



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELADO REOLÓGICO Y MANEJO DE CRUDO PESADO
Y EXTRAPESADO DE LOS CAMPOS MALOOB, ZAAP
Y CAMPECHE ORIENTE**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA PETROLERA Y DE GAS NATURAL

P R E S E N T A:

EMILIO GÓMEZ GUTIERREZ



**TUTOR:
M.I JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ**

2009

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Domínguez Vargas Guillermo Cruz

Secretario: M.I Santamaría Guevara Noel E.

Vocal: M.I Clavel López Juan de la Cruz

1er Suplente: M.I Gómez Cabrera José Ángel

2do Suplente: M.I Sánchez Arredondo Francisco

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

M.I Clavel López Juan de la Cruz

FIRMA

Agradecimientos.

A mis Padres, Socorro y Arturo por darme la vida, educación y desarrollar en mí el espíritu de superación y compromiso con las metas que me propongo.

A mi Esposa, Ana María por el amor, consejos y comprensión que me dio para cumplir esta meta, así como su valor en la soledad, confianza y paciencia durante el tiempo de mi ausencia en casa.

A los Ingenieros, Juan Javier Hinojosa Puebla, Gustavo Hernández García y Carlos E. García Valenzuela, por su apoyo y confianza para que realizara mis estudios de postgrado.

Al Maestro, Juan de la Cruz Clavel López, Juan Pablo Aguayo Vallejo, José Luis Hernández y su equipo de trabajo, una profunda deuda de gratitud por su apoyo, orientación, supervisión y dirección, así como su gran interés para la elaboración del presente trabajo.

A los Doctores, Guillermo Domínguez Vargas y Fernando Samaniego Verduzco por su valioso tiempo, apoyo, conocimientos y experiencia transmitida para la realización del presente documento.

A la UNAM y Profesores, por permitirme realizar mis estudios y adquirir tanto los conocimientos como algunas de las tantas, pero valiosas experiencias que han aprendido en su carrera profesional.

A todas aquellas personas que de manera indirecta contribuyeron a la realización del presente documento.

Tabla de Contenido

Objetivo	6
Introducción	7

Capítulo I: Proyecto Ku-Maloob Zaap

1.1. Ubicación	10
1.2. Antecedentes	11
1.3. Objetivo	12
1.4. Alcance	13
1.5. Reservas	13
1.6. Pozos de desarrollo	14
1.7. Producción de Hidrocarburos	14
1.8. Infraestructura	15
1.9. Componente Exploratoria “Campeche Oriente”	16

Capítulo II: Conceptos y Modelos Reológicos

2.1. Conceptos fundamentales	21
2.1.1. Fluidos	21
2.1.1.1. Fluidos No Newtonianos	22
2.1.1.1.1. Plástico de Bingham	23
2.1.1.1.2. Ley de potencia o Pseudo-plásticos	24
2.2. Transporte de cantidad de movimiento	26
2.2.1. Ley de Newton de la viscosidad	26
2.2.2. Flujo reométrico	32
2.2.3. Flujo cortante simple	32
2.2.4. Flujo extensional	35

Capítulo III: Estado del Arte	38
-------------------------------------	----

Capítulo IV: Modelo Reológico de los Fluidos de Maloob, Zaap y Campeche Oriente

4.1. Ecuaciones constitutivas y ecuaciones básicas	46
4.2. Desarrollo Matemático del Modelo Reológico	46
4.2.1. Procedimiento General para la Determinación del Modelo Reológico	52
4.2.2. Mediciones de las Propiedades Reológicas del Crudo de 13° API del campo Maloob	54
4.2.3. Modelo Reológico del crudo de 13° API del campo Maloob	55
4.2.3.1. Modelo Newtoniano	58
4.2.3.2. Modelo con Ley de Potencia, intervalo acotado	59
4.2.3.3. Modelo con Ley de Potencia completo	61

Capítulo V: Aplicación del Modelo Reológico en el aseguramiento de Flujo

5.1. Conceptos y Flujo Multifásico	62
5.1.1. Conceptos de Restricciones de Flujo en Tuberías.....	62
5.1.2. Flujo en Tuberías Verticales	72
5.1.3. Flujo en Tuberías Horizontales	76
5.2. Objetivo de los Simuladores de los Sistemas de Producción de Hidrocarburos	79
5.2.1. Características de los simuladores de producción de hidrocarburos	80
5.2.2. Aplicación de los Simuladores	80
5.2.3. Los datos y resultados de los Simuladores de Producción.....	81
5.3. Simulación del Aseguramiento de Flujo de la Línea número 47 del Proyecto Ku-Maloob-Zaap con Crudo Estabilizado de 16° API	83
5.3.1. Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO en Operación Normal	84
5.3.2. Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO con Paro del Sistema de 10 días.....	88
5.3.3. Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 3 horas.....	91
5.3.4. Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 6 horas.....	95
5.3.5. Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 9 horas.....	96
5.3.6. Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.....	97
5.3.7. Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 24 horas.....	99
5.3.8. Arranque del sistema después de 4 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.....	100
5.3.9. Arranque del sistema después de 6 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.....	101
5.3.10. Análisis de las presiones mínimas requeridas para el aseguramiento de flujo con un paro de 2 días	102
5.3.11. Análisis de las presiones mínimas requeridas para el aseguramiento de flujo con un paro de 2, 4 y 6 días	103
5.4. Simulación del Aseguramiento de Flujo de la Línea número 47 del Proyecto Ku-Maloob-Zaap con Crudo Estabilizado de 13° API	104
5.4.1. Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO en operación normal.....	105
5.4.2. Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO con paro del sistema de 30 días	109
5.4.3. Arranque del sistema después de 8 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.....	112
5.4.4. Análisis de las presiones mínimas requeridas para el aseguramiento de flujo con un paro de 8, 20 y 30 días.....	116
Conclusiones y Recomendaciones	117
Anexo 1. Mediciones de las propiedades reológicas de crudo de 13° API del campo Maloob	120
Anexo 2. Modelo con Comportamiento Newtoniano.....	126
Anexo 3. Modelo con Ley de Potencia, intervalo acotado	130

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Anexo 4. Modelo con Ley de potencia	133
Anexo 5. Simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API	136
Anexo 6. Ficha Técnica del PB-Ku-A2	158
Anexo 7. Ficha Técnica del FPSO	160
Índice de Figuras y Graficas	162
Índice de Tablas	166
Bibliografía	167

Objetivo.

El presente documento es un trabajo técnico relacionado con el desarrollo y producción de yacimientos de aceite pesado y extrapesado de los Campos de Maloob, Zaap y Campeche Oriente, el cual el análisis de la influencia del comportamiento reológico del petróleo crudo en el aseguramiento del flujo en los campos en desarrollo y en espera de explotación para la incorporación de las reservas en el Golfo de México.

La creciente demanda de energéticos a nivel mundial, ha conducido a Petróleos Mexicanos a la explotación de yacimientos marinos con calidades de crudo menores a los 13° API, lo cual esta provocando que por primera vez se enfrente a problemas debido a las características particulares de las condiciones de producción de este tipo de crudo. Por ello, se deberá asimilar nuevas tecnologías para minimizar costos y maximizar los nuevos niveles de producción manera efectiva y rentable.

Por lo anteriormente expuesto, el presente trabajo tiene como objetivo, determinar el Modelo Reológico del crudo pesado y extrapesado de los yacimientos de los campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente, así como, el análisis del comportamiento reológico del crudo en el transporte de la producción y su influencia en el aseguramiento de flujo.

Introducción.

La exploración en la Sonda de Campeche se inició en 1970 con la adquisición de sísmica bidimensional (2D) y la perforación y terminación del pozo Chac-1 en 1976. Al dividirse la Región Marina en las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste, se generaron proyectos en ambas regiones y así se conceptualizó la exploración del área Campeche Oriente dentro de la Región Marina Noreste, misma que en octubre del 2002, fue documentada dentro del Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap, asignándose recursos económicos a partir del año 2003 a través de PIDIREGAS.

La estrategia regional busca confirmar la presencia de hidrocarburos, los cuales son principalmente aceite pesado, de tal forma que la Región Marina Noreste pueda incrementar el ritmo en la restitución de la reserva producida en los campos de la Región, a fin de prolongar el suministro de energéticos a la industria en nuestro país y a los clientes externos.

En el periodo de 1984-1989 se perforó el pozo exploratorio Ceeh-1 en la estructura que hoy se denomina Tson, investigando la columna geológica del Cretácico y Jurásico, se realizó una prueba de presión-producción en el Cretácico Medio la cual no manifestó hidrocarburos en superficie; el pozo se dio por terminado como productor incosteable.

En junio del 2004 la actividad exploratoria se reanudó en esta estructura con el inicio de la perforación del pozo Tson-1 el cual concluyó en diciembre del mismo año como productor de aceite extrapesado de 8.2° API en los horizontes geológicos Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con gastos de aceite de 3,002 y 3,071 BPD respectivamente; con el sistema artificial de bombeo electrocentrífugo portátil (BEC) el cual se había estado utilizando durante este mismo año en las pruebas de los pozos exploratorios Kayab-1, Baksha-1.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

El campo Pohp fue descubierto en noviembre de 2004 mediante el pozo Pohp-1, resultando productor en el horizonte geológico JSK con un gasto de aceite de 1,709 BPD (flujo natural), con una calidad de 12 °API. En el Cretácico se encontró aceite de 8.5 °API, sin alcanzar resultados concluyentes.

Durante el 2004 y 2005 se perforaron 12 pozos exploratorios en la porción noroeste del Proyecto de Incorporación de Reservas Campeche Oriente perteneciente al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, en su mayoría en tirantes de agua entre los 100 y 500 m; el pozo Nab-1, ubicado en el extremo noroccidental del proyecto, se perforó en un tirante de agua de 680 m, siendo el primer pozo perforado en la Sonda de Campeche en un tirante mayor 500 m. Los yacimientos descubiertos corresponden a la Brecha del Cretácico Superior, Cretácico Medio e Inferior y Jurasico Superior Kimmeridgiano, sólo se descubrieron dos yacimientos en este último nivel geológico y se encuentran en las estructuras Tson y Pohp. Los aceites descubiertos varían en calidad de 6 a 12° API, siendo los de Jurasico Superior Kimmeridgiano los que presentan la mayor. Los resultados obtenidos se consideran relevantes por los volúmenes de hidrocarburos en sitio descubiertos, los cuales son del orden de los 10,000 MMbls.

Para mantener la tasa de producción en la RMNE y tomando en consideración el resultado de las últimas reservas descubiertas, el proyecto Ku-Maloob-Zaap tiene como objetivo desarrollar los campos de aceite pesado de Maloob y Zaap de 13° API y Campeche Oriente de aceite extrapesado de 8° API.

Cabe mencionar que en otras regiones del mundo ya se tiene la experiencia de producción de crudos extrapesados, sin embargo en México seremos los primeros en producir crudos extrapesados Costa Afuera y las características de los campos son mucho más adversas, dada la profundidad y temperatura relativamente baja en algunos yacimientos, lo que representa un reto en cuanto al conocimiento y tecnologías requeridas.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Es por ello que el presente documento se desarrollo para que contribuya tecnológicamente para afrontar estos retos en las tomas de decisiones futuras.

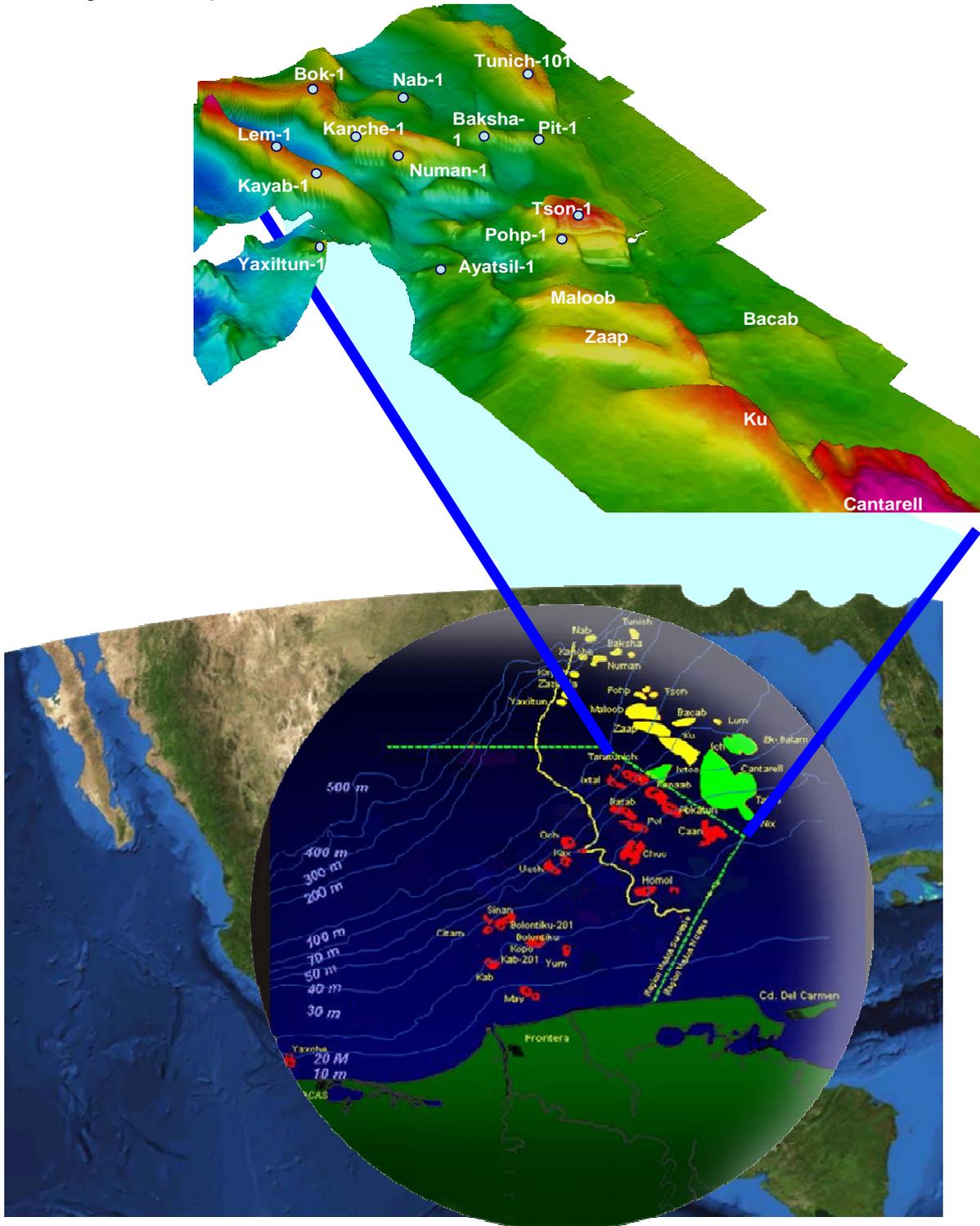


Figura. 1.- Campos de las Regiones Marinas.

