านเจาะเก่าที่ 55 เปอร์เซ็นต์)

ข. ก้านเจาะหนัก (Heavy weight drill pipe) โดยสามารถเลือกลักษณะคุณสมบัติที่จะใช้งานได้ (เส้นผ่านศูนย์กลางภายในและภายนอก และน้ำหนักต่อความยาว)

ค. ก้านเจาะหนาและหนัก (Drill collar) โดยสามารถเลือกลักษณะคุณสมบัติที่จะใช้งานได้ (เส้นผ่านศูนย์กลางภายในและภายนอก และน้ำหนักต่อความยาว)

1.4.2 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน ประกอบด้วย การพิจารณาความดันสูญเสียทุกช่วงของก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ ตามการออกแบบในหัวข้อ 1.4.1 นอกจากนี้ ประเภทของของน้ำโคลนที่ควรจะถูกใช้ในการพิจารณาคือ Oil base mud, Water base mud, Polymer mud หรือน้ำโคลนชนิดใดก็ตามสิ่งที่สามารถวัดค่าดังต่อไปนี้ได้ เช่น ความหนาแน่น (ปอนด์/แกลลอน) ความหนืด (เซนติปอยท์) และจุดครากบริงแฮมป์ (ปอนด์/100 ตร.ฟุต)

1.4.3 ภาษาคอมพิวเตอร์ Microsoft Visual Basic 6.0 ที่ถูกใช้ในการพัฒนาโปรแกรม Drill_Horse

1.5 การดำเนินงาน

1.5.1 ศึกษาทฤษฎี หลักการ ขั้นตอน งานวิจัยและโปรแกรมที่เกี่ยวข้อง

1.5.2 พัฒนา ทดสอบและแก้ไขโปรแกรม Drill_Horse

1.5.3 ทดลองการประมวลผลของโปรแกรม Drill_Horse และเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้กับข้อมูลภาคสนาม (รายงานการเจาะและน้ำโคลนที่ใช้ประจำวัน)

1.5.6 สรุปและวิเคราะห์วิจารณ์ผลการทดลอง

1.5.6 จัดทำรายงานและนำเสนอ

1.6 ประโยชน์ที่ได้รับ

ผู้จัดทำได้รับความรู้และความเข้าใจทฤษฎี หลักการ และขั้นตอน รวมถึงการพัฒนาโปรแกรมเพื่อการศึกษาสำหรับทุกคนที่สนใจการออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน โดยที่ไม่เสียค่าใช้จ่ายใดๆ

1.7 เนื้อหารายงานที่นำเสนอ

รายงานเล่มนี้ประกอบด้วยเนื้อหา 5 บท ประกอบด้วย บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึง ที่มาของปัญหา ถัดมา บทที่ 2 ปริทัศน์วรรณกรรม กล่าวถึง หลักการ ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง บทที่ 3 การพัฒนาโปรแกรม กล่าวถึง ขั้นตอนต่างๆ ในการพัฒนาโปรแกรม บทที่ 4 การทดสอบโปรแกรมในเชิงเทคนิค กล่าวถึง การเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้กับข้อมูลภาคสนาม บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ ภาคผนวก ก กล่าวถึง สัญลักษณ์ ตัวแปร และภาษาที่ใช้ในการพัฒนาโปรแกรม Drill_Horse และสุดท้าย ภาคผนวก ข ตารางคุณสมบัติเฉพาะต่างๆของโปรแกรม Drill_Horse

บทที่ 2
ปริทัศน์วรรณกรรม

2.1 บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะประกอบด้วย หลักการ ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน รวมถึงโปรแกรมเพื่อการศึกษาและเชิงพาณิชย์

2.2 หลักการและทฤษฎีสำหรับการออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน

2.2.1 การออกแบบก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ (Drill string) ประกอบด้วย สมการและฐานข้อมูลจำนวนมาก ดังแสดงในตาราง 2.1

ตาราง 2.1 สมการและฐานข้อมูลสำหรับการออกแบบก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ

รูปแบบ	จำนวน	หมายเหตุ
สมการ	43	1. Buoyancy Force 2. Length (ft) 2.1 heavy weight drill pipe (ft) 2.2 drill collar (ft) 2.3 drill pipe range 1 (ft) 2.4 drill pipe range 2 (ft) 2.5 drill pipe range 3 (ft) 2.6 Total length (ft) 3. Buoyed weight (lbs) 3.1 heavy weight drill pipe (lbs) 3.2 drill collar (lbs) 3.3 drill pipe range 1 (lbs) 3.4 drill pipe range 2 (lbs) 3.5 drill pipe range 3 (lbs) 3.6 Total (lbs) 4. Air weight (lbs) 4.1 heavy weight drill pipe (lbs)

ตาราง 2.1 สมการและฐานข้อมูลสำหรับการออกแบบก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ (ต่อ)

รูปแบบ	จำนวน	หมายเหตุ
		4.2 drill collar (lbs) 4.3 drill pipe range 1 (lbs) 4.4 drill pipe range 2 (lbs) 4.5 drill pipe range 3 (lbs) 4.6 Total (lbs) 5. Allowable Collapse Pressure (psi) 5.1 drill pipe range 1 (psi) 5.2 drill pipe range 2 (psi) 5.3 drill pipe range 3 (psi) 6. The net action collapse pressure (psi) 6.1 all drill pipe (psi) 7. The net length collapse pressure (ft) 7.1 drill pipe range 1 (ft) 7.2 drill pipe range 2 (ft) 7.3 drill pipe range 3 (ft) 8. Tension safety factor of the new drill string design 8.1 drill pipe range 1 8.2 drill pipe range 2 8.3 drill pipe range 3 9. Submerged load hanging below section of DP (lb) 9.1 drill pipe range 1 (lbs) 9.2 drill pipe range 2 (lbs) 9.3 drill pipe range 3 (lbs) 9.4 Total (lbs) 10. Critical Rotation Speeds Nodal Vibration 10.1 drill pipe range 1 (rev/min) 10.2 drill pipe range 2 (rev/min) 10.3 drill pipe range 3 (rev/min) 11. Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min) 12. Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under tension 12.1 drill pipe range 1 (lb-ft)

ตาราง 2.1 สมการและฐานข้อมูลสำหรับการออกแบบก้านเจาะในแต่ละส่วนต่างๆ (ต่อ)

รูปแบบ	จำนวน	หมายเหตุ
		12.2 drill pipe range 2 (lb-ft) 12.3 drill pipe range 3 (lb-ft) 13. Total Drill String Stretch 14. Effect of stretch due to string weight, (inch) 15. Effects of stretch due to string temperature 16. Torsion
ฐาน ข้อมูล	6	1. drill pipe 2. heavy weight drill pipe 3. drill collar 4. Nozzle size 5. Type of formation 6. Type of surface pressure

- คำนวณหาค่าแรงลอยตัว Buoyancy Force, BF

$$BF = 1 - \frac{MW}{65.5} \qquad \text{--- (สมการ 1.1)}$$

โดย BF = buoyancy factor dimensionless
MW = mud weight, ปอนด์/แกลลอน
65.5 = weight of a gallon steel, ปอนด์/แกลลอน

- คำนวณหาความยาวของก้านเจาะผนังหนาและหนัก Drill collar

$$\text{Length DC} = \frac{ABW}{(\cos\alpha)(SF)(BF)(CW)} \qquad \text{--- (สมการ 1.2)}$$

โดย ABW = Maximum Weight on Bit ปอนด์
BF = buoyancy factor, dimensionless
CW = น้ำหนักก้านเจาะผนังหนาและหนัก, ปอนด์/ฟุต

Length = ความยาวก้านเจาะผนังหนาและหนัก, ฟุต

α = องศาการเอียงของหลุมเจาะที่เทียบกับแนวดิ่ง

SF = safety factor, 0.85

- คำนวณหาความยาวของท่อเจาะ Drill Pipe Requirements ในส่วนนี้จะแบ่งย่อยตามความต้องการที่จะใช้ท่อเจาะกี่ช่วง จะมีสมการดังต่อไปนี้

ต้องการใช้ท่อเจาะ ชนิดเดียว ตลอดช่วงความยาว

$$Ldp1 = \frac{P_t \times 0.90}{SF \times W_{dp1} \times BF} - \frac{(L_{hdp} \times W_{hdp}) + (L_{dc} \times W_{dc})}{W_{dp1}}$$ --- (สมการ 1.3.1)

ต้องการใช้ท่อเจาะ สองชนิด ตลอดช่วงความยาว (ออกแบบร่วมกับ สมการ1.3.1)

$$Ldp2 = \frac{P_t \times 0.90}{SF \times W_{dp2} \times BF} - \frac{(L_{dp1} \times W_{dp1}) + (L_{hdp} \times W_{hdp}) + (L_{dc} \times W_{dc})}{W_{dp2}}$$

--- (สมการ 1.3.2)

ต้องการใช้ท่อเจาะ สามชนิด ตลอดช่วงความยาว (ออกแบบร่วมกับ สมการ1.3.1-2)

Ldp3 =

$$\frac{P_t \times 0.90}{SF \times W_{dp3} \times BF} - \frac{(L_{dp1} \times W_{dp1}) + (L_{dp2} \times W_{dp2}) + (L_{hdp} \times W_{hdp}) + (L_{dc} \times W_{dc})}{W_{dp3}}$$

--- (สมการ 1.3.3)

โดย P_t = Tensile Strength, ปอนด์

BF = buoyancy factor, dimensionless

L_{dp} = ความยาวก้านเจาะ, ฟุต

L_{dc} = ความยาวก้านเจาะผนังหนาและหนัก, ฟุต

L_{hdp} = ความยาวก้านเจาะหนัก, ฟุต

W_{dp} = น้ำหนักก้านเจาะ, ปอนด์. /ฟุต

W_{dc} = น้ำหนักก้านเจาะผนังหนาและหนัก, ปอนด์/ฟุต

W_{hdp} = น้ำหนักก้านเจาะหนัก, ปอนด์/ฟุต

SF = safety factor, 0.85

- น้ำหนักที่แช่อยู่ในน้ำโคลน Buoyed weight, ปอนด์

Buoyed weight = [(Ldp x Wdp) + (Lhdp x Whdp) + (Ldc x Wdc)] BF

--- (สมการ 1.4)

โดย Ldp = ความยาวของก้านเจาะ (1, 2, 3), ฟุต

Lhdp = ความยาวของก้านเจาะหนัก (1, 2, 3), ฟุต

Ldc = ความยาวของก้านเจาะผนังหนาและหนัก, ฟุต

Wdp = น้ำหนักต่อความยาวของก้านเจาะ (1, 2, 3)

Whdp = น้ำหนักต่อความยาวของก้านเจาะหนัก, ปอนด์

Wdc = น้ำหนักต่อความยาวของก้านเจาะผนังหนาและหนัก

BF = buoyancy factor

ขั้นตอนการเลือก Drill Pipe

การยุบลงของก้านเจาะ (Collapse)

- คำนวณ Allowable collapse pressure :

$$Pac = \frac{P_P}{SF} \qquad \text{--- (สมการ 1.5)}$$

โดย Pac = allowable collapse pressure, psi

Pp = theoretical collapse pressure from API tables, psi

SF = Collapse Safety Factor (1.1 - 1.3)

- คำนวณ the net action collapse pressure

$$PC = \frac{LW_g}{19.251} \quad \text{--- (สมการ 1.6)}$$

- คำนวณ the net length collapse pressure

$$Lmax = \frac{P_{ac} \times 19.251}{W_g (SF)} \quad \text{--- (สมการ 1.7)}$$

โดย PC = net action collapse pressure, psi

Lmax = net length collapse pressure, ฟุต

L = ความลึกของหลุมเจาะ, ฟุต

Wg = weight of the drilling fluid, ปอนด์ /แกลลอน

19.251 = ค่าคงที่

Pac = allowable collapse pressure, psi

SF = Collapse Safety Factor (1.1 - 1.3)

The tension safety factors of the new drill string design

- ในการออกแบบค่า Tension Load Safety Factor จะได้จากสมการ

$$\text{Safety Factor (SF)} = \frac{P_t \times 0.9}{P} \quad \text{--- (สมการ 1.8)}$$

โดย Pt = Theoretical tension load from API table, ปอนด์

0.9 = Safety factor relating proportional limit to yield strength

P = Submerged load hanging below section of DP, ปอนด์

ต้องการใช้ท่อเจาะ ชนิดเดียว ตลอดช่วงความยาว

$$\text{Ldp1} = \frac{P_t \times 0.9}{\text{Buoyed Hook Load}} \quad \text{--- (สมการ 1.8.1)}$$

ต้องการใช้ท่อเจาะ สองชนิด ตลอดช่วงความยาว

$$\text{Ldp1} = \frac{P_t \times 0.9}{\text{Buoyed Hook Load - D p}_2\ \text{Hool Load}}$$

$$\text{Ldp2} = \frac{P_t \times 0.9}{\text{Buoyed Hook Load}} \quad \text{--- (สมการ 1.8.2)}$$

ต้องการใช้ท่อเจาะ สามชนิด ตลอดช่วงความยาว

$$\text{Ldp1} = \frac{P_t \times 0.9}{\text{Buoyed Hook Load - D p}_3\ \text{Hool Load - D p}_2\ \text{Hool Load}}$$

$$\text{Ldp2} = \frac{P_t \times 0.9}{\text{Buoyed Hook Load - D p}_3\ \text{Hool Load}}$$

$$\text{Ldp3} = \frac{P_{tl} \times 0.9}{\text{Buoyed Hook Load}} \quad \text{--- (สมการ 1.8.3)}$$

- Submerged load (Buoyed hook load)

$$P = (\text{B wt DC} + \text{B wt HWDP}) + \text{B wt DP}\ \mathbf{1, 2, 3} \quad \text{--- (สมการ 1.9)}$$

โดย P = Submerged load hanging below section of DP, ปอนด์

B wt DC = Buoyed weight ก้านเจาะผนังหนาและหนัก

B wt HWDP = Buoyed weight ก้านเจาะหนัก

B wt DP = Buoyed weight ก้านเจาะ

- Critical Rotation Speeds

Critical Rotation Speeds in drill pipe strings which cause vibrations are often the cause of crooked drill pipe, excessive wear, rapid deterioration and fatigue failure. Critical rotational speeds will vary with length size of drill stem and collars and hole size.

Two types of vibration are:

- Nodal Vibration
- The spring pendulum

Nodal Vibration

- The critical speed for Nodal vibration may be predicted by the formula

$$RPM = \frac{4{,}760{,}000}{L^2}(D^2 + d^2)^{0.5} \qquad \text{--- (สมการ 1.10)}$$

โดย RPM = nodal critical speed, รอบ/นาที
L = ความยาวก้านเจาะก้านเดียว, นิ้ว
D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกก้านเจาะ (1, 2, 3), นิ้ว
d = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในก้านเจาะ (1, 2, 3), นิ้ว
4,760,000 = ค่าคงที่

The Spring Pendulum

- The critical speed for Spring Pendulum vibration may be predicted by the formula

$$RPM = \frac{258{,}000}{L} \qquad \text{--- (สมการ 1.11)}$$

โดย RPM = Pendulum critical speed, รอบ/นาที
L = ความลึกของหลุมเจาะ, ฟุต
258,000 = ค่าคงที่

- Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drill pipe

Max. Allowable Torque/pull $\leq$ 85 % Min Yield Strength

$$Q_T = 0.096167 \times J\sqrt{(Y_m \times 0.85)^2 - \frac{P^2}{A^2}}$$ --- (สมการ 1.12)

โดย Q_T = min. torsion yield strength under tension, ปอนด์-ฟุต

J = Polar moment of Inertia = $\frac{\pi}{32}(D^4 + d^4)\ in^4$

D = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกก้านเจาะ, นิ้ว

d = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในก้านเจาะ, นิ้ว

Y_m = Min. Yield Stress (psi)

P = Total tensile load (ปอนด์)

A = Cross Sectional Area (นิ้ว^2)

Drill string Stretch

Suspension of the drill string in the hole results in a stretch or elongation of the pipe. Various effects such as

- string weight
- buoyancy
- temperature

The stretch of the drill string can be calculated for each individual effect, The formula to calculate the stretch of the drill string are:

- Combined effect of string weight and buoyancy

$$es = \frac{L^2(65.44 - 1.44W_g)}{9.625 \times 10^7}$$ --- (สมการ 1.13)

โดย es = stretch, นิ้ว

L = ความลึกของหลุมเจาะ, ฟุต

Wg = weight of fluid, ปอนด์/แกลลอน

- Effects of temperature

$et = L (7.867 \times 10^{-5}) \times (F-32)$ --- (สมการ 1.14)

โดย et = stretch, due to temperature
F = อุณหภูมิเฉลี่ย, องศาฟาเรนไฮต์
L = ความลึกของหลุมเจาะ, ฟุต

- Drill string Stretch

$eTot = es + et$ --- (สมการ 1.15)

โดย eTot = total stretch
es = stretch due to string weight
et = stretch due to string temperature

Torsion

The torsion strength of drill pipe becomes critical when drilling deviated holes, deep holes, reaming, or when pipe is stuck. The actual torque applied to the pipe during drilling is difficult to measure but may be approximated by the following equation

$$T = \frac{HP \times 5250}{RPM}$$ --- (สมการ 1.16)

โดย T = torque delivered to drill pipe, ฟุต / ปอนด์
HP = horsepower used to produce rotation of pipe
RPM = revolutions per minute
5250 = ค่าคงที่

2.2.2 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน ประกอบด้วย สมการจำนวนมาก ดังแสดงในตาราง 2.2

ตาราง 2.2 สมการสำหรับการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลน

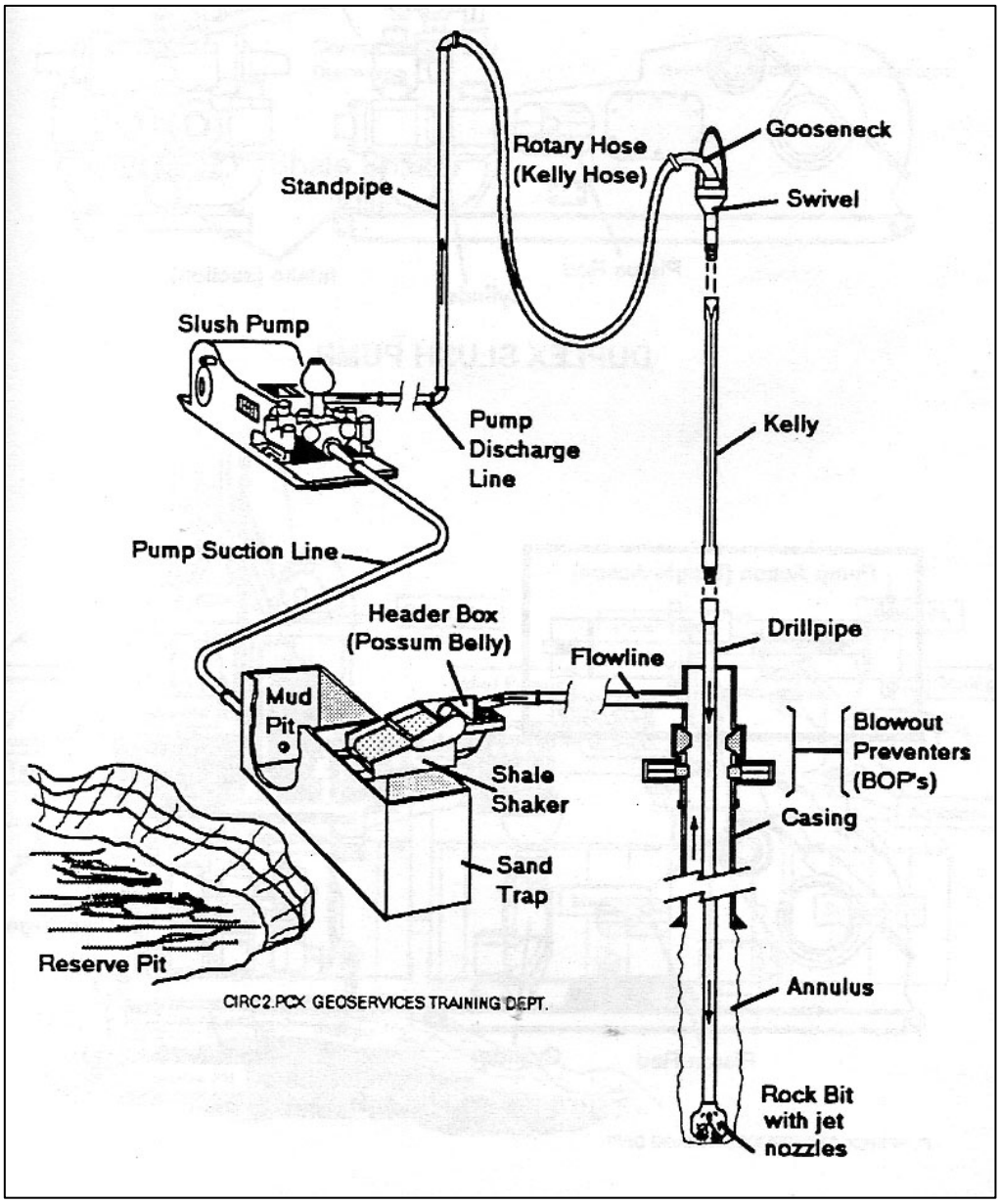
รูปแบบ	**จำนวน**	**หมายเหตุ**
สมการ	15	1. Mud velocity around drill pipe (ft/sec) 2. Surface pressure loss (psi) 3. Pressure loss inside 3.1 drill pipe 1 (psi) 3.2 drill pipe 2 (psi) 3.3 drill pipe 3 (psi) 3.4 drill collar (psi) 3.5 heavy weight drill pipe (psi) 4. Pressure loss across bit (psi) 5. Pressure loss in annulus around 5.1 drill pipe 1 (psi) 5.2 drill pipe 2 (psi) 5.3 drill pipe 3 (psi) 5.4 drill collar (psi) 5.5 heavy weight drill pipe (psi) 6. Total Pressure loss (psi) 7. Horse power required (hp)

The standard hydraulics approach to such analyses is hindered by:

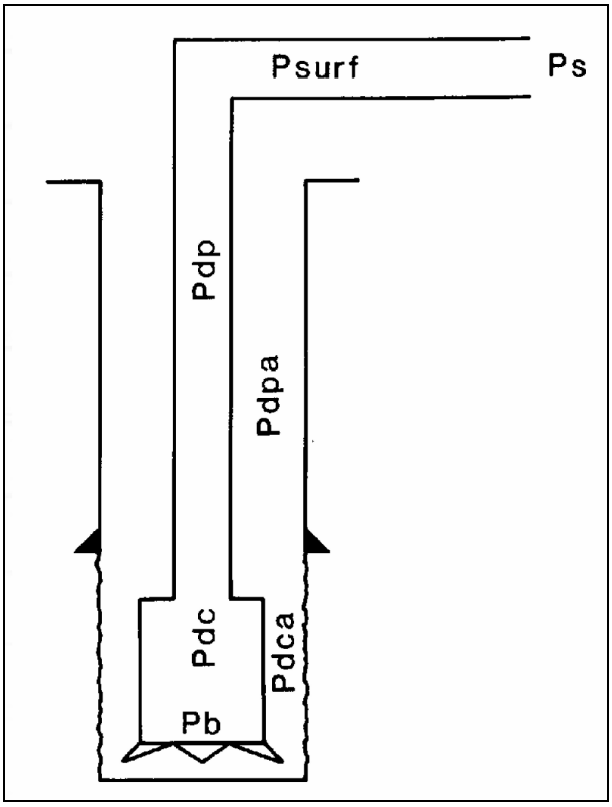
(1) Mud flow property peculiarities.

(2) Irregularities of circulating system.

Flowchart of Circulation System



รูปที่ 2.1 การสูญเสียความดัน ณ จุดต่างๆ ภายในการเจาะหลุมปิโตรเลียม



$$\Delta pt = \Delta ps + \Delta pp + \Delta php + \Delta pc + \Delta pb + \Delta pac + \Delta pahp + \Delta pap$$

รูปที่ 2.2 ผลรวมความดันสูญเสียภายในการเจาะหลุมปิโตรเลียม

โดย Δpt = pump discharge pressure

Δps = pressure loss in surface piping, standpipe, and mud hoses

Δpp = pressure loss inside drill pipe

Δphp = pressure loss inside heavy weight drill pipe

Δpc = pressure loss inside drill collars

Δpb = pressure loss across bit water courses or nozzles

Δpac = pressure loss in annulus around drill collars

Δpap = pressure loss in annulus around heavy weight drill pipe

Δpap = pressure loss in annulus around drill pipe

- อัตราการไหล The flow rate, แกลลอน/นาที

q = พื้นที่บริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะ x ความเร็ว --- (สมการ 2.1)

= $2.45 \times (d_h^2 - d_o^2) \times v$

โดย v = ความเร็ว, ฟุต/วินาที

2.45 = conversion factor

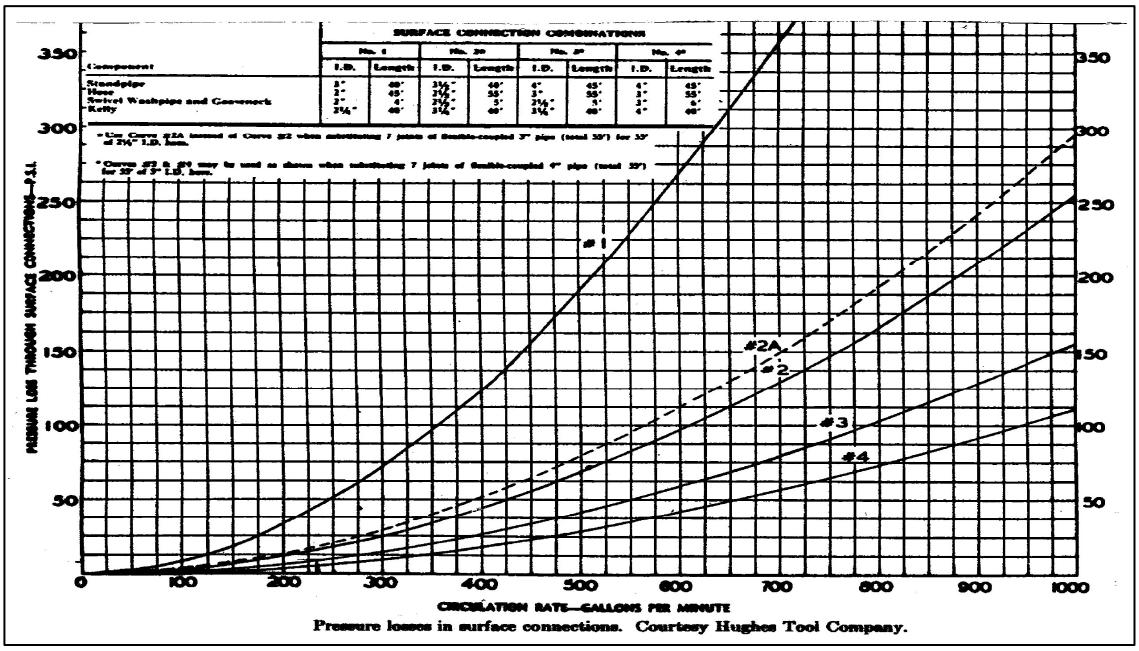
= $(\pi/4)$ x (42 แกลลอน/บาร์เรล) x (60วินาที/นาที)/

((144 นิ้ว^2/ฟุต^2) x (5.615 ฟุต^3/บาร์เรล))

d_h = ขนาดหัวเจาะ, นิ้ว

d_o = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกก้านเจาะ, นิ้ว

The surface equipment consists of the standpipe, swivel, kelly joint, and the piping between the pump and standpipe. Choose one in Fig. 2.1 that will be most closely approximated the actual case



รูปที่ 2.3 ความดันสูญเสียพื้นผิวเทียบกับอัตราการหมุนเวียนน้ำโคลน

จากกราฟ สามารถแปลงเป็นสมการได้ดังนี้

Surface pressure loss for #1	$y = 0.0007q^2 + 0.0358q$	--- สมการ (2.2a)
Surface pressure loss for#2	$y = 0.0002q^2 + 0.0149q$	--- สมการ (2.2b)
Surface pressure loss for #2A	$y = 0.0003q^2 + 0.0186q$	--- สมการ (2.2c)
Surface pressure loss for#3	$y = 0.0001q^2 + 0.0081q$	--- สมการ (2.2d)
Surface pressure loss for#4	$y = 0.0001q^2 - 0.0014q$	--- สมการ (2.2e)

โดย Y = Δ_{ps} = ความดันที่สูญเสียบริเวณพื้นผิว, piping, standpipe, และ mud hoses, psi

X = q อัตราการไหล (flow rate), แกลลอน/นาที

- การคำนวณหาค่าความเร็ววิกฤต Critical Velocity, Vc (ฟุต/วินาที)

$$v_c = \frac{1.08\mu_p + 1.08\sqrt{\mu_p{}^2 + 9.3\rho d_i^2 Y_b}}{\rho d_i} \quad \text{--- สมการ (2.3)}$$

$$v_c = \frac{1.08\mu_p + 1.08\sqrt{\mu_p{}^2 + 9.3\rho\left(d_o - d_i\right)^2 Y_b}}{\rho\left(d_o - d_i\right)} \quad \text{--- สมการ (2.4)}$$

- การคำนวณหาค่าความเร็วจริง The actual velocity, V (ฟุต/วินาที)

$$\bar{v} = \frac{q}{2.45 d_i^2} \quad \text{--- สมการ (2.5)}$$

$$\bar{v} = \frac{q}{2.45\left(d_o^2 - d_i^2\right)} \quad \text{--- สมการ (2.6)}$$

โดย V_c = ค่าความเร็ววิกฤต, ฟุต/วินาที

$\bar{v}$ = ความเร็วจริง, ฟุต/วินาที

ρ_m = ความหนาแน่นน้ำโคลน, ปอนด์/แกลลอน

d_o = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกก้านเจาะ, นิ้ว

d_i = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในก้านเจาะ, นิ้ว

μp = ความหนืดน้ำโคลนในสถานะพลาสติก, เซนติพอยด์

Y_b = จุดครากของบริงแฮม, ปอนด์ต่อ 100 ตารางฟุต

เพราะฉะนั้น ถ้า $\bar{v} < Vc$, จะเป็นการไหลแบบราบเรียบ (flow is laminar)

$\bar{v} > Vc$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน (flow is turbulent)

- การคำนวณ Newtonian Fluid Flow

ของไหลที่ไหลในท่อจะมีลักษณะการไหล 2 แบบ คือ

การไหลแบบราบเรียบ(Laminar) In laminar flow the fluid moves in parallel layers or laminar which are at all times parallel to the direction of flow.

การไหลแบบปั่นป่วน (Turbulent)In turbulent flow, secondary irregularities and eddys are imposed on the main or average flow pattern.