Capítulo I.- Proyecto Ku-Maloob-Zaap⁽¹⁸⁾

1.1. Ubicación

Localización:	Ubicado a \pm 105 Km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche
Pozos a desarrollar:	104
Pozos productores:	86
Producción:	654 MBD y 259 MMPCD promedio al día 31 de enero de 2008

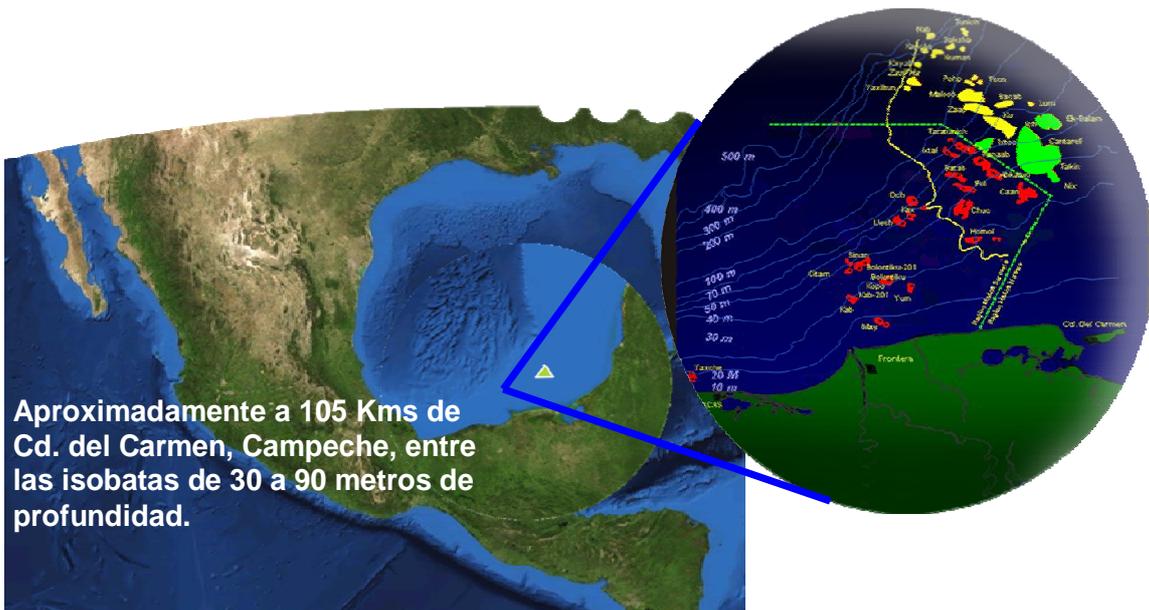


Fig. 1.1.- Ubicación de los campos del Activo Integral de Explotación

1.2. Antecedentes

El primer campo descubierto del Activo Ku-Maloob-Zaap, fue Maloob en el año 1979 con el pozo Maloob-1; en 1980 se descubrió el Campo Ku con el pozo Ha-1A, siendo la presión original del campo de 320 kg/cm², el fluido en etapa inicial se encontraba bajosaturado con una densidad de 21° API, lo cual lo clasifica como aceite tipo maya; y el Campo Zaap fue descubierto en 1990 con el pozo Zaap-1.

La explotación del Campo Ku empezó en 1981, con una producción inicial por pozo de 35 mbpd. La producción actual para la Componente de Explotación Ku-Maloob-Zaap correspondiente al cierre del mes de enero del 2006, es de 654 mbpd de crudo y 259 mmpcd de gas, la cual es obtenida en gran parte mediante la utilización del sistema artificial de producción denominado “Bombeo Neumático”.

La presión en los tres campos del Activo ha disminuido conforme avanza la producción del Campo Ku, esto debido a la comunicación existente entre ellos. Esto significa que aún cuando el desarrollo de los Campos Zaap y Maloob ha sido incipiente su presión se ha reducido significativamente, de continuar con esta caída de presión, afectará negativamente el volumen de reservas a producir. Un estudio realizado en 1998 y actualizado en el año 2000, indica que en la principal formación productora (Brecha) de los tres campos, las reservas probables y posibles están ligadas a un esquema de mantenimiento de presión que permite su recuperación. Sin el mantenimiento de presión, estas reservas no podrán ser explotadas.

Por lo que en la ejecución del Proyecto Integral, se considera la explotación de los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum; incluyendo la ejecución de la componente exploratoria Campeche Oriente y Progreso, obras para almacenamiento de crudo, el mantenimiento a infraestructura existente para el manejo de crudo y gas.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Los yacimientos del proyecto Ku-Maloob-Zaap se encuentran en el ciclo de vida de explotación y desarrollo como se puede observar en la figura 1.2.

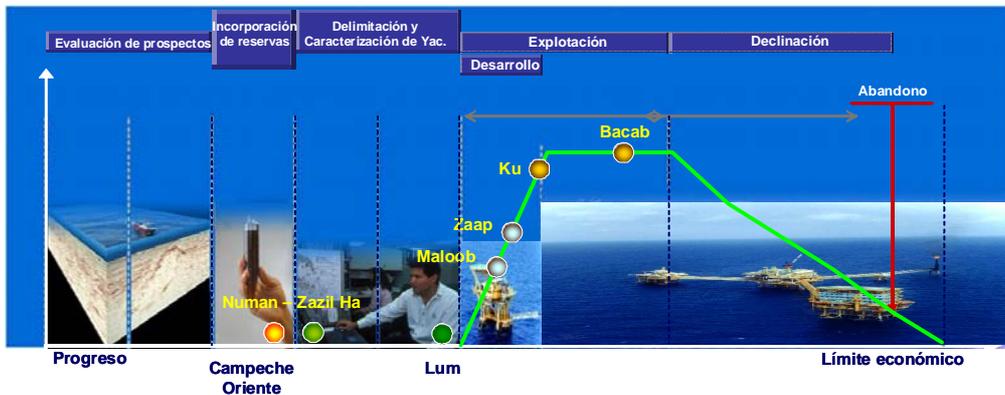


Fig. 1.2.- Ciclo de vida de los yacimientos del Proyecto Ku-Maloob-Zaap.

1.3. Objetivo

El objetivo del Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap, es acelerar la extracción de aceite pesado mediante la perforación de pozos, construcción de infraestructura y modernización de la infraestructura existente así como incrementar el factor de recuperación a través de un sistema de mantenimiento de presión, además de incorporar nueva reserva de aceite pesado para asegurar el consumo interno y el cumplimiento de los programas de exportación de crudo Maya.

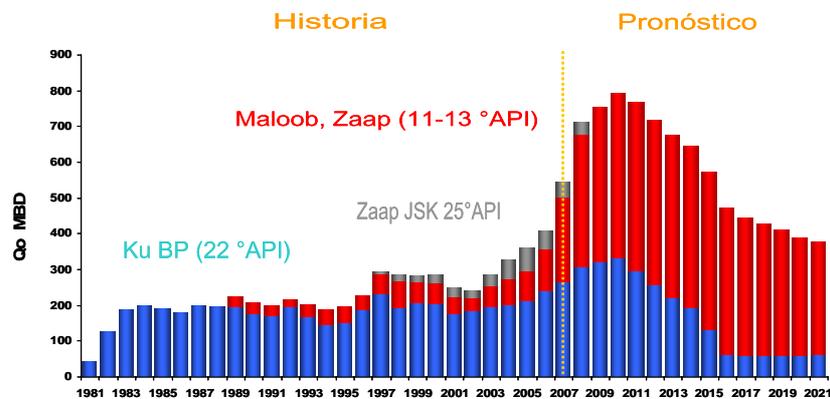


Fig. 1.3.- Pronóstico de calidad de crudo

1.4. Alcance

La componente de explotación para el periodo 2002-2013, contempla la perforación de 130 pozos de desarrollo incluye 7 inyectores, la construcción de 4 plataformas de producción, 9 de perforación, 4 habitacionales, 1 de enlace, 1 de telecomunicación, y 42 ductos, la adquisición de un sistema de producción flotante FPSO, el suministro de nitrógeno mediante la instalación de un módulo adicional en la planta de generación existente, además de la instalación del sistema de deshidratación a través de un separador convencional en el campo Bacab.

En cuanto a la componente exploratoria, se considera la evaluación de recursos prospectivos por 730 MMPCD, mediante la integración e interpretación de 3 mil 800 km² de sismología 3D, la información de estudios geológicos y geoquímicos y la perforación de 35 pozos exploratorios durante el periodo 2007-2012; correspondientes a los proyectos Campeche Oriente (23) y Progreso (12).

1.5. Reservas

Los datos de reserva remanente 2P de aceite y gas al 1 de enero de 2007, son los que se presentan en la Tabla 1.1

		Volumen original		Reserva remanente	
		Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural
		mmb	mmmpc	mmb	mmmpc
Proyecto	Bacab	260.7	77.0	29.3	8.5
Ku-Maloob-Zaap	Ku	4,405.9	2,276.8	1,079.7	680.4
	Lum	565.8	76.3	85.6	11.5
	Maloob	5,680.5	2,079.6	1,867.2	647.9
	Pohp	515.2	102.5	35.9	7.4
	Tson	351.4	85.8	24.3	5.7
	Zaap	4,551.0	1,723.2	1,271.8	459.9
Total	Ku-Maloob-Zaap	16,330.5	6,421.2	4,393.7	1,821.4

Tabla. 1.1.- Reserva remanente 2P al 1 de enero de 2007.

1.6. Pozos Productores, Reparaciones y Conversiones de Pozos

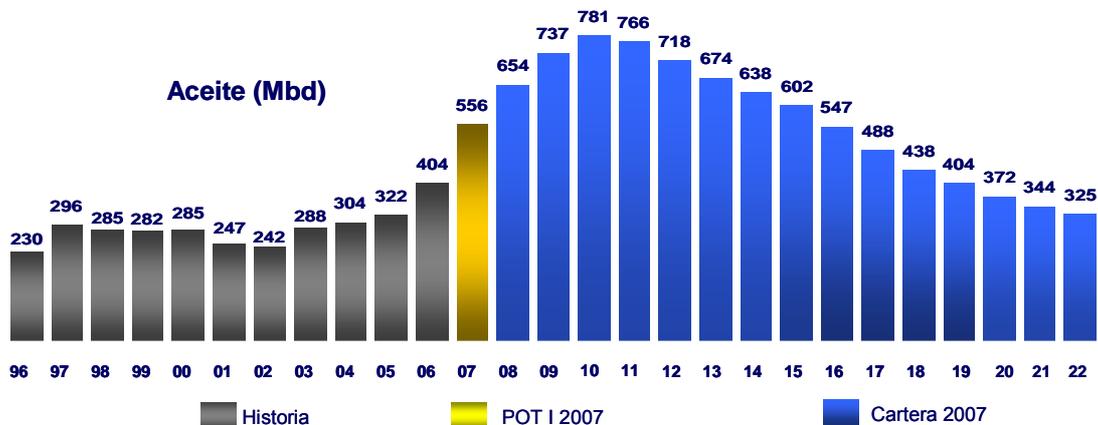
A continuación se presenta el calendarizado de terminación de pozos productores, intervenciones mayores, reparaciones menores y conversiones a BEC contempladas en la cartera 2007 periodo 2008 al 2022, tabla 1.2.

Pozos	TOTAL	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2022
Terminación Pozos Desarrollo	65	24	19	9	7	4	2
Terminación Pozos Inyectores	2					1	1
Intervenciones Mayores	2		2				
Conversiones a BEC	46		22	13	5	5	1
Intervenciones Menores	384	47	2	11	19	38	267

Tabla. 1.2.- Pozos e intervenciones.

1.7. Producción de aceite y gas

Para la documentación de los proyectos de inversión de la cartera 2007 del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, en lo referente a los perfiles de producción del horizonte 2008-2022 de aceite, se cuenta con los siguientes volúmenes los cuales son presentados en la figura 1.4.



Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

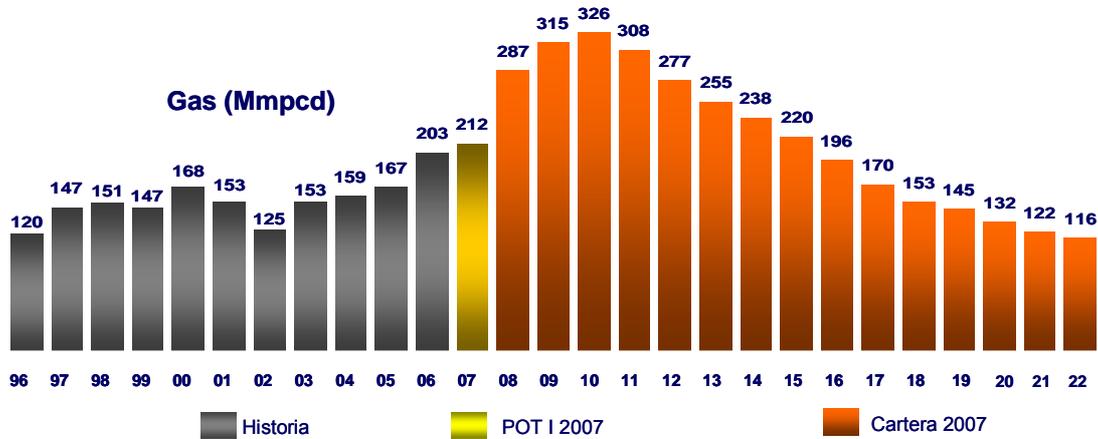


Fig. 1.4.- Perfiles de producción de aceite y gas.

1.8 Infraestructura

Para cumplir con los objetivos de esta componente respecto a completar el desarrollo de campos y el mantenimiento de presión es necesaria la infraestructura para obtener y manejar los volúmenes de producción que se esperan.

Infraestructura	TOTAL	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2022
Ductos	2		2				
Estructuras	2	1	1				
Planta para mejoramiento de crudo	1					1	
Sistema de inyección de agua	1					1	
Sistema de tratamiento de agua	1	1					

Tabla. 1.3.- Infraestructura.

A continuación, se presentan en forma esquemática los requerimientos en infraestructura para llevar a cabo esta Componente.

La infraestructura para el manejo, proceso y transporte de hidrocarburos, aceite crudo y gas amargo (gas de formación más gas para BN) considera

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

oleogasoductos, oleoductos y gasoductos, así como plataformas de perforación, enlace, producción y un FPSO con sus respectivos equipos de separación, bombeo, compresión, generación eléctrica, así como de servicios auxiliares, mostradas en la Figura 1.5.

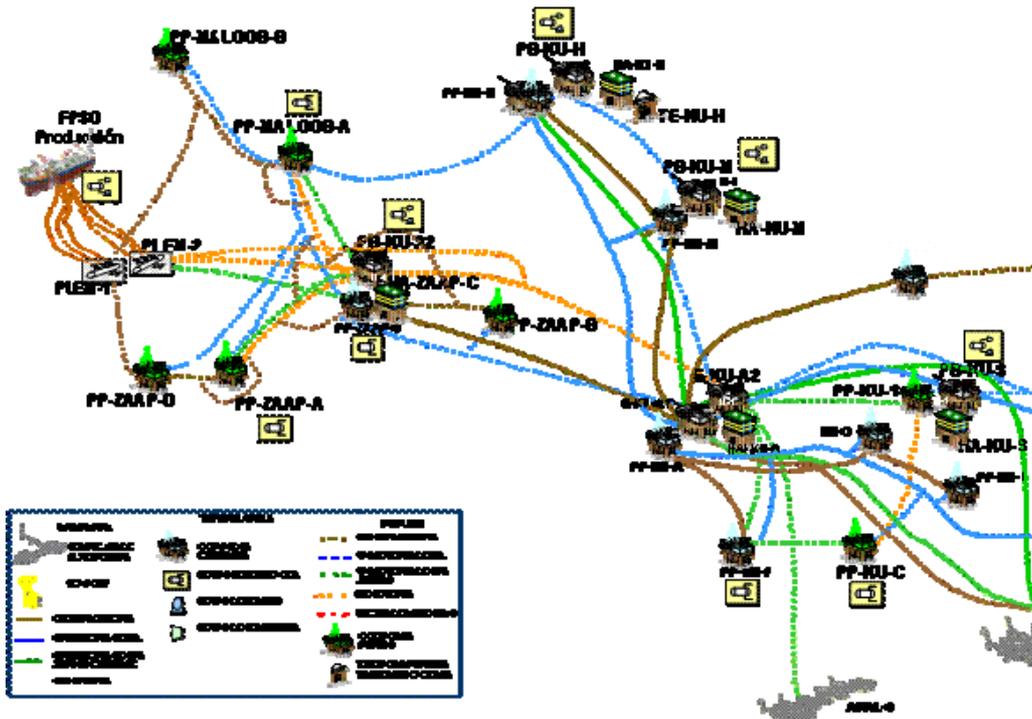


Fig. 1.5.- Infraestructura actual y futura.

1.9 Componente Exploratoria “Campeche Oriente”

La estrategia en el proyecto Campeche Oriente ha sido establecida con la finalidad de restituir reservas a corto y mediano plazo, perforando pozos exploratorios con objetivo mesozoico en áreas cercanas a los campos productores Ku, Maloob, Zaap, Lum y Bacab.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Los campos descubiertos en el período de 2004 a 2006 reflejan el resultado exitoso de los trabajos exploratorios del Activo. Por los resultados obtenidos es necesario realizar los correspondientes estudios de delimitación y caracterización, para evaluar su posibilidad de desarrollo, Figura 1.6.

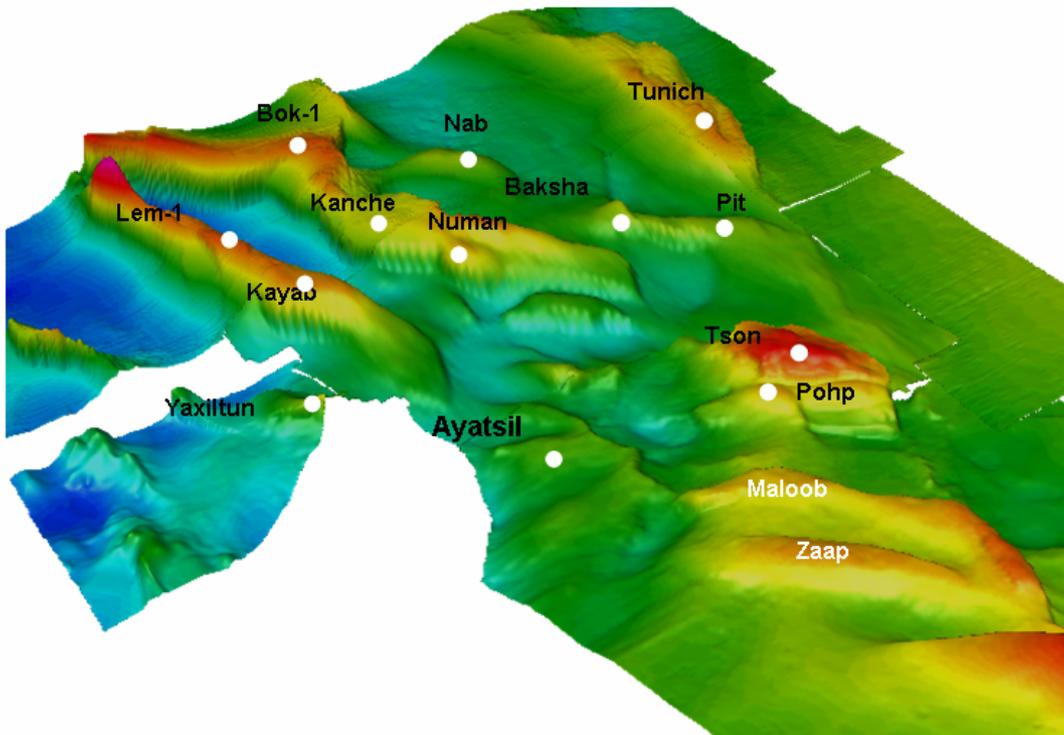


Fig. 1.6.- Localización de nuevos campos descubiertos de aceite pesado en el Proyecto Campeche Oriente (configuración estructural de la cima del Cretácico Superior).

Incorporación de Reservas

Para el Área Campeche Oriente se incorporó en 2006 una reserva de 101 Mmbpce con el descubrimiento del campo Ayatsil y la incorporación en el Campo Pohp al perforar el pozo Delimitador Pohp-DL1. Para el 2007 se tiene el compromiso de incorporar 185 Mmbpce; además de la reclasificación de las reservas actuales mediante la delimitación de los mismos, teniéndose como meta para el año 2007 reclasificar reservas por 287 Mmbpce. Se muestra en la Tabla 1.4.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Metas	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007
Incorporación histórica de reservas	MMbpce	99.8	187.8	364	70.8	185
Reclasificación de reservas	MMbpce				45	287

Tabla 1.4.- Programa de incorporación de reservas para el año 2007 (Área Campeche Oriente).

En la figura 1.7, se muestra el histórico de pozos exploratorios perforados en el periodo 2003 – 2006, como se puede observar el año 2005 es el año con mayor actividad.

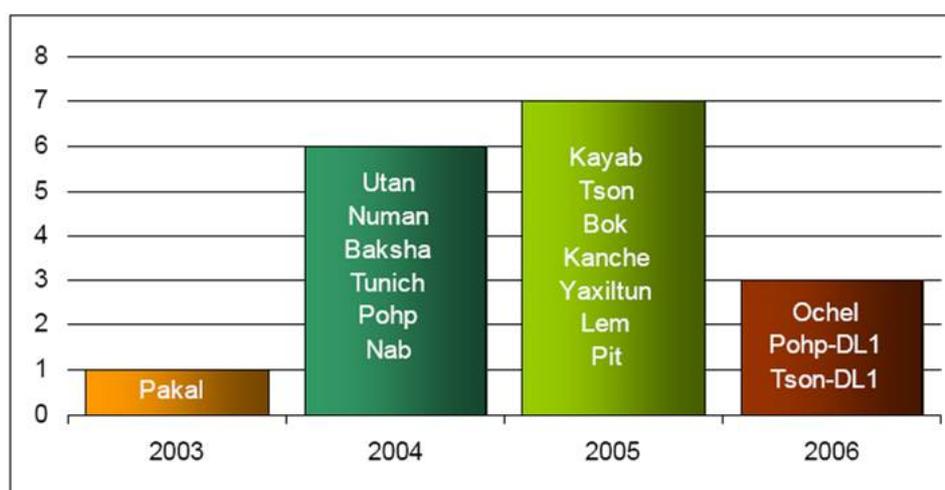


Fig. 1.7.- Pozos exploratorios perforados 2003-2006 (Área Campeche Oriente)

El Volumen original total, que se ha obtenido con el desarrollo de la componente exploratoria del Proyecto es aproximadamente de 9,677 MMbbls, el detalle se muestra en la Tabla 1.5.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Campo	Vol. Original @c.s. MMbls	Reserva Estimada 3P Mmbpce
Numan	257.5	16.7
Tunich	291.0	
Baksha	842.3	58
Nab	487.9	33
Pohp	870.8	101
Tson	2,117.0	75.1
Kayab	1,900.0	133
Bloque Pit	1,268.1	89.5
Yaxiltun	261.2	19.2
Lem	800.0	Recurso contingete
Kanche	582.0	Recurso contingete

Tabla 1.5.- Volúmenes Originales a condiciones de superficie de Campeche Oriente.

Recursos prospectivos a incorporar Campeche Oriente.

Del inventario actual, la evaluación se realizó considerando 4 oportunidades que aportan el recurso que se muestra en la Tabla 1.6.

Recursos a Incorporar (MMBPCE)	2008	2009	2010	2011	Total
Campeche Oriente	0	0	0	96.45	96.45

Tabla 1.6.- Recursos Prospectivos a Incorporar.

Los hidrocarburos encontrados son los denominados extra-pesados, lo que representa uno de los retos de explotación y rentabilidad de este tipo de hidrocarburos.

Otro de los retos es que actualmente no se cuenta con infraestructura para el manejo de la producción, sin embargo, la propuesta de desarrollo plantea además de la construcción necesaria, la utilización de la infraestructura en construcción del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

Capítulo II.- Conceptos y Modelos Reológicos

La reología es una rama de las ciencias físicas y esta enfocada a la descripción del flujo de materia. Comúnmente, los reólogos están interesados solo en el flujo de fluidos complejos o no Newtonianos, los cuales son aquellos cuya viscosidad puede variar aún a condiciones constantes de presión y temperatura. El agua es el clásico ejemplo de un fluido simple, mientras que una pintura, la cual requiere agitación antes de aplicarla a una superficie, es uno de los ejemplos más comunes de un fluido con viscosidad variable.

Un caso especial de fluidos no-Newtonianos son los llamados materiales viscoelásticos. Para explicar este término es apropiado el definir primero términos más sencillos como *sólidos* y *líquidos*. Si al aplicar una fuerza sobre unidad de área (esfuerzo) un elemento material no cambia su forma de manera continua, es decir, no fluye, sin tomar en cuenta que tan pequeño sea el esfuerzo aplicado, entonces se dice que el material es un sólido. En cambio, si el material fluye, sin considerar qué tan pequeño es el esfuerzo, entonces se dice que se trata de un líquido. El comportamiento sólido-elástico puede ser representado adecuadamente con la del de Hooke, en tanto que el comportamiento líquido-viscoso puede ser modelado con la ley de Newton. Un material viscoelástico es aquel que exhibe ambos comportamientos sólido-elástico y líquido-viscoso. Un elemento material presenta propiedades viscoelásticas si, después de que se deja de aplicar un esfuerzo sobre éste, el tiempo en que el fluido alcanza el estado de reposo puede ser observado (medido).

2.1 Conceptos Fundamentales⁽²⁰⁾.

2.1.1.Fluido

Es aquella sustancia que se deforma continuamente bajo la acción de un esfuerzo, es decir fluye.

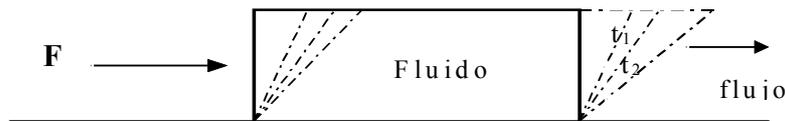


Fig. 2.1.- Deformación continua de un fluido bajo la acción de un esfuerzo.

Existen dos tipos de fluidos, los líquidos y los gases.

El estudio de transferencia de cantidad de movimiento involucra a los fluidos en movimiento, así como las fuerzas responsables de ese movimiento. En este estudio existen dos formas de analizar los problemas:

1. Tendencia molecular.- Los fluidos, igual que todas las sustancias en la naturaleza están compuestos de moléculas, las cuales en números muy grandes forman empacamientos que dan origen a los diferentes elementos y compuestos que se encuentran en el medio ambiente; así por ejemplo, tan solo en una pulgada cúbica de aire a condiciones ambiente se estima existan alrededor de 1020 moléculas, con lo cual resulta aparente la imposibilidad de pretender describir y predecir los movimientos individuales de las diferentes moléculas que componen un fluido. Aún en el caso de la Teoría Cinética de los Gases y la Mecánica Estadística, los movimientos moleculares se describen en términos de agrupamientos estadísticos, más que en términos de moléculas individuales.

2. Tendencia del medio continuo.- En este caso el fluido se trata como un cuerpo en el que existe una distribución continua de materia (continuum). Se considera que el volumen de control más pequeño que pueda tomarse del fluido,

contiene un número suficiente de moléculas de forma tal que cualquier promedio estadístico tomado en él es válido; así, las propiedades macroscópicas de un medio continuo variarán suavemente y en una forma continua de un punto a otro del fluido. Este concepto no sería válido si en un caso dado, como por ejemplo un gas a baja presión, al tomarse un volumen lo suficientemente pequeño, el número de moléculas por unidad de volumen contenidas en él fuera dependiente del tiempo, aún cuando a nivel macroscópico el número de moléculas contenido en un volumen mayor resultara constante.

2.1.1.1. Fluidos No Newtonianos

Son aquellos en los que la viscosidad del líquido es función del esfuerzo cortante, presión, temperatura y tiempo de exposición a éste esfuerzo. Un reograma es un gráfico cuyas coordenadas x,y son velocidad de corte contra esfuerzo cortante ó grados de deflexión como se muestra en la figura 2.2. En un reograma se observa el comportamiento del fluido al ser expuesto a un movimiento rotacional.

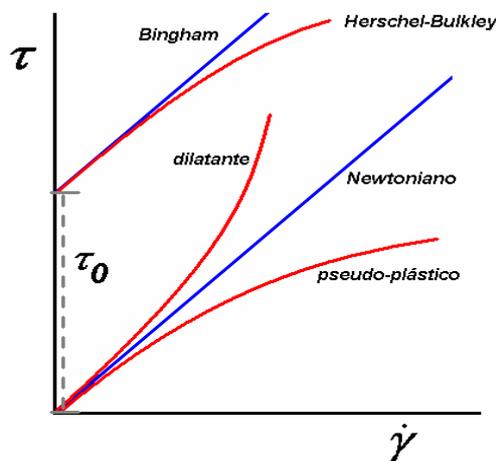


Figura 2.2.- Modelos de fluidos (Ecuaciones constitutivas comúnmente utilizadas)

Existen básicamente dos tipos de fluidos no newtonianos: plásticos de Bingham y de ley de potencias.

2.1.1.1.1. Plástico de Bingham

Los fluidos que presentan este comportamiento son los que al trazar su reograma dan un comportamiento lineal que no parte del origen, por lo que presentan un punto de cedencia.

El modelo de Bingham es la ecuación de una recta:

$$y = mx + b \quad (2.1.1)$$

$$\tau = \mu_p \cdot \gamma + \tau_0 \quad (2.1.2)$$

El punto de cedencia (τ_0) es el esfuerzo cortante inicial que hay que proporcionarle al fluido para que éste comience a moverse cuando el fluido ha permanecido en reposo. La viscosidad plástica (μ_p) es la viscosidad intrínseca de fluido, es el esfuerzo cortante inducido por la velocidad de corte, la cual se mantiene constante (lineal) en todo el intervalo de velocidades de corte.

Los parámetros antes mencionados se pueden obtener haciendo una regresión lineal a los datos de velocidad de corte contra esfuerzo cortante, los cuales se obtienen de la prueba de laboratorio. En la figura 2.3 se muestra el reograma típico para un fluido plástico de Bingham.

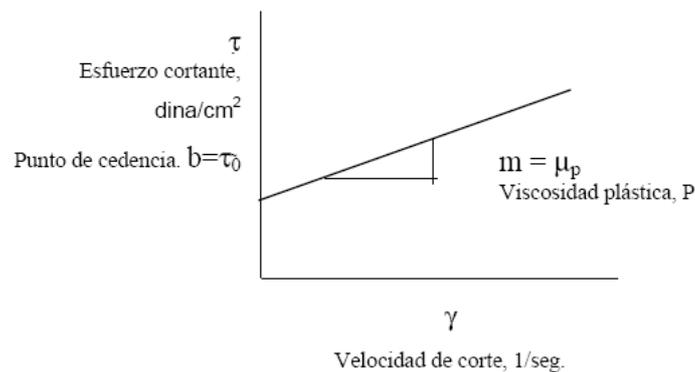


Figura 2.3 Reograma típico de un fluido de Bingham.