- การคำนวณ Reynolds number

$$R_e = \frac{928\rho\bar{v}d_i}{\mu}$$ --- สมการ (2.7)

$$R_e = \frac{928\rho\bar{v}(d_o - d_i)}{\mu}$$ --- สมการ (2.8)

โดย Re = Reynolds number

$\bar{v}$ = ความเร็วจริงของการไหล, ฟุต/วินาที

ρ = ความหนาแน่นน้ำโคลน, ปอนด์/แกลลอน

d_o = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกก้านเจาะ, นิ้ว

d_i = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในก้านเจาะ, นิ้ว

μ = ความหนืดน้ำโคลน, เซนติพอยด์

q = circulating volume, แกลลอน/นาที

โดยทั่วไปจะพิจารณาว่าการไหลจะเป็นแบบใด จาก It is commonly consider that if:

Re < 2000, เป็นการไหลชนิดราบเรียบ (laminar)

Re > 2000, เป็นการไหลชนิดปั่นป่วน (turbulent)

2000 < Re < 4000, flow is in transition

- การคำนวณความดันของการไหลแบบราบเรียบ Laminar Flow, the Hagan-Poiseuille law

  For practical values of v, the behavior of Bingham fluids may be expressed as:

$$\Delta p = \frac{LY_b}{300d_i} + \frac{\mu_p \bar{v} L}{1500 d_i^2} \qquad \text{--- สมการ (2.9)}$$

$$\Delta p = \frac{LY_b}{300(d_o - d_i)} + \frac{\mu_p \bar{v} L}{1500(d_o - d_i)^2} \qquad \text{--- สมการ (2.10)}$$

โดย Δp = laminar flow pressure drop, ปอนด์/นิ้ว^2

μ_p = ความหนืดน้ำโคลนในสถานะพลาสติก, เซนติพอยด์

$\bar{v}$ = ความเร็วจริงของการไหล, ฟุต/วินาที

Y_b = จุดคราก ของบริงแฮม, ปอนด์ต่อ 100 ตารางฟุต

L = ความยาวของก้านเจาะ, ฟุต

d_o = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกก้านเจาะ, นิ้ว

d_i = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในก้านเจาะ, นิ้ว

- การคำนวณความดันของการไหลแบบปั่นป่วน Turbulent flow, Fanning's equation applied:

$$\Delta p = \frac{f\rho L \bar{v}^2}{25.8 d_i} \qquad \text{--- สมการ (2.11)}$$

$$\Delta p = \frac{f\rho L \bar{v}^2}{25.8(d_o - d_i)} \qquad \text{--- สมการ (2.12)}$$

โดย Δp = turbulent flow pressure drop, ปอนด์/นิ้ว^2

f = Fanning friction factor

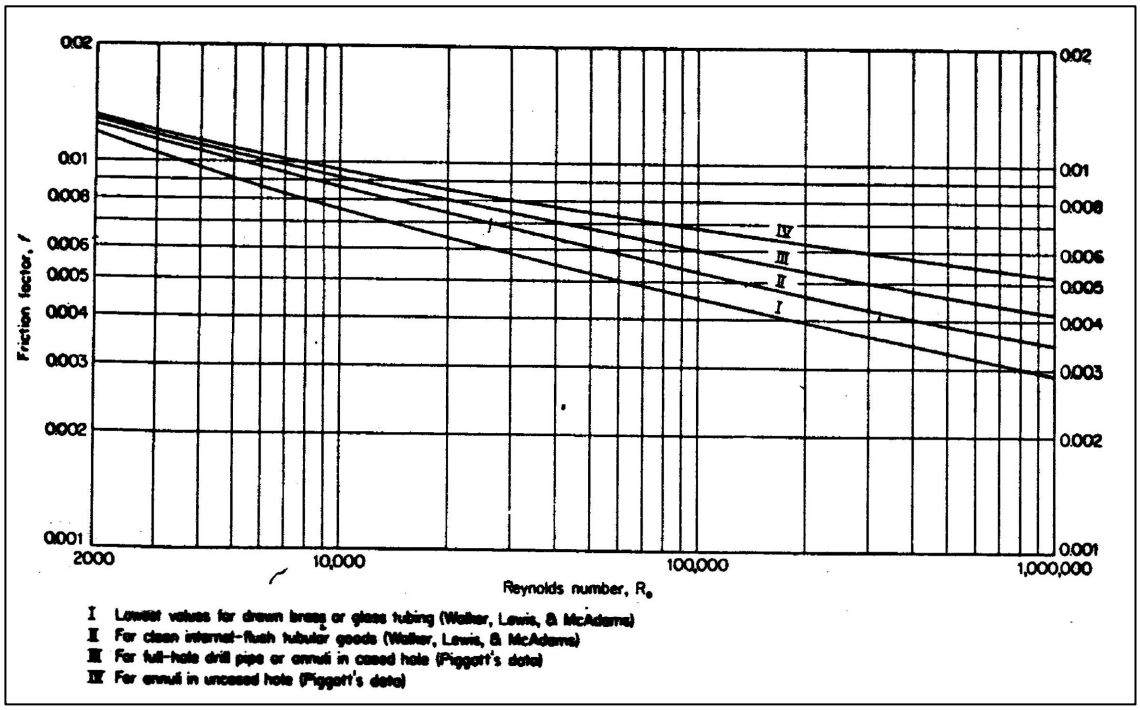
$\bar{v}$ = ความเร็วจริงของการไหล, ฟุต/วินาที

ρ = ความหนาแน่นน้ำโคลน, ปอนด์/แกลลอน

d_o = เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอกก้านเจาะ, นิ้ว

d_i = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในก้านเจาะ, นิ้ว

The friction factor (f) คือปัจจัยที่ส่งผลต่อ Re และ ความขรุขระของผิวก้านเจาะ ซึ่งหาค่าได้จากการทดลองทางตัวเลข



รูปที่ 2.4 ปัจจัยเสียดทานเทียบกับตัวเลขเรโนลด์สำหรับน้ำโคลนหมุนเวียน

จากกราฟ สามารถแปลงเป็นสมการได้ดังนี้

Friction factor for I	$y = 0.0564x^{-0.217}$	--- สมการ (2.13a)
Friction factor for II	$y = 0.0555x^{-0.204}$	--- สมการ (2.13b)
Friction factor for III	$y = 0.0445x^{-0.174}$	--- สมการ (2.13c)
Friction factor for IV	$y = 0.0331x^{-0.136}$	--- สมการ (2.13d)

โดย Y = f (Friction factor), function of ***Re*** and pipe roughness

X = R_e (Reynolds number for mud calculation)

วิธีการคำนวณ

ก. การคำนวณค่าความดันสูญเสียบริเวณพื้นผิว (Surface Pressure Loss) Δp_s

(1) คำนวณค่า $\mathbf{V_c}$ จาก สมการ (2.3) และ $\bar{v}$ จากสมการ (2.14)

การคำนวณหาค่าความเร็ววิกฤตที่รูปล่อยน้ำโคลน (Critical Velocity at nozzle)

$$\bar{v} = \frac{q \div 3}{(2.45)(D_{nozzle})^2} \qquad \text{--- (สมการ 2.14)}$$

โดย $\bar{v}$ = ความเร็ว, ฟุต/วินาที

D_{nozzle} = เส้นผ่านศูนย์กลางรูปล่อยน้ำโคลน, นิ้ว

(2) ถ้า $\bar{v} < \mathbf{V_c}$ จะเป็นการไหลแบบราบเรียบจากนั้นใช้ สมการ (2.9) จะได้Δp_s

(3) ถ้า $\bar{v} > \mathbf{V_c}$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน

(a) คำนวณ ***Re*** จากสมการ (2.7)

(b) หาค่า ***f*** (friction factor) จาก จากสมการ (2.13a, b, c, d) ตามชนิดของผิวก้านเจาะ

(c) คำนวณค่า Δp_s (pressure drop) จากสมการ (2.11)

ข. การออกแบบความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะ (Pressure Loss inside Drill Pipe) Δp_p

(1) คำนวณค่า $\mathbf{V_c}$ จาก สมการ (2.3) และ $\overline{v}$ จากสมการ (2.5)

(2) ถ้า $\overline{v} < \mathbf{V_c}$ จะเป็นการไหลแบบราบเรียบจากนั้นใช้ สมการ (2.9) จะได้Δp_p

(3) ถ้า $\overline{v} > \mathbf{V_c}$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน

(a) คำนวณ ***Re*** จากสมการ (2.7)

(b) หาค่า ***f*** (friction factor) จาก จากสมการ (2.13a, b, c, d) ตามชนิดของผิวก้านเจาะ

(c) คำนวณค่า Δp_p (pressure drop) จากสมการ (2.11)

ค. การออกแบบความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะหนัก (Pressure Loss inside Heavy Weight Drill Pipe) Δp_{hw}

(1) คำนวณค่า $\mathbf{V_c}$ จาก สมการ (2.3) และ $\overline{v}$ จากสมการ (2.5)

(2) ถ้า $\overline{v} < \mathbf{V_c}$ จะเป็นการไหลแบบราบเรียบจากนั้นใช้สมการ (2.9) จะได้Δp_{hw}

(3) ถ้า $\overline{v} > \mathbf{V_c}$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน

(a) คำนวณ ***Re*** จากสมการ (2.7)

(b) หาค่า ***f*** (friction factor) จาก จากสมการ (2.13a, b, c, d) ตามชนิดของผิวก้านเจาะ

(c) คำนวณค่า Δp_{hw} (pressure drop) จากสมการ (2.11)

ง. การออกแบบความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะผนังหนาและหนัก (Pressure Loss inside Drill Collar) Δp_c

(1) คำนวณค่า $\mathbf{V_c}$ จาก สมการ (2.3) และ $\overline{v}$ จากสมการ (2.5)

(2) ถ้า $\overline{v} < \mathbf{V_c}$ จะเป็นการไหลแบบราบเรียบจากนั้นใช้สมการ (2.9) จะได้Δp_c

(3) ถ้า $\overline{v} > \mathbf{V_c}$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน

(a) คำนวณ ***Re*** จากสมการ (2.7)

(b) หาค่า ***f*** (friction factor) จาก จากสมการ (2.13a, b, c, d) ตามชนิดของผิวก้านเจาะ

(c) คำนวณค่า Δp_c (pressure drop) จากสมการ (2.11)

จ. การคำนวณหาความดันสูญเสียบริเวณหัวเจาะ (Pressure Drop Across Bit Nozzles) Δp_b

$$\Delta p_{bit} = \frac{9.14\left(10^{-5}\right)\times \rho \times q^2}{An^2_{nozzle}} \quad \text{--- สมการ (2.15)}$$

โดย An_{nozzle}= พื้นที่หน้าตัดของรูปล่อยน้ำโคลน, ตารางนิ้ว

ตาราง 2.3 ความสัมพันธ์ระหว่างเส้นผ่านศูนย์กลางกับพื้นที่หน้าตัด

	เส้นผ่านศูนย์กลาง, นิ้ว		**พื้นที่หน้าตัด (An)**		**เส้นผ่านศูนย์กลาง, นิ้ว**		**พื้นที่หน้าตัด (An)**
	เศษส่วน	**เลขทศนิยม**	**นิ้ว^2**		**เศษส่วน**	**เลขทศนิยม**	**นิ้ว^2**
1	1/4	0.2500	0.0491	8	15/32	0.4687	0.1726
2	9/32	0.2812	0.0621	9	1/2	0.5000	0.1963
3	5/16	0.3125	0.0767	10	9/16	0.5625	0.2485
4	11/32	0.3437	0.0928	11	5/8	0.6250	0.3068
5	3/8	0.3750	0.1104	12	11/16	0.6875	0.3712
6	13/32	0.4062	0.1296	13	3/4	0.7500	0.4418
7	7/16	0.4375	0.1503	14	1	1.0000	0.7854

ช. การออกแบบความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะผนังหนาและหนักกับผนังหลุมเจาะ (Pressure Loss in Annular around Drill Collar) Δp_{ac}

(1) คำนวณค่า $\mathbf{V_c}$ จาก สมการ (2.4) และ $\overline{v}$ จากสมการ (2.6)

(2) ถ้า $\overline{v} < \mathbf{V_c}$ จะเป็นการไหลแบบราบเรียบจากนั้นใช้สมการ (2.10) จะได้Δp_a

(3) ถ้า $\overline{v} > \mathbf{V_c}$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน

(a) คำนวณ ***Re*** จากสมการ (2.8)

(b) หาค่า ***f*** (friction factor) จาก จากสมการ (2.13a, b, c, d) ตามชนิดของผิวก้านเจาะ

(c) คำนวณค่า Δp_{ac} (pressure drop) จากสมการ (2.12)

ซ. การออกแบบความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะหนักกับผนังหลุมเจาะ (Pressure Loss in Annular around Heavy Weight Drill Pipe) Δp_{ahw}

(1) คำนวณค่า $\mathbf{V_c}$ จาก สมการ (2.4) และ $\overline{v}$ จากสมการ (2.6)

(2) ถ้า $\overline{v} < \mathbf{V_c}$ จะเป็นการไหลแบบราบเรียบจากนั้นใช้สมการ (2.10) จะได้ Δp_{ahw}

(3) ถ้า $\overline{v} > \mathbf{V_c}$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน

(a) คำนวณ ***Re*** จากสมการ (2.8)

(b) หาค่า ***f*** (friction factor) จาก จากสมการ (2.13a, b, c, d) ตามชนิดของผิวก้านเจาะ

(c) คำนวณค่า Δp_{ahw} (pressure drop) จากสมการ (2.12)

ฉ. การออกแบบความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุมเจาะ (Pressure Loss in Annular around Drill Pipe) Δp_{ap}

(1) คำนวณค่า $\mathbf{V_c}$ จาก สมการ (2.4) และ $\overline{v}$ จากสมการ (2.6)

(2) ถ้า $\overline{v} < \mathbf{V_c}$ จะเป็นการไหลแบบราบเรียบจากนั้นใช้สมการ (2.10) จะได้ Δp_{ap}

(3) ถ้า $\overline{v} > \mathbf{V_c}$, จะเป็นการไหลแบบปั่นป่วน

(a) คำนวณ ***Re*** จากสมการ (2.8)

(b) หาค่า ***f*** (friction factor) จาก จากสมการ (2.13a, b, c, d) ตามชนิดของผิวก้านเจาะ

(c) คำนวณค่า Δp_{ap} (pressure drop) จากสมการ (2.12)

ฌ. คำนวณหาความดันสูญเสียทั้งหมดในการเจาะหลุมปิโตรเลียม (Δp_t) ในหน่วย psi

$$\Delta p_t = \Delta p_s + \Delta p_p + \Delta p_{hw} + \Delta p_c + \Delta p_b + \Delta p_{ac} + \Delta p_{ahw} + \Delta p_{ap}$$

--- (สมการ 2.16)

ญ. คำนวณหากำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม (HP)

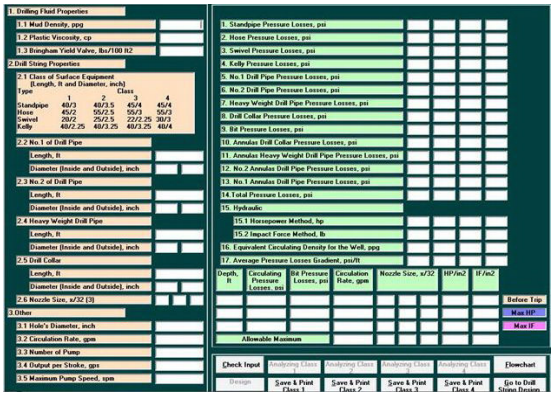
$$HP = \frac{q \times \Delta P t}{1{,}714 \times V \times M}$$ --- (สมการ 2.17)

โดย M = ประสิทธิภาพเชิงเครื่องกล

V = ประสิทธิภาพเชิงปริมาตร

2.3 โปรแกรม Pre_Ho (Pressure Loss and Horse power for Thailand drilling well)

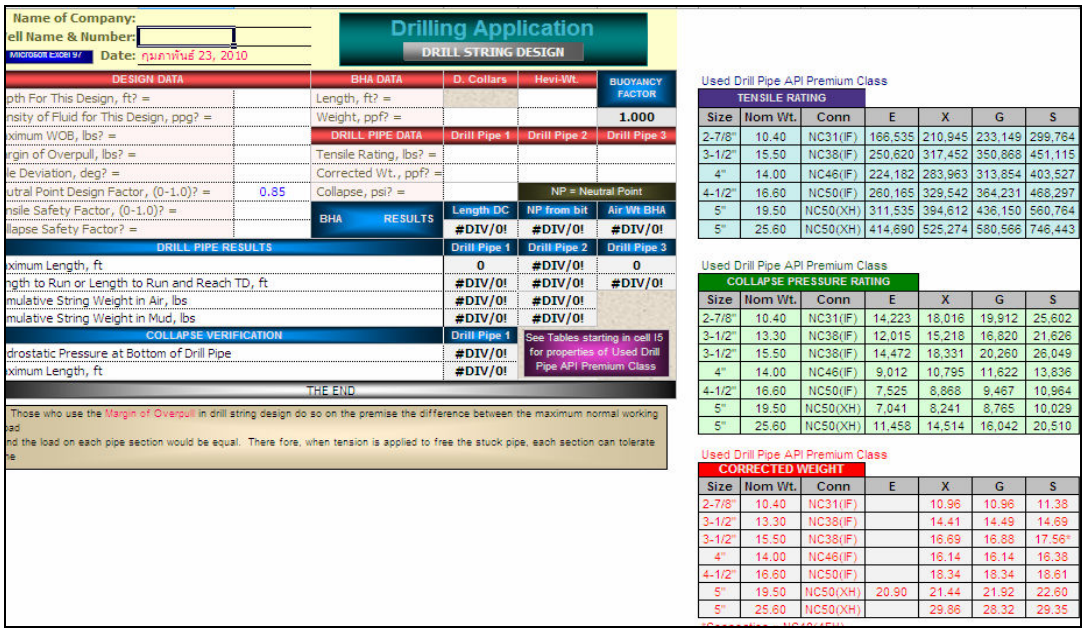
โปรแกรมออกแบบความดันสูญเสียและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศไทย ซึ่งในที่นี้ใช้ชื่อว่า PRE_HO (Pressure Loss and Horse Power for Thailand Drilling Well) โดยใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6 ประกอบด้วยตัวแปรต่างๆ คือ ความเร็วของน้ำโคลนบริเวณก้านเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณพื้นผิว ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะลำดับที่ 1 และ 2 (Drill Pipe No.1 and 2) ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะหนัก (Heavy Weight Drill Pipe) ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะผนังหนาและหนัก (Drill Collar) ความดันสูญเสียบริเวณหัวเจาะ (Bit) ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะผนังหนาและหนักกับผนังหลุมเจาะ (Annulus of Drill Collar) ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะหนักกับผนังหลุมเจาะ (Annulus of Heavy Weight Drill Pipe) ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุมเจาะลำดับที่ 1 และ 2 (Annulus of Drill Pipe No.1 and 2) ผลรวมของความดันสูญเสียทั้งหมด และกำลังเครื่องยนต์ นอกจากนี้ยังรวมถึง การออกแบบอัตราการหมุนเวียนน้ำโคลนและขนาดรูพ่นน้ำโคลนที่เหมาะสมที่สุด ตามรูปภาพ 2.5 โดยข้อมูลเหล่านี้สามารถบันทึกและพิมพ์ในรูปของข้อมูลและเอกสาร เพื่อทำการศึกษาวิเคราะห์และเปรียบเทียบได้ (เกรียงไกร ไตรสาร, 2552)



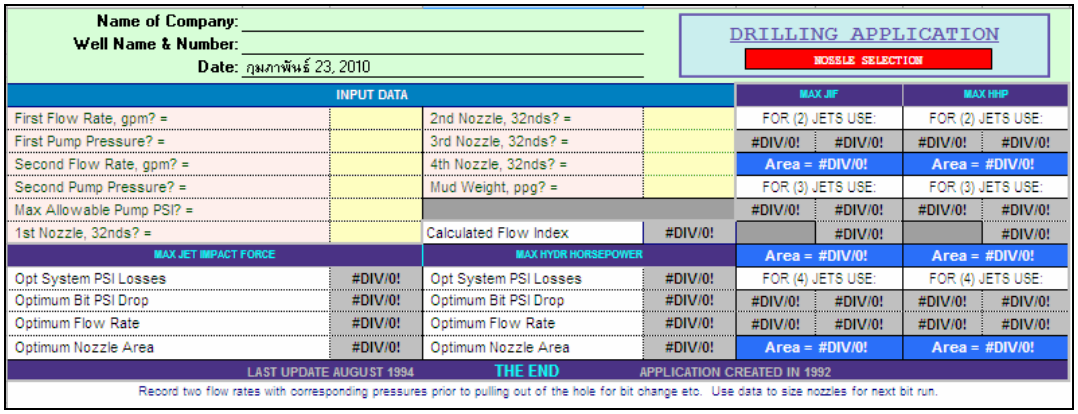
รูปที่ 2.5 หน้าหลักโปรแกรมออกแบบความดันสูญเสียและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศไทย (PRE_HO) (เกรียงไกร ไตรสาร, 2552)

2.4 โปรแกรมเชิงพาณิชย์ต่างๆ

โปรแกรมเชิงพาณิชย์ส่วนใหญ่ที่นำมาศึกษาได้มาจากแหล่งอินเทอร์เน็ต ซึ่งโปรแกรมต่างๆ นั้น จะเป็นโปรแกรมเฉพาะเจาะจงไปในทางการคำนวณนั้นๆ อย่างคร่าวๆ ไม่ลงลึกถึงลายละเอียดต่างๆ เช่น Drillstring_Design โปรแกรมนี้สามารถออกแบบชุดก้านเจาะ และคำนวณคุณสมบัติก้านเจาะที่จะสามารถนำมาใช้กับหลุมเจาะนั้นๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.6-2.8



รูปที่ 2.6 โปรแกรม Nozzle_Selection เป็นโปรแกรมที่ใช้เลือกขนาดของรูพ่นน้ำโคลน โดยจะคำนวณจากค่าอัตราการไหลของน้ำโคลนและนำมาพิจารณาถึงความเหมาะสมที่จะเลือกใช้ขนาดเท่าใด (www.sharewareconnection.com, 2552)



Name of Company: _____
Well Name & Number: _____
Date: กุมภาพันธ์ 23, 2010

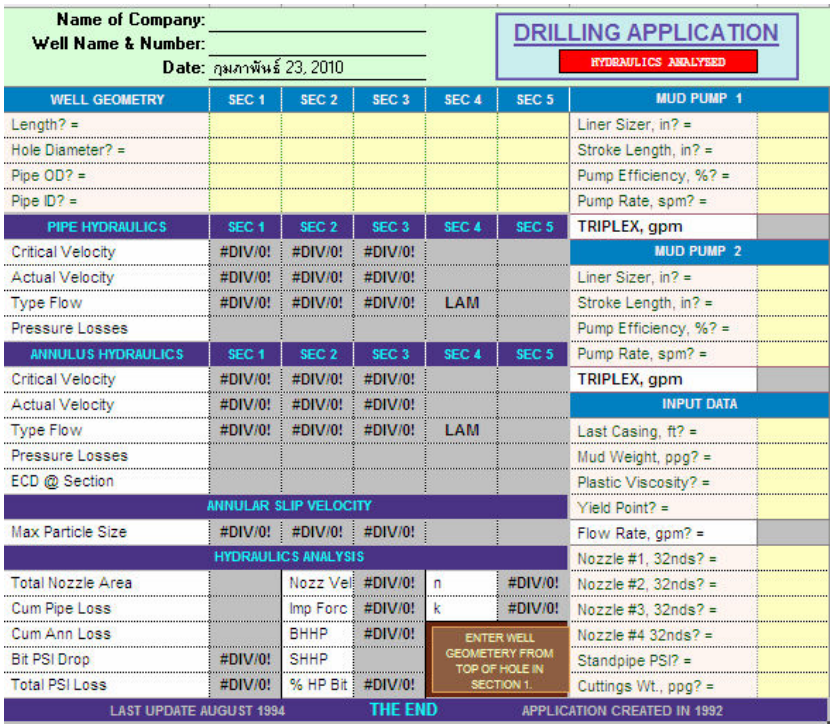
DRILLING APPLICATION
NOSSLE SELECTION

INPUT DATA				MAX JIF		MAX HHP	
First Flow Rate, gpm? =		2nd Nozzle, 32nds? =		FOR (2) JETS USE:		FOR (2) JETS USE:	
First Pump Pressure? =		3rd Nozzle, 32nds? =		#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Second Flow Rate, gpm? =		4th Nozzle, 32nds? =		Area = #DIV/0!		Area = #DIV/0!	
Second Pump Pressure? =		Mud Weight, ppg? =		FOR (3) JETS USE:		FOR (3) JETS USE:	
Max Allowable Pump PSI? =				#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
1st Nozzle, 32nds? =		Calculated Flow Index	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!
MAX JET IMPACT FORCE		MAX HYDR HORSEPOWER		Area = #DIV/0!		Area = #DIV/0!	
Opt System PSI Losses	#DIV/0!	Opt System PSI Losses	#DIV/0!	FOR (4) JETS USE:		FOR (4) JETS USE:	
Optimum Bit PSI Drop	#DIV/0!	Optimum Bit PSI Drop	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Optimum Flow Rate	#DIV/0!	Optimum Flow Rate	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Optimum Nozzle Area	#DIV/0!	Optimum Nozzle Area	#DIV/0!	Area = #DIV/0!		Area = #DIV/0!	

LAST UPDATE AUGUST 1994 — THE END — APPLICATION CREATED IN 1992

Record two flow rates with corresponding pressures prior to pulling out of the hole for bit change etc. Use data to size nozzles for next bit run.

รูปที่ 2.7 Hydraulics_Analyzed เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์อัตราการไหลน้ำโคลน โดยจะคำนวณจากค่าอัตราการไหลของน้ำโคลนและนำมาพิจารณาถึงความเหมาะสมที่จะเลือกใช้ขนาดความเร็วของน้ำโคลนเท่าใด (www.downloadatoz.com, 2552)



Name of Company: _____
Well Name & Number: _____
Date: กุมภาพันธ์ 23, 2010

DRILLING APPLICATION
HYDRAULICS ANALYSED

WELL GEOMETRY	SEC 1	SEC 2	SEC 3	SEC 4	SEC 5	MUD PUMP 1
Length? =						Liner Sizer, in? =
Hole Diameter? =						Stroke Length, in? =
Pipe OD? =						Pump Efficiency, %? =
Pipe ID? =						Pump Rate, spm? =
PIPE HYDRAULICS	SEC 1	SEC 2	SEC 3	SEC 4	SEC 5	TRIPLEX, gpm
Critical Velocity	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!			MUD PUMP 2
Actual Velocity	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!			Liner Sizer, in? =
Type Flow	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	LAM		Stroke Length, in? =
Pressure Losses						Pump Efficiency, %? =
ANNULUS HYDRAULICS	SEC 1	SEC 2	SEC 3	SEC 4	SEC 5	Pump Rate, spm? =
Critical Velocity	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!			TRIPLEX, gpm
Actual Velocity	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!			INPUT DATA
Type Flow	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	LAM		Last Casing, ft? =
Pressure Losses						Mud Weight, ppg? =
ECD @ Section						Plastic Viscosity? =
ANNULAR SLIP VELOCITY						Yield Point? =
Max Particle Size	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!			Flow Rate, gpm? =
HYDRAULICS ANALYSIS						Nozzle #1, 32nds? =
Total Nozzle Area		Nozz Vel	#DIV/0!	n	#DIV/0!	Nozzle #2, 32nds? =
Cum Pipe Loss		Imp Forc	#DIV/0!	k	#DIV/0!	Nozzle #3, 32nds? =
Cum Ann Loss		BHHP	#DIV/0!	ENTER WELL GEOMETERY FROM TOP OF HOLE IN SECTION 1.		Nozzle #4 32nds? =
Bit PSI Drop	#DIV/0!	SHHP				Standpipe PSI? =
Total PSI Loss	#DIV/0!	% HP Bit	#DIV/0!			Cuttings Wt., ppg? =

LAST UPDATE AUGUST 1994 — THE END — APPLICATION CREATED IN 1992

รูปที่ 2.8 Bit_Hydraulics เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์อัตราการไหลน้ำโคลนโดยจะคำนวณจากค่าอัตราการไหลของน้ำโคลนและนำมาพิจารณาถึงความเหมาะสมที่จะเลือกใช้ขนาดความเร็วของน้ำโคลนเท่าใด (www.sargent.dk, 2552)

บทที่ 3
การพัฒนาโปรแกรม

3.1 บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงการพัฒนาโปรแกรมออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ประกอบไปด้วย การวิเคราะห์ปัญหา ผังงาน ภาษาที่ใช้พัฒนาโปรแกรม และการทดสอบโปรแกรม

3.2 วิเคราะห์ปัญหา

ขั้นตอนแรกของการพัฒนาโปรแกรมที่สามารถออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม (Drill_Horse) คือการอธิบายปัญหา รายละเอียด วิธีการแก้ปัญหา กระบวนการ และผลลัพธ์ ดังนี้

3.2.1 สิ่งที่ต้องการ

พัฒนาโปรแกรมออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ซึ่งในที่นี้ใช้ชื่อว่า Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) โดยใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6 โปรแกรมจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ ส่วนที่ออกแบบก้านเจาะจะประกอบด้วย ความยาวของก้านเจาะ ความยาวก้านเจาะหนักและความยาวของก้านเจาะหนาและหนักที่สามารถนำมาใช้ในการเจาะหลุมได้ และในส่วนการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ประกอบด้วย ความเร็วของน้ำโคลนบริเวณก้านเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณพื้นผิว ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะหนัก ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะผนังหนาและหนัก ความดันสูญเสียบริเวณหัวเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะผนังหนาและหนักกับผนังหลุมเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะหนักกับผนังหลุมเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุมเจาะ ผลรวมของความดันสูญเสียทั้งหมด และกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม รายละเอียดดังแสดงในตาราง 3.1 ในส่วนของการแสดงผล

3.2.2 การแสดงผล

แสดงรายละเอียดและผลลัพธ์การออกแบบในเชิงของตัวเลขโดยมีระบบฐานของหน่วยแบบ Field unit นอกจากนี้ ความแตกต่างของสีที่แสดงบนโปรแกรมยังบอกถึงกลุ่มข้อมูลต่างๆ ที่มีความสัมพันธ์กับสีนั้นๆ ดังแสดงในตาราง 3.2

3.2.3 การป้อนข้อมูล และการประกาศตัวแปร

กลุ่มข้อมูลนำเข้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มตามลักษณะการออกแบบทั้ง 2 กระบวนการ ซึ่งตัวแปรบางตัวสามารถถูกประยุกต์ใช้ได้ทั้ง 2 การออกแบบ รายละเอียดดังแสดงในตาราง 3.1 นอกจากนี้ รายละเอียดของการประกาศตัวแปรที่ถูกใช้ในการพัฒนาโปรแกรมทั้งในส่วนของข้อมูลนำเข้าและข้อมูลแสดงผลยังถูกนำเสนอไว้ในตาราง 3.1 อีกด้วย

3.2.4 ขั้นตอนการใช้งานการแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม (Drill_Horse)

ก. การแบบก้านเจาะ

ก.1 ผู้ใช้ต้องป้อนข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานอย่างระมัดระวังในกรอบสีเขียวอ่อน

ก.2 กด Check Input ถ้าโปรแกรมแสดงกล่องข้อความ “You only Input DATA One pipe”, “You only Input DATA Two pipe”, “You Input DATA Three pipe” แต่ถ้าไม่แสดงให้ผู้ใช้กลับไปตรวจสอบการป้อนข้อมูลว่า ไปตามที่กำหนดไว้หรือไม่

ก.3 เลือกปุ่ม (1) Check BF ➔ (2) DC length ➔ (3) DP length ➔ (4) DP2 length ➔ (5) DP3 length ➔ (6) Sum length จากนั้นเลือกสภาพของก้านเจาะว่ามีสถานะเป็นเช่นไร

ก.3.1 new pipe

ก.3.2 premium; min wall thickness 80%

ก.3.3 class 2 ; min wall thickness 65%

ก.3.4 class 3 ; min wall thickness 55%

จากนั้นก็ทำการเช็คสภาพก้านเจาะอีกรอบหนึ่ง โดยเลือกปุ่ม (1) Check BF ➔ (2) DC length ➔ (3) DP length ➔ (4) DP2 length ➔ (5) DP3 length ➔ (6) Sum length ➔ (7) Buoyed Wt. ➔ (8) Air weight ➔ (9) Allowable Collapse Pressure ➔ (10) Net action collapse pressure ➔ (11) Net length collapse pressure ➔ (12) Tension SF ➔ (13) tension ➔ (14) CRS ➔ (15) Qt, (lb-ft) ➔ (16) Total DSS ➔ (17) Torsion

ก.4 ผู้ใช้สามารถบันทึกและพิมพ์ข้อมูลทั้งในส่วนของการป้อนข้อมูลและการแสดงผลได้ทั้งในรูปแบบของ File และงานเอกสาร โดยกดปุ่ม Save & Print

ก.5 ถ้าผู้ใช้ต้องการล้างหน้าจอ สามารถกดปุ่ม Clear ได้

ข. การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม

ข.1 ผู้ใช้ต้องป้อนข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานอย่างระมัดระวังในกรอบสีเขียวเข้ม

ข.2 กด Check Input of Pressure loss ถ้าโปรแกรมแสดงกล่องข้อความ “Please Run the Pressure loss and Horse power requirement for circulation rate” แต่ถ้าไม่แสดงให้ผู้ใช้กลับไปตรวจสอบการป้อนข้อมูลว่า ไปตามที่กำหนดไว้หรือไม่

ข.3 กด Run Pressure loss แล้วโปรแกรมจะทำการประมวลรายละเอียดและผลลัพธ์ของความเร็วของน้ำโคลนบริเวณก้านเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณพื้นผิว ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะลำดับที่ 1 2 และ 3 (Drill Pipe No.1, 2 and 3) ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะหนัก (Heavy Weight Drill Pipe) ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะผนังหนาและหนัก (Drill Collar) ความดันสูญเสียบริเวณหัวเจาะ (Bit) ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะผนังหนาและหนักกับผนังหลุมเจาะ (Annulus of Drill Collar) ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะหนักกับผนังหลุมเจาะ (Annulus of Heavy Weight Drill Pipe) ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุมเจาะลำดับที่ 1 2 และ 3 (Annulus Drill Pipe No.1, 2 and 3) ผลรวมของความดันสูญเสียทั้งหมดและกำลังเครื่องยนต์

ข.4 ผู้ใช้สามารถบันทึกและพิมพ์ข้อมูลทั้งในส่วนของการป้อนข้อมูลและการแสดงผลได้ทั้งในรูปแบบของ File และงานเอกสาร โดยกดปุ่ม Save & Print

ข.5 ถ้าผู้ใช้ต้องการล้างหน้าจอ สามารถกดปุ่ม Clear ได้

3.3 ผังงาน

การพัฒนาโปรแกรมออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการวางแผนลำดับงานเพื่อให้เข้าใจระบบการประมวลผลของโปรแกรม ดังนั้น กระบวนการเหล่านี้จะถูกอธิบายในรูปของผังงานที่ต้องประกอบไปด้วยการป้อนข้อมูล การตรวจสอบข้อมูลที่นำเข้า การคำนวณ การเชื่อมต่อกับฐานข้อมูล และการแสดงผล ดังแสดงไว้ในรูปที่ 3.1 ผังงานของโปรแกรมนี้จะประกอบไปด้วยตัวแปรของข้อมูลที่ใช้ป้อนและแสดงผล, สมการและฐานข้อมูล ซึ่งเป็นไปตามตารางที่ 3.3

3.4 โปรแกรม

หลังจากการวิเคราะห์ปัญหา และเขียนแผนผังงานแล้วเสร็จ ขั้นตอนต่อไปคือการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมให้เป็นไปตามแผนที่วางไว้โดยใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6 ซึ่งมีรายละเอียดในภาคผนวก ก ประกอบด้วยสัญลักษณ์ แผนผังงาน และ Source Code ของโปรแกรม

3.5 การทดสอบโปรแกรม

หลังจากพัฒนาและแก้ไขโปรแกรมจนสมบูรณ์แล้วได้มีการทดสอบการประมวลผลแล้วนำผลลัพธ์ที่ได้ไปเปรียบเทียบกับรายงานการเจาะและน้ำโคลนที่ใช้ประจำวัน ดังแสดงในตาราง 3.4 พบว่า ผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ สามารถประยุกต์ใช้โปรแกรมนี้ได้ในหลายๆ รูปแบบ ตัวอย่างกรณีศึกษาอื่นๆ ดังแสดงไว้ในบทที่ 4 การพิจารณาผลลัพธ์ทางด้านเทคนิค

ตาราง 3.1 ข้อมูลนำเข้า การแสดงผลและการประกาศตัวแปร

ข้อมูลนำเข้า		**การแสดงผล**	
Drill string design	**การประกาศตัวแปร**	**Drill string design**	**การประกาศตัวแปร**
Hole depth (ft)	Depth	Buoyancy Force	BF
Hole Deviation (degree)	Ang	Length (ft)	
Tensile Safety Factor	SFTEN	- heavy weight drill pipe (ft)	LHWDP
Collapse Safety Factor	SFCOLL	- drill collar (ft)	LDC
Weight on Bit SF	SFWOB	- drill pipe range 1 (ft)	LDP1
Cross section area(sq.in)	A	- drill pipe range 2 (ft)	LDP2
Minimum Yield Stress (psi)	Y	- drill pipe range 3 (ft)	LDP3
Temperature (F)	F	- Total length (ft)	LSUM
WOB (lb)	WOB	Buoyed weight (lbs)	
Revolutions per minute (rpm)	RPM	- heavy weight drill pipe (lbs)	BHWDP
Length one pipe (ft)	LO	- drill collar (lbs)	BDC
horsepower (hp)	HP	- drill pipe range 1 (lbs)	BDP1
Weight (lb. /ft.)		- drill pipe range 2 (lbs)	BDP2
- hwdp	WHWDP	- drill pipe range 3 (lbs)	BDP3
- drill collar	WDC	- Total (lbs)	BSUM
- drill pipe range 1	WDP1	Air weight (lbs)	

ตาราง 3.1 ข้อมูลนำเข้า การแสดงผลและการประกาศตัวแปร (ต่อ)

ข้อมูลนำเข้า		การแสดงผล	
Drill string design	**การประกาศตัวแปร**	**Drill string design**	**การประกาศตัวแปร**
- drill pipe range 2	WDP2	- heavy weight drill pipe (lbs)	WairHWDP
- drill pipe range 3	WDP3	- drill collar (lbs)	WairDC
OD pipe (inch)		- drill pipe range 1 (lbs)	WairDP1
- drill pipe range 1	OD	- drill pipe range 2 (lbs)	WairDP2
- drill pipe range 2	OD2	- drill pipe range 3 (lbs)	WairDP3
- drill pipe range 3	OD3	- Total (lbs)	SUMWair
ID pipe (inch)		Allowable Collapse Pressure (psi)	
- drill pipe range 1	ID	- drill pipe range 1 (psi)	NCP1
- drill pipe range 2	ID2	- drill pipe range 2 (psi)	NCP2
- drill pipe range 3	ID3	- drill pipe range 3 (psi)	NCP3
Tensile strength (lbs)		The net action collapse pressure (psi)	
- drill pipe range 1	TENDP1	- drill pipe range 1 (psi)	NACP1
- drill pipe range 2	TENDP2	The net length collapse pressure (ft)	
- drill pipe range 3	TENDP3	- drill pipe range 1 (ft)	NLCP1
Collapse (psi)		- drill pipe range 2 (ft)	NLCP2
- drill pipe range 1	COLDP1	- drill pipe range 3 (ft)	NLCP3
- drill pipe range 2	COLDP2	Tension safety factor of the new drill string	
- drill pipe range 3	COLDP3	design	
HWDP Length (ft)	LHWDP	- drill pipe range 1	NTENSF1
Density of Mud (ppg)	DEN	- drill pipe range 2	NTENSF2
		- drill pipe range 3	NTENSF3
		Submerged load hanging below section of DP (lb)	
		- drill pipe range 1 (lbs)	TEDP1
		- drill pipe range 2 (lbs)	TEDP2
		- drill pipe range 3 (lbs)	TEDP3
		- Total (lbs)	BTEDP
		Critical Rotation Speeds Nodal Vibration	
		- drill pipe range 1 (rev/min)	NV1
		- drill pipe range 2 (rev/min)	NV2

ตาราง 3.1 ข้อมูลนำเข้า การแสดงผลและการประกาศตัวแปร (ต่อ)

ข้อมูลนำเข้า		การแสดงผล	
Drill string design	**การประกาศตัวแปร**	**Drill string design**	**การประกาศตัวแปร**
		- drill pipe range 3 (rev/min)	NV3
		Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min)	SP
		Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe	
		min. torsion yield strength under tension	
		- drill pipe range 1 (lb-ft)	QT1
		- drill pipe range 2 (lb-ft)	QT2
		- drill pipe range 3 (lb-ft)	QT3
		Total Drill String Stretch	STOTAL
		Effect of stretch due to string weight, (inch)	SW
		Effects of stretch due to string temperature	ST
		Torsion	TORSION
Horse power requirement	**การประกาศตัวแปร**	**Horse power requirement**	**การประกาศตัวแปร**
Hole Depth (ft)	Depth	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	Vacp
Bit size (inch)	Dh	Surface pressure loss (psi)	Ps
Nozzle size (inch)	Dnozz	Pressure loss inside	
Mechanical Efficiency	M	- drill pipe 1 (psi)	Pp
Volumetric Efficiency	V	- drill pipe 2 (psi)	Pp2
OD - drill pipe 1 (inch)	OD	- drill pipe 3 (psi)	Pp3
- drill pipe 2 (inch)	OD2	- drill collar (psi)	Pc
- drill pipe 3 (inch)	OD3	- heavy weight drill pipe (psi)	Phw
- drill collar (inch)	ODC	Pressure loss across bit (psi)	Pb
- hwdp (inch)	OWHWP	Pressure loss in annulus around	
ID - drill pipe 1 (inch)	ID	drill pipe 1 (psi)	Pap
- drill pipe 2 (inch)	ID2	drill pipe 2 (psi)	Pap2
- drill pipe 3 (inch)	ID3	drill pipe 3 (psi)	Pap3
- drill collar (inch)	IDC	drill collar (psi)	Pac
- hwdp (inch)	IWHDP	heavy weight drill pipe (psi)	Pahw
		Total Pressure loss (psi)	Pt

ตาราง 3.1 ข้อมูลนำเข้า การแสดงผลและการประกาศตัวแปร (ต่อ)

ข้อมูลนำเข้า		**การแสดงผล**	
Horse power requirement	**การประกาศตัวแปร**	**Horse power requirement**	**การประกาศตัวแปร**
Type of Formation	FORMATION	heavy weight drill pipe (psi)	Pahw
Circulation Rate (ft/min)	RATE	Total Pressure loss (psi)	Pt
Type of Surface Pressure Loss	TYPE	Horse power required (hp)	HP1
Density of Mud (ppg)	DEN		
Mud Viscosity (cp)	VIS		
Bingham Yield (lb/100sqft)	BINGHAM		
Length drill pipe 1 (ft)	LDP1		
drill pipe 2 (ft)	LDP2		
drill pipe 3 (ft)	LDP3		
drill collar (ft)	LDC		
hwdp (ft)	LHWDP		

ตารางที่ 3.2 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสีกับหน้าที่

รูปแบบ	สี	หน้าที่
การป้อนข้อมูล	เขียวอ่อน	โปรแกรมออกแบบก้านเจาะ
	เขียวเข้ม	โปรแกรมออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับหมุนเวียนน้ำโคลน
	ม่วง	ทั้งสองโปรแกรมใช้ตัวแปรร่วมกัน โดยสีม่วงทำหน้าที่เป็นข้อมูลนำเข้าของโปรแกรมออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับหมุนเวียนน้ำโคลน แต่ทำหน้าที่เป็นการแสดงผลของโปรแกรมออกแบบก้านเจาะ
การแสดงผลลัพธ์	เหลือง	โปรแกรมออกแบบก้านเจาะ
	ส้ม	โปรแกรมออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับหมุนเวียนน้ำโคลน
ปุ่มใช้งาน	เทา	ประกอบด้วยปุ่ม Check Input, Design, Save & Print และ Clear รวมถึงฐานข้อมูลของ Drill string design

ตาราง 3.3 สมการและฐานข้อมูลที่ถูกใช้ในการพัฒนาโปรแกรม

รูปแบบ	จำนวน	หมายเหตุ
สมการ	43	การออกแบบก้านเจาะ
	15	การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับหมุนเวียนน้ำโคลน
ฐานข้อมูล	6	การออกแบบก้านเจาะ

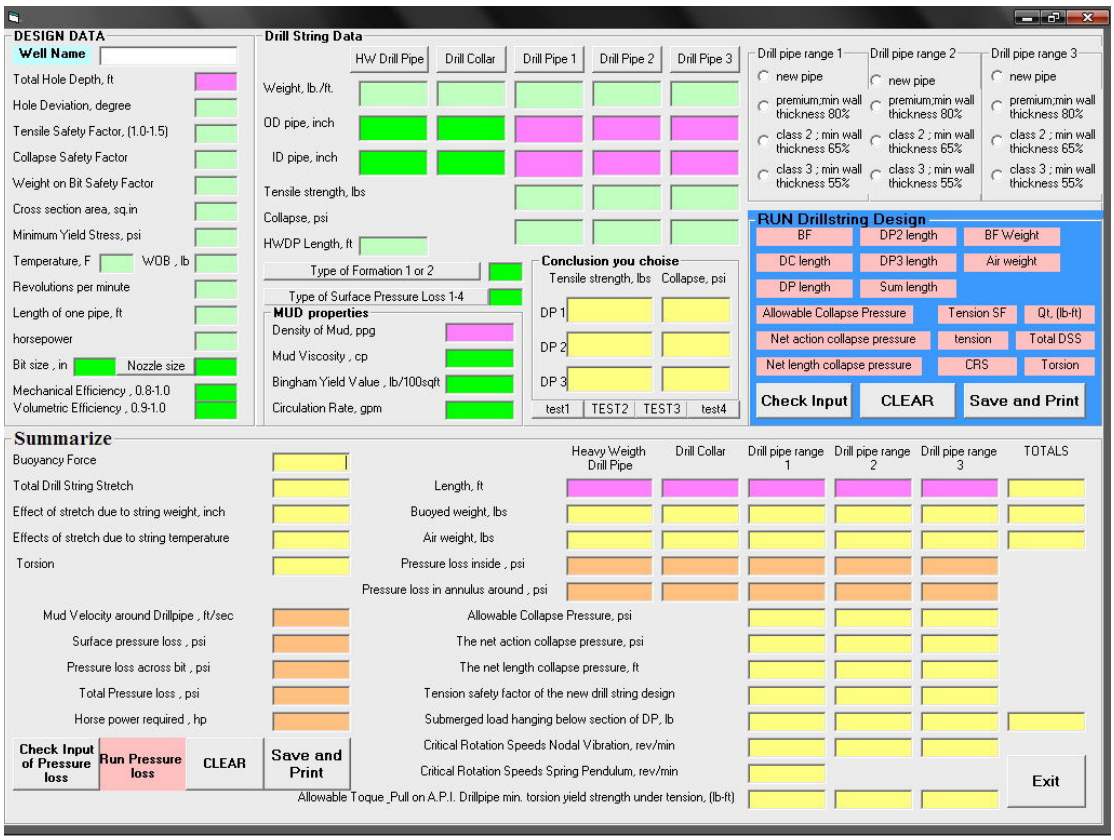
*รายละเอียดดังแสดงในรายงาน บทที่ 2

ตาราง 3.4 แสดงตัวอย่างแสดงการทดสอบการออกแบบก้านเจาะและการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนโดยเทียบกับผลลัพธ์ในหนังสือ

Input		Output	Drill_Horse	Answer
Drill string design				
Hole depth (ft)	2789	Buoyancy Force	0.8015	0.8015
Hole Deviation (degree)	0	Length (ft)		
Tensile Safety Factor	1.3	- heavy weight drill pipe (ft)	352	352
Collapse Safety Factor	1.125	- drill collar (ft)	734	734
Weight on Bit SF	0.85	- drill pipe range 1 (ft)	1,703	1,710
Cross section area(sq.in)	5,000	- drill pipe range 2 (ft)	-	-
Minimum Yield Stress (psi)	100,000	- drill pipe range 3 (ft)	-	-
Temperature (F)	400	- Total length (ft)	2,789	2,795
WOB (lb)	55,000	Buoyed weight (lbs)		
Revolutions per minute (rpm)	100	- heavy weight drill pipe (lbs)	13,909	13,912
Length one pipe (ft)	30	- drill collar (lbs)	64,713	64,713
horsepower (hp)	300	- drill pipe range 1 (lbs)	18,154	18,156
Weight (lb. /ft.)		- drill pipe range 2 (lbs)	-	-
- hwdp	49.3	- drill pipe range 3 (lbs)	-	-
- drill collar	110	- Total (lbs)	96,776	96,781
- drill pipe range 1	13.3	Air weight (lbs)		
- drill pipe range 2	-	- heavy weight drill pipe (lbs)	17,354	17,357
- drill pipe range 3	-	- drill collar (lbs)	80,740	80,740
OD pipe (inch)		- drill pipe range 1 (lbs)	22,650	22,653
- drill pipe range 1	3.5	- drill pipe range 2 (lbs)	-	-
- drill pipe range 2	-	- drill pipe range 3 (lbs)	-	-
- drill pipe range 3	-	- Total (lbs)	120,744	120750
ID pipe (inch)		Allowable Collapse Pressure (psi)		
- drill pipe range 1	2.764	- drill pipe range 1 (psi)	19,223	19223
- drill pipe range 2	-	- drill pipe range 2 (psi)	-	-
- drill pipe range 3	-	- drill pipe range 3 (psi)	-	-
Tensile strength (lbs)		The net action collapse pressure (psi)		
- drill pipe range 1	311,540	- drill pipe range 1 (psi)	1,883	1,883
- drill pipe range 2	553,830	The net length collapse pressure (ft)		
- drill pipe range 3	-	- drill pipe range 1 (ft)	25,303	25,305
Collapse (psi)		- drill pipe range 2 (ft)	-	-
- drill pipe range 1	4,760	- drill pipe range 3 (ft)	-	-
- drill pipe range 2	12,990	Tension safety factor of the new drill string		
- drill pipe range 3	-	design	3.55	3.5
HWDP Length (ft)	352	- drill pipe range 1	-	-
Density of Mud (ppg)	13	- drill pipe range 2	-	-
		- drill pipe range 3		
		Submerged load hanging below section of DP	96,776	96,778
		(lb)	-	-
		- drill pipe range 1 (lbs)	-	-
		- drill pipe range 2 (lbs)	96,776	96,778
		- drill pipe range 3 (lbs)		
		- Total (lbs)	163.8	164
		Critical Rotation Speeds Nodal Vibration	92.51	93
		- drill pipe range 1 (rev/min)	-	-
		- drill pipe range 2 (rev/min)		
		- drill pipe range 3 (rev/min)	20.16	20.16
		Critical Rotation Speeds Spring Pendulum		
		(rev/min)		
		Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe	73,584.07	73,585
		min. torsion yield strength under tension	-	-
		- drill pipe range 1 (lb-ft)	-	-
		- drill pipe range 2 (lb-ft)	84.52	85
		- drill pipe range 3 (lb-ft)	3.78	3.61
		Total Drill String Stretch	80.74	80.86
		Effect of stretch due to string weight, (inch)	15,750	15,750
		Effects of stretch due to string temperature		
		Torsion		

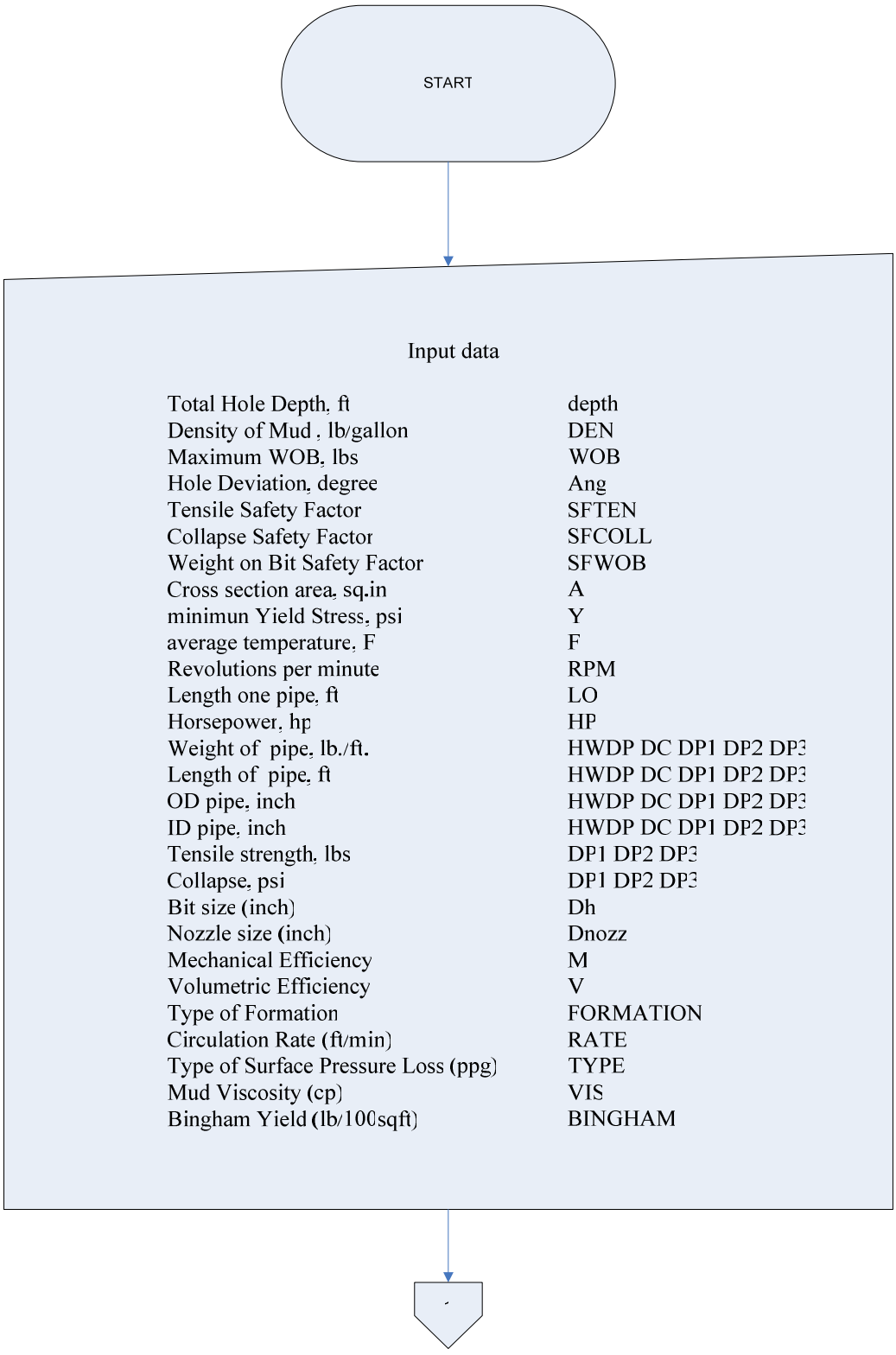
ตาราง 3.4 แสดงตัวอย่างแสดงการทดสอบการออกแบบก้านเจาะและการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนโดยเทียบกับผลลัพธ์ในหนังสือ (ต่อ)

Input		Output	Drill_Horse	Answer
Horse power requirement				
Hole Depth (ft)	2789	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	344.96	350
Bit size (inch)	7			
Nozzle size (inch)	0.3125	Surface pressure loss (psi)	23.51	27
Mechanical Efficiency	0.90			
Volumetric Efficiency	0.90	Pressure loss inside		
OD - drill pipe 1 (inch)	3.5	- drill pipe 1 (psi)	333.87	335
- drill pipe 2 (inch)	-	- drill pipe 2 (psi)	-	-
- drill pipe 3 (inch)	-	- drill pipe 3 (psi)	-	-
- drill collar (inch)	6	- drill collar (psi)	97.14	98
- hwdp (inch)	5	- heavy weight drill pipe (psi)	46.58	49
ID - drill pipe 1 (inch)	2.764			
- drill pipe 2 (inch)	-	Pressure loss across bit (psi)	1375.88	1384
- drill pipe 3 (inch)	-			
- drill collar (inch)	3	Pressure loss in annulus around	23.87	26
- hwdp (inch)	3	drill pipe 1 (psi)	-	-
Type of Formation	2	drill pipe 2 (psi)	-	-
Circulation Rate (ft/min)	-	drill pipe 3 (psi)	211.6	218
Type of Surface Pressure Loss (ppg)	2	drill collar (psi)	7.41	8.4
		heavy weight drill pipe (psi)		
Density of Mud (cp)	13			
Mud Viscosity (lb/100sqft)	30	Total Pressure loss (psi)	2119.86	2,119.4
Bingham Yield (gpm)	10			
Length drill pipe 1 (ft)	1703	Horse power required (hp)	378.07	377.98
drill pipe 2 (ft)	-			
drill pipe 3 (ft)	-			
drill collar (ft)	734			
hwdp (ft)	352			

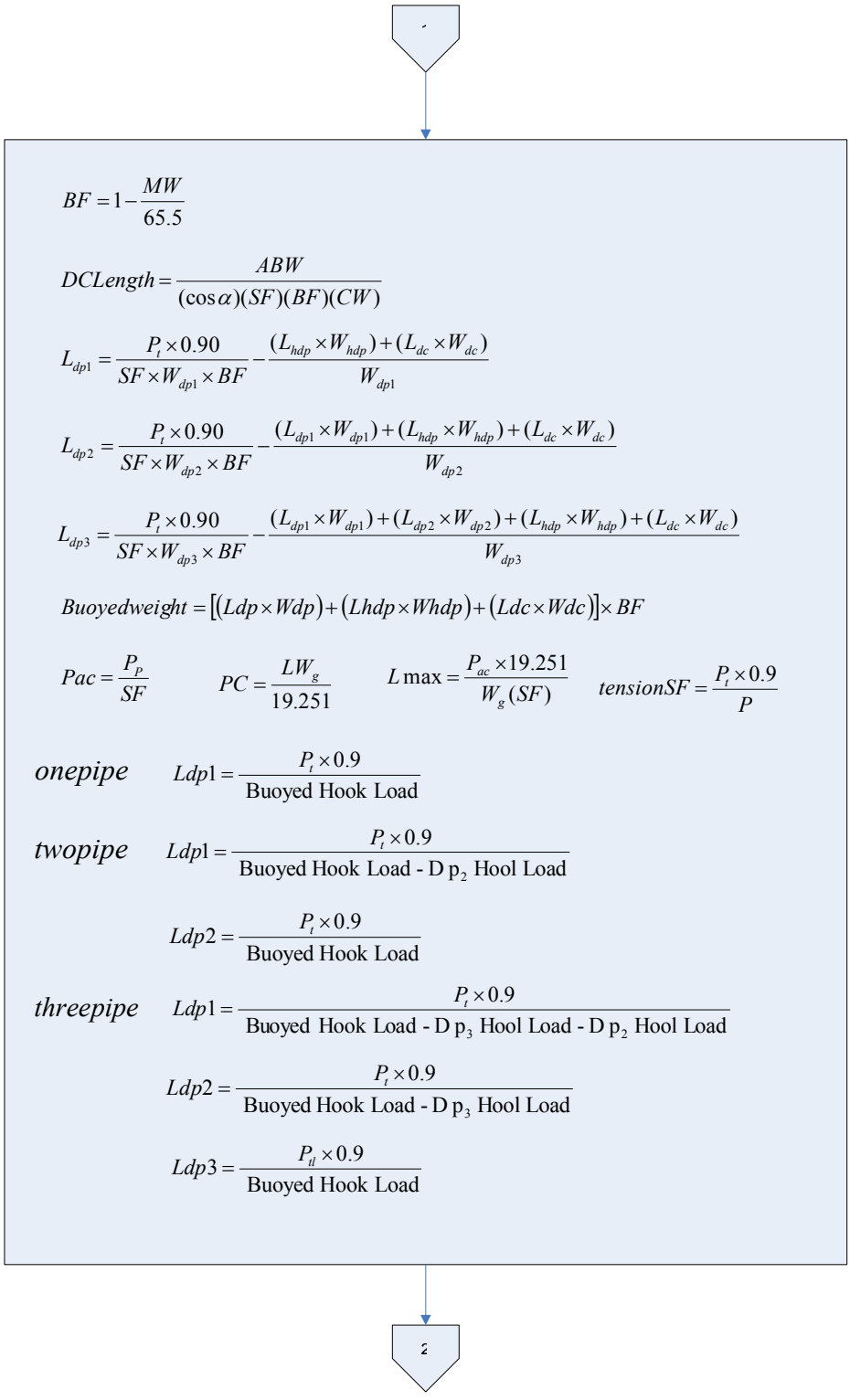


รูปที่ 3.1 โปรแกรม Drill_Horse

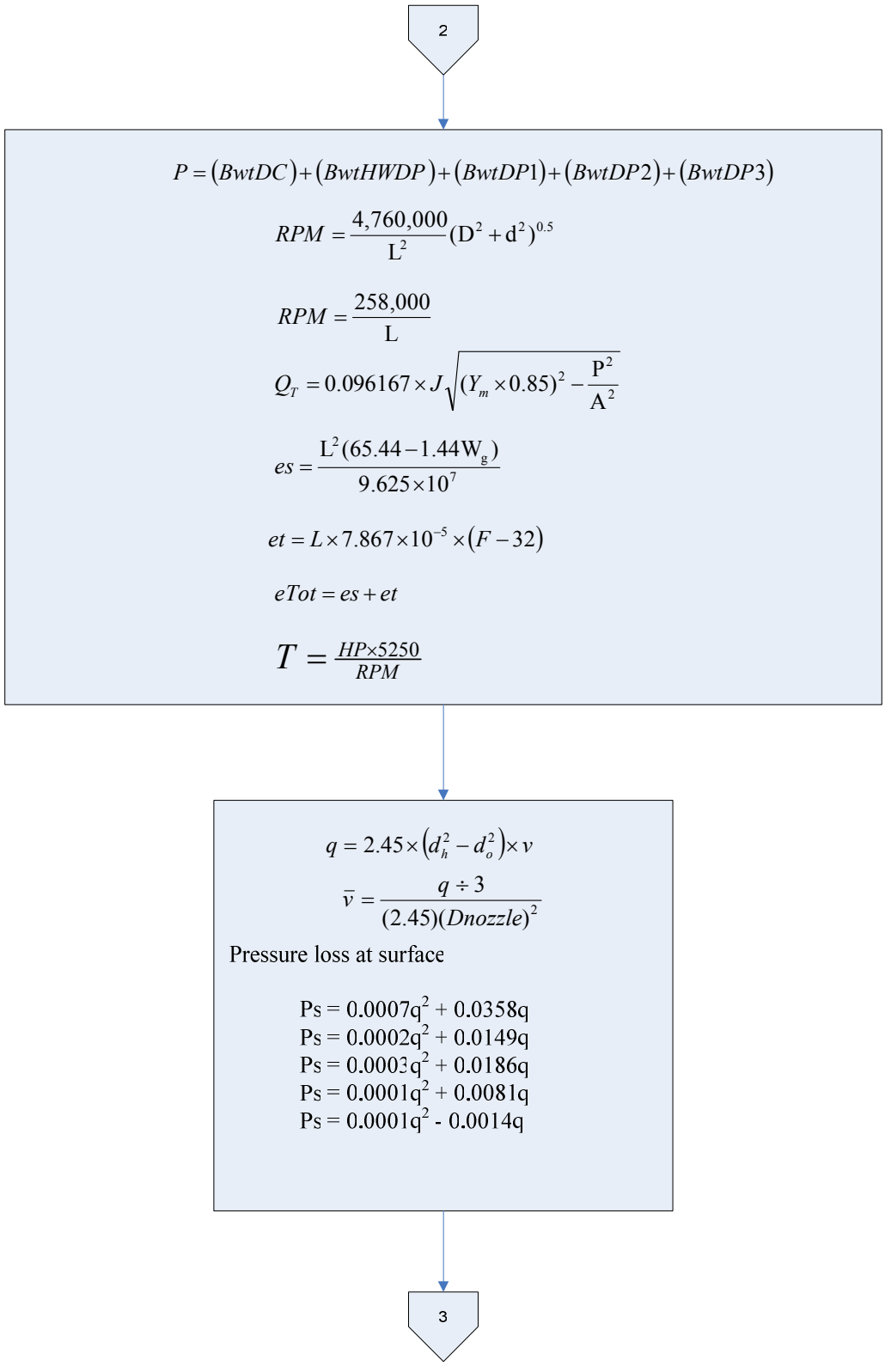
(Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells)