La resistencia total de un fluido de Bingham puede ser expresada en términos de una viscosidad efectiva a una velocidad de corte específica. La viscosidad efectiva

es definida como la viscosidad de un fluido newtoniano que exhibe el mismo esfuerzo cortante a la misma velocidad de corte.

$$\mu_e = \mu_p + 20.88 \frac{\tau_0}{\gamma_i} \quad (2.1.3)$$

μ_e : viscosidad efectiva, cP

μ_p : viscosidad plástica, cP

τ_0 : punto de cedencia, dina/cm²

γ_i : velocidad de corte, 1/seg

2.1.1.1.2. Fluidos de Ley de Potencias o Pseudo-plásticos.

Son aquéllos cuyo comportamiento es no lineal y parten del origen, la viscosidad varía a cada punto de variación de la velocidad de corte, como se observa en la figura 2.4.

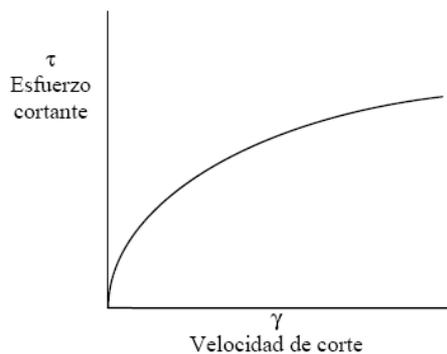


Figura 2.4.- Reograma típico de un fluido Ley de Potencia.

La ecuación que define a este comportamiento es:

$$\tau = K\gamma^n \quad (2.1.4)$$

El exponente n es un parámetro que nos indica la desviación de la linealidad y por lo tanto del comportamiento newtoniano, dado que si $n = 1$ la ecuación anterior se reduce a:

$$\tau = K\gamma = \mu\gamma \quad (2.1.5)$$

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

El coeficiente K es el índice de consistencia del líquido, cuyas unidades son: $\text{lb s}^n/100 \text{ft}^2$. Para el cálculo de n y K se tienen las siguientes ecuaciones:

$$n=3.32\text{Log} \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (2.1.6)$$

$$K = \frac{\tau_{600}}{1020^n}; \text{ lb} \cdot \text{s}^n/100\text{ft}^2 \quad (2.1.7)$$

La notación θ_{600} y θ_{300} significan que deben ser utilizadas las lecturas del viscosímetro Fann, es decir los ángulos de desviación dados medidos en el aparato, a las velocidades de rotación de 600 y 300 rpm.

La resistencia total de un fluido de Ley de Potencias puede ser expresada en términos de una viscosidad efectiva, a una velocidad de corte específica. La *viscosidad efectiva* es definida como la viscosidad de un fluido newtoniano que exhibe el mismo esfuerzo cortante a la misma velocidad de corte.

$$\mu_e = K \left[\gamma \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \right]^{n-1} \quad (2.1.8)$$

μ_e : viscosidad efectiva, cP

K: factor de consistencia, $\text{lb s}^n/100\text{ft}^2$

n: índice de comportamiento de flujo, adimensional

γ_i : velocidad de corte, 1/seg

Para los fluidos de ley de potencias también se consideró la velocidad de corte más baja, debido a que se considera este punto como el más importante, ya que nos da una idea de las viscosidades de los fluidos en una puesta en marcha.

A continuación se discutirán los mecanismos básicos de transporte a nivel molecular de cantidad de movimiento. Primeramente se presentarán las leyes fundamentales que rigen cada proceso, haciéndose hincapié en las analogías existentes entre los diferentes mecanismos de transporte en una sola ecuación representativa.

2.2. Transporte de Cantidad de Movimiento (Momentum)⁽²⁰⁾.

2.2.1. Ley de Newton de la Viscosidad.

La ley fundamental que rige la transferencia de cantidad de movimiento a nivel molecular puede ser deducida a partir del siguiente experimento.

Consideremos un fluido de propiedades físicas constantes confinado entre dos placas paralelas de dimensiones muy grandes, separadas por una distancia muy pequeña y tal como se muestra en la Fig.2.5. El fluido se encuentra inicialmente en reposo (Fig.2.5 (a)), pero en un cierto instante ($t = 0$), la placa inferior se pone en movimiento con una velocidad constante V (Fig.2.5 (b)). Como se observa en la Fig.2.5 (c), durante un cierto tiempo después que la placa inferior se puso en movimiento, el perfil de velocidades en el fluido es inestable, cambiando tanto con la posición respecto de la placa móvil, como también con el tiempo, es decir:

$$v_x = v_x(y,t).$$

Después de un cierto tiempo, el perfil de velocidades tiende a estabilizarse mostrando la distribución lineal que se ilustra en la Fig. 2.5 (d).

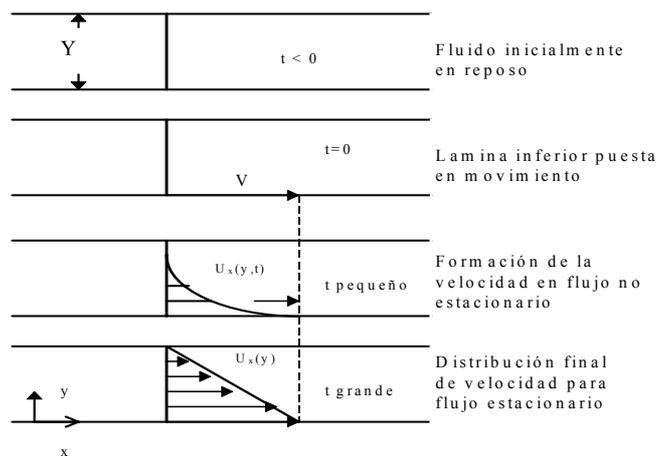


Fig. 2.5 Estabilización del perfil de velocidades para un fluido de propiedades físicas constantes, contenido entre dos placas de dimensiones muy grandes.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Una vez que la placa inferior ha sido puesta en movimiento, después de cierto tiempo se alcanza un estado de equilibrio en el perfil de velocidades, bajo condiciones de flujo laminar) en régimen permanente. Para mantener estable este perfil de velocidades es necesario aplicar una fuerza por unidad de área a la placa inferior. Esta fuerza es proporcional a la velocidad V e inversamente proporcional a la distancia Y que separa las placas. Matemáticamente, esto puede escribirse como:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{V}{Y} \quad (2.2.1)$$

La constante de proporcionalidad μ se denomina viscosidad del fluido.

Puesto que $\frac{F}{A} = \tau_{xy} =$ Esfuerzo cortante, la ecuación (2.2.1) puede expresarse en forma diferencial en la siguiente forma:

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{d v_x}{d y} \quad (2.2.2)$$

La ecuación (2.2.2) se conoce como **Ley de Newton de la Viscosidad**.

Fluidos que obedecen (2.2.2), es decir, aquellos en que se mantiene una proporcionalidad constante entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte se llaman FLUIDOS NEWTONIANOS. Aquellos que no siguen este comportamiento se llaman No-Newtonianos. Todos los gases y la mayor parte de los líquidos son fluidos newtonianos; ejemplos de no-Newtonianos: Soluciones de polímeros, polímeros fundidos, emulsiones, espumas, suspensiones, etc.

Por otra parte la interpretación de la ecuación (2.2.2) puede hacerse de otra manera:

Consideremos que el fluido contenido en el espacio entre las dos placas es un gas, y que al moverse la placa inferior el movimiento del fluido se efectúa en forma de

"láminas" o capas (flujo laminar). Como se presenta un gradiente de velocidades $\frac{d v_x}{d y}$ diferente de cero, existe interacción entre cualesquiera dos capas vecinas del fluido.

La interacción arriba mencionada, se produce debido al movimiento aleatorio de las moléculas del gas; así, las moléculas del gas contenidas en la capa de mayor velocidad poseen un nivel de energía superior al que pudieran tener las moléculas de las capas más lentas; en esta forma, y debido al movimiento de las moléculas, algunas de ellas la de mayor velocidad son transferidas a la capa de menor velocidad, tendiendo a aumentar su velocidad debido al choque con las contenidas en esa capa. En la misma forma, algunas de las moléculas de la capa con menor velocidad tienden a pasar a la capa de mayor velocidad ejerciendo un efecto de freno sobre esta capa.

Este intercambio de moléculas origina una transferencia de cantidad de movimiento y una cierta fuerza por unidad de área se requiere para vencer el efecto de frenado entre las capas y, en esta forma, mantener uniforme el gradiente de velocidades. Por tanto, la transferencia de cantidad de movimiento en la dirección x se realizará en la dirección y .

Así, τ_{yx} puede interpretarse como la transferencia viscosa de momentum x , en la dirección y . Debe notarse que esta transferencia se realiza en la dirección decreciente de velocidad, o dicho en otra forma, en dirección opuesta al gradiente de velocidad; siendo esta la razón para el signo (negativo) que aparece en la ecuación (2.2.2). Así, el gradiente de velocidades puede considerarse como la fuerza que origina la transferencia de cantidad de movimiento.

La equivalencia entre los términos en inglés y español es la siguiente:

Momentum = Cantidad de movimiento.

Momentum Flux = Densidad de flujo de cantidad de movimiento.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Si la viscosidad de un fluido se divide entre su densidad (masa por unidad de volumen), se obtiene una cantidad muy útil conocida como VISCOSIDAD CINEMATICA, v. Así:

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.2.3)$$

UNIDADES.

Considerando la ecuación (2.2.2): $\tau_{xy} = -\mu \frac{dv_x}{dy}$ las unidades en que se puede expresar son las siguientes:

a) Sistema cgs:

De la ecuación (2.2.2):

$$\mu = -\frac{\tau_{yx}}{\frac{dv_x}{dy}} \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right] \left[\frac{\text{cm}}{\frac{s}{\text{cm}}} \right] = \frac{gr_m * \frac{\text{cm}}{s^2}}{\frac{\text{cm}^2}{s}} = \frac{gr_m * \text{cm} * s}{\text{cm}^2 * s^2} = \frac{gr_m}{\text{cm} * s}$$

Esta unidad es lo que se conoce como POISE

$$\text{POISE} = \left[\frac{gr_m}{\text{cm} * s} \right] \left[\frac{M}{LT} \right] \quad (2.2.4)$$

Como en general, para propósitos prácticos esta unidad resulta demasiado grande, la mayoría de los datos se reportan en centipoises(cp), [1 cp = 10⁻² poise].

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

De la ecuación (2.2.3):

$$\nu = \frac{\mu \text{ [poise]}}{\rho \left[\frac{gr_m}{cm^3} \right]} = \frac{\frac{gr_m}{cm * seg}}{\frac{gr_m}{cm^3}} = \frac{gr_m * cm^3}{gr_m * cm * seg} = \frac{cm^2}{seg}$$

Esta unidad se conoce como STOKE

$$\text{STOKE} = \left[\frac{cm}{s} \right] \left[\frac{L^2}{T} \right] \quad (2.2.5)$$

También el Stoke resulta demasiado grande, por lo que la viscosidad cinemática se expresa comúnmente en centistokes.

$$1 \text{ centistoke} = 10^{-2} \text{ stokes.}$$

b) Sistema inglés. (FPS)

De la ecuación (2.2.2):

$$\mu = - \frac{\tau_{yx} \left[\frac{\text{Poundals}}{ft^2} \right]}{\left(\frac{d v_x}{d y} \right) \left[\frac{ft}{s} \right]} = \frac{lb_m * \frac{ft}{s^2}}{\frac{ft^2}{s}} = \frac{lb_m * ft * s}{ft^2 * s^2}$$

$$\mu = \left[\frac{lb_m}{ft * seg} \right] \quad (2.2.6)$$

Sin embargo, expresar las unidades de fuerza en poundals no es muy común en ingeniería, por lo cuál, se aplica un factor de conversión de unidades a la ecuación

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

(2.2.2), de tal forma que permita escribir la fuerza en lb_f . Este factor de conversión es:

$$g_c = 32.174 \left[\frac{\text{poundals}}{lb_f} \right];$$

es decir, $1 lb_f \approx 32.2 \text{ poundals}$

$$\tau_{yx} = - \frac{\mu}{g_c} \frac{d v_x}{d y} \quad (2.2.7)$$

De la ecuación (2.2.7)

$$\mu = - \frac{\tau_{yx} g_c}{\frac{d v_x}{d y}} \left[\frac{\frac{lb_f * \text{poundals}}{ft^2}}{\frac{lb_f}{\left[\frac{ft}{\frac{s}{ft}} \right]}} \right] \quad \text{es consistente con (2.2.6)}$$

$$\mu \left[\frac{lb_m}{ft * seg} \right]$$

c). Sistema Internacional de unidades. (SI)

De la ecuación (2.2.2):

$$\mu = \frac{\tau_{yx}}{d \frac{v_x}{dy}} = \frac{\left[\frac{\text{Newton}}{m^2} \right]}{\left[\frac{m}{s} \right]} = \frac{kg_m * \frac{m}{s^2}}{\frac{1}{seg}} = \frac{kg_m}{m * s} = \frac{N}{m^2 s}$$

Factores de conversión

$$\mu \left[\frac{lb}{ft s} \right] = \mu [cp] * 6.72 * 10^{-4}$$

$$\mu \left[\frac{lb}{ft h} \right] = \mu [cp] * 2.42$$

2.2.2. Flujos reométricos

El estudio de la respuesta de fluidos en flujos simples es esencial para relacionar la respuesta del mismo fluido en situaciones de flujo más complicadas. *Flujo cortante simple* y *deformación extensional* son ejemplos de estos flujos simples o reométricos.

2.2.3. Flujo cortante simple

Suponiendo que se tiene un fluido contenido entre dos placas planas de extensión infinita, con una separación h , y que además la placa superior se mueve a velocidad constante U . Se tiene entonces, que la fuerza por unidad de área (esfuerzo σ) requerida para mantener la placa con la velocidad constante, es proporcional al gradiente de velocidades (rapidez de corte $\dot{\gamma}$),

$$\sigma = \eta_s (\dot{\gamma}) \dot{\gamma}. \quad (2.2.8)$$

Un fluido Newtoniano es aquel que presenta una constante de proporcionalidad η_s (viscosidad o resistencia al flujo) constante. En este tipo de flujo, un volumen de fluido es deformado, perdiendo su forma original; por ejemplo, supóngase que se observa un elemento cúbico de fluido a un tiempo de referencia, los ángulos internos del elemento son de 90° . Si tiempo después se observa el mismo elemento, se encontrarán ángulos diferentes (ver Figura 2.6).

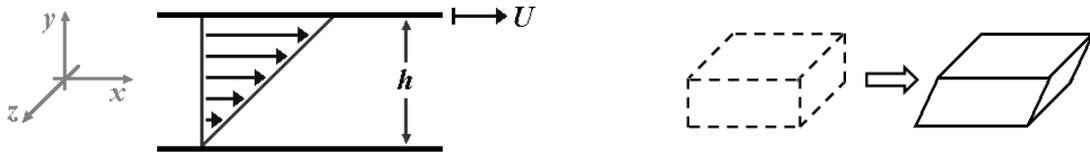


Figura 2.6. Representación esquemática del flujo cortante simple.