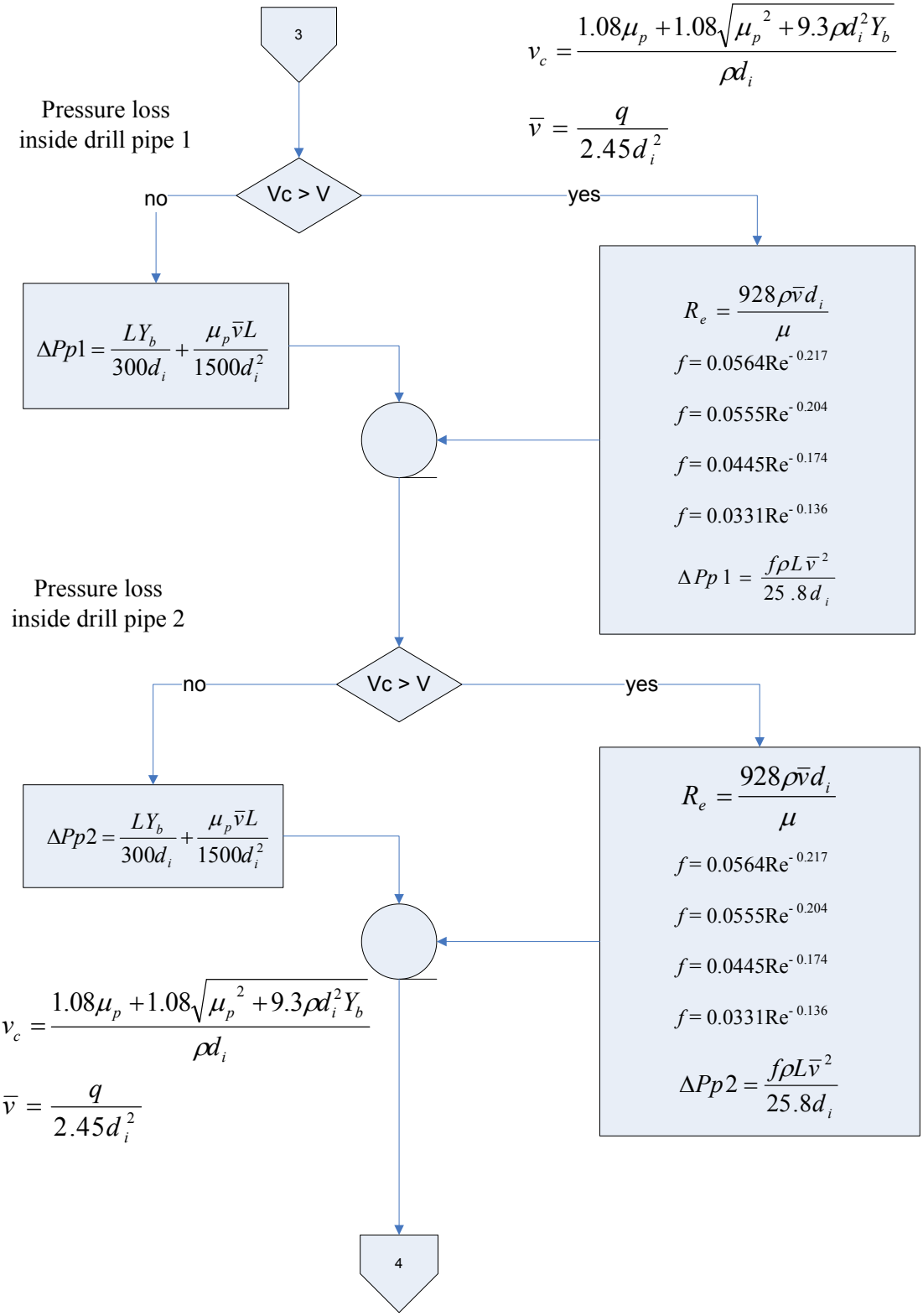
รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells)



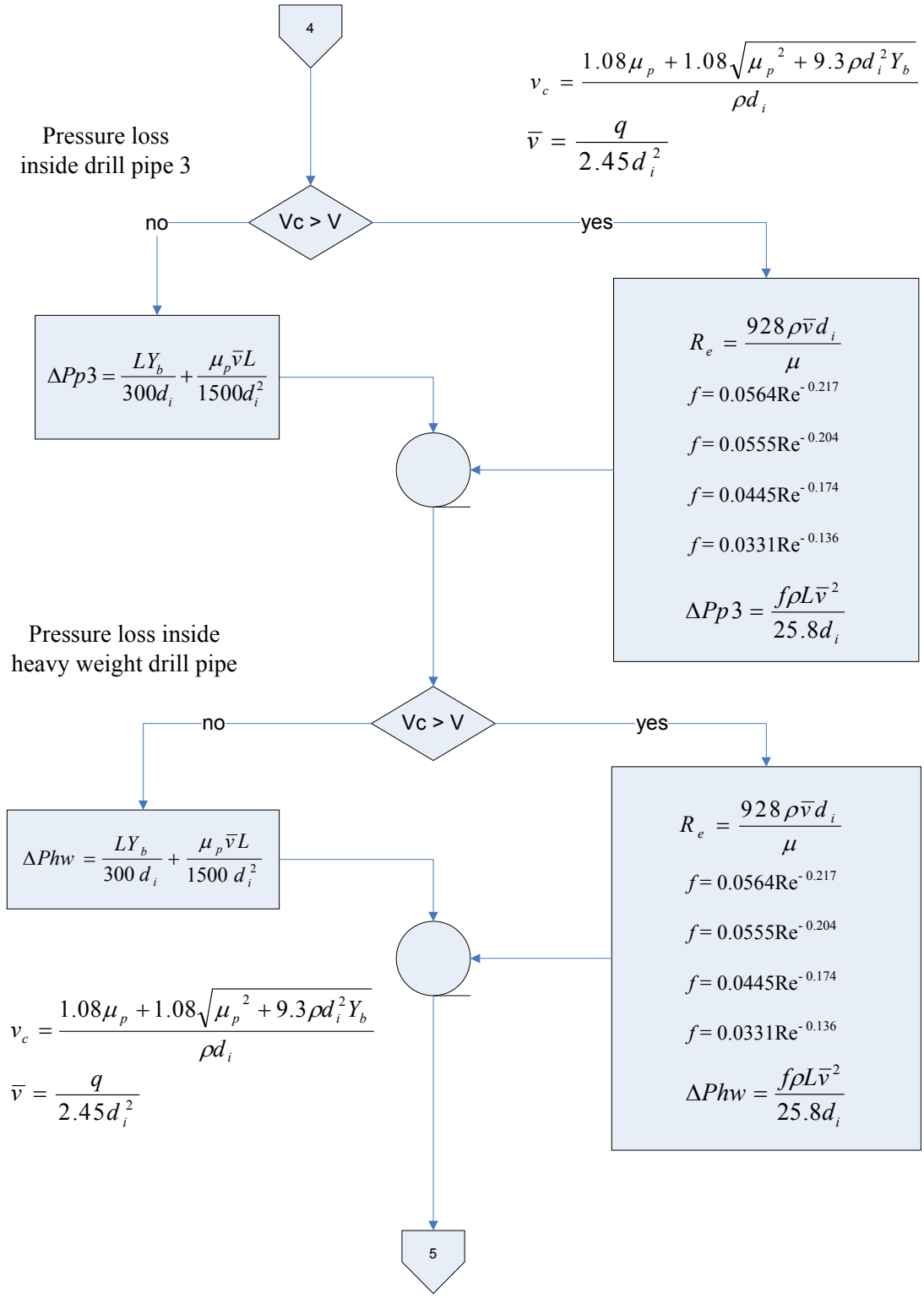
รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)



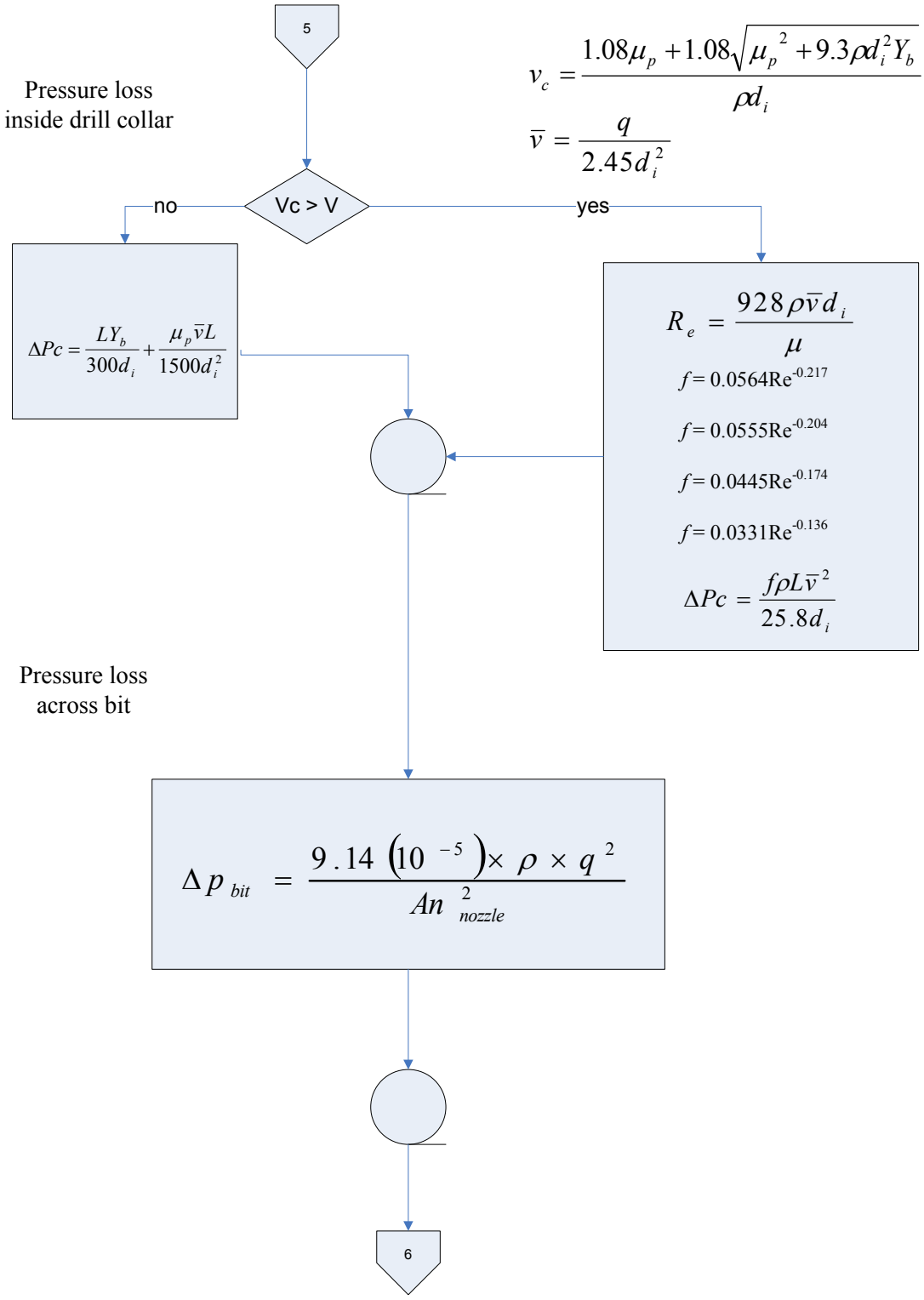
รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)



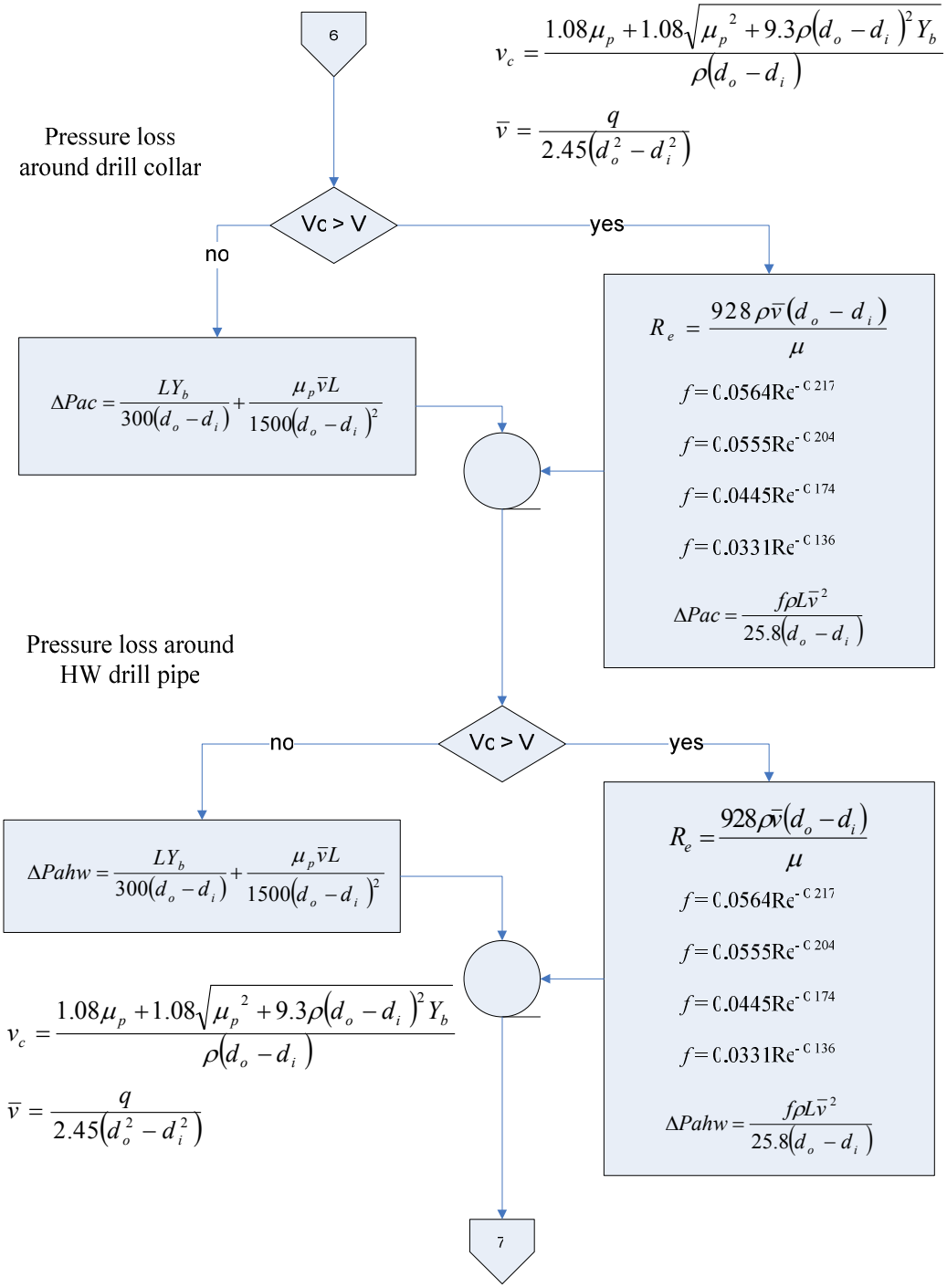
รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)



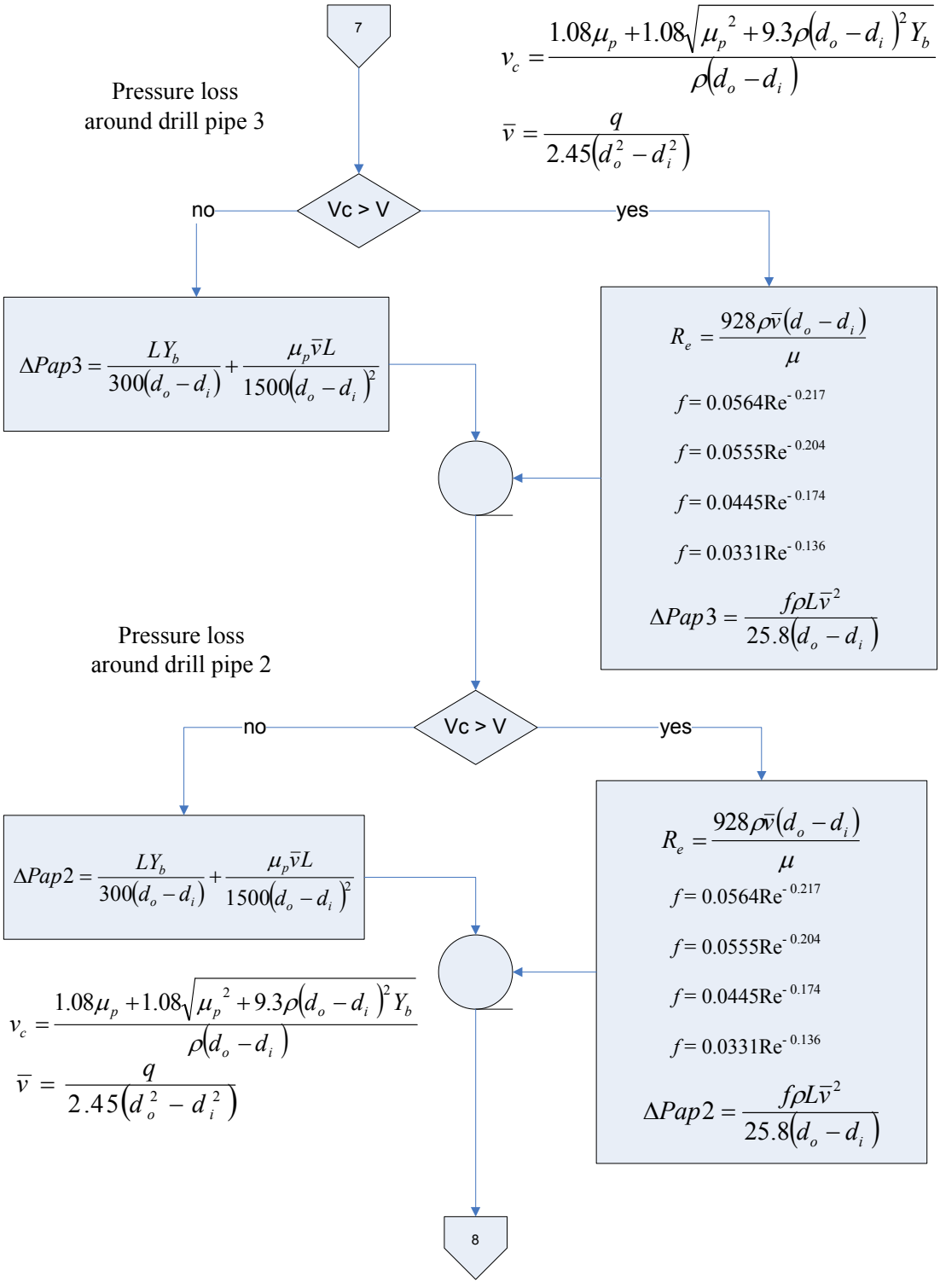
รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)



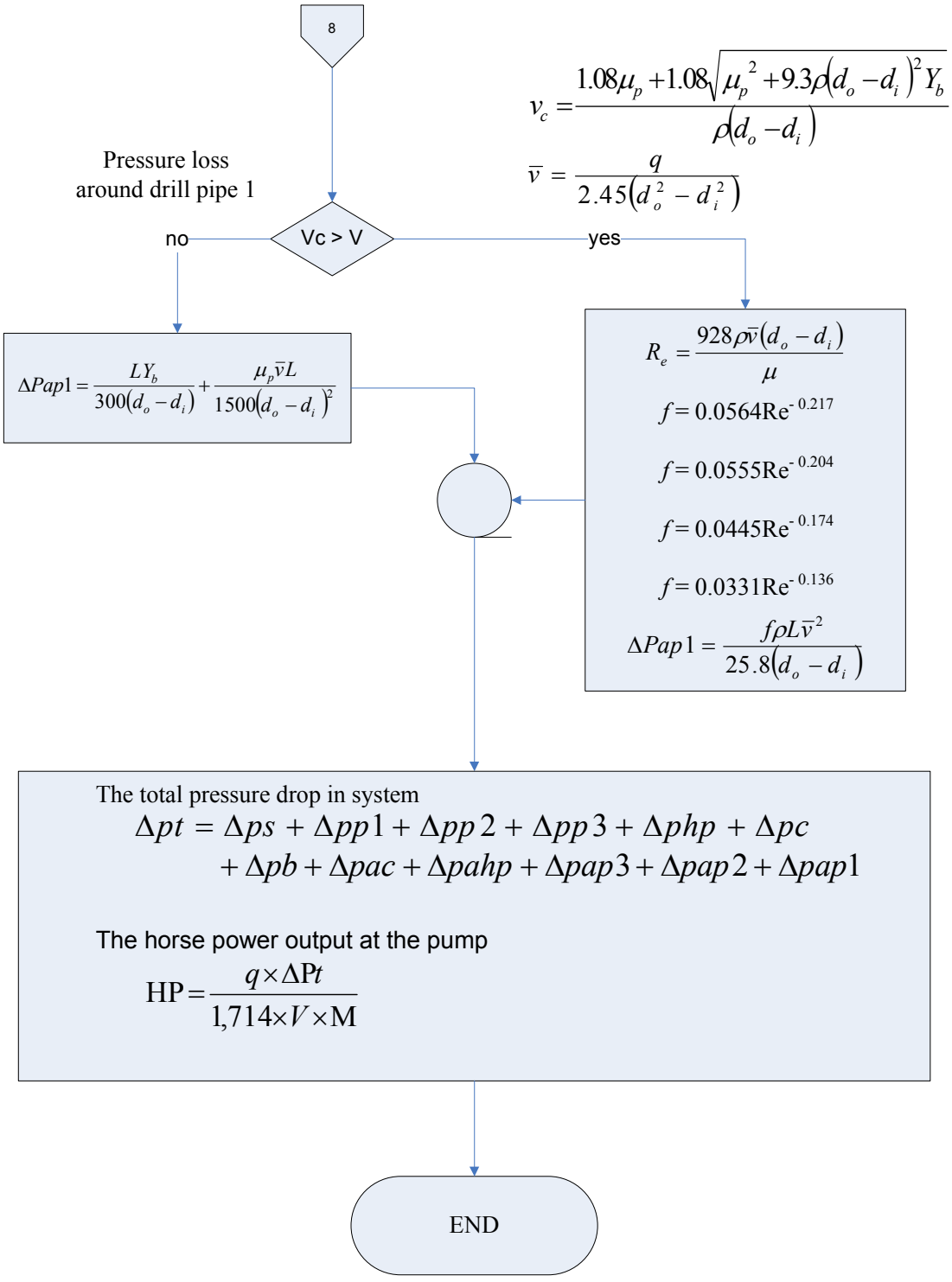
รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)



รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)



รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)



รูปที่ 3.2 ผังงานโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) (ต่อ)

บทที่ 4
การทดสอบโปรแกรมทางด้านเทคนิค

4.1 บทนำ

การทดสอบโปรแกรม Drill_Horse โดยการนำตัวอย่างข้อมูลมาทำการทดสอบโปรแกรมพร้อมกับคำนวณโดยเครื่องคิดเลขแล้วจึงนำผลลัพธ์มาเปรียบเทียบกัน ซึ่งผลการเปรียบเทียบที่ได้มาเป็นที่น่าพอใจ ในการแสดงการประมวลผลจะทำการทดสอบเป็น 3 รูปแบบ คือ

4.1.1 การประมวลผลในส่วนของ Drill String Design

4.1.2 การประมวลผลในส่วนของ Horse Power Requirement for drilling fluids

4.1.3 การประมวลผลร่วมกันทั้งสองส่วน

4.2 การทดสอบโปรแกรมทางด้านเทคนิคโดยเทียบกับผลลัพธ์ในหนังสือ (Text)

การทดสอบแบ่งออกเป็น 7 กรณีศึกษา ตามลักษณะดังนี้

4.2.1 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 12,795 ฟุต

4.2.2 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 17,000 ฟุต

4.2.3 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมเอียง (5 องศา) ที่ความลึก 13,250 ฟุต

4.2.4 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 6,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 7.875 นิ้ว

4.2.5 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 10,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 8.75 นิ้ว

4.2.6 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 10,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 9.875 นิ้ว

4.2.7 การออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมตรงที่ความลึก 2,789 ฟุต และความกว้างของหลุม 7.875 นิ้ว

รายละเอียดผลการออกแบบดังแสดงในตาราง 4.1-4.7

4.3 สรุปการทดสอบโปรแกรม

4.3.1 สรุปผลการออกแบบก้านเจาะ (หลุมตรง) ที่ช่วงความลึกประมาณ 13,000-17,000 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนักประมาณ 500-600 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนาและหนักประมาณ 650-750 ฟุต ความยาวของก้านเจาะประมาณ 11,000-16,000 ฟุต

4.3.2 สรุปผลการออกแบบก้านเจาะ (หลุมเอียง 5 องศา) ที่ช่วงความลึกประมาณ 13,000-17,000 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนักประมาณ 400-550 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนาและหนักประมาณ 600-750 ฟุต ความยาวของก้านเจาะประมาณ 11,000-16,000 ฟุต

4.3.3 สรุปการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 6,000-10,000 ฟุต และที่ความกว้างของหลุม 7-9.5 นิ้ว จะมีค่าการสูญเสียทั้งหมด 1000-2800 ปอนด์ต่อตารางฟุต และกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหล 250-650 แรงม้า

4.3.4 สรุปการออกแบบก้านเจาะ (หลุมตรง) รวมทั้งการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 2,795 ฟุต ความยาวของก้าน 1703 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนัก 358 ฟุต ความยาวของก้านเจาะถ่วง 734 ฟุต ตามลำดับ และที่ความกว้างของหลุม 7 นิ้ว จะมีค่าการสูญเสียทั้งหมด 2,120 ปอนด์ต่อตารางฟุต และกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหล 380 แรงม้า

4.3.5 สรุปการทดสอบ Commercial Software ผลการออกแบบก้านเจาะในตาราง 4.1-4.3 และ 4.7 เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์จากหนังสือและโปรแกรม Drill_Horse แล้วนั้น จะได้ข้อสรุปดังนี้ โปรแกรม Drill_Horse สามารถออกแบบก้านเจาะได้ถึง 3 ช่วง (ชนิด) แต่ Commercial Software ที่ทดสอบสามารถออกแบบก้านเจาะได้แค่ช่วงชนิดเดียวตลอดความยาว เพราะขั้นตอนการออกแบบและทฤษฎีที่ใช้แตกต่างกันโดยเฉพาะการออกแบบก้านเจาะนั้น โปรแกรม Commercial Software จะพิจารณาค่า magin overpull (ค่าความแตกต่างระหว่างน้ำหนักของ drill string ที่คำนวณได้และน้ำหนักแรงดึงสูงสุดที่จะใช้ได้) เข้าไปด้วย โดยมีลักษณะการคำนวณคล้ายกับสมการที่ 1.3.1 หน้า 2-4 แต่การออกแบบในส่วนอื่นจะได้ผลลัพธ์ที่เท่ากัน เช่น ค่าแรงลอยตัว และความยาวของก้านเจาะถ่วง เป็นต้น

ตาราง 4.1 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 12,795 ฟุต

จากหนังสือ Drilling Engineering, “Rotary Drilling”, เกรียงไกร ไตรสาร (2548)

Input	
Drill string design	
Hole depth (ft)	12,795
Hole Deviation (degree)	0
Tensile Safety Factor	1.3
Collapse Safety Factor	1.125
Weight on Bit SF	0.85
Cross section area(sq.in)	5,000
Minimum Yield Stress (psi)	100,000
Temperature (F)	400
WOB (lb)	55,000
Revolutions per minute (rpm)	100
Length one pipe (ft)	30
horsepower (hp)	300
Weight (lb. /ft.)	
- hwdp	49.3
- drill collar	110
- drill pipe range 1	20.9
- drill pipe range 2	21.9
- drill pipe range 3	-
OD pipe (inch)	
- drill pipe range 1	5
- drill pipe range 2	4.5
- drill pipe range 3	-
ID pipe (inch)	
- drill pipe range 1	4
- drill pipe range 2	3.8
- drill pipe range 3	-
Tensile strength (lbs)	
- drill pipe range 1	311,540
- drill pipe range 2	553,830
- drill pipe range 3	-
Collapse (psi)	
- drill pipe range 1	4,760
- drill pipe range 2	12,990
- drill pipe range 3	-
HWDP Length (ft)	552
Density of Mud (ppg)	13

ตาราง 4.1 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 12,795 ฟุต (ต่อ)

Output	**Drill_Horse**	**Answer** Drilling Engineering, "Rotary Drilling"	**Drilling Application** Commercial software
Buoyancy Force	0.8015	0.8015	0.801
Length (ft)			
- heavy weight drill pipe (ft)	552	552	552
- drill collar (ft)	734	734	734
- drill pipe range 1 (ft)	7,710	7,710	11,509 (drill pipe)
- drill pipe range 2 (ft)	3,799	3,799	-
- drill pipe range 3 (ft)	-	-	-
- Total length (ft)	12,795	12,795	12,795
Buoyed weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	21,812	21,812	
- drill collar (lbs)	64,713	64,713	
- drill pipe range 1 (lbs)	129,153	129,153	
- drill pipe range 2 (lbs)	66,683	66,683	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	282,361	282,361	
Air weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	27,214	27,214	
- drill collar (lbs)	80,740	80,740	
- drill pipe range 1 (lbs)	161,139	161,139	
- drill pipe range 2 (lbs)	83,198	83,198	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	325,077	325,077	
Allowable Collapse Pressure (psi)			
- drill pipe range 1 (psi)	4,231	4,231	
- drill pipe range 2 (psi)	11,547	11,547	
- drill pipe range 3 (psi)	-	-	
The net action collapse pressure (psi)			
- drill pipe range 1 (psi)	8,640	8,640	
The net length collapse pressure (ft)			
- drill pipe range 1 (ft)	5,569	5,569	
- drill pipe range 2 (ft)	15,199	15,199	
- drill pipe range 3 (ft)	-	-	
Tension safety factor of the new drill string design			
- drill pipe range 1	1.3	1.3	
- drill pipe range 2	1.77	1.76	
- drill pipe range 3	-	-	
Submerged load hanging below section of DP (lb)			
- drill pipe range 1 (lbs)	193,866	193,866	
- drill pipe range 2 (lbs)	260,549	260,549	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	454,415	454,415	
Critical Rotation Speeds Nodal Vibration			
- drill pipe range 1 (rev/min)	235.18	235.18	
- drill pipe range 2 (rev/min)	216.32	216.32	
- drill pipe range 3 (rev/min)	-	-	
Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min)	20.16	20.16	
Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under tension			
- drill pipe range 1 (lb-ft)	296,125.95	296,125.95	
- drill pipe range 2 (lb-ft)	161,742.46	161,742.46	
- drill pipe range 3 (lb-ft)	-	-	
Total Drill String Stretch	449.89	449.89	
Effect of stretch due to string weight, (inch)	79.47	79.47	
Effects of stretch due to string temperature	370.42	370.42	
Torsion	15,750	15,750	

ตาราง 4.2 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 17,000 ฟุต

จากหนังสือ Drilling Engineering, “Rotary Drilling”, เกรียงไกร ไตรสาร (2548)

Input	
Drill string design	
Hole depth (ft)	17,000
Hole Deviation (degree)	0
Tensile Safety Factor	1.4
Collapse Safety Factor	1.125
Weight on Bit SF	0.85
Cross section area(sq.in)	-
Minimum Yield Stress (psi)	-
Temperature (F)	-
WOB (lb)	36,000
Revolutions per minute (rpm)	-
Length one pipe (ft)	30
horsepower (hp)	-
Weight (lb. /ft.)	
- hwdp	44.3
- drill collar	75
- drill pipe range 1	20.0
- drill pipe range 2	22.82
- drill pipe range 3	22.82
OD pipe (inch)	
- drill pipe range 1	4.5
- drill pipe range 2	4.5
- drill pipe range 3	4.5
ID pipe (inch)	
- drill pipe range 1	3.65
- drill pipe range 2	3.5
- drill pipe range 3	3.5
Tensile strength (lbs)	
- drill pipe range 1	412,358
- drill pipe range 2	514,593
- drill pipe range 3	848,230
Collapse (psi)	
- drill pipe range 1	10,975
- drill pipe range 2	11,718
- drill pipe range 3	22,780
HWDP Length (ft)	609
Density of Mud (ppg)	12

ตาราง 4.2 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมตรงที่ความลึก 17,000 ฟุต (ต่อ)

Output	**Drill_Horse**	**Answer** Drilling Engineering, "Rotary Drilling"	**Drilling Application** Commercial software
Buoyancy Force	0.8168	0.8016	0.8017
Length (ft)			
- heavy weight drill pipe (ft)	609	609	609
- drill collar (ft)	691	692	692
- drill pipe range 1 (ft)	12,287	12,299	15,699 (drill pipe)
- drill pipe range 2 (ft)	3413	3,400	-
- drill pipe range 3 (ft)	0	0	-
- Total length (ft)	17,000	17,000	17,000
Buoyed weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	22,036	22,014.62	
- drill collar (lbs)	42,331	42,352.62	
- drill pipe range 1 (lbs)	200,720	200,719.20	
- drill pipe range 2 (lbs)	63,560	63,311.62	
- drill pipe range 3 (lbs)	0	0	
- Total (lbs)	328,647	328,398.27	
Air weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	26,979	26,978.7	
- drill collar (lbs)	51,825	51,903	
- drill pipe range 1 (lbs)	245,740	245,979.4	
- drill pipe range 2 (lbs)	77,816	77,587.77	
- drill pipe range 3 (lbs)	0	0	
- Total (lbs)	402,360	402,448.87	
Allowable Collapse Pressure (psi)			
- drill pipe range 1 (psi)	9756	-	
- drill pipe range 2 (psi)	10416	-	
- drill pipe range 3 (psi)	20249	-	
The net action collapse pressure (psi)			
- all drill pipe (psi)	10597	-	
The net length collapse pressure (ft)			
- drill pipe range 1 (ft)	5,569	-	
- drill pipe range 2 (ft)	15,199	-	
- drill pipe range 3 (ft)	0	-	
Tension safety factor of the new drill string design			
- drill pipe range 1	1.4	1.4	
- drill pipe range 2	1.409	1.410	
- drill pipe range 3	0	0	
Submerged load hanging below section of DP (lb)			
- drill pipe range 1 (lbs)	265,087	265,086.44	
- drill pipe range 2 (lbs)	328,647	328,398.27	
- drill pipe range 3 (lbs)	0	0	
- Total (lbs)	328,647	328,398.27	
Critical Rotation Speeds Nodal Vibration			
- drill pipe range 1 (rev/min)	-	-	
- drill pipe range 2 (rev/min)	-	-	
- drill pipe range 3 (rev/min)	-	-	
Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min)	-	-	
Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under tension	-	-	
- drill pipe range 1 (lb-ft)	-	-	
- drill pipe range 2 (lb-ft)	-	-	
- drill pipe range 3 (lb-ft)	-	-	
Total Drill String Stretch	-	-	
Effect of stretch due to string weight, (inch)	-	-	
Effects of stretch due to string temperature	-	-	
Torsion			

ตาราง 4.3 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมเอียง (5 องศา) ที่ความลึก 13,250 ฟุต

จากหนังสือ Drilling Engineering, “Rotary Drilling”, เกรียงไกร ไตรสาร (2548)

Input	
Drill string design	
Hole depth (ft)	13250
Hole Deviation (degree)	5
Tensile Safety Factor	1.3
Collapse Safety Factor	1.125
Weight on Bit SF	0.85
Cross section area(sq.in)	-
Minimum Yield Stress (psi)	-
Temperature (F)	180
WOB (lb)	40,000
Revolutions per minute (rpm)	-
Length one pipe (ft)	30.67
horsepower (hp)	-
Weight (lb. /ft.)	
- hwdp	49.3
- drill collar	83
- drill pipe range 1	20.9
- drill pipe range 2	21.9
- drill pipe range 3	-
OD pipe (inch)	
- drill pipe range 1	5
- drill pipe range 2	5
- drill pipe range 3	-
ID pipe (inch)	
- drill pipe range 1	4.27
- drill pipe range 2	4.0
- drill pipe range 3	-
Tensile strength (lbs)	
- drill pipe range 1	311,540
- drill pipe range 2	443,064
- drill pipe range 3	-
Collapse (psi)	
- drill pipe range 1	8765
- drill pipe range 2	4760
- drill pipe range 3	-
HWDP Length (ft)	463
Density of Mud (ppg)	11.9

ตาราง 4.3 การออกแบบก้านเจาะสำหรับหลุมเอียง (5 องศา) ที่ความลึก 13,250 ฟุต (ต่อ)

Output	**Drill_Horse**	**Answer** Drilling Engineering, "Rotary Drilling"	**Drilling Application** Commercial software
Buoyancy Force	0.8183	0.818	0.818
Length (ft)			
- heavy weight drill pipe (ft)	463	463	463
- drill collar (ft)	696	696	696
- drill pipe range 1 (ft)	8,755	8,761	12,091 (drill pipe)
- drill pipe range 2 (ft)	3,336	3,330	-
- drill pipe range 3 (ft)	-	-	-
- Total length (ft)	13,250	13,250	13,250
Buoyed weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	18,678	18,678	
- drill collar (lbs)	47,272	47,272	
- drill pipe range 1 (lbs)	149,732	149,732	
- drill pipe range 2 (lbs)	59,784	59,784	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	275,466	275,466	
Air weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	22,826	26,978.7	
- drill collar (lbs)	57,768	51,903	
- drill pipe range 1 (lbs)	182,980	245,979.4	
- drill pipe range 2 (lbs)	73,058	77,587.77	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	336,632	402,448.87	
Allowable Collapse Pressure (psi)			
- drill pipe range 1 (psi)	4,231	4,231.11	
- drill pipe range 2 (psi)	7,791	7,791	
- drill pipe range 3 (psi)	-	-	
The net action collapse pressure (psi)			
- all drill pipe (psi)	8,190	8,190.48	
The net length collapse pressure (ft)			
- drill pipe range 1 (ft)	6,084	6,085	
- drill pipe range 2 (ft)	11,203	11,204	
- drill pipe range 3 (ft)	-	-	
Tension safety factor of the new drill string design			
- drill pipe range 1	1.3	1.3	
- drill pipe range 2	1.45	1.410	
- drill pipe range 3	-	0	
Submerged load hanging below section of DP (lb)			
- drill pipe range 1 (lbs)	215,682	265,086.44	
- drill pipe range 2 (lbs)	275,466	328,398.27	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	275,466	328,398.27	
Critical Rotation Speeds Nodal Vibration			
- drill pipe range 1 (rev/min)	231.06	231	
- drill pipe range 2 (rev/min)	225.01	-	
- drill pipe range 3 (rev/min)	-	-	
Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min)			
Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under tension	19.47	19.47	
- drill pipe range 1 (lb-ft)	-	-	
- drill pipe range 2 (lb-ft)	-	-	
- drill pipe range 3 (lb-ft)	-	-	
Total Drill String Stretch	242.38	238	
Effect of stretch due to string weight, (inch)	88.11	86	
Effects of stretch due to string temperature	154.27	152	
Torsion	-	-	

ตาราง 4.4 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 6,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 7.875 นิ้ว

จากหนังสือ Drilling Engineering, “Rotary Drilling”, เกรียงไกร ไตรสาร (2548)

Input		**Output**	**Drill_Horse**	**Answer** Drilling Engineering, “Rotary Drilling”
Horse power requirement				
Hole Depth (ft)	6,000	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	253.13	250
Bit size (inch)	7.875			
Nozzle size (inch)	0.4062	Surface pressure loss (psi)	35.77	32
Mechanical Efficiency	0.85			
Volumetric Efficiency	0.9	Pressure loss inside		
OD - drill pipe 1 (inch)	4.5	- drill pipe 1 (psi)	270.65	270
- drill pipe 2 (inch)	-	- drill pipe 2 (psi)	-	-
- drill pipe 3 (inch)	-	- drill pipe 3 (psi)	-	-
- drill collar (inch)	6.75	- drill collar (psi)	107.57	108
- hwdp (inch)	5	- heavy weight drill pipe (psi)	-	-
ID - drill pipe 1 (inch)	3.826			
- drill pipe 2 (inch)	-	Pressure loss across bit (psi)	569.87	580
- drill pipe 3 (inch)	-			
- drill collar (inch)	2.813	Pressure loss in annulus around		
- hwdp (inch)	3	drill pipe 1 (psi)	83.29	83
Type of Formation	1	drill pipe 2 (psi)	-	-
Circulation Rate (ft/min)	-	drill pipe 3 (psi)	-	-
Type of Surface Pressure Loss	3	drill collar (psi)	96.72	97
		heavy weight drill pipe (psi)	-	-
Density of Mud (ppg)	10			
Mud Viscosity (cp)	10	Total Pressure loss (psi)	1,163.87	1,170
Bingham Yield (lb/100sqft)	10			
Length drill pipe 1 (ft)	5,500	Horse power required (hp)	272.48	275
drill pipe 2 (ft)	-			
drill pipe 3 (ft)	-			
drill collar (ft)	500			
hwdp (ft)	-			

ตาราง 4.5 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 10,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 8.75 นิ้ว

จากหนังสือ Drilling Engineering, “Rotary Drilling”, เกรียงไกร ไตรสาร (2548)

Input		**Output**	**Drill_Horse**	**Answer** Drilling Engineering, “Rotary Drilling”
Horse power requirement				
Hole Depth (ft)	10,000	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	173.83	180
Bit size (inch)	8.75			
Nozzle size (inch)	0.5625	Surface pressure loss (psi)	83.33	86
Mechanical Efficiency	0.95			
Volumetric Efficiency	1.0	Pressure loss inside		
OD - drill pipe 1 (inch)	5	- drill pipe 1 (psi)	745.34	754
- drill pipe 2 (inch)	-	- drill pipe 2 (psi)	-	-
- drill pipe 3 (inch)	-	- drill pipe 3 (psi)	-	-
- drill collar (inch)	6.75	- drill collar (psi)	212.28	215
- hwdp (inch)	-	- heavy weight drill pipe (psi)	-	-
ID - drill pipe 1 (inch)	4.0			
- drill pipe 2 (inch)	-	Pressure loss across bit (psi)	376.24	374
- drill pipe 3 (inch)	-			
- drill collar (inch)	2.813	Pressure loss in annulus around	113.27	114
- hwdp (inch)	-	drill pipe 1 (psi)	-	-
Type of Formation	-	drill pipe 2 (psi)	-	-
Circulation Rate (ft/min)	192	drill pipe 3 (psi)	32.66	34
Type of Surface Pressure Loss	3	drill collar (psi)	-	-
		heavy weight drill pipe (psi)		
Density of Mud (ppg)	14			
Mud Viscosity (cp)	20	Total Pressure loss (psi)	1563.12	1,577
Bingham Yield (lb/100sqft)	10			
Length drill pipe 1 (ft)	9,500	Horse power required (hp)	388.07	391.51
drill pipe 2 (ft)	-			
drill pipe 3 (ft)	-			
drill collar (ft)	500			
hwdp (ft)	-			

ตาราง 4.6 การออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 10,000 ฟุต และความกว้างของหลุม 9.875 นิ้ว

จากหนังสือ Production Engineering 1, “fluid flow in pipe”, เกรียงไกร ไตรสาร (2548)

Input		**Output**	**Drill_Horse**	**Answer** Production Engineering 1, “fluid flow in pipe”
Horse power requirement				
Hole Depth (ft)	10,000	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	386.75	400
Bit size (inch)	9.875			
Nozzle size (inch)	0.3750	Surface pressure loss (psi)	24.27	38.9
Mechanical Efficiency	0.90			
Volumetric Efficiency	0.90	Pressure loss inside		
OD - drill pipe 1 (inch)	5	- drill pipe 1 (psi)	554.08	642.6
- drill pipe 2 (inch)	-	- drill pipe 2 (psi)	-	-
- drill pipe 3 (inch)	-	- drill pipe 3 (psi)	-	-
- drill collar (inch)	7.75	- drill collar (psi)	126.36	147.1
- hwdp (inch)	-	- heavy weight drill pipe (psi)	-	-
ID - drill pipe 1 (inch)	4.276			
- drill pipe 2 (inch)	-	Pressure loss across bit (psi)	1596.4	1612
- drill pipe 3 (inch)	-			
- drill collar (inch)	3	Pressure loss in annulus around		
- hwdp (inch)	-	drill pipe 1 (psi)	157.34	236
Type of Formation	-	drill pipe 2 (psi)	-	-
Circulation Rate (ft/min)	135	drill pipe 3 (psi)	-	-
Type of Surface Pressure Loss	3	drill collar (psi)	11.06	35.4
		heavy weight drill pipe (psi)	-	-
Density of Mud (ppg)	12			
Mud Viscosity (cp)	43	Total Pressure loss (psi)	2469.51	2712
Bingham Yield (lb/100sqft)	20			
Length drill pipe 1 (ft)	9,600	Horse power required (hp)	575.94	633
drill pipe 2 (ft)	-			
drill pipe 3 (ft)	-			
drill collar (ft)	400			
hwdp (ft)	-			

ตาราง 4.7 การออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ตรงที่ความลึก 2,789 ฟุต และความกว้างของหลุม 7 นิ้ว

Input	
Drill string design	
Hole depth (ft)	2789
Hole Deviation (degree)	0
Tensile Safety Factor	1.3
Collapse Safety Factor	1.125
Weight on Bit SF	0.85
Cross section area(sq.in)	5,000
Minimum Yield Stress (psi)	100,000
Temperature (F)	400
WOB (lb)	55,000
Revolutions per minute (rpm)	100
Length one pipe (ft)	30
horsepower (hp)	300
Weight (lb. /ft.)	
- hwdp	49.3
- drill collar	110
- drill pipe range 1	13.3
- drill pipe range 2	-
- drill pipe range 3	-
OD pipe (inch)	
- drill pipe range 1	3.5
- drill pipe range 2	-
- drill pipe range 3	-
ID pipe (inch)	
- drill pipe range 1	2.764
- drill pipe range 2	-
- drill pipe range 3	-
Tensile strength (lbs)	
- drill pipe range 1	311,540
- drill pipe range 2	-
- drill pipe range 3	-
Collapse (psi)	
- drill pipe range 1	4,760
- drill pipe range 2	-
- drill pipe range 3	-
HWDP Length (ft)	352
Density of Mud (ppg)	13

ตาราง 4.7 การออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ตรงที่ความลึก 2,789 ฟุต และความกว้างของหลุม 7 นิ้ว (ต่อ)

Output	**Drill_Horse**	**Answer** Drilling Engineering, "Rotary Drilling"	**Drilling Application** Commercial software
Buoyancy Force	0.8015	0.8015	0.8015
Length (ft)			
- heavy weight drill pipe (ft)	352	352	352
- drill collar (ft)	734	734	734
- drill pipe range 1 (ft)	1,703	1,703	1,703
- drill pipe range 2 (ft)	-	-	-
- drill pipe range 3 (ft)	-	-	-
- Total length (ft)	2,789	2,789	2,789
Buoyed weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	13,909	13,912	
- drill collar (lbs)	64,713	64,713	
- drill pipe range 1 (lbs)	18,154	18,156	
- drill pipe range 2 (lbs)	-	-	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	96,776	96,781	
Air weight (lbs)			
- heavy weight drill pipe (lbs)	17,354	17,357	
- drill collar (lbs)	80,740	80,740	
- drill pipe range 1 (lbs)	22,650	22,653	
- drill pipe range 2 (lbs)	-	-	
- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- Total (lbs)	120,744	120750	
Allowable Collapse Pressure (psi)			
- drill pipe range 1 (psi)	19,223	19223	
- drill pipe range 2 (psi)	-	-	
- drill pipe range 3 (psi)	-	-	
The net action collapse pressure (psi)			
- drill pipe range 1 (psi)	1,883	1,883	
The net length collapse pressure (ft)			
- drill pipe range 1 (ft)	25,303	25,305	
- drill pipe range 2 (ft)	-	-	
- drill pipe range 3 (ft)	-	-	
Tension safety factor of the new drill string design	3.55	3.5	
- drill pipe range 1	-	-	
- drill pipe range 2	-	-	
- drill pipe range 3			
Submerged load hanging below section of DP (lb)	96,776	96,778	
- drill pipe range 1 (lbs)	-	-	
- drill pipe range 2 (lbs)	-	-	
- drill pipe range 3 (lbs)	96,776	96,778	
- Total (lbs)			
Critical Rotation Speeds Nodal Vibration	163.8	164	
- drill pipe range 1 (rev/min)	92.51	93	
- drill pipe range 2 (rev/min)	-	-	
- drill pipe range 3 (rev/min)			
Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min)	20.16	20.16	
Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe			
min. torsion yield strength under tension	73,584.07	73,585	
- drill pipe range 1 (lb-ft)	-	-	
- drill pipe range 2 (lb-ft)	-	-	
- drill pipe range 3 (lb-ft)	84.52	85	
Total Drill String Stretch	3.78	3.61	
Effect of stretch due to string weight, (inch)	80.74	80.86	
Effects of stretch due to string temperature	15,750	15,750	
Torsion			

ตาราง 4.7 การออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ตรงที่ความลึก 2,789 ฟุต และความกว้างของหลุม 7 นิ้ว (ต่อ)

Input		**Output**	**Drill_Horse**	**Answer** Production Engineering 1, "fluid flow in pipe"
Horse power requirement				
Hole Depth (ft)	2789	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	344.96	350
Bit size (inch)	7			
Nozzle size (inch)	0.3125	Surface pressure loss (psi)	23.51	27
Mechanical Efficiency	0.90			
Volumetric Efficiency	0.90	Pressure loss inside		
OD - drill pipe 1 (inch)	3.5	- drill pipe 1 (psi)	333.87	335
- drill pipe 2 (inch)	-	- drill pipe 2 (psi)	-	-
- drill pipe 3 (inch)	-	- drill pipe 3 (psi)	-	-
- drill collar (inch)	6	- drill collar (psi)	97.14	98
- hwdp (inch)	5	- heavy weight drill pipe (psi)	46.58	49
ID - drill pipe 1 (inch)	2.764			
- drill pipe 2 (inch)	-	Pressure loss across bit (psi)	1375.88	1384
- drill pipe 3 (inch)	-			
- drill collar (inch)	3	Pressure loss in annulus around	23.87	26
- hwdp (inch)	3	drill pipe 1 (psi)	-	-
Type of Formation	2	drill pipe 2 (psi)	-	-
Circulation Rate (ft/min)	-	drill pipe 3 (psi)	211.6	218
Type of Surface Pressure Loss	2	drill collar (psi)	7.41	8.4
		heavy weight drill pipe (psi)		
Density of Mud (ppg)	13			
Mud Viscosity (cp)	30	Total Pressure loss (psi)	2119.86	2,119.4
Bingham Yield (lb/100sqft)	10			
Length drill pipe 1 (ft)	1703	Horse power required (hp)	378.07	377.98
drill pipe 2 (ft)	-			
drill pipe 3 (ft)	-			
drill collar (ft)	734			
hwdp (ft)	352			

บทที่ 5
สรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 บทนำ

เนื้อหาของบทนี้จะกล่าวสรุปเกี่ยวกับการพัฒนาโปรแกรมออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม การทดสอบโปรแกรม และข้อเสนอแนะ

5.2 การพัฒนาและทดสอบโปรแกรม

จุดประสงค์หลัก คือ พัฒนาโปรแกรมออกแบบก้านเจาะและกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ซึ่งในที่นี้ใช้ชื่อว่า Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) โดยใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6 โปรแกรมจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ ส่วนที่ออกแบบก้านเจาะจะประกอบด้วย ความยาวของก้านเจาะ ความยาวก้านเจาะหนักและ ความยาวของก้านเจาะหนาและหนักที่สามารถนำมาใช้ในการเจาะหลุมได้ และในส่วนการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ประกอบด้วย ความเร็วของน้ำโคลนบริเวณก้านเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณพื้นผิว ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะหนัก ความดันสูญเสียบริเวณภายในก้านเจาะผนังหนาและหนัก ความดันสูญเสียบริเวณหัวเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะผนังหนาและหนักกับผนังหลุมเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะหนักกับผนังหลุมเจาะ ความดันสูญเสียบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุมเจาะ ผลรวมของความดันสูญเสียทั้งหมด และกำลังเครื่องยนต์ นอกจากนี้ โปรแกรม Drill_Horse มีข้อมูลพื้นฐานให้เลือกใช้งานเบื้องต้นของคุณสมบัติของก้านเจาะชนิดต่างๆ เช่น น้ำหนักต่อความยาว เส้นผ่านศูนย์กลางของก้านเจาะ ค่าความคงทนความดันกดอัดและแรงดึง เป็นต้น โดยแสดงใน ภาคผนวก ข ตารางคุณสมบัติเฉพาะของ Drill pipe, heavy weight drill pipe, drill collar และอื่นๆ ของโปรแกรม Drill_Horse

5.3 ผลการทดสอบโปรแกรม

ส่วนของการแสดงผลโปรแกรม Drill_Horse จะถูกพัฒนาและประกอบด้วย 3 ระบบการทำงาน ในแต่ละระบบการทำงานถูกแสดงและอธิบายโดยใช้สีตามตาราง 5.1 และขั้นตอนในการประมวลผลของแต่ละโปรแกรมจะถูกแสดงไว้ในผังงานตามตารางรูปภาพ 5.1 นอกจากนี้ ตาราง 5.2 แสดงตัวอย่างแสดงการทดสอบการออกแบบก้านเจาะและการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนโดยเทียบกับผลลัพธ์ในหนังสือ

5.3.1 สรุปผลการออกแบบก้านเจาะ (หลุมตรง) ที่ช่วงความลึกประมาณ 13,000-17,000 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนักประมาณ 500-600 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนาและหนักประมาณ 650-750 ฟุต ความยาวของก้านเจาะประมาณ 11,000-16,000 ฟุต

5.3.2 สรุปผลการออกแบบก้านเจาะ (หลุมเอียง 5 องศา) ที่ช่วงความลึกประมาณ 13,000-17,000 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนักประมาณ 400-550 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนาและหนักประมาณ 600-750 ฟุต ความยาวของก้านเจาะประมาณ 11,000-16,000 ฟุต

5.3.3 สรุปการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 6,000-10,000 ฟุต และที่ความกว้างของหลุม 7-9.5 นิ้ว จะมีค่าการสูญเสียทั้งหมด 1000-2800 ปอนด์ต่อตารางฟุต และกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหล 250-650 แรงม้า

5.3.4 สรุปการออกแบบก้านเจาะ (หลุมตรง) รวมทั้งการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหลในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ความลึก 2,795 ฟุต ความยาวของก้าน 1703 ฟุต ความยาวของก้านเจาะหนัก 358 ฟุต ความยาวของก้านเจาะถ่วง 734 ฟุต ตามลำดับ และที่ความกว้างของหลุม 7 นิ้ว จะมีค่าการสูญเสียทั้งหมด 2,120 ปอนด์ต่อตารางฟุต และกำลังเครื่องยนต์สำหรับของไหล 380 แรงม้า

5.3.5 สรุปการทดสอบ Commercial Software ผลการออกแบบก้านเจาะในตาราง 4.1-4.3 และ 4.7 เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์จากหนังสือและโปรแกรม Drill_Horse แล้วนั้น จะได้ข้อสรุปดังนี้ โปรแกรม Drill_Horse สามารถออกแบบก้านเจาะได้ถึง 3 ช่วง (ชนิด) แต่ Commercial Software ที่ทดสอบสามารถออกแบบก้านเจาะได้แค่ช่วงชนิดเดียวตลอดความยาว เพราะขั้นตอนการออกแบบและทฤษฎีที่ใช้แตกต่างกันโดยเฉพาะการออกแบบก้านเจาะนั้น โปรแกรม Commercial Software จะพิจารณาค่า magin overpull (ค่าความแตกต่างระหว่างน้ำหนักของ drill string ที่คำนวณได้และน้ำหนักแรงดึงสูงสุดที่จะใช้ได้) เข้าไปด้วย โดยมีลักษณะการคำนวณคล้ายกับสมการที่ 1.3.1 หน้า 2-4 แต่การออกแบบในส่วนอื่นจะได้ผลลัพธ์ที่เท่ากัน เช่น ค่าแรงลอยตัว และความยาวของก้านเจาะถ่วง เป็นต้น

5.4 ข้อเสนอแนะ

5.4.1 การศึกษาปัจจัยและองค์ประกอบที่เหมาะสมที่สุดในการเจาะหลุมปิโตรเลียมโดยการวิเคราะห์จากข้อมูลของหลุมเจาะและน้ำโคลน (Daily Drilling and Mud Report) และการใช้โปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) สามารถวิเคราะห์และออกแบบการเจาะได้อย่างเป็นที่น่าพอใจ ดังนั้น จึงควรมีการพิจารณาการวิเคราะห์เหล่านี้เพื่อประยุกต์ใช้ให้เหมาะสมกับหลุมเจาะปิโตรเลียม ในสภาวะความต้องการพลังงานทางด้านปิโตรเลียมที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน

5.4.2 ผู้ใช้โปรแกรมควรจะมีความรู้และความเข้าใจในขั้นตอนการออกแบบก้านเจาะและขั้นตอนการออกแบบความดันสูญเสียและกำลังเครื่องยนต์ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมต่างๆ ที่สำคัญสำหรับหลุมเจาะปิโตรเลียม

5.4.3 ผู้ใช้โปรแกรมควรจะมีความรู้และความเข้าใจภาษาคอมพิวเตอร์เพื่อใช้ในการพัฒนาโปรแกรม อาทิเช่น Microsoft Visual Basic 6.0 เพราะเป็นภาษาคอมพิวเตอร์ที่ค่อนข้างเรียนรู้ได้ง่ายและมีสามารถประยุกต์การทำงานได้หลากหลาย

5.4.4 การประมวลผลที่แม่นยำของโปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) ขึ้นกับขั้นตอนการออกแบบ ทฤษฎีที่ใช้ ฐานข้อมูล และข้อมูลนำเข้า

5.4.5 การประยุกต์ใช้โปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) ทำให้เกิดความแม่นยำและประหยัดเวลาเป็นอย่างมาก เมื่อเทียบกับการคำนวณด้วยมือซึ่งอาจเกิดความคลาดเคลื่อนได้เมื่อมีการคำนวณแบบซ้ำๆ

5.4.6 โปรแกรม Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells) จะเป็นประโยชน์อย่างมากในการใช้เพื่อตัดสินใจในการลงทุนในการสำรวจและผลิตน้ำมัน

5.4.7 ผู้จัดทำมีความคาดหวังว่ารายงานเล่มนี้จะมีประโยชน์กับผู้ที่สนใจในการศึกษาปัจจัยและองค์ประกอบที่เหมาะสมที่สุดในการเจาะหลุมปิโตรเลียม

ตาราง 5.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสีกับหน้าที่

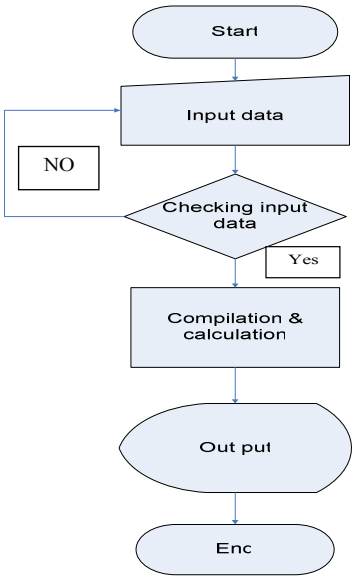
รูปแบบ	**สี**	**หน้าที่**
การป้อนข้อมูล	เขียวอ่อน	โปรแกรมออกแบบก้านเจาะ
	เขียวเข้ม	โปรแกรมออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับหมุนเวียนน้ำโคลน
	ม่วง	ทั้งสองโปรแกรมใช้ตัวแปรร่วมกัน โดยสีม่วงทำหน้าที่เป็นข้อมูลนำเข้าของโปรแกรมออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับหมุนเวียนน้ำโคลน แต่ทำหน้าที่เป็นการแสดงผลของโปรแกรมออกแบบก้านเจาะ
การแสดงผลลัพธ์	เหลือง	โปรแกรมออกแบบก้านเจาะ
	ส้ม	โปรแกรมออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับหมุนเวียนน้ำโคลน
ปุ่มใช้งาน	เทา	ประกอบด้วยปุ่ม Check Input, Design, Save & Print และ Clear รวมถึงฐานข้อมูลของ Drill string design

ตาราง 5.2 แสดงตัวอย่างแสดงการทดสอบการออกแบบก้านเจาะและการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนโดยเทียบกับผลลัพธ์ในหนังสือ