El campo de velocidades $\mathbf{u} = (u, v, w)$ y el tensor de rapidez de deformación \mathbf{d} en flujo cortante simple están dados por:

$$\begin{aligned} u(y) &= \dot{\gamma} y \\ v &= 0 \\ w &= 0 \end{aligned} \quad \mathbf{y} \quad \mathbf{d} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 0 & \dot{\gamma} & 0 \\ \dot{\gamma} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.2.9)$$

Otras propiedades que difieren entre fluidos Newtonianos y complejos son la primera y segunda diferencia de esfuerzos normales, N_1 y N_2 , respectivamente. Sus magnitudes son cero para fluidos Newtonianos, mientras que para los no-Newtonianos, las definiciones son:

$$N_1(\dot{\gamma}) = \sigma_{xx} - \sigma_{yy} = \psi_1(\dot{\gamma}) \dot{\gamma}^2, \quad (2.2.10)$$

$$N_2(\dot{\gamma}) = \sigma_{yy} - \sigma_{zz} = \psi_2(\dot{\gamma}) \dot{\gamma}^2, \quad (2.2.11)$$

Normalmente se observa que,

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

$$N_1 > 0 \quad \text{y} \quad N_1 \gg |N_2|. \quad (2.2.12)$$

2.2.4. Flujo extensional

En este tipo de flujo, el elemento de volumen de fluido es estirado en una dirección en particular, y debido a la condición de incompresibilidad, existe una compresión en las otras direcciones. La muestra de fluido mostrada en la Figura 2. presenta un elemento de volumen cúbico a un tiempo de referencia (línea punteada). Después y a causa de la deformación, el elemento de volumen es extendido en una dirección (x), mientras que la compresión ocurre en las otras dos direcciones (y, z), preservando el volumen original.

La rapidez de deformación en este flujo extensional es constante y se le denomina rapidez de tensión $\dot{\epsilon}$. En este caso, no hay deformación cortante, el volumen mantiene esencialmente los mismos ángulos internos, pero las longitudes son modificadas. El campo de velocidades y el tensor de rapidez de deformación pueden expresarse como:

$$\begin{aligned} u(x) &= \dot{\epsilon} x \\ v(y) &= -\frac{1}{2} \dot{\epsilon} y \\ w(z) &= -\frac{1}{2} \dot{\epsilon} z \end{aligned} \quad \text{y} \quad \mathbf{d} = \begin{bmatrix} \dot{\epsilon} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{2} \dot{\epsilon} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{2} \dot{\epsilon} \end{bmatrix}. \quad (2.2.13)$$

La resistencia o *viscosidad extensional* está dada por,

$$\sigma_{xx} - \sigma_{yy} = \sigma_{xx} - \sigma_{zz} = \eta_e (\dot{\epsilon}) \dot{\epsilon}. \quad (2.2.14)$$

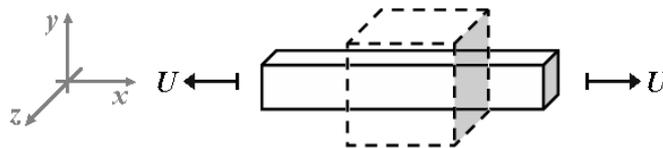


Figura 2.7. Representación esquemática del flujo uniaxial.

Para un fluido Newtoniano, η_e es constante a cualquier rapidez de deformación, satisfaciendo la relación siguiente:

$$\eta_e = 3\eta_s. \quad (2.2.15)$$

Adicionalmente, se espera que todos los fluidos, incluyendo aquellos con propiedades viscoelásticas, satisfagan a valores bajos de rapidez de deformación, esto es,

$$\eta_e(\dot{\epsilon} \rightarrow 0) = 3\eta_s(\dot{\gamma} \rightarrow 0). \quad (2.2.16)$$

La relación de Trouton (Tr) se define como el cociente de la viscosidad extensional sobre la cortante. Para relacionar $\dot{\gamma}$ y $\dot{\epsilon}$ y así evaluar estos dos tipos de viscosidades, Jones et al. [52] propusieron la siguiente definición de la relación de Trouton:

$$Tr = \frac{\eta_e(\dot{\epsilon})}{\eta_s(\dot{\gamma} = \sqrt{3}\dot{\epsilon})}. \quad (2.2.17)$$

Para fluidos inelásticos Tr asume un valor constante ($Tr = 3$) a cualquier valor de $\dot{\epsilon}$, mientras que los fluidos viscoelásticos, se espera que se cumpla la relación

$$Tr(\dot{\epsilon} \rightarrow 0) = 3. \quad (2.2.18)$$

A lo largo de la línea de simetría (línea central) de un flujo a través de una contracción, se presenta el flujo extensional puro, en tanto que cerca de la contracción se presenta una mezcla donde se dan ambos tipos de deformación cortante y extensional. El tipo de flujo extensional que se ha descrito es llamado uniaxial. Existen otros tipos de flujos extensionales como el biaxial y planar, que son muy semejantes [Barnes]. En contracciones de geometría cilíndrica, el flujo extensional en la línea de simetría es uniaxial, mientras que en geometrías rectangulares de dos dimensiones, la extensión que se da es planar, donde un elemento de volumen es estirado en una dirección y compresado en otra, dejando

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

una dirección sin cambio. Las ecuaciones que describen la extensión planar son similares para el flujo uniaxial,

$$\eta_e = 4\eta_s \quad (\text{Newtoniano}), \quad (2.2.19)$$

$$\eta_e(\dot{\epsilon} \rightarrow 0) = 4\eta_s(\dot{\gamma} \rightarrow 0) \quad (\text{viscoelástico}), \quad (2.2.20)$$

$$Tr = \frac{\eta_e(\dot{\epsilon})}{\eta_s(\dot{\gamma} = 2\dot{\epsilon})}, \quad (2.2.21)$$

$$Tr(\dot{\epsilon} \rightarrow 0) = 4 \quad (\text{viscoelástico}). \quad (2.2.22)$$

Para una descripción más detallada de estos flujos reométricos, se recomienda consultar referencias como Barnes.

Capítulo III.- Estado del Arte.

A General Model For The Viscosity Of Waxy Oils ⁽¹⁾

El artículo considera el efecto sobre la viscosidad que tiene la presencia de partículas sólidas de parafinas en suspensión. El modelo original es adecuado para representar fluidos cuya viscosidad presenta el fenómeno de adelgazamiento al corte (shear-thinning), es decir, que al incrementar la rapidez de deformación sobre el fluido, la viscosidad se reduce. Este modelo en términos del esfuerzo está dado por:

$$\tau = B \left[\left(\frac{\dot{\gamma} + A}{A} \right)^n - 1 \right]^{\frac{1}{n}}, \quad (3.1)$$

Al-Zahrani y Al-Faris consideraron variaciones exponenciales de la viscosidad con respecto a la temperatura (Arrhenius) y concentración de parafinas, por lo que el modelo expresado, esta vez en términos de la viscosidad, es

$$\eta = \frac{B}{\dot{\gamma}} \left[\left(\frac{\dot{\gamma} + A}{A} \right)^n - 1 \right]^{\frac{1}{n}} e^{\left[\frac{C}{T} + DW \right]}, \quad (3.2)$$

En las ecuaciones Ec. (3.1) y (3.2) los parámetros A, B, C y D son constantes, T es la temperatura, W es el porcentaje peso de parafinas (wax content), η la viscosidad y n es la constante que representa la rapidez con la que la viscosidad disminuye al incrementarse la rapidez de corte.

Aspectos relevantes:

1. Los autores reportan que para los crudos que analizaron, el error es del orden del 2.5 %.

2. En este artículo se menciona cómo debe ser la función error que se va a minimizar.

$$r = \frac{\sum [\eta_{\text{exp}} - \eta_{\text{modelo}}]^2}{\sum [\eta_{\text{exp}} - \eta_{\text{promedio}}]} \quad (3.3)$$

A Generalized Model For Predicting Non-Newtonian Viscosity Of Waxy Crudes As A Function Of Temperature And Precipitated Wax⁽²⁾

Este artículo también estudia el efecto de las parafinas y temperatura sobre la viscosidad del crudo. El modelo separa el efecto del tratamiento térmico de las muestras de crudos.

Aspectos relevantes:

1. Los datos de entrada que se requieren son: un valor de viscosidad a temperatura por arriba del WAT y una caracterización no-Newtoniana a una temperatura por debajo del WAT.
2. Según los autores, la presencia de parafinas tiene una mayor influencia sobre la viscosidad que los asfaltenos y resinas.
3. Además de lo mencionado en ⁽⁴⁾, los autores mencionan que el incremento en viscosidad no solo es por la cristalización de las parafinas, sino que también, al darse la solidificación se crean estructuras en las cuales pequeñas cantidades de crudo pueden quedar atrapadas y se forma una dispersión.
4. Debido a este “entrampamiento” el efecto de las parafinas (fase dispersa) es mayor que el esperado por la sola presencia de las estructuras. Al incrementar la rapidez de deformación, el tamaño de los aglomerados disminuye, liberando parte del líquido atrapado y disminuye la concentración de estructuras y por tanto reduciendo la viscosidad hasta que finalmente se rompan todas las estructuras.

5. El comportamiento no-Newtoniano empieza a una temperatura llamada punto anormal, la cual, como se mencionó anteriormente esta unos cuantos grados Celsius debajo del WAT.
6. La reología del crudo parafínico es altamente dependiente del historial térmico (pre-tratamiento térmico, enfriamiento) e historial de deformaciones.

Los autores hacen un análisis teórico de la suspensión formada, para esto plantean una concentración efectiva de la fase dispersa, ϕ_e , en función de la concentración real de dicha fase, ϕ . Por lo que utilizan la siguiente relación.

$$\phi_e = k(\dot{\gamma})\phi, \quad (3.4)$$

donde $k(\dot{\gamma})$ es un factor que depende de la rapidez de corte, que decrece al incrementarse $\dot{\gamma}$ y que además cumple $k=1$ para fluidos Newtonianos.

A partir de la ecuación Ec. (2.4) y como resultado de su análisis los autores llegan al siguiente modelo, el cual expresa la viscosidad en función de la temperatura,

$$\eta = \eta_0 \left[1 - k_0 k(\dot{\gamma})c \right]^{-\frac{5}{2}} A e^{\frac{E_a}{RT}}, \quad (3.5)$$

con los siguientes parámetros, $k_0 = \rho_0 / \rho_{wax}$, que es la relación entre densidades y aun cuando puede variar con la temperatura los autores lo consideran como constante, A que es una constante y E_a , representa una energía de activación por determinar en forma experimental, R es la constante universal de los gases. La función $k(\dot{\gamma})$ representa la reología del sistema.

La función $k_0 k(\dot{\gamma})$ se puede obtener al fijar un valor de rapidez de deformación y hacer la gráfica de

$$1 - \eta_r^{-\frac{2}{5}} = k_0 k(\dot{\gamma})c,$$

donde se observa una relación lineal entre

$$1 - \eta_r^{-\frac{2}{5}} \text{ vs. } c,$$

siendo el término $k_0 k(\dot{\gamma})$ la pendiente, la cual como ya se mencionó, debe disminuir en su valor al aumentar la rapidez de corte, $\dot{\gamma}$. Finalmente, para obtener los parámetros A y E_a solo se requiere el valor de la viscosidad a dos (o más) temperaturas arriba del WAT.

Viscoelastic Models For Mexican Heavy Crude Oil And Compasion With A Mixture Of Heptadecane And Eicosane. Part I. ⁽³⁾

Este artículo es importante por que es un estudio reológico con un alto grado de detalle y que es de crudos Mexicanos. Parámetros como el tiempo de relajación, primer diferencia de esfuerzos normales además de la viscosidad son reportados para el crudo de estudio. El modelo que utilizan para representar el fenómeno de adelgazamiento al corte es el propuesto por Al-Zahrani, ver ecuaciones Ec. (3.1) y (3.2).

Debido a que por el análisis reológico experimental se determinó un tiempo de relajación, $\lambda(\dot{\gamma})$, los autores utilizaron el modelo viscoelástico de White-Metzner aunado con el puramente viscoso de Al-Zahrani para dar una descripción viscoelástica del crudo.

$$\boldsymbol{\tau} + \lambda(\dot{\gamma}) \overset{\nabla}{\boldsymbol{\tau}} = \eta(\dot{\gamma}) \mathbf{D} \tag{3.6}$$

Donde la derivada se define para un tensor arbitrario como:

$$\overset{\nabla}{\mathbf{A}} = \frac{\partial}{\partial t} \mathbf{A} + \mathbf{u} \cdot \nabla \mathbf{A} - (\nabla \mathbf{u})^T \cdot \mathbf{A} - \mathbf{A} \cdot \nabla \mathbf{u} \tag{3.7}$$

Effect Of Precipitated Wax On Viscosity – A Model For Predicting Non-Newtonian Viscosity Of Crude Oils ⁽⁴⁾.

Este artículo propone un modelo para predecir las viscosidades de crudos del mar del Norte con densidades en el intervalo [23.8, 47.6] °API. El estudio es para temperaturas de [0, 40] °C y valores de rapidez de deformación $\dot{\gamma}$, de [30, 500] s⁻¹. Todas las mediciones fueron realizadas a presión atmosférica.

Aspectos relevantes:

1. Se espera que arriba de 40 °C el fluido se comporte como Newtoniano.
2. La dependencia con la temperatura esta dada por la relación de Arrhenius.
3. La viscosidad Newtoniana puede ser predicha con buena precisión usando ecuaciones de estados correspondientes que dependen de propiedades medibles como la densidad.
4. Para que aparezcan efectos no-Newtonianos por la presencia de la parafinas (wax), la temperatura debe estar generalmente de 10 a 15 °C por debajo de la temperatura de aparición de parafinas (WAT) y parece corresponder a concentraciones de 1 – 2% peso de fracción sólida de parafinas.
5. A decrementos mayores en la temperatura, el crudo se acerca más a un sólido (gel), por lo que su comportamiento difiere aun más del Newtoniano; por lo general esto se observa a concentraciones de la fracción sólida de 4 – 5% peso.
6. Con frecuencia los crudos parafínicos presentan un esfuerzo de cedencia.
7. Un aspecto importante es el pretratamiento de las muestras, para lo que recomiendan precalentar la muestra a temperaturas arriba de las especificadas en la medición y dejar enfriar.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Modelo:

El modelo de Richardson para suspensiones es una de las relaciones más sencillas que relaciona la viscosidad con la fracción volumen de la fase dispersa, este es,

$$\eta = \eta_c e^{D\phi}, \quad (3.8)$$

donde el parámetro D es una constante, η_c es la viscosidad de la fase continua y ϕ es la fracción volumen de la fase dispersa.

El modelo de Casson, el cual puede representar fluidos con el fenómeno de adelgazamiento al corte y presentar esfuerzo de cedencia, en términos de la viscosidad es:

$$\eta = \eta_{liq} \left[A + \frac{B}{\sqrt{\dot{\gamma}}} + \frac{C}{\dot{\gamma}} \right], \quad (3.9)$$

en el cual, los parámetros A, B y C son constantes.

Tomando en consideración los dos modelos anteriores, los autores llegan de manera empírica a su modelo propuesto:

$$\eta = \eta_{liq} \left[e^{D\phi_{wax}} + \frac{E \phi_{wax}}{\sqrt{\dot{\gamma}}} + \frac{F \phi_{wax}^4}{\dot{\gamma}} \right], \quad (3.10)$$

en esta ecuación, E y F son constantes, η_{liq} es la viscosidad de la fase líquida sin parafinas en suspensión, y ϕ_{wax} es la fracción volumen de parafina sólida η_{liq} puede ser calculada con el modelo de estados correspondientes ajustada para viscosidades arriba del WAT. En caso de no contar con mediciones de ϕ_{wax} , los autores proponen utilizar el método de Ronningsen et al. ⁽⁶⁾, donde la fracción volumen se obtiene a partir de la fracción peso y la composición simulada del precipitado, *asumiendo* que la densidad del sólido es 10 % mayor que la densidad de la misma composición en forma líquida.

Procedimiento general:

- a) Cálculo o medición de la cantidad de parafinas presentes a una temperatura dada.
- b) Cálculo o medición de la viscosidad Newtoniana sin partículas suspendidas de parafina (tal vez con estados correspondientes).
- c) La analogía de la viscosidad de una emulsión con la suspensión para obtener el efecto en la viscosidad.
- d) Un modelo reológico no-lineal que represente la dependencia de la viscosidad con la rapidez de corte. En este caso, el modelo es una modificación al propuesto por Casson.

Es importante mencionar que cada uno de los puntos anteriores puede mejorarse si se dispone de información experimental adecuada. En resumen, los autores mencionan que la información básica requerida para obtener $\eta(\dot{\gamma}, T)$ es un análisis composicional hasta C10⁺ (incluso C7⁺); entre mayor sea la calidad del composicional, mejor será el modelo resultante.

El estudio se hizo para más de cuarenta tipos de crudo y al representar todos estos sistemas mediante una sola ecuación, el error generado es considerable (promedio de 47 % pero llega a ser de más del 100 %)

Heavy Oil Rheology As A Function Of Asphaltene And Resin Content And Temperature ⁽⁵⁾

Este artículo no propone ningún modelo para reproducir la viscosidad del crudo, sin embargo su importancia radical en que da una explicación del efecto que tienen los asfaltenos y las resinas en el crudo.

Si bien la presencia de asfaltenos tiende a incrementar considerablemente la viscosidad del fluido (suspensión), las resinas frenan este incremento al adherirse a las moléculas de asfaltenos e impedir la aglomeración de los mismos. Para que las resinas en presencia de asfaltenos incrementen la viscosidad del fluido, se requieren concentraciones altas de éstas. La ruptura de las estructuras de asfaltenos al incrementar la rapidez de deformación provoca el fenómeno de adelgazamiento al corte.

Otro resultado importante es que los autores no esperan que un crudo con asfaltenos presente esfuerzo de cadencia. Esto si se confirma, podría formar un criterio para saber si un crudo tiene alto contenido de asfaltenos o bien de parafinas.

Como se menciona anteriormente, el artículo no propone ningún modelo para representar la viscosidad en función de la rapidez de corte cuando el crudo presenta una cantidad muy alta de asfaltenos, sin embargo, se tienen dos alternativas, la primera es que si los datos experimentales muestran el fenómeno de adelgazamiento al corte y no presentan esfuerzo de cadencia, el modelo de Al-Zahrani puede ser apropiado y si los datos del laboratorio muestran que sí existe el esfuerzo de cadencia (aun con la presencia de asfaltenos y resinas), se puede utilizar entonces, el enfoque de Ramirez-Jaramillo et al. ⁽⁷⁾, en donde utilizan el modelo propuesto para crudos parafínicos en sistemas con asfaltenos ⁽⁴⁾.

Capitulo IV.- Modelo Reológico de los Fluidos de los campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

4.1. Ecuaciones constitutivas y ecuaciones básicas

Los modelos reológicos o ecuaciones constitutivas deben satisfacer ciertos criterios básicos para representar matemáticamente de manera adecuada la respuesta del fluido, estos criterios son:

- **Determinación del esfuerzo:** el esfuerzo de un fluido viscoelástico esta determinado por el historial del movimiento de ese cuerpo.
- **Acción local:** el esfuerzo en cualquier punto del fluido esta determinado por el historial de deformación de la vecindad (infinitamente pequeña) que rodea dicha punto.
- **Independencia del marco de referencia:** La expresión de las ecuaciones constitutivas debe ser independiente del sistema coordinado.
- **Independencia bajo movimiento de cuerpo rígido:** La ecuación constitutiva debe reflejar la independencia del movimiento absoluto en el espacio; esto es, si las ecuaciones están expresadas correctamente, cualquier movimiento de cuerpo rígido impuesto a todo el fluido no debe afectar la respuesta del material.

4.2. Desarrollo Matemático del Modelo Reológico

Comportamiento de la viscosidad de crudo

El comportamiento no-Newtoniano que puede exhibir el crudo pesado y extrapesado es un fenómeno que no ha sido sujeto al estudio que merece. Si bien

existe una variedad de referencias que tratan el tema [1-7], el fenómeno todavía no esta completamente entendido.

De las referencias revisadas [3] y de las determinaciones hechas para la presente investigación, se observa que el crudo Mexicano es un fluido con adelgazamiento al corte, esto es, a medida que se incrementa la rapidez de corte (indirectamente el flujo), la viscosidad disminuye. Puede ocurrir que existan o se detecten la primera y segunda regiones Newtonianas; éstas son regiones en donde la variación de la viscosidad con la rapidez de corte es no significativa (como si fuese newtoniano) y por lo general ocurren a valores de rapidez de corte muy bajos, (primera región) y muy altos (segunda región), como se puede observar en la figura 4.1. Por otra parte también se ha observado que no se ha presentado el denominado esfuerzo de cedencia.

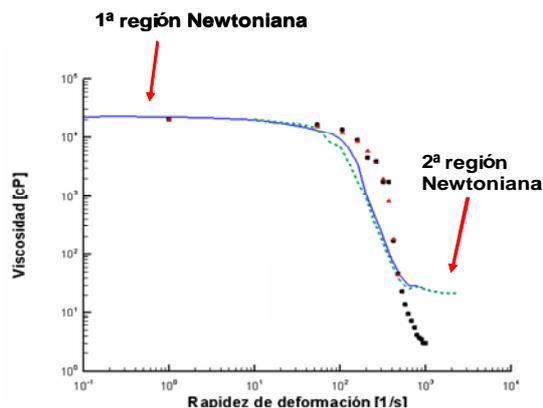


Figura 4.1. Reograma experimental mostrando adelgazamiento al corte y las dos regiones Newtonianas.

Métodos de cálculo de viscosidad

Con respecto a los modelos para el cálculo de propiedades (densidad y viscosidad), se tiene en general que estos modelos no fueron desarrollados para fluidos muy densos ni viscosos. Los pocos modelos existentes para la determinación de la viscosidad de crudos pesados se obtuvieron a partir de un número muy limitado de datos experimentales o bien, para fluidos de otras regiones y naturaleza distinta a la de los crudos Mexicanos.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Entre los métodos evaluados están principalmente una serie de correlaciones empíricas, las cuales dependen exclusivamente de la temperatura, de los grados API y de la presión del crudo en particular. No se espera que alguna sea completamente satisfactoria, pero las mejores podrán darnos una idea del tipo de funcionalidad que puede representar la respuesta de los crudos de interés.

a) Correlaciones empíricas

Uno de los objetivos de la presente investigación es la de calcular adecuadamente las propiedades físicas como densidad y viscosidad del aceite a cualquier condición de Presión y Temperatura que se requiera ($\mu=f(Rs=f(P,T,...))$; para esta última variable, se probó la predicción de un número de correlaciones empíricas y se compararon los resultados con mediciones experimentales del mismo crudo (Ku-H) hechas por dos laboratorios de Instituto Mexicano de Petróleo. Las ecuaciones empíricas que se probaron son la de Beal, Egbogah-Jacks (without pour point), Beggs & Robinson, Modified Egbogah-Jacks (heavy oils and extra heavy oils), Glaso, Kartoatmodjo (original and médium oils), Labedi y la de Petrosky & Farshad. Estas ecuaciones están hechas para crudo estabilizado (ver referencia [8]).

Las que proporcionaron la mejor tendencia y cercanía con los valores experimentales para crudos estabilizados (predicción de μ vs. T).

Beal

$$\mu = \left(0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{API^{4.53}} \right) \left(\frac{360}{\left(\frac{9}{5}\right)T - 459.67 + 200} \right)^{10^{\left(0.43 + \frac{8.33}{API}\right)}} \quad (4.2.1)$$

Modified Egbogah-Jacks (Heavy oils)

$$\mu = 10^{10^{\left(1.90296 - 0.012619 \cdot API - 0.61748 \cdot \text{Log}\left(\frac{9}{5}T - 459.67\right)\right)}} - 1 \quad (4.2.2)$$

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Modified Kartoatmodjo

$$\mu = 220.15 \times 10^9 \left(\frac{9}{5} T - 459.67 \right)^{-3-556} \text{Log}(API)^{12.5428 \text{Log}\left(\frac{9}{5} T - 459.67\right) - 45.7874} \quad (4.2.3)$$

Aunque los resultados de estas correlaciones pueden calificarse como satisfactorios, no hay garantía alguna de que servirán para otros crudos.

b) Teoría de la fricción

La teoría de la fricción, desarrollada por Sergio Quiñones Cisneros y colaboradores (referencias [9 -12]), ofrecen la capacidad de calcular la viscosidad de diversas calidades de crudo, para esto se hace uso de las ecuaciones cúbicas de estado, como la de Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong. Con el uso de estas ecuaciones, se ajusta el valor de la presión crítica y con correlaciones que el autor ha encontrado como adecuadas, se calcula también la temperatura crítica y el factor acéntrico. Con esto se tiene un procedimiento completo de caracterización, el cual puede representar de manera óptima, el equilibrio líquido-vapor. El requisito necesario para la caracterización con el método de Quiñones consiste en tener un buen análisis PVT del crudo en cuestión; la fracción pesada debe ser descompuesta en al menos cuatro fracciones (pseudocomponentes), pero se recomienda que sea en un mayor número.

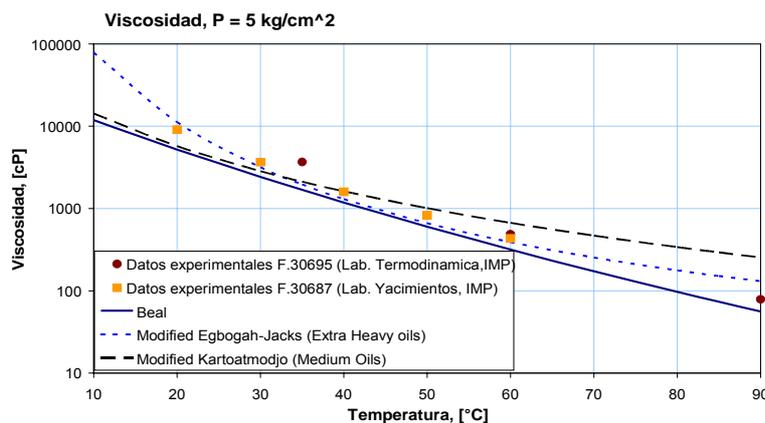


Figura 4.2. Correlaciones empíricas vs. datos experimentales.

Una vez establecidos los parámetros necesarios para la ecuación de estado, la viscosidad a ciertas condiciones puede escalarse para obtenerla a otras condiciones de presión, temperatura e incluso si se está en la zona de dos fases (equilibrio líquido-vapor). Los datos necesarios para el ajuste del modelo y así poder escalar de manera adecuada la viscosidad a otras condiciones son datos de presión y viscosidad a la presión de saturación (punto de burbuja), y viscosidades en la región de la fase líquida (aceite bajo saturado); entre mayor número de datos y mejor calidad de éstos, el ajuste y la representación/predicción serán considerablemente mejores, aunque el método de Quiñones y colaboradores menciona que con los datos μ_{ob} y otro a mayor presión que la Presión de burbuja, son suficientes para lograr reproducir la región de aceite saturado.

El método, a rasgos generales, consiste en separar la viscosidad de cualquier fluido en una parte de muy baja densidad η_0 y otra que tome en cuenta la fricción entre diferentes capas de fluido η_f . Por lo que se tiene:

$$\eta = \eta_0 + \eta_f \quad (4.2.4)$$

El término de gas disuelto se obtiene mediante la correlación de Chung et al. [13], mientras que para el término de fricción, se separan las contribuciones repulsiva y atractiva de la ecuación de estado. El modelo para calcular η_f es:

$$\eta_f = \kappa_a p_a + \kappa_r p_r + \kappa_{rr} p_r^2 \quad (4.2.5)$$

El cual toma una contribución lineal de la parte atractiva mientras que, para la parte repulsiva, se utiliza una aproximación de segundo orden. Las expresiones para los coeficientes son:

$$\kappa_r = \sum_{i=1}^n Z_i \kappa_{r,i}, \quad \kappa_a = \sum_{i=1}^n Z_i \kappa_{a,i}, \quad \kappa_{rr} = \sum_{i=1}^n Z_i \kappa_{rr,i}, \quad (4.2.6)$$

donde,

$$z_i = \frac{x_i}{MW_i^{0.3} MM} , \quad MM = \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{MW_i^{0.3}} , \quad (4.2.7)$$

En las referencias [9-12] se presentan los valores de las constantes, válidas para cualquier crudo. Para un mejor ajuste, se utiliza el parámetro Kc, Quiñones et al [12], la viscosidad se calcula como:

$$\eta = \eta_l + Kc \eta_{ll} , \quad (4.2.8)$$

donde:

$$\eta_l = \eta_0 + \kappa_{a,l} \rho_a + \kappa_{r,l} \rho_r + \kappa_{rr,l} \rho_r^2 , \quad (4.2.9)$$

$$\eta_{ll} = \kappa_{a,ll} \rho_a + \kappa_{r,ll} \rho_r + \kappa_{rr,ll} \rho_r^2 . \quad (4.2.10)$$

El coeficiente Kc, se puede ajustar de forma tal que en el punto de burbuja la viscosidad calculada sea la experimental (se puede utilizar cualquier otra medición mientras sea en la región de una fase).

Para crudos pesados, Quiñones introduce el parámetro Kz, con el que se corrige el efecto de la alta densidad, esto es una especie de corrección tipo Peneloux, aun cuando el valor ajustado no se recomienda para predecir la densidad, sino que debe tomarse exclusivamente para mejorar el cálculo de la viscosidad.

Comportamiento no-Newtoniano

Como se mencionó anteriormente, el crudo Mexicano con características no-Newtonianas presenta el fenómeno de adelgazamiento al corte (reducción de la viscosidad al incrementar la rapidez de deformación); como ejemplos específicos, Dante et al. [3] midieron la viscosidad de aceite muerto de Cantarell, en la que la reducción de viscosidad se observa aún a valores de rapidez de deformación

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

extremadamente bajos; esto significa que este crudo en particular no puede ser modelado de manera adecuada como fluido Newtoniano, sino que se requiere de alguna ecuación constitutiva que represente el fenómeno de reducción de viscosidad. En particular, éstos autores encontraron como satisfactorio el modelo de Al-Zahrani [1], combinado con el de White-Metzner [13]; este último para tomar en cuenta fenómenos viscoelásticos más complejos. Para este caso el modelo de Quiñones no considera predicción.

4.2.1. Procedimiento General para la Determinación del Modelo Reológico

En esta sección describiremos en forma general el procedimiento efectuado para la determinación del Modelo Reológico del crudo en estudio.

- a) Determinar la viscosidad de nuestro fluido a diferentes temperaturas: Obtenida nuestra muestra representativa del fluido de interés, por medio del laboratorio se obtendrán las propiedades físicas, como viscosidad, esfuerzo cortante y rapidez de corte. Estas propiedades se determinan a través de reómetros como se muestra en la figura 4.2.1a.