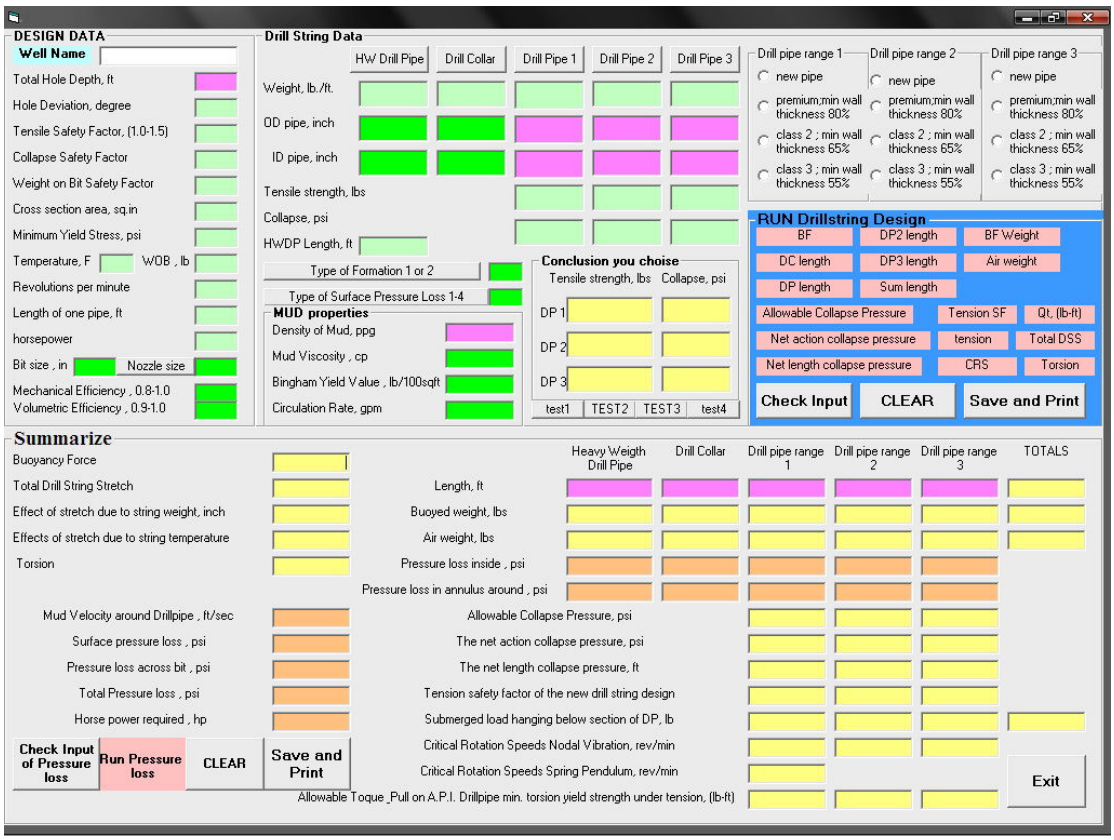
Input		**Output**	**Drill_Horse**	**Answer** Drilling Engineering	**Drilling Application** Commercial software
Drill string design					
Hole depth (ft)	2789	Buoyancy Force	0.8015	0.8015	0.8015
Hole Deviation (degree)	0	Length (ft)			
Tensile Safety Factor	1.3	- heavy weight drill pipe (ft)	352	352	352
Collapse Safety Factor	1.125	- drill collar (ft)	734	734	734
Weight on Bit SF	0.85	- drill pipe range 1 (ft)	1,703	1,703	1,703
Cross section area(sq.in)	5,000	- drill pipe range 2 (ft)	-	-	-
Minimum Yield Stress	100,000	- drill pipe range 3 (ft)	-	-	-
(psi)	400	- Total length (ft)	2,789	2,789	2,789
Temperature (F)	55,000	Buoyed weight (lbs)			
WOB (lb)	100	- heavy weight drill pipe (lbs)	13,909	13,912	
Revolutions per minute	30	- drill collar (lbs)	64,713	64,713	
(rpm)	300	- drill pipe range 1 (lbs)	18,154	18,156	
Length one pipe (ft)		- drill pipe range 2 (lbs)	-	-	
horsepower (hp)	49.3	- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
Weight (lb. /ft.)	110	- Total (lbs)	96,776	96,781	
- hwdp	13.3	Air weight (lbs)			
- drill collar	-	- heavy weight drill pipe (lbs)	17,354	17,357	
- drill pipe range 1	-	- drill collar (lbs)	80,740	80,740	
- drill pipe range 2		- drill pipe range 1 (lbs)	22,650	22,653	
- drill pipe range 3	3.5	- drill pipe range 2 (lbs)	-	-	
OD pipe (inch)	-	- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
- drill pipe range 1	-	- Total (lbs)	120,744	120750	
- drill pipe range 2		Allowable Collapse Pressure (psi)			
- drill pipe range 3	2.764	- drill pipe range 1 (psi)	19,223	19223	
ID pipe (inch)	-	- drill pipe range 2 (psi)	-	-	
- drill pipe range 1	-	- drill pipe range 3 (psi)	-	-	
- drill pipe range 2		The net action collapse pressure (psi)			
- drill pipe range 3	311,540	- drill pipe (psi)	1,883	1,883	
Tensile strength (lbs)	553,830	The net length collapse pressure (ft)			
- drill pipe range 1	-	- drill pipe range 1 (ft)	25,303	25,305	
- drill pipe range 2		- drill pipe range 2 (ft)	-	-	
- drill pipe range 3	4,760	- drill pipe range 3 (ft)	-	-	
Collapse (psi)	12,990	Tension safety factor of the new drill			
- drill pipe range 1	-	string design			
- drill pipe range 2	352	- drill pipe range 1	3.55	3.5	
- drill pipe range 3	13	- drill pipe range 2	-	-	
HWDP Length (ft)		- drill pipe range 3	-	-	
Density of Mud (ppg)		Submerged load hanging below section of DP (lb)			
		- drill pipe range 1 (lbs)	96,776	96,778	
		- drill pipe range 2 (lbs)	-	-	
		- drill pipe range 3 (lbs)	-	-	
		- Total (lbs)	96,776	96,778	
		Critical Rotation Speeds Nodal Vibration			
		- drill pipe range 1 (rev/min)	163.8	164	
		- drill pipe range 2 (rev/min)	92.51	93	
		- drill pipe range 3 (rev/min)	-	-	
		Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min)	20.16	20.16	
		Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under tension	73,584.07	73,585	
		- drill pipe range 1 (lb-ft)	-	-	
		- drill pipe range 2 (lb-ft)	-	-	
		- drill pipe range 3 (lb-ft)			
		Total Drill String Stretch	84.52	85	
		Effect of stretch due to string weight, (inch)	3.78	3.61	
		Effects of stretch due to string temperature	80.74	80.86	
		Torsion	15,750	15,750	

ตาราง 5.2 แสดงตัวอย่างแสดงการทดสอบการออกแบบก้านเจาะและการออกแบบกำลังเครื่องยนต์สำหรับระบบหมุนเวียนน้ำโคลนโดยเทียบกับผลลัพธ์ในหนังสือ (ต่อ)

Input		**Output**	**Drill_Horse**	**Answer** Production Engineering 1, "fluid flow in pipe"
Horse power requirement				
Hole Depth (ft)	2789	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	344.96	350
Bit size (inch)	7			
Nozzle size (inch)	0.3125	Surface pressure loss (psi)	23.51	27
Mechanical Efficiency	0.90			
Volumetric Efficiency	0.90	Pressure loss inside		
OD - drill pipe 1 (inch)	3.5	- drill pipe 1 (psi)	333.87	335
- drill pipe 2 (inch)	-	- drill pipe 2 (psi)	-	-
- drill pipe 3 (inch)	-	- drill pipe 3 (psi)	-	-
- drill collar (inch)	6	- drill collar (psi)	97.14	98
- hwdp (inch)	5	- heavy weight drill pipe (psi)	46.58	49
ID - drill pipe 1 (inch)	2.764			
- drill pipe 2 (inch)	-	Pressure loss across bit (psi)	1375.88	1384
- drill pipe 3 (inch)	-			
- drill collar (inch)	3	Pressure loss in annulus around	23.87	26
- hwdp (inch)	3	drill pipe 1 (psi)	-	-
Type of Formation	2	drill pipe 2 (psi)	-	-
Circulation Rate (ft/min)	-	drill pipe 3 (psi)	211.6	218
Type of Surface Pressure Loss	2	drill collar (psi)	7.41	8.4
		heavy weight drill pipe (psi)		
Density of Mud (ppg)	13			
Mud Viscosity (cp)	30	Total Pressure loss (psi)	2119.86	2,119.4
Bingham Yield (lb/100sqft)	10			
Length drill pipe 1 (ft)	1703	Horse power required (hp)	378.07	377.98
drill pipe 2 (ft)	-			
drill pipe 3 (ft)	-			
drill collar (ft)	734			
hwdp (ft)	352			



รูปที่ 5.1 ผังงานแสดงการทำงานของโปรแกรม Drill_Horse



รูปที่ 5.2 โปรแกรม Drill_Horse

(Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells)

เอกสารอ้างอิง

Adam T.Buorgoune Jr.,Heith K. Millheim, Martin E. Chenevert, and F.S. Young Jr. “Applied Drilling Engineering” @1986, society of Petroleum Engineering, Richarson, TX, USA.

API Specifications, Codes

D. H. Caldwell and H.E. Babbit, “Flow of Muds, Sludges, and Suspensions in Circular Pipe,” Industrial and Engineering Chemistry, 33,249, (1941).

Hydraulics in Rotary Drilling, Bulletin No. 1-C (Houston: Hughes Tool Company, 1958), p. 14.

J-P. Nguyen, Drilling-oil and Gas Field Development Techniques@1996, 27 Rue Cinoux 75737 paris

J.R. Eckel and W.J.Bielstein, “Nozzle Design and its Effect on Drilling Rate and Pump Operation,” Drilling and Production Practice (API, 1947) p.8.

PTTEP Training Manual; Drilling Practices

R.W. Beck, W.F. Nuss, and T.H. Dunn, “The Flow Properties of Drilling Muds,” Drilling and Production Practice (API,1947) p.11\

Schlingareon & P. Vorabuth : Drilling And Drilling Fluids.

Shell Group Training Manual: Drilling Technologies

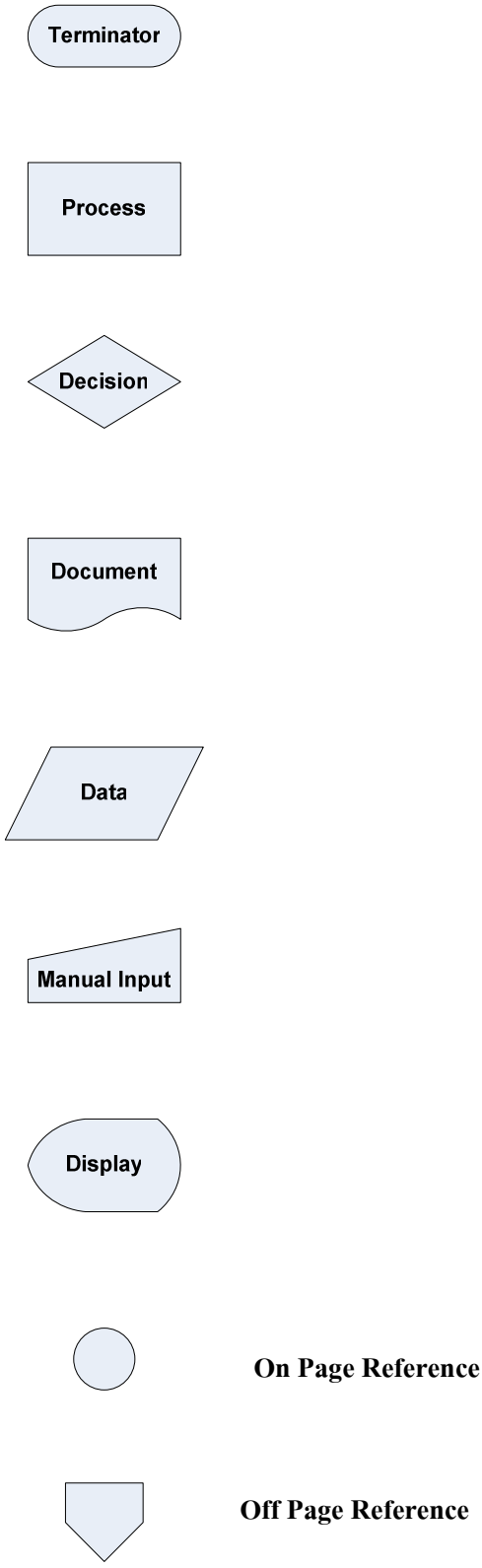
Trisarn K., Drilling Engineering, “Rotary Drilling”, (2005), P.3-10 – 3-32.

Trisarn K., Drilling Engineering, “Rotary Drilling Hydraulics”, (2005), P.5-8 – 5-20.

Trisarn K., Productuion Engineering 1, “fluid flow in pipe”, (2005), P.1-24 – 1-28