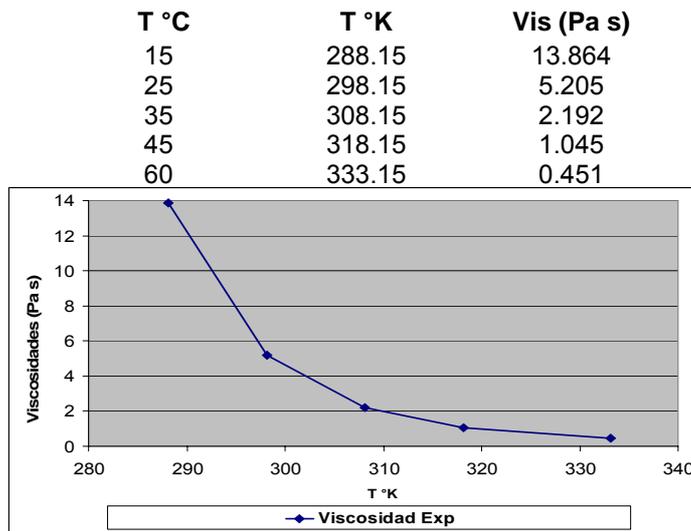


Figura 4.2.1a Propiedades físicas del crudo.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

- b) Una vez determinada la viscosidad de forma experimental, se ajustan en el software CurveExpert 1.3.

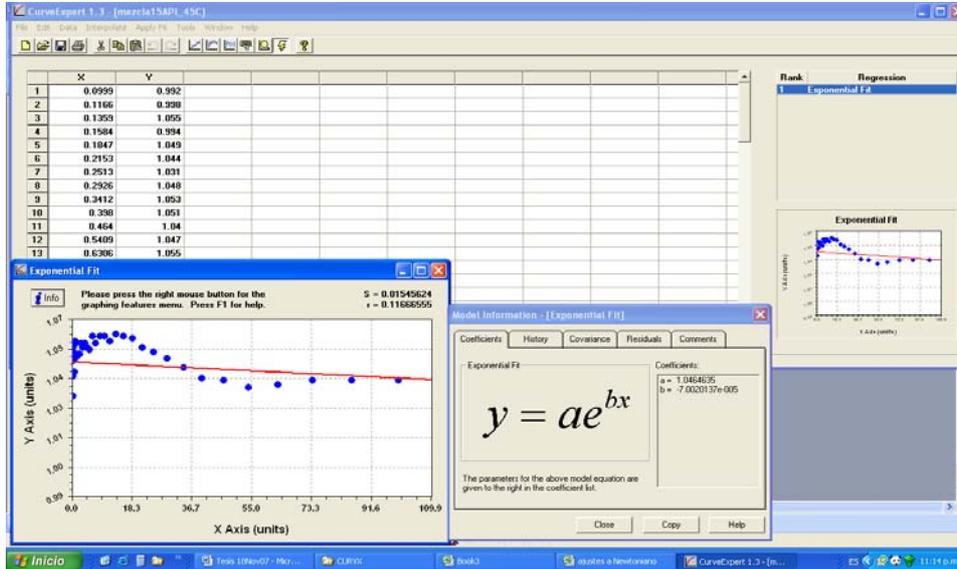


Figura 4.2.1b Ajuste de propiedades físicas en CurveExpert.

- c) Determinado el ajuste, se programa el modelo en el software Mathematica, para calcular la viscosidad.

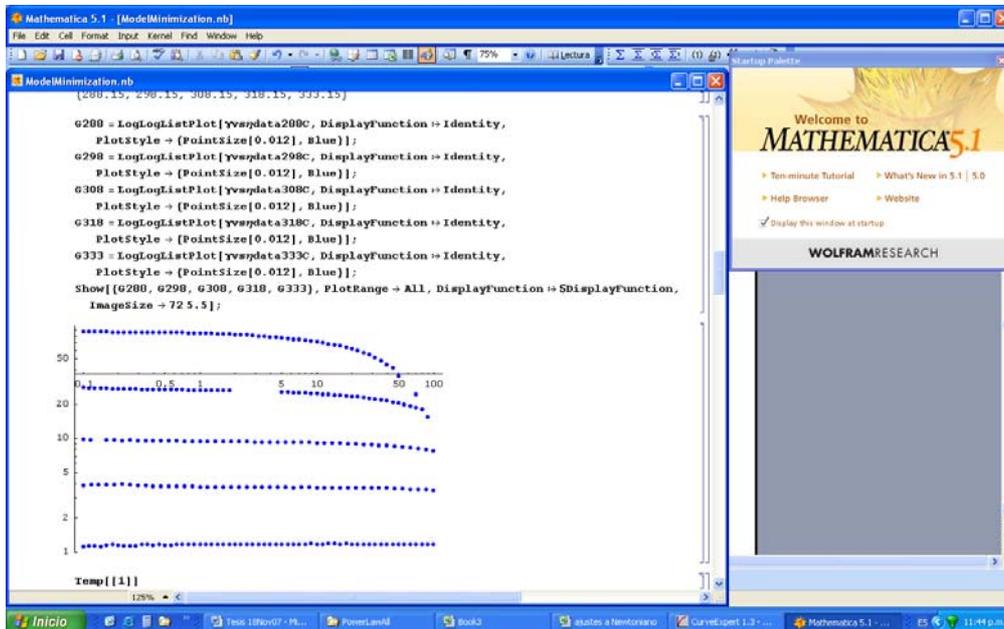


Figura 4.2.1c Programación del Modelo.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

d) Programado el modelo, se verifican resultados del modelo contra los reales.

T °C	T °K	Vis (Pa s)	Vis Cal (Pa s)	Error (%)
15	288.15	13.864	13.698	1.214
25	298.15	5.205	5.538	6.018
35	308.15	2.192	2.374	7.681
45	318.15	1.045	1.074	2.646
60	333.15	0.451	0.357	26.327

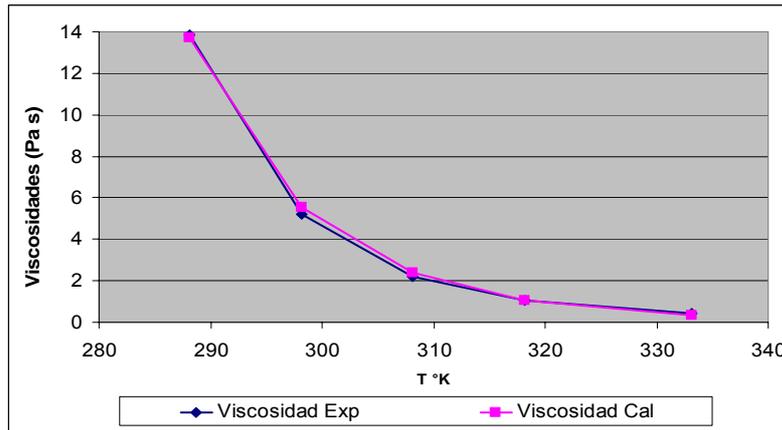


Figura 4.2.1d Resultados del Modelo.

e) Una vez determinado el modelo se procederá a efectuar el ajuste en un simulador comercial de flujo en régimen transitorio, para verificar su capacidad predictiva. Para la verificación del modelo, se requiere contar con una cantidad suficiente de mediciones de viscosidades a diferentes condiciones de presión y temperatura del crudo vivo o muerto según sea el caso y con o garantizar su capacidad predictiva o determinar sus limitaciones.

4.2.2. Mediciones de las propiedades reológicas de crudo de 13 API del campo Maloob.

En nuestro caso en estudio se desarrollarán modelos de comportamiento reológico de crudos pesados y extra pesados. Para ello se requiere determinar experimentalmente la viscosidad, la cual se obtiene con un reómetro rotacional, tanto en función de la temperatura como de la rapidez de corte en el intervalo de 0.01 s⁻¹ a 2,000 s⁻¹. La información experimental obtenida con un reómetro

rotacional cuenta con la precisión necesaria pues utilizan una cantidad de muestra relativamente pequeña, cuentan con sistemas ampliamente más sensibles a la medición del torque y disponen de un control de temperatura basado en plato Peltier. Un conjunto de pruebas a realizar consiste en el control de la rapidez de enfriamiento de la muestra ($^{\circ}\text{C}/\text{min}$) partiendo de una temperatura alta. Lo anterior es posible realizarlo con el reómetro rotacional y no con un viscosímetro Fann o Brookefield. Por ello, las distintas pruebas a ser realizadas, objeto de la presente investigación, se realizarán con un reómetro rotacional.

Como se mencionó anteriormente, una de las necesidades para una adecuada medición de viscosidad, es la de contar con un reómetro. Este equipo puede controlar de manera más eficiente la temperatura de medición, permite obtener datos con mayor precisión y en general, a un intervalo mayor de rapidez de deformación, variable de la cual depende la viscosidad; todo esto, en comparación con los viscosímetros, que son comúnmente usados.

4.2.3. Modelo Reológico de crudo de 13° API del campo Maloob.

Las mediciones se efectuaron para un crudo Ku-H de 13° API (Anexo 1). En la figura 4.3.a, se muestran los resultados experimentales de la viscosidad en función de la temperatura y rapidez de deformación. Nótese que a medida que disminuye la temperatura el crudo presenta un comportamiento no Newtoniano, con reducción de viscosidad al incrementar la rapidez de corte. A partir de 45 °C el comportamiento del crudo es Newtoniano en el intervalo de rapidez de deformación mostrado.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

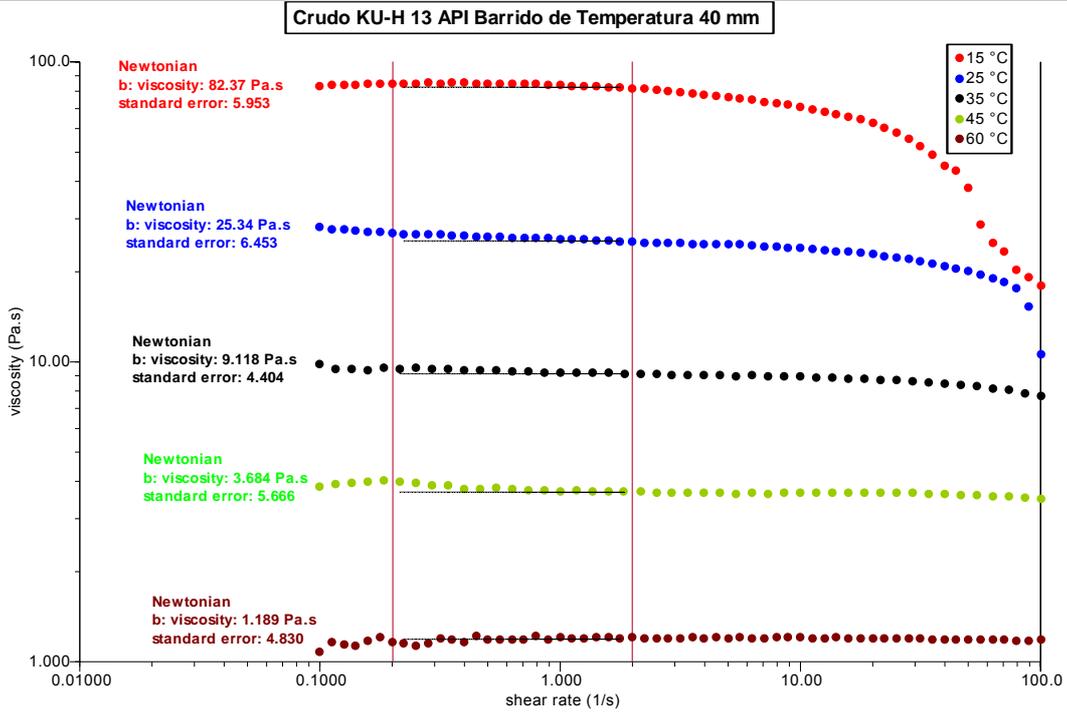


Figura 4.3.a Determinación de viscosidad para crudo pesado de 13°API, a 15, 25, 35, 45 y 60 °C.

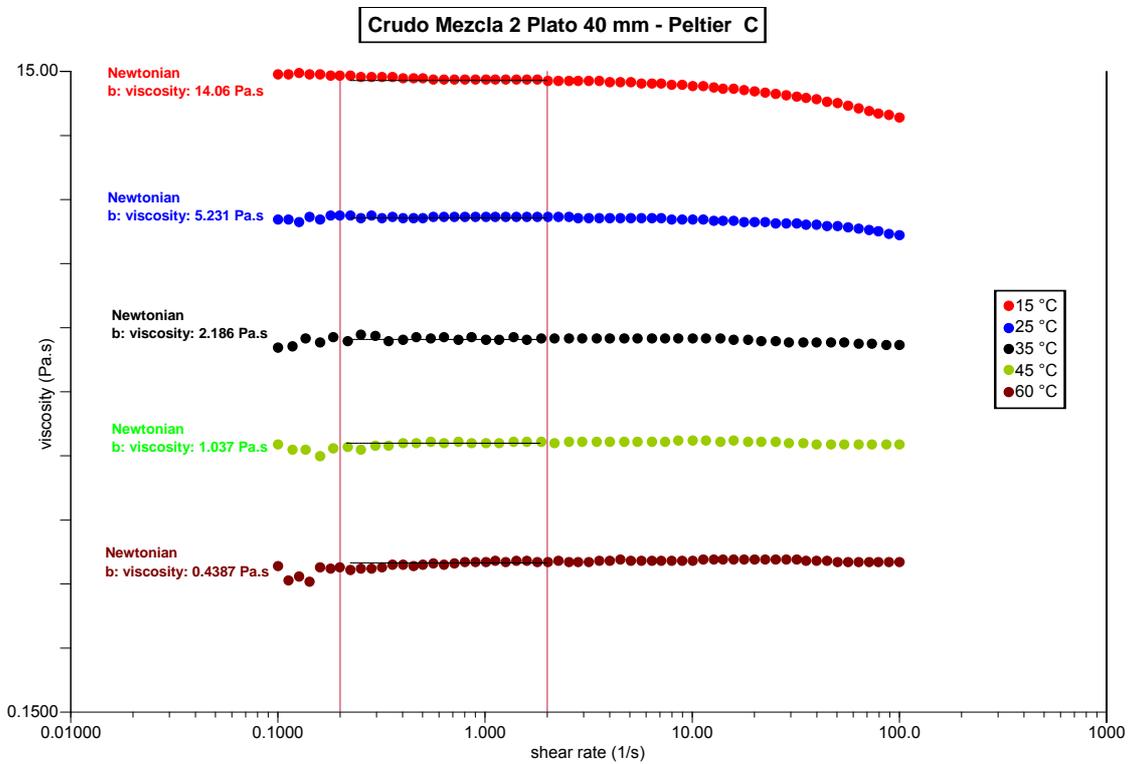


Figura 4.3.b Determinación de viscosidad para crudo pesado de 15°API, a 15, 25, 35, 45 y 60 °C.

Es importante mencionar que en ninguna de las mediciones ni en las referencias para crudos Mexicanos se ha observado el fenómeno de esfuerzo de cedencia, por lo menos en el intervalo de temperaturas considerado.

Como se puede observar en la figura 4.3.a, el crudo de 13° API presenta una significativa reducción en viscosidad a temperaturas de 15 y 25° C, a valores de $\dot{\gamma}$ cercanos a 2 1/s, y se hace más evidente si $\dot{\gamma} \approx 14$ 1/s. A temperaturas mayores, se puede considerar que el fluido se comporta como Newtoniano, sin que el error generado sea importante. De igual forma, se observa una ligera reducción en la viscosidad para la mezcla de crudo de 15 °API, figura (4.3.b); sin embargo, esta reducción no es tan significativa como la del crudo Ku-H y además, como el orden de magnitud es menor, el considerar este fluido como Newtoniano representaría una muy buena aproximación (4.3.c).