ภาคผนวก ก

สัญลักษณ์ผังงานและ Source Code ของโปรแกรม Drill_Horse



รูปที่ ค.1 สัญลักษณ์ผังงานของโปรแกรม Drill_Horse

```
"""""""""""""""""""" CHECK INPUT DRILL SRING DESIGN"""""""""""""""""""
Private Sub Command25_Click()
Dim response As Variant
If depth = "" Or Val(depth.Text) <= 50 Or Val(depth.Text) > 99999 Then
response = MsgBox("Total Depth should be between 50 to 99,999 ft")
End If
If Ang = "" Or Val(Ang.Text) < 0 Or Val(Ang.Text) > 60 Then
response = MsgBox("The angle Hole Deviation should be between 0 - 60 degree")
End If
If SFTEN = "" Or Val(SFTEN.Text) < 0.8 Or Val(SFTEN.Text) > 1.6 Then
response = MsgBox(" Please Check Tensile Safety Factor ")
End If
If SFCOLL = "" Or Val(SFCOLL.Text) < 0.9 Or Val(SFCOLL.Text) > 1.6 Then
response = MsgBox("Please Check Collapse Safety Factor ")
End If
If SFWOB = "" Or Val(SFWOB.Text) < 0.69 Or Val(SFWOB.Text) > 1.1 Then
response = MsgBox(" Please Check Weight on Bit Safety Factor ")
End If
If A = "" Then
response = MsgBox(" Please input cross section area")
End If
If Y = "" Then
response = MsgBox(" Please input minimun Yield Stress ")
End If
If F = "" Then
response = MsgBox(" Please input Temperature ")
End If
If RPM = "" Then
response = MsgBox(" Please input Revolutions per minute ")
End If
If LO = "" Or Val(LO.Text) < 26 Or Val(LO.Text) > 41 Then
response = MsgBox("Please Check length of One pipe ")
End If
If HP = "" Then
response = MsgBox(" Please input horsepower of drill sting design")
End If
If WOB = "" Then
response = MsgBox(" Please input Maximum Weight on Bit(WOB)")
End If
If density = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Density")
Else
Timer1.Enabled = False
Command1.Visible = True
End If
If Ang = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Hole Deviation")
ElseIf WOB = "" Then
response = MsgBox("Plese Input WOB")
ElseIf SFWOB = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Weight on Bit Safety Factor")
ElseIf WDC = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Weight of Drill Collar")
Else
Timer1.Enabled = False
Command4.Visible = True
End If
If OD = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Outsite drill pipe 1")
ElseIf ID = "" Then
```

```
response = MsgBox("Plese Input Inside drill pipe 1")
ElseIf SFTEN = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Tensile Safety Factor")
ElseIf WDC = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Weight of Drill Pipe 1")
ElseIf TENDP1 = "" Then
response = MsgBox("Plese Input Tensile strength of Drill Pipe 1")
Else
Timer1.Enabled = False
Command12.Visible = True
End If
If OD2 = "" Then
response = MsgBox("You only Input DATA One pipe")
Else
Timer1.Enabled = False
Command17.Visible = True
End If
If OD2 = "" Then
ElseIf OD3 = "" Then
response = MsgBox("You only Input DATA Two pipe ")
ElseIf OD3 > 0 Then
response = MsgBox("You Input DATA Three pipe ")
Timer1.Enabled = False
Command18.Visible = True
End If
If density = "" Then
Else
Timer1.Enabled = False
Command5.Visible = True
Command2.Visible = True
Command16.Visible = True
Command21.Visible = True
Command22.Visible = True
Command11.Visible = True
End If
If COLDP1 = "" Then
Else
Timer1.Enabled = False
Command20.Visible = True
End If
If LO = "" Then
Else
Timer1.Enabled = False
Command23.Visible = True
End If
If F = "" Then
Else
Timer1.Enabled = False
Command9.Visible = True
End If
If A = "" Then
Else
Timer1.Enabled = False
Command7.Visible = True
End If
If HP = "" Then
ElseIf RPM = "" Then
Else
Timer1.Enabled = False
Command24.Visible = True
```

```
End If
End Sub

Private Sub Command1_Click()
BF = Round(1 - (density / 65.5), 4)
End Sub
Private Sub Command4_Click()
LDC = Round(Val(WOB) / (Cos(Ang * 180 / 3.14) * Val(SFWOB) * Val(BF) * Val(WDC)), 0)
LHWDP = LHWDP1
LDC1 = LDC
End Sub

Private Sub Command12_Click()
LDP1 = Round(((TENDP1 * 0.9) / (SFTEN * WDP1 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) + (LDC *
WDC)) / (WDP1)), 0)
If LDP1 > (depth - LDC - LHWDP) Then
   LDP1 = depth - LDC - LHWDP
   LDP2 = 0
   LDP3 = 0
End If
If G31.Value <> 0 Then
response = MsgBox("Plese choose new drill pipe properties")
Else
Timer1.Enabled = False
Command19.Visible = True
End If
End Sub

Private Sub Command17_Click()
LDP2 = Round(((TENDP2 * 0.9) / (SFTEN * WDP2 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) + (LDP1 *
WDP1) + (LDC * WDC)) / (WDP2)), 0)
If LDP2 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1) Then
   LDP2 = depth - LDC - LHWDP - LDP1
   LDP3 = 0
End If
End Sub

Private Sub Command18_Click()
   LDP3 = depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2
End Sub

Private Sub Command19_Click()
LSUM = Round(Val(LHWDP) + Val(LDC) + Val(LDP1) + Val(LDP2) + Val(LDP3), 0)
Ldp = Round(Val(LSUM) - Val(LHWDP) - Val(LDC), 0)
End Sub

Private Sub G11_Click()
 If G11.Value = True Then
       NTENDP1 = Val(TENDP1)
       NCOLDP1 = Val(COLDP1)
       LDP1 = Round(((TENDP1 * 0.9) / (SFTEN * WDP1 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) + (LDC *
WDC)) / (WDP1)), 0)
       If LDP1 > (depth - LDC - LHWDP) Then
             LDP1 = depth - LDC - LHWDP
             LDP2 = 0
             LDP3 = 0
          End If
   End If
End Sub
```

```
Private Sub G12_Click()
  If G12.Value = True Then
      NTENDP1 = Val(TENDP1) * 0.8
    NCOLDP1 = COLDP1 * 0.8
     LDP1 = Round(((TENDP1 * 0.8 * 0.9) / (SFTEN * WDP1 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDC * WDC)) / (WDP1)), 0)
      If LDP1 > (depth - LDC - LHWDP) Then
            LDP1 = depth - LDC - LHWDP
            LDP2 = 0
            LDP3 = 0
        End If
  End If
End Sub

Private Sub G13_Click()
If G13.Value = True Then
      NTENDP1 = Val(TENDP1) * 0.65
      NCOLDP1 = Val(COLDP1) * 0.65
     LDP1 = Round(((TENDP1 * 0.65 * 0.9) / (SFTEN * WDP1 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDC * WDC)) / (WDP1)), 0)
      If LDP1 > (depth - LDC - LHWDP) Then
            LDP1 = depth - LDC - LHWDP
            LDP2 = 0
            LDP3 = 0
        End If
   End If
End Sub

Private Sub G14_Click()
If G14.Value = True Then
      NTENDP1 = Val(TENDP1) * 0.55
      NCOLDP1 = Val(COLDP1) * 0.55
      LDP1 = Round(((TENDP1 * 0.55 * 0.9) / (SFTEN * WDP1 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDC * WDC)) / (WDP1)), 0)
     If LDP1 > (depth - LDC - LHWDP) Then
            LDP1 = depth - LDC - LHWDP
            LDP2 = 0
            LDP3 = 0
        End If
   End If
End Sub

Private Sub G21_Click()
If G21.Value = True Then
      NTENDP2 = Val(TENDP2)
      NCOLDP2 = Val(COLDP2)
     LDP2 = Round(((TENDP2 * 0.9) / (SFTEN * WDP2 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) + (LDP1 *
WDP1) + (LDC * WDC)) / (WDP2)), 0)
        If LDP2 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1) Then
            LDP2 = depth - LDC - LHWDP - LDP1
            LDP3 = 0
           End If
      End If
End Sub

Private Sub G22_Click()
If G22.Value = True Then
      NTENDP2 = Val(TENDP2) * 0.8
      NCOLDP2 = Val(COLDP2) * 0.8
```

```
      LDP2 = Round(((TENDP2 * 0.8 * 0.9) / (SFTEN * WDP2 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDP1 * WDP1) + (LDC * WDC)) / (WDP2)), 0)
         If LDP2 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1) Then
            LDP2 = depth - LDC - LHWDP - LDP1
            LDP3 = 0
           End If
       End If
End Sub

Private Sub G23_Click()
If G23.Value = True Then
      NTENDP2 = Val(TENDP2) * 0.65
      NCOLDP2 = Val(COLDP2) * 0.65
      LDP2 = Round(((TENDP2 * 0.65 * 0.9) / (SFTEN * WDP2 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDP1 * WDP1) + (LDC * WDC)) / (WDP2)), 0)
         If LDP2 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1) Then
            LDP2 = depth - LDC - LHWDP - LDP1
            LDP3 = 0
           End If
       End If
End Sub

Private Sub G24_Click()
If G24.Value = True Then
      NTENDP2 = Val(TENDP2) * 0.55
     NCOLDP2 = Val(COLDP2) * 0.55
      LDP2 = Round(((TENDP2 * 0.55 * 0.9) / (SFTEN * WDP2 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDP1 * WDP1) + (LDC * WDC)) / (WDP2)), 0)
         If LDP2 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1) Then
            LDP2 = depth - LDC - LHWDP - LDP1
            LDP3 = 0
           End If
       End If
End Sub

Private Sub G31_Click()
If G31.Value = True Then
      NTENDP3 = Val(TENDP3)
      NCOLDP3 = Val(COLDP3)
     LDP3 = Round(((TENDP3 * 0.9) / (SFTEN * WDP3 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) + (LDP1 *
WDP1) + (LDP2 * WDP2) + (LDC * WDC)) / (WDP3)), 0)
         If LDP3 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2) Then
           LDP3 = depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2
         End If
     End If
End Sub

Private Sub G32_Click()
If G32.Value = True Then
      NTENDP3 = Val(TENDP3) * 0.8
      NCOLDP3 = Val(COLDP3) * 0.8
      LDP3 = Round(((TENDP3 * 0.8 * 0.9) / (SFTEN * WDP3 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDP1 * WDP1) + (LDP2 * WDP2) + (LDC * WDC)) / (WDP3)), 0)
         If LDP3 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2) Then
           LDP3 = depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2
         End If
   End If
End Sub

Private Sub G33_Click()
```

```
If G33.Value = True Then
      NTENDP3 = Val(TENDP3) * 0.65
      NCOLDP3 = Val(COLDP3) * 0.65
      LDP3 = Round(((TENDP3 * 0.65 * 0.9) / (SFTEN * WDP3 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDP1 * WDP1) + (LDP2 * WDP2) + (LDC * WDC)) / (WDP3)), 0)
         If LDP3 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2) Then
            LDP3 = depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2
         End If
   End If
End Sub

Private Sub G34_Click()
If G34.Value = True Then
       NTENDP3 = Val(TENDP3) * 0.55
       NCOLDP3 = Val(COLDP3) * 0.55
       LDP3 = Round(((TENDP3 * 0.55 * 0.9) / (SFTEN * WDP3 * BF)) - (((LHWDP * WHWDP) +
(LDP1 * WDP1) + (LDP2 * WDP2) + (LDC * WDC)) / (WDP3)), 0)
         If LDP3 > (depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2) Then
            LDP3 = depth - LDC - LHWDP - LDP1 - LDP2
         End If
    End If
End Sub

Private Sub Command16_Click()
BWHDP = Round((Val(LHWDP) * Val(BF) * Val(WHWDP)), 0)
BDC = Round((Val(LDC) * Val(BF) * Val(WDC)), 0)
BDP1 = Round(Val(LDP1) * Val(BF) * Val(WDP1), 0)
BDP2 = Round(Val(LDP2) * Val(BF) * Val(WDP2), 0)
BDP3 = Round(Val(LDP3) * Val(BF) * Val(WDP3), 0)
BSUM = Round(Val(BDP1) + Val(BDP2) + Val(BDP3) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
End Sub

Private Sub Command5_Click()
WairDC = Round((Val(LDC) * Val(WDC)), 0)
WairHWDP = Round((Val(LHWDP1) * Val(WHWDP)), 0)
WairDP1 = Round((Val(LDP1) * Val(WDP1)), 0)
WairDP2 = Round((Val(LDP2) * Val(WDP2)), 0)
WairDP3 = Round((Val(LDP3) * Val(WDP3)), 0)
SUMWair = Round((Val(WairDC) + Val(WairWHDP) + Val(WairDP1) + Val(WairDP2) +
Val(WairDP3)), 0)
End Sub

Private Sub Command20_Click()
ACP1 = Round(Val(NCOLDP1) / Val(SFCOLL), 0)
ACP2 = Round(Val(NCOLDP2) / Val(SFCOLL), 0)
ACP3 = Round(Val(NCOLDP3) / Val(SFCOLL), 0)
End Sub

Private Sub Command21_Click()
NACP1 = Round(((Val(LSUM) * Val(density)) / 19.251), 0)
NACP2 = NACP1
NACP3 = NACP1
End Sub

Private Sub Command22_Click()
NLCP1 = Round((Val(ACP1) * 19.251) / (Val(density) * Val(SFCOLL)), 0)
NLCP2 = Round((Val(ACP2) * 19.251) / (Val(density) * Val(SFCOLL)), 0)
NLCP3 = Round((Val(ACP3) * 19.251) / (Val(density) * Val(SFCOLL)), 0)
End Sub
```

```
Private Sub Command2_Click()
If BDP3 <> 0 Then
NTENSF1 = Round((Val(NTENDP1) * 0.9) / (Val(BSUM) - Val(BDP3) - Val(BDP2)), 2)
NTENSF2 = Round((Val(NTENDP2) * 0.9) / (Val(BSUM) - Val(BDP3)), 2)
NTENSF3 = Round(((Val(NTENDP3) * 0.9) / Val(BSUM)), 2)
ElseIf BDP3 = 0 Then
NTENSF1 = Round((Val(NTENDP1) * 0.9) / (Val(BSUM) - Val(BDP2)), 2)
NTENSF2 = Round(((Val(NTENDP2) * 0.9) / Val(BSUM)), 2)
NTENSF3 = 0
 Else
NTENSF1 = Round((Val(NTENDP1) * 0.9) / (Val(BSUM)), 2)
NTENSF2 = 0
NTENSF3 = 0
End If
End Sub

Private Sub Command11_Click()
If LDP3 <> 0 Then
TEDP1 = Round(Val(BDP1) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
TEDP2 = Round(Val(BDP1) + Val(BDP2) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
TEDP3 = Round(Val(BDP1) + Val(BDP2) + Val(BDP3) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
Else
TEDP1 = Round(Val(BDP1) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
TEDP2 = Round(Val(BDP1) + Val(BDP2) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
TEDP3 = 0
End If
If LDP2 = 0 Then
TEDP1 = Round(Val(BDP1) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
   TEDP2 = 0
   TEDP3 = 0
End If
BTEDP = Round(Val(BDP1) + Val(BDP2) + Val(BDP3) + Val(BDC) + Val(BWHDP), 0)
End Sub

Private Sub Command23_Click()
NV12 = ((Val(OD) ^ 2) + (Val(ID) ^ 2)) ^ 0.5
NV11 = 4760000 * Val(NV12)
NV13 = Val(LO) * 12
NV1 = Round((Val(NV11) / Val(NV13) ^ 2), 2)
NV22 = ((Val(OD2) ^ 2) + (Val(ID2) ^ 2)) ^ 0.5
NV21 = 4760000 * Val(NV22)
NV23 = Val(LO) * 12
NV2 = Round((Val(NV21) / Val(NV23) ^ 2), 2)
NV32 = ((Val(OD3) ^ 2) + (Val(ID3) ^ 2)) ^ 0.5
NV31 = 4760000 * Val(NV32)
NV33 = Val(LO) * 12
NV3 = Round((Val(NV31) / Val(NV33) ^ 2), 2)
SP = Round((258000 / Val(depth)), 2)
End Sub

Private Sub Command7_Click()
SUMTEN = Round((Val(NTENDP1) + Val(NTENDP2) + Val(NTENDP3)), 0)
J = Round((3.1416 / 32) * (Val(OD) ^ 4 - Val(ID) ^ 4), 3)
J2 = Round((3.1416 / 32) * (Val(OD2) ^ 4 - Val(ID2) ^ 4), 3)
J3 = Round((3.1416 / 32) * (Val(OD3) ^ 4 - Val(ID3) ^ 4), 3)
QT = Round((0.096167 * Val(J) * ((Y * 0.85) ^ 2 - (Val(SUMTEN) ^ 2 / Val(A) ^ 2)) ^ 0.5), 2)
QT2 = Round((0.096167 * Val(J2) * ((Y * 0.85) ^ 2 - (Val(SUMTEN) ^ 2 / Val(A) ^ 2)) ^ 0.5), 2)
QT3 = Round((0.096167 * Val(J3) * ((Y * 0.85) ^ 2 - (Val(SUMTEN) ^ 2 / Val(A) ^ 2)) ^ 0.5), 2)
End Sub
```

```
Private Sub Command9_Click()
SW = Round(((Val(depth) ^ 2 * (65.44 - (1.44 * Val(density)))) / (9.625 * 10 ^ 7)), 2)
ST = Round((Val(depth) * (7.867 * 10 ^ (-5)) * (Val(F) - 32)), 2)
STOTAL = Round((Val(SW) + Val(ST)), 2)
End Sub

Private Sub Command24_Click()
TORSION = Round(((Val(HP) * 5250) / Val(RPM)), 2)
End Sub

Horse power requirement
Private Sub Command27_Click()
Dim response As Variant
If depth = "" Or Val(depth.Text) <= 50 Or Val(depth.Text) > 99999 Then
response = MsgBox("Total Depth should be between 50 to 99,999 ft")
End If
If M = "" Or Val(M.Text) < 0.79 Or Val(M.Text) > 1.05 Then
response = MsgBox(" The mechanical efficiency should be between 0.8 - 1.0")
End If
If V = "" Or Val(V.Text) < 0.89 Or Val(V.Text) > 1.05 Then
response = MsgBox(" The volumetric efficiency should be between 0.9 - 1.0 ")
End If
If density = "" Or Val(density.Text) < 5 Or Val(density.Text) > 25 Then
response = MsgBox(" Please Check the Mud Density should be between 5 -  25 lb/gal ")
End If

If vis = "" Then
response = MsgBox(" Please Check Mud Viscosity , cp ")
End If
If Bingham = "" Or Val(Bingham.Text) <= 0.5 Or Val(Bingham.Text) > 1000 Then
response = MsgBox("Please Check Bingham Yield Value , lb/100 sqft ")
End If
If rate = "" Then
response = MsgBox(" Please Check Circuration Rate ,gpm ")
End If
If OD = "" Then
response = MsgBox(" Please Check Drill pipe Outside Diameter")
End If
If ID = "" Or Val(ID.Text) > Val(OD.Text) Then
response = MsgBox(" Please Check Drill pipe Inside Diameter")
End If
If ODC = "" Then
response = MsgBox(" Please Check Drill collar Outside Diameter")
End If
If IDC = "" Or Val(IDC.Text) > Val(ODC.Text) Then
response = MsgBox(" Please Check Drill collar Inside Diameter")
End If
If Ohw = "" Then
response = MsgBox(" Please Check Heavy Weight Drill pipe Outside Diameter")
End If
If Ihw = "" Or Val(Ihw.Text) > Val(Ohw.Text) Then
response = MsgBox(" Please Check Heavy Weight Drill pipe Inside Diameter")
End If
LHWDP1 = LHWDP
If LHWDP1 = "" Then
response = MsgBox(" Please input Heavy Weight Drill pipe Length (HWDP + DC + DP = Total Hole
Depth)")
End If
If LDC = "" Then
response = MsgBox(" Please input Drill collar Length (HWDP + DC + DP = Total Hole Depth)")
```

```
End If
If LDP1 = "" Or Val(LDP1.Text) < 30 Or Val(LDP1.Text) < Val(LHWDP1.Text) Then
response = MsgBox(" Please Check Drillpipe length (HWDP + DC + DP = Total Hole Depth)")
End If
If LDP2 = "" Or Val(LDP2.Text) < 30 Or Val(LDP2.Text) < Val(LHWDP1.Text) Then
response = MsgBox(" Please Check Drillpipe length (HWDP + DC + DP = Total Hole Depth)")
End If
If LDP3 = "" Or Val(LDP3.Text) < 30 Or Val(LDP3.Text) < Val(LHWDP1.Text) Then
response = MsgBox(" Please Check Drillpipe length (HWDP + DC + DP = Total Hole Depth)")
End If
If Dh = "" Or Val(Dh.Text) < Val(OD.Text) Or Val(Dh.Text) < Val(ODC.Text) Then
response = MsgBox(" Please Check Bit dimeter ")
End If
If Val(TF.Text) < 1 Or Val(TF.Text) > 2 Then
response = MsgBox(" Please selected Type 1 for Sort formation or Type 2 for Hard formation")
End If
If inp = "" Or Val(inp.Text) < 1 Or Val(inp.Text) > 4 Then
response = MsgBox(" Please input Type of Surface Pressure Loss 1-4 ")
End If
lnp = (Val(LHWDP1.Text) + Val(LDP1.Text) + Val(LDC.Text) + Val(LDP2.Text) + Val(LDP3.Text))
If Val(depth.Text) >= 50 And Val(depth.Text) <= 99999 And lnp = Val(depth.Text) And Val(V.Text)
> 0.89 And Val(V.Text) < 1.05 And Val(M.Text) > 0.79 And Val(M.Text) < 1.05 And
Val(density.Text) >= 5 And Val(density.Text) <= 25 And Val(inp.Text) >= 1 And Val(inp.Text) <= 4
And Val(LDP1.Text) >= 30 Then
response = MsgBox("Please Run the Pressure loss and Horse power requirement for circulation rate")
Timer1.Enabled = False
Command26.Visible = True
End If

Private Sub Command26_Click()
If rate = "" Then
       If TF = 1 Then
          Vacp = 3
               q = 2.45 * (Dh ^ 2 - OD ^ 2) * Vacp
       ElseIf TF = 2 Then
          Vacp = 2.75
               q = 2.45 * (Dh ^ 2 - OD ^ 2) * Vacp
          Else: MsgBox " Please Check the Type of formation" & vbCrLf & "Type 1 for Sort formation
and Type 2 for Hard formation or Input Circulation rate"
      End If
Else: Vacp = rate / 60
q = Vacp * 2.45 * (Dh ^ 2 - OD ^ 2)
TF = " "
End If
If (Dnozz = 1) Then d = 0.25
ElseIf (Dnozz = 2) Then d = 0.2812
ElseIf (Dnozz = 3) Then d = 0.3125
ElseIf (Dnozz = 4) Then d = 0.3437
ElseIf (Dnozz = 5) Then d = 0.375
ElseIf (Dnozz = 6) Then d = 0.4062
ElseIf (Dnozz = 7) Then d = 0.4375
ElseIf (Dnozz = 8) Then d = 0.4687
ElseIf (Dnozz = 9) Then d = 0.5
ElseIf (Dnozz = 10) Then d = 0.5625
ElseIf (Dnozz = 11) Then d = 0.625
ElseIf (Dnozz = 12) Then d = 0.6875
ElseIf (Dnozz = 13) Then d = 0.75
ElseIf (Dnozz = 14) Then d = 1
Else: MsgBox "Please insert type of diameter again,it's out of range"
End If
```

```
Vacp = Round((q / 3) / (2.45 * d ^ 2), 2)
' use chat**************
If (inp = 1) Then
Ps = Round((0.0007 * q ^ 2 + 0.0358 * q) * density / 9.5, 2)
ElseIf (inp = 2) Then Ps = Round((0.00022 * q ^ 2 + 0.0149 * q) * density / 9.5, 2)
ElseIf (inp = 3) Then Ps = Round((0.0003 * q ^ 2 + 0.0186 * q) * density / 9.5, 2)
ElseIf (inp = 4) Then Ps = Round((0.0001 * q ^ 2 + 0.0081 * q) * density / 9.5, 2)
ElseIf (inp = 5) Then Ps = Round((0.0001 * q ^ 2 - 0.0014 * q) * density / 9.5, 2)
Else: MsgBox "Please insert type of Ps again,it's out of range"
End If
'"DP1""""""""""""""""""""""""""""""""""
      If LDP2 = "" Then
      LDP2 = 0
      End If
      If LDP3 = "" Then
      LDP3 = 0
      End If
      If LHWDP1 = "" Then
      LHWDP1 = 0
      End If
      If LDC = "" Then
      LDC = 0
      End If
Vc = (1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * ID ^ 2 * Bingham) ^ 0.5) / (density * ID)
Vap = q / (2.45 * ID ^ 2)
If (Vap > Vc) Then
Pp = Round(0.055 * (2970 * density * Vap * ID / vis) ^ -0.2037 * density * LDP1 * Vap ^ 2 / (25.8 *
ID), 2)
Else
Pp = Round((vis * LDP1 * Vap) / (1500 * ID ^ 2), 2)
End If
If LDP2 > 0 Then
   Vc2 = (1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * ID2 ^ 2 * Bingham) ^ 0.5) / (density * ID2)
   Vap2 = q / (2.45 * ID2 ^ 2)
      If (Vap2 > Vc2) Then
         Pp2 = Round(0.055 * (2970 * density * Vap2 * ID2 / vis) ^ -0.2037 * density * LDP2 * Vap2 ^
2 / (25.8 * ID2), 2)
      Else
         Pp2 = Round((vis * LDP2 * Vap2) / (1500 * ID2 ^ 2), 2)
      End If
      Else
         Pp2 = 0
End If
If LDP3 > 0 Then
   Vc3 = (1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * ID3 ^ 2 * Bingham) ^ 0.5) / (density * ID3)
   Vap3 = q / (2.45 * ID3 ^ 2)
      If (Vap > Vc) Then
         Pp3 = Round(0.055 * (2970 * density * Vap3 * ID3 / vis) ^ -0.2037 * density * LDP3 * Vap3 ^
2 / (25.8 * ID3), 2)
      Else
         Pp3 = Round((vis * LDP3 * Vap3) / (1500 * ID3 ^ 2), 2)
      End If
      Else
         Pp3 = 0
End If
If (LHWDP1 > 0) Then
Vchw = (1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * Ihw ^ 2 * Bingham) ^ 0.5) / (density * Ihw)
Vahw = q / (2.45 * Ihw ^ 2)
   If (Vahw > Vchw) Then
```

```
   Phw = Round(0.055 * (2970 * density * Vahw * Ihw / vis) ^ -0.2037 * density * LHWDP1 * Vahw
^ 2 / (25.8 * Ihw), 2)
   Else
   Phw = Round((vis * LHWDP1 * Vahw) / (1500 * Ihw ^ 2), 2)
   End If
Else
Phw = 0
End If
If IDC > 0 Then
     Vccol = (1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * IDC ^ 2 * Bingham) ^ 0.5) / (density * IDC)
   Vac = q / (2.45 * IDC ^ 2)
   If (Vac > Vccol) Then
   Pc = Round(0.055 * (2970 * density * Vac * IDC / vis) ^ -0.2037 * density * LDC * Vac ^ 2 / (25.8
* IDC), 2)
   Else
   Pc = Round((vis * LDC * Vac) / (1500 * IDC ^ 2), 2)
   End If
Else: Pc = 0
End If
"""""""""""""""""" Cal Pressure @ BIT""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""""
an = ((3.141592654 * d ^ 2) / 4) * 3
Pb = Round(q ^ 2 * density * (9.14 * 10 ^ -5) / (an ^ 2), 2)
"""""""""""""""""""""""""""cal pressure loss around pipe""""""""""""""""""""""""""""""""
If ODC > 0 Then
   Vcc = ((1.08 * vis) + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * (Dh - ODC) ^ 2 * Bingham) ^ 0.5) / (density *
(Dh - ODC))
   Vacc = q / (2.45 * (Dh ^ 2 - ODC ^ 2))
   If (Vacc <= Vcc) Then
   Pac = Round(vis * LDC * Vacc / (1500 * (Dh - ODC) ^ 2), 2)
   Else
   Pac = Round((0.0331 * ((2970 * density * Vacc * (Dh - ODC)) / vis) ^ (-0.1359)) * density * LDC *
(Vacc ^ 2) / (25.8 * (Dh - ODC)), 2)
   End If
Else: Pac = 0
End If
If (LHWDP1 > 0) Then
Vcchw = ((1.08 * vis) + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * (Dh - Ohw) ^ 2 * Bingham) ^ 0.5) / (density *
(Dh - Ohw))
Vachw = q / (2.45 * (Dh ^ 2 - Ohw ^ 2))
   If (Vachw <= Vcchw) Then
   Pahw = Round(vis * LHWDP1 * Vachw / (1500 * (Dh - Ohw) ^ 2), 2)
   Else
   Pahw = Round((0.0331 * ((2970 * density * Vachw * (Dh - Ohw)) / vis) ^ (-0.1359)) * density *
LHWDP1 * (Vachw ^ 2) / (25.8 * (Dh - Ohw)), 2)
   End If
Else
Pahw = 0
End If
      Vcp1 = ((1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * Bingham * (Dh - OD) ^ 2) ^ 0.5)) / (density
* (Dh - OD))
      Vacp1 = q / (2.45 * (Dh ^ 2 - OD ^ 2))

         If (Vacp1 > Vcp1) Then
            Pap = Round(0.03 * (2970 * density * Vacp1 * (Dh - OD) / vis) ^ -0.1359 * density * LDP1
* Vacp1 ^ 2 * (25.8 * (Dh - OD)), 2)
         Else
            Pap = Round(((LDP1 * Bingham) / (300 * (Dh - OD))) + ((vis * Vacp1 * LDP1) / (1500 *
(Dh - OD) ^ 2)), 2)
         End If
   If LDP2 > 0 Then
```

```
        Vcp2 = ((1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * Bingham * (Dh - OD2) ^ 2) ^ 0.5)) /
(density * (Dh - OD2))
       Vacp2 = q / (2.45 * (Dh ^ 2 - OD2 ^ 2))
          If (Vacp2 > Vcp2) Then
             Pap2 = Round(0.03 * (2970 * density * Vacp2 * (Dh - OD2) / vis) ^ -0.1359 * density *
LDP2 * Vacp2 ^ 2 * (25.8 * (Dh - OD2)), 2)
          Else
             Pap2 = Round(((LDP2 * Bingham) / (300 * (Dh - OD2))) + ((vis * Vacp2 * LDP2) / (1500 *
(Dh - OD2) ^ 2)), 2)
          End If
          Else
          Pap2 = 0
   End If
   If LDP3 > 0 Then
          Vcp3 = ((1.08 * vis + 1.08 * (vis ^ 2 + 9.3 * density * Bingham * (Dh - OD3) ^ 2) ^ 0.5)) /
(density * (Dh - OD3))
          Vacp3 = q / (2.45 * (Dh ^ 2 - OD3 ^ 2))
          If (Vacp3 > Vcp3) Then
             Pap3 = Round(0.03 * (2970 * density * Vacp3 * (Dh - OD3) / vis) ^ -0.1359 * density *
LDP3 * Vacp3 ^ 2 * (25.8 * (Dh - OD3)), 2)
          Else
             Pap3 = Round(((LDP3 * Bingham) / (300 * (Dh - OD3))) + ((vis * Vacp3 * LDP3) / (1500 *
(Dh - OD3) ^ 2)), 2)
          End If
          Else
          Pap3 = 0
       End If
Pt = Round(Val(Ps) + Val(Pp) + Val(Pp2) + Val(Pp3) + Val(Phw) + Val(Pc) + Val(Pb) + Val(Pac) +
Val(Pap) + Val(Pap2) + Val(Pap3) + Val(Pahw), 2)
HP1 = Round((q * Val(Pt)) / (1714 * V * M), 2)
Command26.Visible = False
End Sub
End Sub



Private Sub Timer1_Timer()
Command1.Visible = False
Command4.Visible = False
Command12.Visible = False
Command17.Visible = False
Command18.Visible = False
Command19.Visible = False
Command16.Visible = False
Command20.Visible = False
Command5.Visible = False
Command2.Visible = False
Command26.Visible = False
Command21.Visible = False
Command22.Visible = False
Command11.Visible = False
Command23.Visible = False
Command9.Visible = False
Command11.Visible = False
Command7.Visible = False
Command24.Visible = False
End Sub
```

```
"""""""""""""""""""""""clear Botton"""""""""""""""""""""""
Private Sub Command10_Click()
depth = "": density = "": WOB = "": SFTEN = "": SFCOLL = "": SFWOB = ""
A = "": Y = "": F = "": C = "": RPM = "": HP = "": LHWDP1 = ""
WDC = "": WDP1 = "": WDP2 = "": WDP3 = ""
OD = "": OD2 = "": OD3 = "": ID = "": ID2 = "": ID3 = ""
TENDP1 = "": TENDP2 = "": TENDP3 = "": NTENDP1 = "": NTENDP2 = "": NTENDP3 = ""
COLDP1 = "": COLDP2 = "": COLDP3 = "": NCOLDP1 = "": NCOLDP2 = "": NCOLDP3 = ""
BF = "": Wair = "": TORSION = "": MOP = "": STOTAL = "": SW = "": ST = ""
LDP1 = "": LDP2 = "": LDP3 = "": LHWDP = "": LDC = "": LSUM = ""
BDP1 = "": BDP2 = "": BDP3 = "": BWHDP = "": BDC = "": BSUM = ""
TEDP1 = "": TEDP2 = "": TEDP3 = "": BTEDP = ""
ACP1 = "": ACP2 = "": ACP3 = "": NACP1 = "": NACP2 = "": NACP3 = ""
NLCP1 = "": NLCP2 = "": NLCP3 = ""
NTENSF1 = "": NTENSF2 = "": NTENSF3 = "": NV1 = "": NV2 = "": NV3 = ""
SP = "": QT = "": QT2 = "": QT3 = ""
G11.Value = False: G12.Value = False: G13.Value = False: G14.Value = False
G21.Value = False: G22.Value = False: G23.Value = False: G24.Value = False
G31.Value = False: G32.Value = False: G33.Value = False: G34.Value = False
Ang = "": LO = "": WairHWDP = "": WairDC = "": WairDP1 = "": WairDP2 = "": WairDP3 = "":
SUMWair = ""
Dh = "": M = "": V = "": ODC = "": IDC = "": Ohw = "": Ihw = "": vis = ""
Bingham = "": TF = "": inp = ""
Vacp = "": Ps = "": Pp = "": Phw = "": Pc = "": Pb = "": Pac = "": Pap = "": Dnozz = "": rate = ""
Pahw = "": Pt = "": HP1 = "": Ldp = "": LDC = "": Pap2 = "": Pap3 = "": Pp2 = "": Pp3 = "":
WHWDP= ""

Command1.Visible = False
Command4.Visible = False
Command12.Visible = False
Command17.Visible = False
Command18.Visible = False
Command19.Visible = False
Command16.Visible = False
Command20.Visible = False
Command5.Visible = False
Command2.Visible = False
Command26.Visible = False
Command21.Visible = False
Command22.Visible = False
Command11.Visible = False
Command23.Visible = False
Command9.Visible = False
Command11.Visible = False
Command7.Visible = False
Command24.Visible = False
End Sub
```

```
Private Sub printdesign_Click()


dlg.ShowPrinter

Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print "       Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid)
for Petroleum Wells)"
Printer.Print "       In case Drill String Design"
Printer.Print " "

Printer.Print "       Well Name : "; IIf(wn.Text = "", "No Data", wn.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "         Data Input"
Printer.Print "
==========================================================================
======================"
Printer.Print "       Total Depth (ft)    =   "; IIf(depth.Text = "", "No Data ", depth.Text); ""
Printer.Print "       Hole Deviation (degree) =   "; IIf(Ang.Text = "", "No Data ", Ang.Text); ""
Printer.Print "       Tensile Safety Factor, (1.0-1.5)  =   "; IIf(SFTEN = "", "No Data", SFTEN.Text); ""
Printer.Print "       Collapse Safety Factor  =   "; IIf(SFCOLL.Text = "", "No Data", SFCOLL.Text); ""
Printer.Print "       Weight on Bit Safety Factor    =   "; IIf(SFWOB.Text = "", "No Data",
SFWOB.Text); ""
Printer.Print "       Cross section area, sq.in   =   "; IIf(A.Text = "", "No Data", A.Text); ""
Printer.Print "       Minimum Yield Stress, psi   =   "; IIf(Y.Text = "", "No Data", Y.Text); ""
Printer.Print "       Temperature, F   =   "; IIf(F.Text = "", "No Data", F.Text); ""
Printer.Print "       WOB , lb   =   "; IIf(WOB.Text = "", "No Data", WOB.Text); ""
Printer.Print "       Revolutions per minute  =   "; IIf(RPM.Text = "", "No Data", RPM.Text); ""
Printer.Print "       Length of one pipe, ft  =  "; IIf(LO.Text = "", "No Data", LO.Text); ""
Printer.Print "       horsepower, hp  =  "; IIf(HP.Text = "", "No Data", HP.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "       Drillpipe 1 Weight, lb./ft.  =   "; IIf(WDP1.Text = "", "No Data", WDP1.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 1 Outside Diameter (inch)   =   "; IIf(OD.Text = "", "No Data", OD.Text);
""
Printer.Print "       Drillpipe 1 Inside Diameter (inch)   =   "; IIf(ID.Text = "", "No Data", ID.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 1 Tensile strength, lbs   =   "; IIf(TENDP1.Text = "", "No Data",
TENDP1.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 1 Collapse, psi   =   "; IIf(COLDP1.Text = "", "No Data", COLDP1.Text);
""
Printer.Print " "
Printer.Print "       Drillpipe 2 Weight, lb./ft.  =   "; IIf(WDP2.Text = "", "No Data", WDP2.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 2 Outside Diameter (inch)   =   "; IIf(OD2.Text = "", "No Data",
OD2.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 2 Inside Diameter (inch)   =   "; IIf(ID2.Text = "", "No Data", ID2.Text);
""
Printer.Print "       Drillpipe 2 Tensile strength, lbs   =   "; IIf(TENDP2.Text = "", "No Data",
TENDP2.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 2 Collapse, psi   =   "; IIf(COLDP2.Text = "", "No Data", COLDP2.Text);
""
Printer.Print " "
Printer.Print "       Drillpipe 3 Weight, lb./ft.  =   "; IIf(WDP3.Text = "", "No Data", WDP3.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 3 Outside Diameter (inch)  =  "; IIf(OD3.Text = "", "No Data",
OD3.Text); ""
Printer.Print "       Drillpipe 3 Inside Diameter (inch)  =   "; IIf(ID3.Text = "", "No Data", ID3.Text);
""
Printer.Print "       Drillpipe 3 Tensile strength, lbs   =   "; IIf(TENDP3.Text = "", "No Data",
TENDP3.Text); ""
```

```
Printer.Print "        Drillpipe 3 Collapse, psi   =   "; IIf(COLDP3.Text = "", "No Data", COLDP3.Text);
""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Heavy Weight Drillpipe Weight, lb./ft.  =   "; IIf(WHWDP.Text = "", " No Data ",
WHWDP.Text); ""
Printer.Print "        Heavy Weight Drillpipe Length (ft)  =   "; IIf(LHWDP.Text = "", " No Data ",
LHWDP.Text); ""
Printer.Print "        Drill Collar Weight, lb./ft.  =   "; IIf(WDC.Text = "", "No Data", WDC.Text); ""

Printer.Print "        Mud Density (ppg)   =   "; IIf(density.Text = "", " No Data ", density.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        NEW Drillpipe 1 Tensile strength, lbs   =   "; IIf(NTENDP1.Text = "", "No Data",
NTENDP1.Text); ""
Printer.Print "        NEW Drillpipe 1 Collapse, psi   =   "; IIf(NCOLDP1.Text = "", "No Data",
NCOLDP1.Text); ""
Printer.Print "        NEW Drillpipe 2 Tensile strength, lbs   =   "; IIf(NTENDP2.Text = "", "No Data",
NTENDP2.Text); ""
Printer.Print "        NEW Drillpipe 2 Collapse, psi   =   "; IIf(NCOLDP2.Text = "", "No Data",
NCOLDP2.Text); ""
Printer.Print "        NEW Drillpipe 3 Tensile strength, lbs   =   "; IIf(NTENDP3.Text = "", "No Data",
NTENDP3.Text); ""
Printer.Print "        NEW Drillpipe 3 Collapse, psi   =   "; IIf(NCOLDP3.Text = "", "No Data",
NCOLDP3.Text); ""

Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print "                (Drill_Horse) Drill String Design"
Printer.Print "
==========================================================================
======================"
Printer.Print "        Drill String Length (ft)   =   "; IIf(LSUM = "", "No Data", LSUM.Text); ""
Printer.Print "        Drillcollar Length (ft)  =   "; IIf(LDC.Text = "", "No Data", LDC.Text); ""
Printer.Print "        Heavy Weight Drillpipe Length (ft)  =   "; IIf(LHWDP.Text = "", " No Data ",
LHWDP.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 1 Length (ft)  =   "; IIf(LDP1.Text = "", "No Data", LDP1.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 2 Length (ft)   =   "; IIf(LDP2.Text = "", "No Data", LDP2.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 3 Length (ft)  =   "; IIf(LDP3.Text = "", "No Data", LDP3.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Buoyancy Force  =   "; IIf(BF.Text = "", "No Data", BF.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Buoyed Weight of Heavy Weight Drill Pipe, lbs  =   "; IIf(BWHDP.Text = "", "No
Data", BWHDP.Text); ""
Printer.Print "        Buoyed Weight of Drill Collar, lbs  =   "; IIf(BDC.Text = "", "No Data",
BDC.Text); ""
Printer.Print "        Buoyed Weight of Drill Pipe 1, lbs  =   "; IIf(BDP1.Text = "", "No Data",
BDP1.Text); ""
Printer.Print "        Buoyed Weight of Drill Pipe 2, lbs  =   "; IIf(BDP2.Text = "", "No Data",
BDP2.Text); ""
Printer.Print "        Buoyed Weight of Drill Pipe 3, lbs  =   "; IIf(BDP3.Text = "", "No Data",
BDP3.Text); ""
Printer.Print "        Buoyed Weight of Drill String, lbs  =   "; IIf(BSUM.Text = "", "No Data",
BSUM.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Air weight of Heavy Weight Drill Pipe, lbs  =   "; IIf(WairHWDP.Text = "", "No
Data", WairHWDP.Text); ""
Printer.Print "        Air weight of Drill Collar, lbs  =   "; IIf(WairDC.Text = "", "No Data",
WairDC.Text); ""
Printer.Print "        Air weight of Drill Pipe 1, lbs  =   "; IIf(WairDP1.Text = "", "No Data",
WairDP1.Text); ""
```

```
Printer.Print "        Air weight of Drill Pipe 2, lbs  =  "; IIf(WairDP2.Text = "", "No Data",
WairDP2.Text); ""
Printer.Print "        Air weight of Drill Pipe 3, lbs  =  "; IIf(WairDP3.Text = "", "No Data",
WairDP3.Text); ""
Printer.Print "        Air weight of Drill String, lbs  =  "; IIf(SUMWair.Text = "", "No Data",
SUMWair.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Allowable Collapse Pressure of Drill Pipe 1, psi  =  "; IIf(ACP1.Text = "", "No
Data", ACP1.Text); ""
Printer.Print "        Allowable Collapse Pressure of Drill Pipe 2, psi  =  "; IIf(ACP2.Text = "", "No
Data", ACP2.Text); ""
Printer.Print "        Allowable Collapse Pressure of Drill Pipe 3, psi  =  "; IIf(ACP3.Text = "", "No
Data", ACP3.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        The net action collapse pressure of Drill Pipe 1, psi  =  "; IIf(NACP1.Text = "",
"No Data", NACP1.Text); ""
Printer.Print "        The net action collapse pressure of Drill Pipe 2, psi  =  "; IIf(NACP2.Text = "",
"No Data", NACP2.Text); ""
Printer.Print "        The net action collapse pressure of Drill Pipe 3, psi  =  "; IIf(NACP3.Text = "",
"No Data", NACP3.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        The net length collapse pressure of Drill Pipe 1, ft  =  "; IIf(NLCP1.Text = "", "No
Data", NLCP1.Text); ""
Printer.Print "        The net length collapse pressure of Drill Pipe 2, ft  =  "; IIf(NLCP2.Text = "", "No
Data", NLCP2.Text); ""
Printer.Print "        The net length collapse pressure of Drill Pipe 3, ft  =  "; IIf(NLCP3.Text = "", "No
Data", NLCP3.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Tension safety factor of the new drill string design of Drill Pipe 1  =  ";
IIf(NTENSF1.Text = "", "No Data", NTENSF1.Text); ""
Printer.Print "        Tension safety factor of the new drill string design of Drill Pipe 2  =  ";
IIf(NTENSF2.Text = "", "No Data", NTENSF2.Text); ""
Printer.Print "        Tension safety factor of the new drill string design of Drill Pipe 3  =  ";
IIf(NTENSF3.Text = "", "No Data", NTENSF3.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Submerged load hanging below section of Drill Pipe 1, lbs  =  "; IIf(TEDP1.Text =
"", "No Data", TEDP1.Text); ""
Printer.Print "        Submerged load hanging below section of Drill Pipe 2, lbs  =  "; IIf(TEDP2.Text =
"", "No Data", TEDP2.Text); ""
Printer.Print "        Submerged load hanging below section of Drill Pipe 3, lbs  =  "; IIf(TEDP3.Text =
"", "No Data", TEDP3.Text); ""
Printer.Print "        Submerged load hanging below section of Drill String, lbs  =  "; IIf(BTEDP.Text =
"", "No Data", BTEDP.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Critical Rotation Speeds Nodal Vibration of Drill Pipe 1, rev/min  =  ";
IIf(NV1.Text = "", "No Data", NV1.Text); ""
Printer.Print "        Critical Rotation Speeds Nodal Vibration of Drill Pipe 2, rev/min  =  ";
IIf(NV2.Text = "", "No Data", NV2.Text); ""
Printer.Print "        Critical Rotation Speeds Nodal Vibration of Drill Pipe 3, rev/min  =  ";
IIf(NV3.Text = "", "No Data", NV3.Text); ""
Printer.Print "        Critical Rotation Speeds Spring Pendulum, rev/min  =  "; IIf(SP.Text = "", "No
Data", SP.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "        Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under
tension of Drill Pipe 1, (lb-ft) =  "; IIf(QT.Text = "", "No Data", QT.Text); ""
Printer.Print "        Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under
tension of Drill Pipe 2, (lb-ft)  =  "; IIf(QT2.Text = "", "No Data", QT2.Text); ""
Printer.Print "        Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under
tension of Drill Pipe 3, (lb-ft)  =  "; IIf(QT3.Text = "", "No Data", QT3.Text); ""
Printer.Print " "
```

```
Printer.Print "        Total Drill String Stretch  =   "; IIf(STOTAL.Text = "", "No Data", STOTAL.Text);
""
Printer.Print "        Effect of stretch due to string weight, inch  =   "; IIf(SW.Text = "", "No Data",
SW.Text); ""
Printer.Print "        Effects of stretch due to string temperature  =   "; IIf(ST.Text = "", "No Data",
ST.Text); ""
Printer.Print "        Torsion  =   "; IIf(TORSION.Text = "", "No Data", TORSION.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "
================================================================================
======================"



   Printer.EndDoc


End Sub




Private Sub print_Click()

dlg.ShowPrinter

lnp = (Val(LHWDP1.Text) + Val(LDP1.Text) + Val(LDC.Text) + Val(LDP2.Text) + Val(LDP3.Text))

Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print "        Drill_Horse (Drill String Design and Horse Power Requirement (for Drilling Fluid)
for Petroleum Wells)"
Printer.Print "        In case Horse Power Requirement (for Drilling Fluid) for Petroleum Wells"
Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print "        Well Name : "; IIf(wn.Text = "", "No Data", wn.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "          Data Input"
Printer.Print "
================================================================================
======================"
Printer.Print "        Total Depth (ft)    =   "; IIf(depth.Text = "", "No Data ", depth.Text); ""
Printer.Print "        Hole Deviation (degree) =   "; IIf(Ang.Text = "", "No Data ", Ang.Text); ""
Printer.Print "        Drill String Length (ft)   =   "; IIf(lnp = "", "No Data", lnp); ""
Printer.Print "        Drillpipe 1 Length (ft)  =   "; IIf(LDP1.Text = "", "No Data", LDP1.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 1 Outside Diameter (inch)   =   "; IIf(OD.Text = "", "No Data", OD.Text);
""
Printer.Print "        Drillpipe 1 Inside Diameter (inch)   =   "; IIf(ID.Text = "", "No Data", ID.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 2 Length (ft)   =   "; IIf(LDP2.Text = "", "No Data", LDP2.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 2 Outside Diameter (inch)   =   "; IIf(OD2.Text = "", "No Data",
OD2.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 2 Inside Diameter (inch)   =   "; IIf(ID2.Text = "", "No Data", ID2.Text);
""
Printer.Print "        Drillpipe 3 Length (ft)  =   "; IIf(LDP3.Text = "", "No Data", LDP3.Text); ""
```

```
Printer.Print "        Drillpipe 3 Outside Diameter (inch)  =  "; IIf(OD3.Text = "", "No Data",
OD3.Text); ""
Printer.Print "        Drillpipe 3 Inside Diameter (inch)  =   "; IIf(ID3.Text = "", "No Data", ID3.Text);
""
Printer.Print "        Heavy Weight Drillpipe Length (ft)  =   "; IIf(LHWDP.Text = "", " No Data ",
LHWDP.Text); ""
Printer.Print "        Heavy Weight Drillpipe Outside Diameter (inch)  =   "; IIf(Ohw.Text = "", " No
Data ", Ohw.Text); ""
Printer.Print "        Heavy Weight Drillpipe Inside Diameter (inch)  =  "; IIf(Ihw.Text = "", " No Data
", Ihw.Text); ""
Printer.Print "        Drillcollar Length (ft)  =   "; IIf(LDC.Text = "", "No Data", LDC.Text); ""
Printer.Print "        Drillcollar Outside  Diameter (inch)  =  "; IIf(ODC.Text = "", " No Data ",
ODC.Text); ""
Printer.Print "        Drillcollar Inside  Diameter (inch)  =  "; IIf(IDC.Text = "", " No Data ", IDC.Text);
""
Printer.Print "        Bit Size (inch) =   "; IIf(Dh.Text = "", " No Data ", Dh.Text); ""
Printer.Print "        Mud Density (ppg)   =   "; IIf(density.Text = "", " No Data ", density.Text); ""
Printer.Print "        Mud Viscosity (cp)  =   "; IIf(Dh.Text = "", " No Data ", Dh.Text); ""
Printer.Print "        Bingham's Yield Value (lb/100sqft)  =   "; IIf(Dh.Text = "", " No Data ", Dh.Text);
""
Printer.Print "        Mechanical Efficiency   =    "; IIf(M.Text = "", " No Data ", M.Text); ""
Printer.Print "        Volumetric Efficiency   =    "; IIf(V.Text = "", " No Data ", V.Text); ""
Printer.Print "        Circuration Rate (gpm)  =   "; IIf(rate.Text = "", " No Data ", rate.Text); ""


   Dim TFP, SUR
      TFP = TF
      If TFP = 1 Then
      Printer.Print "     Type of Formation is Soft Formation"
      ElseIf TFP = 2 Then
      Printer.Print "     Type of Formation is Hard Formation"
      Else: Printer.Print "        Type of formation not available"
      End If

      SUR = inp
      If SUR = 1 Then
      Printer.Print "        Surface Pressure Loss is Type 1"
      ElseIf SUR = 2 Then
      Printer.Print "        Surface Pressure Loss is Type 2"
      ElseIf SUR = 3 Then
      Printer.Print "        Surface Pressure Loss is Type 3"
      Else: Printer.Print "        Surface Pressure Loss is Type 4"
      End If


Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print " "
Printer.Print "                Pressure Loss and Horse Power"
Printer.Print "
==========================================================================
======================"
Printer.Print "        Mud Velocity around Drillpipe   =      "; IIf(Vacp.Text = "", " No Data ",
Vacp.Text); ""
Printer.Print "        Surface Pressure Loss   =      "; IIf(Ps.Text = "", " No Data ", Ps.Text); ""
Printer.Print "        Pressure Loss inside Drillpipe 1  =      "; IIf(Pp.Text = "", " No Data ", Pp.Text); ""
Printer.Print "        Pressure Loss inside Drillpipe 2  =      "; IIf(Pp2.Text = "", " No Data ", Pp2.Text);
""
```

```
Printer.Print "        Pressure Loss inside Drillpipe 3  =      "; IIf(Pp3.Text = "", " No Data ", Pp3.Text);
""
Printer.Print "        Pressure Loss inside Heavy Weight Drillpipe  =       "; IIf(Phw.Text = "", " No Data
", Phw.Text); ""
Printer.Print "        Pressure Loss inside Drillcollar   =      "; IIf(Pc.Text = "", " No Data ", Pc.Text); ""
Printer.Print "        Pressure Loss across Bit   =      "; IIf(Pb.Text = "", " No Data ", Pb.Text); ""
Printer.Print "        Pressure Loss in annulus around Drillcollar   =      "; IIf(Pac.Text = "", " No Data ",
Pac.Text); ""
Printer.Print "        Pressure Loss in annulus around Heavy Weight Drillpipe   =      "; IIf(Pahw.Text =
"", " No Data ", Pahw.Text); ""
Printer.Print "        pressure Loss in annulus around  Drillpipe 3  =       "; IIf(Pap3.Text = "", " No Data
", Pap3.Text); ""
Printer.Print "        pressure Loss in annulus around  Drillpipe 2  =       "; IIf(Pap2.Text = "", " No Data
", Pap2.Text); ""
Printer.Print "        pressure Loss in annulus around  Drillpipe 1  =       "; IIf(Pap.Text = "", " No Data
", Pap.Text); ""
Printer.Print "        Total Pressure Loss   =      "; IIf(Pt.Text = "", " No Data ", Pt.Text); ""
Printer.Print "        Horse Power Required   =      "; IIf(HP1.Text = "", " No Data ", HP1.Text); ""
Printer.Print " "
Printer.Print "
================================================================================
======================="
Printer.Print " "




   Printer.EndDoc

End Sub
```

ภาคผนวก ข

ตารางคุณสมบัติเฉพาะของ Drill pipe, heavy weight drill pipe, drill collar และอื่นๆ ของโปรแกรม Drill_Horse

ตารางคุณสมบัติเฉพาะของ **Drill collar, Weight** ในหน่วย **lb per ft**

การใช้ตาราง แนวตั้ง เลือกค่า **Outside diameter** ของ **drill collar**

แนวนอน เลือกค่า **Inside diameter** ของ **drill collar**

Collar OD	Weight, Drill Collar ID						lbm/ft, in
in	1.000	1.250	1.500	1.750	2.000	2.250	2.500
2.875	19.0	18.0	16.0				
3.000	21.0	20.0	18.0				
3.125	22.0	22.0	20.0				
3.250	26.0	24.0	22.0				
3.500	30.0	29.0	27.0				
3.750	35.0	33.0	32.0				
4.000	40.0	39.0	37.0	35.0	32.0	29.0	
4.125	43.0	41.0	39.0	37.0	35.0	32.0	
4.250	46.0	44.0	42.0	40.0	38.0	35.0	
4.500	51.0	50.0	48.0	46.0	43.0	41.0	
4.750			54.0	52.0	50.0	47.0	44.0
5.000			61.0	59.0	56.0	53.0	50.0
5.125			68.0	65.0	63.0	60.0	57.0
5.500			75.0	73.0	70.0	67.0	64.0
5.750			82.0	80.0	78.0	75.0	72.0
6.000			90.0	88.0	85.0	83.0	79.0
6.125			98.0	96.0	94.0	91.0	88.0
6.500			107.0	105.0	102.0	99.0	96.0
6.750			116.0	114.0	111.0	108.0	105.0
7.000			125.0	123.0	120.0	117.0	114.0
7.125			134.0	132.0	130.0	127.0	124.0
7.500			144.0	142.0	139.0	137.0	133.0
7.750			154.0	152.0	150.0	147.0	144.0
8.000			165.0	163.0	160.0	157.0	154.0
8.125			176.0	174.0	171.0	168.0	165.0
8.500			187.0	185.0	182.0	179.0	176.0
9.000			210.0	208.0	206.0	203.0	200.0
9.500			234.0	232.0	230.0	227.0	224.0
9.750			248.0	245.0	243.0	240.0	237.0
10.000			261.0	259.0	257.0	254.0	251.0
11.000			317.0	315.0	313.0	310.0	307.0
12.000			379.0	377.0	374.0	371.0	368.0

Collar OD	Weight, Drill Collar ID						lbm/ft, in
in	2.813	3.000	3.250	3.500	3.750	4.000	
2.875							
3.000							
3.125							
3.250							
3.500							
3.750							
4.000							
4.125							
4.250							
4.500							
4.750							
5.000							
5.125							
5.500	60.0						
5.750	67.0	64.0	60.0				
6.000	75.0	72.0	68.0				
6.125	83.0	80.0	76.0	72.0			
6.500	91.0	89.0	85.0	80.0			
6.750	100.0	98.0	93.0	89.0			
7.000	110.0	107.0	103.0	98.0	93.0	84.0	
7.125	119.0	116.0	112.0	108.0	103.0	93.0	
7.500	129.0	126.0	122.0	117.0	113.0	102.0	
7.750	139.0	136.0	132.0	128.0	123.0	112.0	
8.000	150.0	147.0	143.0	138.0	133.0	122.0	
8.125	160.0	158.0	154.0	149.0	144.0	133.0	
8.500	172.0	169.0	165.0	160.0	155.0	150.0	
9.000	195.0	192.0	188.0	184.0	179.0	174.0	
9.500	220.0	216.0	212.0	209.0	206.0	198.0	
9.750	232.0	229.0	225.0	221.0	216.0	211.0	
10.000	246.0	243.0	239.0	235.0	230.0	225.0	
11.000	302.0	299.0	295.0	291.0	286.0	281.0	
12.000	364.0	361.0	357.0	352.0	347.0	342.0	

ตารางคุณสมบัติเฉพาะของ Drill pipe

การใช้ตาราง ดูตามขั้นตอนนี้

1. ดูแถวที่ 1 OD
2. ดูแถวที่ 5 Grade
3. ดูแถวที่ 2 Weight
4. ดูแถวที่ 7 Collapse pressure
5. ดูแถวที่ 9 Tensile Strength

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OD	T & C Nominal Weight	Plain End Weight	ID	Grade	Wall Thickness	Collapse Resistance	Internal Yield	Pipe Body Yield Strength	Torsional Yield Strength
in	lbm/ft	lbm/ft	in		in	psi	psi	lbm	lbf.ft
2.375	4.85	4.43	1.995	E75	0.190	8522	9600	76893	3725
2.375	4.85	4.43	1.995	X95	0.190	10161	12160	97398	4719
2.375	4.85	4.43	1.995	G105	0.190	10912	13440	107650	5215
2.375	4.85	4.43	1.995	S135	0.190	12891	17280	138407	6705
2.375	6.65	6.26	1.815	E75	0.280	13378	14147	107616	4811
2.375	6.65	6.26	1.815	X95	0.280	16945	17920	136313	6093
2.375	6.65	6.26	1.815	G105	0.280	18729	19806	150662	6735
2.375	6.65	6.26	1.815	S135	0.280	24080	25465	193709	8659
2.875	6.85	6.16	2.441	E75	0.217	7640	9057	106946	6332
2.875	6.85	6.16	2.441	X95	0.217	9017	11473	135465	8020
2.875	6.85	6.16	2.441	G105	0.217	9633	12680	149725	8865
2.875	6.85	6.16	2.441	S135	0.217	11186	16303	192503	11397
2.875	10.40	9.72	2.151	E75	0.362	14223	15110	166535	8858
2.875	10.40	9.72	2.151	X95	0.362	18016	19139	210945	11220
2.875	10.40	9.72	2.151	G105	0.362	19912	21153	233149	12401
2.875	10.40	9.72	2.151	S135	0.362	25602	27197	299764	15945
3.500	9.50	8.81	2.992	E75	0.254	7074	8709	152979	11094
3.500	9.50	8.81	2.992	X95	0.254	8284	11031	193774	14052
3.500	9.50	8.81	2.992	G105	0.254	8813	12192	214171	15531
3.500	9.50	8.81	2.992	S135	0.254	10093	15675	275363	19968
3.500	13.30	12.31	2.764	E75	0.368	12015	12617	212150	14361
3.500	13.30	12.31	2.764	X95	0.368	15218	15982	268723	18191
3.500	13.30	12.31	2.764	G105	0.368	16820	17664	297010	20106
3.500	13.30	12.31	2.764	S135	0.368	21626	22711	381870	25850
3.500	15.50	14.63	2.602	E75	0.449	14472	15394	250620	16146

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OD	T & C Nominal Weight	Plain End Weight	ID	Grade	Wall Thickness	Collapse Resistance	Internal Yield	Pipe Body Yield Strength	Torsional Yield Strength
in	lbm/ft	lbm/ft	in		in	psi	psi	lbm	lbf.ft
3.500	15.50	14.63	2.602	X95	0.449	18331	19499	317452	20452
3.500	15.50	14.63	2.602	G105	0.449	20260	21552	350868	22605
3.500	15.50	14.63	2.602	S135	0.449	26049	27710	451	29063
4.000	11.85	10.46	3.476	E75	0.262	5704	7860	182016	15310
4.000	11.85	10.46	3.476	X95	0.262	6508	9956	230554	19392
4.000	11.85	10.46	3.476	G105	0.262	6827	11004	254823	21433
4.000	11.85	10.46	3.476	S135	0.262	7445	14148	327630	27557
4.000	14.00	12.93	3.340	E75	0.330	9012	9900	224182	18196
4.000	14.00	12.93	3.340	X95	0.330	10795	12540	283963	23048
4.000	14.00	12.93	3.340	G105	0.330	11622	13860	313854	25474
4.000	14.00	12.93	3.340	S135	0.330	13836	17820	403527	32752
4.000	15.70	14.69	3.240	E75	0.380	10914	11400	253851	20067
4.000	15.70	14.69	3.240	X95	0.380	13825	14440	321544	25418
4.000	15.70	14.69	3.240	G105	0.380	15190	15960	355391	28094
4.000	15.70	14.69	3.240	S135	0.380	18593	20520	456931	36120
4.500	13.75	12.24	3.958	E75	0.271	4686	7227	213258	20403
4.500	13.75	12.24	3.958	X95	0.271	5190	9154	270127	25844
4.500	13.75	12.24	3.958	G105	0.271	5352	10117	298561	28564
4.500	13.75	12.24	3.958	S135	0.271	5908	13008	383864	36725
4.500	16.60	14.98	3.826	E75	0.337	7525	8987	260165	24139
4.500	16.60	14.98	3.826	X95	0.337	8868	11383	329542	30576
4.500	16.60	14.98	3.826	G105	0.337	9467	12581	36423	33795
4.500	16.60	14.98	3.826	S135	0.337	10964	16176	468297	43450
4.500	20.00	18.69	3.640	E75	0.430	10975	11467	322916	28683
4.500	20.00	18.69	3.640	X95	0.430	13901	14524	409026	36332

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OD	T & C Nominal Weight	Plain End Weight	ID	Grade	Wall Thickness	Collapse Resistance	Internal Yield	Pipe Body Yield Strength	Torsional Yield Strength
in	lbm/ft	lbm/ft	in		in	psi	psi	lbm	lbf.ft
4.500	20.00	18.69	3.640	G105	0.430	15350	16053	452082	40157
4.500	20.00	18.69	3.640	S135	0.430	18806	20640	581248	51630
4.500	22.82	21.36	3.500	E75	0.500	12655	13333	367566	31587
4.500	22.82	21.36	3.500	X95	0.500	16030	16889	465584	40010
4.500	22.82	21.36	3.500	G105	0.500	17718	18667	514593	44222
4.500	22.82	21.36	3.500	S135	0.500	22780	24000	661620	56856
5.000	16.25	14.87	4.408	E75	0.296	4490	7104	259155	27607
5.000	16.25	14.87	4.408	X95	0.296	4935	8998	328263	34969
5.000	16.25	14.87	4.408	G105	0.296	5067	9946	362817	38650
5.000	16.25	14.87	4.408	S135	0.296	5661	12787	466479	49693
5.000	19.50	17.93	4.276	E75	0.362	7041	8688	311535	32285
5.000	19.50	17.93	4.276	X95	0.362	8241	11005	394612	40895
5.000	19.50	17.93	4.276	G105	0.362	8765	12163	436150	45199
5.000	19.50	17.93	4.276	S135	0.362	10029	15638	560764	58113
5.000	25.60	24.03	4.000	E75	0.500	11458	12000	414690	40544
5.000	25.60	24.03	4.000	X95	0.500	14514	15200	525274	51356
5.000	25.60	24.03	4.000	G105	0.500	16042	16800	580566	56762
5.000	25.60	24.03	4.000	S135	0.500	20510	21600	746443	72979
5.500	19.20	16.87	4.892	E75	0.304	3736	6633	294260	34764
5.500	19.20	16.87	4.892	X95	0.304	4130	8401	372730	44035
5.500	19.20	16.87	4.892	G105	0.304	4336	9286	411965	48670
5.500	19.20	16.87	4.892	S135	0.304	4714	11939	529669	62575
5.500	21.90	19.81	4.778	E75	0.361	5730	7876	344780	39863
5.500	21.90	19.81	4.778	X95	0.361	6542	9977	436721	50494
5.500	21.90	19.81	4.778	G105	0.361	6865	11027	482692	55809

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OD	T & C Nominal Weight	Plain End Weight	ID	Grade	Wall Thickness	Collapse Resistance	Internal Yield	Pipe Body Yield Strength	Torsional Yield Strength
in	lbm/ft	lbm/ft	in		in	psi	psi	lbm	lbf.ft
5.500	21.90	19.81	4.778	S135	0.361	7496	14177	620604	71754
5.500	24.70	22.54	4.670	E75	0.415	7635	9055	391285	44320
5.500	24.70	22.54	4.670	X95	0.415	901	11469	495627	56139
5.500	24.70	22.54	4.670	G105	0.415	9626	12676	547799	62048
5.500	24.70	22.54	4.670	S135	0.415	11177	16298	704313	79776
6.625	25.20	22.19	5.965	E75	0.330	2931	5977	387466	55766
6.625	25.20	22.19	5.965	X95	0.330	3252	7571	490790	71522
6.625	25.20	22.19	5.965	G105	0.330	3353	8368	542452	79050
6.625	25.20	22.19	5.965	S135	0.330	3429	10759	697438	101635
6.625	27.70	24.21	5.901	E75	0.362	3615	6557	422419	60192
6.625	27.70	24.21	5.901	X95	0.362	4029	8306	535064	77312
6.625	27.70	24.21	5.901	G105	0.362	4222	9180	591387	85450
6.625	27.70	24.21	5.901	S135	0.362	4562	11803	760354	109864

ตารางคุณสมบัติเฉพาะของ Heavy weight drill pipe

การใช้ตาราง ดูตามขั้นตอนนี้

1. ดูแถวที่ 1 OD
2. ดูแถวที่ 2 ID
3. ดูแถวที่ 7 Weight, lb/ft

1 2 3 4 5 6 7

Nominal Size In.	Nominal Tube Dimensions		Tool Joint			Approx. Weight Tube & Joints lb/ft
	Inside Dia. In.	Wall Thickness In.	Connection Size In.	Outside Dia. In.	Inside Dia. In.	
3 ½	2 1/16	0.719	NC 38 (3 ½ IF)	4 ¾	2 3/16	25.3
3 ½	2 ¼	0.625	NC 38 (3 ½ IF)	4 ¾	2 ⅜	23.2
4	2 9/16	0.719	NC 40 (4 FH)	5 ¼	2 11/16	27.2
4 ½	2 ¾	0.875	NC 46 (4 IF)	6 ¼	2 ⅞	41.0
5	3	1.000	NC 50 (4 ½ IF)	6 ⅝	3 1/16	49.3
5 ½	3 ⅜	1.063	5 ½ FH	7	3 ½	57.0
6 ⅝	4 ½	1.063	6 ⅝ FH	8	4 ½	70.8

ตารางคุณสมบัติของ Standpipe, Horse, Swivel wash pip gooseneck, Kelly

Component	No.1		No.2		No.3		No.4	
	เส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (นิ้ว)	ความยาว (ฟุต)	เส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (นิ้ว)	ความยาว (ฟุต)	เส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (นิ้ว)	ความยาว (ฟุต)	เส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (นิ้ว)	ความยาว (ฟุต)
Standpipe	3	40	3.5	40	4	45	4	45
Horse	2	45	2.5	55	3	55	3	55
Swivel wash pip gooseneck	2	4	2.5	5	2.5	5	3	6
Kelly	2.25	40	3.25	40	3.25	40	4	40

Software development for designing drill string and requiring horse power (for drilling fluids) for petroleum wells

Worapol CHUTIPATANAPORN and Assoc. Prof Kriangkrai TRISARN
School of Geotechnology, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology
E-mail: Aekbaa@hotmail.com, Kriangkrai@ccs.sut.ac.th

Abstract

The software was created to design drill string and determine horse power requirement (for drilling fluids) for petroleum wells which here after is called Drill_Horse (Drill string design and horse power requirement for drilling fluid). The system and structure of software is based on the basic of theory and real data, but is not considered on the factor of experiences. The input parameters are hierarchically characterized into two groups using various criteria, e.g., well properties, engineering requirements, design constraints, etc. The input analysis is first performed to check probable process of data base, e.g., fluid specific gravity, viscosity, Bingham yield, depth, drill pipe size and volumetric efficiency. In addition, Microsoft visual basic 6.0 is applied to develop the software.

Introduction

The designing drill string and requiring horse power (for drilling fluids) are major factors for petroleum wells. Thus, optimizing design can improve efficiency process of drilling wells. Nowadays, more commercial software's developed for these objectives which have high efficiency are accurate but they must be bought costly with copyright, register, annual contract and etc. Therefore, the objective of this research is to develop software for all drilling process, including designing drill string and horse power requirement (for drilling fluids), but is not on process of completion wells (designing casing and tubing).

Literature review

There are commercial software for designing drill string and requiring horse power (for drilling fluids), such as drillstring_Design, Nozzle_Selection, Hydraulics_Analyzed and Bit_Hydraulics from www.roughnesscity.com, www.sharewareconnection.com, www.downloadatoz.com and www.sargent.dk respectively. In addition, Pre_Ho (Pressure Loss and Horse power for Thailand Drilling well) is a free software which is developed by Assoc. Prof Kriangkrai TRISARN (Research title: optimizing drilling factors and conditions for Thailand petroleum wells).

Scope and limitation

1. Visual Basic 6.0 is use to develop software (Drill_Horse).
2. Drill sting design comprise drill pipe (3 section, including old and new pipe), heavy weight drill pipe, drill collar.
3. Horse power requirement comprise total pressure loss of all drill string design and horse power of circulation system (drilling fluids).
4. Drilling fluids specifications are oil base mud, water base mud, polymer mud, and anything that can be determined in term of density (lb/gal), viscosity (cp) and Bingham plastic (lb/100sqft).
5. The software (Drill_Horse) can be almost applied to petroleum fields.

Software Development (Methodology)

The Drill_Horse includes a main page and 2 modules, including designing drill string and requiring horse power (for drilling fluids) as follow as in Figure 1. Interface of each module is developed and composed with four functions; including input, output, common button and catalogs of drill string. Flowchart is a step for software development which identifies step, procedure and compile of software in terms of pictures or symbols. Compile of software includes manual input, checking input, calculation and compile and output as the in Figure 2. In addition, limitation of input data shows in the Appendix

Technical Result and comparisons

There are 9 case studies for testing software. Methodology is the comparison output of Drill_Horse with daily drilling and mud report. Consequently, the result is satisfied as in table 1 which shows a case study.

Discussion and conclusion

From Technical Result and comparisons, the software (Drill_Horse) can compile and calculate satisfied output when it compares with dairy drilling and mud report. Thus, Drill_Horse can be almost applied to petroleum fields.

Acknowledgement

I am grateful to Suranaree University of Technology for supporting skill and knowledge, and to all SUT personnel who supported the study, especially Associate Professor Kriangkrai Trisarn and Mr.Nasonkrit Vatcharakup.

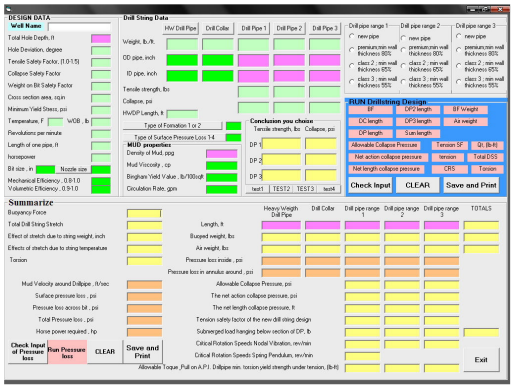


Figure 1: The main page of Drill_Horse (theory refer Trisarn K., 2005)

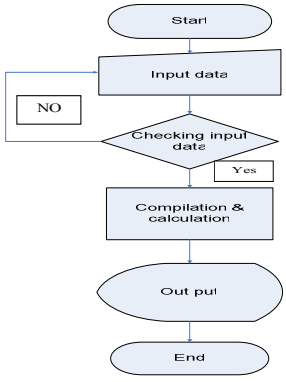


Figure 2: Flow chat of Drill_Horse

Table 1: Comparison between Drill_Horse versus dairy drilling and mud report

Input		Output	Drill_Horse	Dairy drilling and mud report
Drill string design				
Hole depth (ft)	12,795	Buoyancy Force	0.8015	0.8015
Hole Deviation (degree)	0	Length (ft)		
Tensile Safety Factor	1.3	- heavy weight drill pipe (ft)	552	552
Collapse Safety Factor	1.125	- drill collar (ft)	734	734
Weight on Bit SF	0.85	- drill pipe range 1 (ft)	7,710	7,710
Cross section area(sq.in)	5,000	- drill pipe range 2 (ft)	3,799	3,799
Minimum Yield Stress (psi)	100,000	- drill pipe range 3 (ft)	-	-
Temperature (F)	400	- Total length (ft)	12,795	12,795
WOB (lb)	55,000	Buoyed weight (lbs)		
Revolutions per minute (rpm)	100	- heavy weight drill pipe (lbs)	21,812	21,812
Length one pipe (ft)	30	- drill collar (lbs)	64,713	64,713
horsepower (hp)	300	- drill pipe range 1 (lbs)	129,153	129,153
Weight (lb. /ft.)		- drill pipe range 2 (lbs)	66,683	66,683
- hwdp	49.3	- drill pipe range 3 (lbs)	-	-
- drill collar	110	- Total (lbs)	282,361	282,361
- drill pipe range 1	20.9	Air weight (lbs)		
- drill pipe range 2	21.9	- heavy weight drill pipe (lbs)	27,214	27,214
- drill pipe range 3	-	- drill collar (lbs)	80,740	80,740
OD pipe (inch)		- drill pipe range 1 (lbs)	161,139	161,139
- drill pipe range 1	5	- drill pipe range 2 (lbs)	83,198	83,198
- drill pipe range 2	4.5	- drill pipe range 3 (lbs)	-	-
- drill pipe range 3	-	- Total (lbs)	352,291	352,291
ID pipe (inch)		Allowable Collapse Pressure (psi)		
- drill pipe range 1	4	- drill pipe range 1 (psi)	4,231	4,231
- drill pipe range 2	3.8	- drill pipe range 2 (psi)	11,547	11,547
- drill pipe range 3	-	- drill pipe range 3 (psi)	-	-
Tensile strength (lbs)		The net action collapse pressure (psi)		
- drill pipe range 1	311,540	- drill pipe range 1 (psi)	8,640	8,640
- drill pipe range 2	553,830	The net length collapse pressure (ft)		
- drill pipe range 3	-	- drill pipe range 1 (ft)	5,569	5,569
Collapse (psi)		- drill pipe range 2 (ft)	15,199	15,199
- drill pipe range 1	4,760	- drill pipe range 3 (ft)	-	-
- drill pipe range 2	12,990	Tension safety factor of the new drill string design		
- drill pipe range 3	-	- drill pipe range 1	1.3	1.3
HWDP Length (ft)	552	- drill pipe range 2	1.77	1.76
Density of Mud (ppg)	13	- drill pipe range 3	-	-
		Submerged load hanging below section of DP (lb)		
		- drill pipe range 1 (lbs)	215,678	215,678
		- drill pipe range 2 (lbs)	282,361	282,361
		- drill pipe range 3 (lbs)	-	-
		- Total (lbs)	282,361	282,361
		Critical Rotation Speeds Nodal Vibration		
		- drill pipe range 1 (rev/min)	235.18	235.18
		- drill pipe range 2 (rev/min)	216.32	216.32
		- drill pipe range 3 (rev/min)	-	-
		Critical Rotation Speeds Spring Pendulum (rev/min)	20.16	20.16
		Allowable Toque & Pull on A.P.I. Drillpipe min. torsion yield strength under tension		
		- drill pipe range 1 (lb-ft)	296,125.95	296,125.95
		- drill pipe range 2 (lb-ft)	161,742.46	161,742.46
		- drill pipe range 3 (lb-ft)	-	-
		Total Drill String Stretch	449.89	449.89
		Effect of stretch due to string weight, (inch)	79.47	79.47
		Effects of stretch due to string temperature	370.42	370.42
		Torsion	15,750	15,750

Table 1: Comparison between Drill_Horse versus dairy drilling and mud report (cont)

Input		Output	Drill_Horse	Dairy drilling and mud report
Horse power requirement				
Hole Depth (ft)	6,000	Mud velocity around drill pipe (ft/sec)	253.13	250
Bit size (inch)	7.875			
Nozzle size (inch)	0.4062	Surface pressure loss (psi)	35.77	32
Mechanical Efficiency	0.85			
Volumetric Efficiency	0.9	Pressure loss inside		
OD - drill pipe 1 (inch)	4.5	- drill pipe 1 (psi)	270.65	270
- drill pipe 2 (inch)	-	- drill pipe 2 (psi)	-	-
- drill pipe 3 (inch)	-	- drill pipe 3 (psi)	-	-
- drill collar (inch)	6.75	- drill collar (psi)	107.57	108
- hwdp (inch)	5	- heavy weight drill pipe (psi)	-	-
ID - drill pipe 1 (inch)	3.826			
- drill pipe 2 (inch)	-	Pressure loss across bit (psi)	569.87	580
- drill pipe 3 (inch)	-			
- drill collar (inch)	2.813	Pressure loss in annulus around		
- hwdp (inch)	3	drill pipe 1 (psi)	83.29	83
Type of Formation	1	drill pipe 2 (psi)	-	-
Circulation Rate (ft/min)	-	drill pipe 3 (psi)	-	-
Type of Surface Pressure Loss	3	drill collar (psi)	96.72	97
		heavy weight drill pipe (psi)	-	-
Density of Mud (ppg)	10			
Mud Viscosity (cp)	10	Total Pressure loss (psi)	1,163.87	1,170
Bingham Yield (lb/100sqft)	10			
Length drill pipe 1 (ft)	5,500	Horse power required (hp)	272.48	275
drill pipe 2 (ft)	-			
drill pipe 3 (ft)	-			
drill collar (ft)	500			
hwdp (ft)	-			

Reference

Adam T.Buorgoune Jr.,Heith K. Millheim, Martin E. Chenevert, and F.S. Young Jr. "Applied Drilling Engineering" @1986, society of Petroleum Engineering, Richarson, TX, USA.

API Specifications, Codes

D. H. Caldwell and H.E. Babbit, "Flow of Muds, Sludges, and Suspensions in Circular Pipe," *Industrial and Engineering Chemistry*, 33,249, (1941).

Hydraulics in Rotary Drilling, Bulletin No. 1-C (Houston: Hughes Tool Company, 1958), p. 14.

J-P. Nguyen, Drilling-oil and Gas Field Development Techniques@1996, 27 Rue Cinoux 75737 paris

J.R. Eckel and W.J.Bielstein, "Nozzle Design and its Effect on Drilling Rate and Pump Operation," *Drilling and Production Practice* (API, 1947) p.8.

PTTEP Training Manual; Drilling Practices

R.W. Beck, W.F. Nuss, and T.H. Dunn, "The Flow Properties of Drilling Muds," *Drilling and Production Practice* (API,1947) p.11

Schlingareon & P. Vorabuth : Drilling And Drilling Fluids.

Shell Group Training Manual: Drilling Technologies

Trisarn K., Drilling Engineering, "*Rotary Drilling*", (2005), P.3-10 – 3-32.

Trisarn K., Drilling Engineering, "*Rotary Drilling Hydraulics*", (2005), P.5-8 – 5-20.

Trisarn K., Productuion Engineering 1, "*fluid flow in pipe*", (2005), P.1-24 – 1-28

Appendix

Table 2 shows limitation of input data.

Input	Limitation of input
Drill string design	
1. Hole depth (ft)	50 - 99,999
2. Hole Deviation (degree)	0-60
3. Tensile Safety Factor	1.0-1.5
4. Collapse Safety Factor	0.8-1.6
5. Weight on Bit SF	0.7-1.0
6. Length one pipe (ft)	26-40
7. Density of Mud (ppg)	5-25
Horse power requirement	
8. Hole depth (ft)	50-99,999
9. Nozzle size (inch)	NOZZLE Same diameter
10. Mechanical Efficiency	0.8-1.0
11. Volumetric Efficiency	0.9-1.0
12. Type of Formation	1 soft fm 180 ft/min 2 hard fm 165ft/ min
13. Circulation Rate (ft/min)	or Input velocity
14. Type of Surface pressure Loss (ppg)	1-4 (stand pipe, horse, sweivel and kelly)
15. Length (ft)	Sum length = depth