Después de haber realizado un Benchmarking de simuladores de flujo multifásico en régimen transitorio comerciales, se tiene la restricción de que sólo algunos de ellos cuentan con los modelos no-Newtonianos programados, para el caso del simulador OLGA cuenta con los siguientes modelos:

- Newtoniano, es decir, viscosidad independiente de la rapidez de corte.
- Plástico de Bingham; modelo con esfuerzo de cadencia, en donde antes de que se alcance el esfuerzo mínimo para inicial el flujo, la viscosidad tiende a ser infinita y después alcanza un valor constante.
- Ley de potencia; modelo que puede representar fluidos con reducción de viscosidad al incrementar la rapidez de deformación (adelgazamiento al corte), o bien, fluidos cuya viscosidad se incrementa junto con la rapidez de corte (espesamiento). Como caso especial, también puede representar fluidos Newtonianos.

- Herschel-Bulkley, modelo que combina el plástico de Bingham y ley de potencia. Nótese que si el esfuerzo de cadencia es nulo, el modelo se reduce al de potencia.

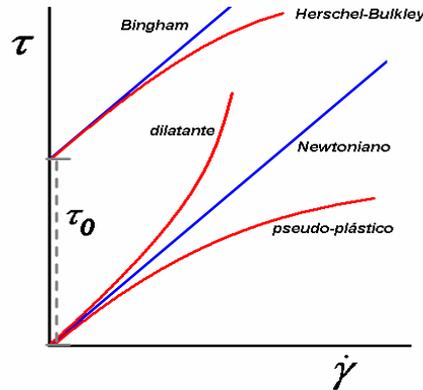


Figura 4.3.c.- Modelos de fluidos

Debido a lo anterior se realizó el ajuste a los modelos predeterminados por dicho software. Desafortunadamente, ninguno de estos modelos resulta óptimo para el crudo Ku-H. El modelo ley de potencia es el que presenta características más semejantes al comportamiento real de este crudo en particular y que está programado en OLGA. Considerando lo anterior, se procedió al ajuste de este crudo en tres opciones, una Newtoniana y otras dos, con ley de potencia; las tres opciones pueden incluirse en el simulador OLGA, lo que varía en cada caso es el nivel de error de cada modelo.

4.2.3.1. Modelo Newtoniano (anexo 2)

La variación de la viscosidad (Newtoniana) con respecto a la temperatura sigue una tendencia exponencial:

$$\mu = 1.3211503 \times 10^{-13} e^{\frac{9822.5216}{T}} \quad (4.2.3.1)$$

donde: μ = [Pa s] y T = [K].

La validez de este modelo es para temperaturas entre $[288.15, 333.15]$ K (esto es de 15 a 60 °C). Nótese que si es necesario extrapolar, el modelo consiste en un decaimiento exponencial, lo que generalmente esta acorde con otras observaciones experimentales, por lo que no resultaría extraño que la extrapolación (a valores de T relativamente cercanos a los límites) arroje resultados de buena calidad. En cuanto a al rapidez de corte, este modelo es válido en un intervalo de $\dot{\gamma} \in [0, 2] s^{-1}$.

4.2.3.2. Modelo con Ley de Potencia, intervalo acotado (anexo 3)

El modelo ley de potencia es:

$$\eta = K \dot{\gamma}^{n-1} \quad (4.3.2.2)$$

donde:

K es el factor de consistencia y n es el indice de comportamiento de flujo, teniéndose que:

$$\begin{cases} n < 1, & \text{adelgazamiento al corte,} \\ n = 1, & \text{Newtoniano,} \\ n > 1, & \text{espesante,} \end{cases}$$

Es de notar, que el modelo no indica dependencia alguna con la temperatura, por lo que es necesario obtener alguna funcionalidad de los parámetros del modelo con esta variable.

Para la variación con respecto a la temperatura de estos factores, se encontraron las siguientes funcionalidades como adecuadas:

$$K(T) = K_0 e^{\frac{K_1}{T}}, \quad (4.3.2.3)$$

$$n(T) = n_0 + n_1 T. \quad (4.3.2.4)$$

Teniendo así, un modelo ley de potencia para sistemas no isotérmicos,

$$\eta(\dot{\gamma}, T) = K(T) \dot{\gamma}^{n(T)-1} = K_0 e^{\frac{K_1}{T}} \dot{\gamma}^{[(n_0+n_1 T)-1]} \quad (4.3.2.5)$$

Los valores de los parámetros para la versión acotada son:

$$K_0 = 1.78279 \times 10^{-12}, \quad K_1 = 9045.68,$$

$$n_0 = 0.595275, \quad n_1 = 0.00121484.$$

El intervalo de temperatura es el mismo que para el caso Newtoniano. Con estos parámetros, el intervalo de rapidez de corte en que se garantiza que el modelo arrojará un error menor al 10.42% es [0.1, 14.12] s⁻¹. En la figura 4.4 se muestran los datos experimentales (puntos) y la del modelo ajustado (línea continua). El intervalo experimental de $\dot{\gamma}$ se redujo para obtener un modelo de mejor calidad dentro de este intervalo.

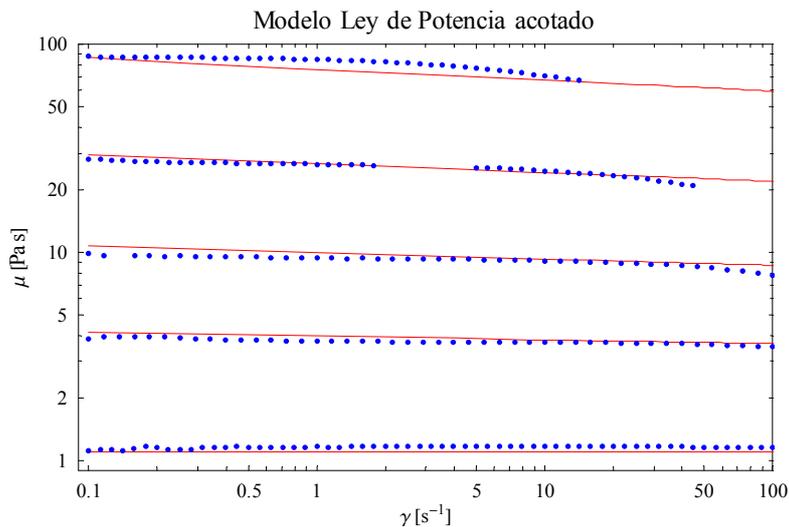


Figura 4.4. Modelo ley de potencia con intervalo acotado en la rapidez de corte.

4.2.3.3. Modelo con Ley de Potencia, intervalo completo (anexo 4)

Este modelo considera el intervalo completo de rapidez de corte alcanzado por el reómetro [0.1,100] 1/s, por lo que el error puede ser significativo. El ajuste es:

$$K_0 = 2.58730 \times 10^{-12}, \quad K_1 = 8929.33,$$

$$n_0 = 0.284382, \quad n_1 = 0.00214803$$

El error máximo y mínimo es respectivamente 100.4 % y 0.37 % (a 288.15 K). Hay que mencionar que el error máximo es para el último valor experimental de rapidez de corte ($\dot{\gamma} = 70.7667 \text{ s}^{-1}$), mientras que para el valor previo, el error baja hasta ser 50.1% para $\dot{\gamma} = 43.7415$. El ajuste se muestra en la figura 4.5

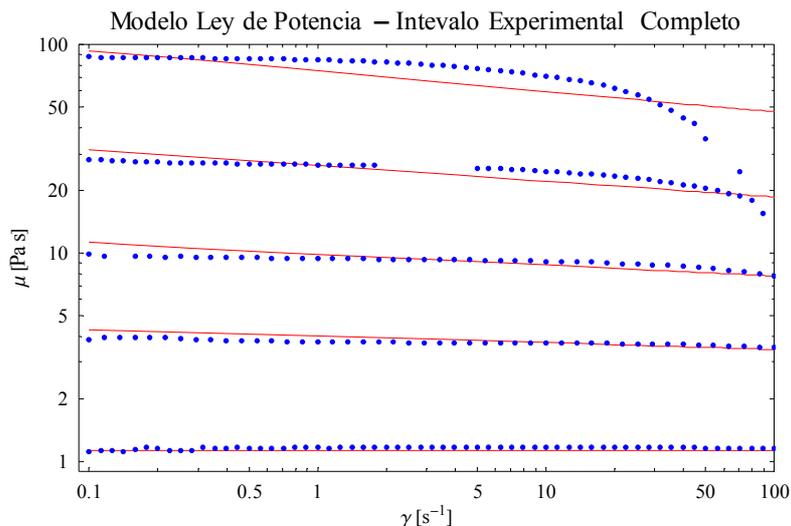


Figura 4.5 Modelo ley de potencia con intervalo experimental completo en la rapidez de corte.

En la figura anterior se muestra una línea roja para cada medición y corresponde a un modelo No-Newtoniano del tipo ley de potencia. Este crudo no puede representarse de manera apropiada considerando que es Newtoniano, tampoco como ley de potencia. Lo anterior en base a que si la viscosidad del crudo se presenta en una gráfica logarítmica, los datos no forman una línea recta, lo cual es condición para el modelo de ley de potencia, y por lo tanto, del Newtoniano, que puede considerarse como un caso especial del otro modelo.

Capítulo V.- Aplicación del Modelo Reológico en el aseguramiento de Flujo.

5.1 Conceptos y flujo Multifásico⁽¹⁴⁾

Enseguida se presenta un resumen de los conceptos y las correlaciones de flujo multifásico, el debido a que en el presente trabajo solo se requiere el conocimiento de los mismos, los cuáles son base de los simuladores a usar para el desarrollo del presente trabajo.

5.1.1. Conceptos de restricciones de flujo en tuberías.

Colgamiento.

Con una sección de tubería de volumen unitario (Figura 5.1) viajando gas y aceite a la misma velocidad “v” y considerando los efectos de compresibilidad despreciables entonces la fracción del volumen que ocupa el líquido se representa por:

$$\frac{A_L L}{A_p L} = \frac{A_L}{A_p} \quad (5.1.1)$$

En donde A_L es el área de la sección transversal ocupada por el líquido y A_p ese el área de la sección Transversal de la tubería. Si se considera la misma velocidad en las dos fases se tiene:

$$q_L = vA_L \text{ y } q_L + q_g = vA_p \quad (5.1.2)$$

$$A_p = A_L + A_g$$

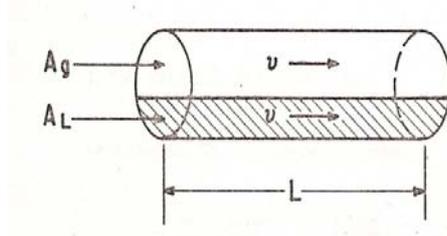


Figura 5.1. Sección unitaria de tubería.

Combinando las expresiones se obtiene:

$$\frac{A_L}{A_p} = \frac{q_L}{(q_L + q_g)} = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \lambda \quad (5.1.3)$$

A esta relación se le conoce como colgamiento sin resbalamiento y como se observa, se puede calcular directamente si se conocen los gastos a las condiciones de flujo. Sin embargo, cuando dos fases fluyen simultáneamente, el gas viaja más rápidamente que el líquido, causando que el volumen de la tubería ocupado por el líquido se incremente. A este fenómeno se le conoce como resbalamiento de las fases, y a la fracción del volumen ocupada por el líquido bajo estas condiciones se le conoce como **colgamiento (H_L)**. Para su determinación se han desarrollado varias correlaciones empíricas.

Tensión Superficial.

Tiene relativa importancia para el cálculo de caídas de presión en el flujo de fluidos por tuberías, normalmente es pequeña y se calcula por medio de correlación la del gas con el aceite. La tensión entre el agua y el aceite se realiza por factores calculados de la densidad y viscosidad.

$$\tau_L = \tau_o f_o + \tau_w f_w \quad (5.1.4)$$

La tensión superficial entre el Gas y el aceite es de aproximadamente 35 dinas/cm, a presiones bajas se pueden alcanzar tensiones de 0 dinas/cm, que es cuando ocurre el efecto de misibilidad de los fluidos.

En la actualidad la tensión del gas y el aceite se calcula por medio del trabajo de Katz. La tensión superficial de los Hidrocarburos se expresa mediante la siguiente formula:

$$\tau^{1/2} = \sum_{i=1}^n Pi(x \frac{\rho_L}{M_L} - y \frac{\rho_g}{M_g}) \quad (5.1.5)$$

Velocidad Superficial.

La velocidad superficial de la fase de un fluido se define como la velocidad que tendría esta fase si ocupara toda el área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas se calcula mediante la siguiente expresión:

$$v_{sg} = \frac{qg}{A} = \frac{q_{cs} B_g}{A} \quad (5.1.6)$$

Si el área de flujo del gas se reduce por la presencia de líquido Hg. La velocidad se calcularía como sigue:

$$v_{sg} = \frac{qg}{AHg} \quad (5.1.7)$$

Para el flujo de líquidos, la velocidad se calcula mediante:

$$v_L = \frac{q_L}{A} = \frac{q_o B_o}{A} \quad (5.1.8)$$

$$v_L = \frac{q_L}{AH_L} = \frac{q_o B_o}{AH_o} \quad (5.1.9)$$

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

La velocidad de la mezcla se expresa como:

$$v_m = (v_{so} + v_{sw}) + v_{sg} \quad (5.1.10)$$

Algunos investigadores para la determinación de la velocidad toman en cuenta el colgamiento con desplazamiento lo cual se determina con la siguiente expresión:

$$v_s = v_g - v_l = \frac{v_{sg}}{AH_g} = \frac{v_{sL}}{AH_L} \quad (5.1.11)$$

Otra alternativa para el Cálculo de la velocidad con colgamiento sin desplazamiento:

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (5.1.12)$$

$$H_L = \frac{v_s - v_m + [(v_m - v_s)^2 + 4v_s v_{sL}]^{1/2}}{2v_s} \quad (5.1.13)$$

Densidad.

Para el cálculo de la densidad en flujo multifásico requiere de las densidades del aceite, gas y agua. Las ecuaciones para convertir las densidades a densidad específica para evaluar en el flujo son las siguientes:

$$\gamma_g = \left(\frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \right)_{psc, Tsc} = \frac{M_g}{M_{aire}} \quad (5.1.14)$$

Donde:

ρ_g = densidad del gas

ρ_{aire} =densidad del aire

M_g =peso del molecular del gas

M_{aire} =pero molecular del aire

P_{sc} =presión estándar

T_{sc} =temperatura estándar

γ_g =densidad específica

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Empleando la ecuación de estado para el gas obtenemos:

$$\rho_g = \frac{2.7\gamma_g P}{ZT} \quad (5.1.15)$$

La densidad específica del aceite se define como la densidad del líquido entre la densidad de sustancia pura en este caso el agua ambos a condiciones estándar.

$$\gamma_L = \left(\frac{\rho_L}{\rho_{agua}} \right)_{psc, Tsc} \quad (5.1.16)$$

Para la industria petrolera es más común

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (5.1.17)$$

Donde:

γ_o densidad específica del aceite

API=Densidad específica del aceite API.

La densidad del aceite con gas disuelto en el aceite a cierta presión y temperatura se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma R_s}{5.615B_o} \quad (5.1.18)$$

Donde:

ρ_o =densidad del aceite, lbm/p3

R_s =gas disuelto scf/STB

B_o =Factor de volumen del aceite bbl/STB

350=densidad del agua a c.s. lbm/STB

0.0764= densidad del aire a c.s. lbm/STB

5.615=factor de conversión p3/bbl

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Para el caso en que la $p > p_b$ la densidad se calcula mediante:

$$\rho_o = \rho_{ob} \text{EXP}[C_o(p - p_o)] \quad (5.1.19)$$

ρ_o =densidad a p y T

ρ_{ob} =densidad a p_b y T

p =presión, psia

p_b =presión de burbuja a T y psia

C_o =compresibilidad isothermal del aceite, psi^{-1}

$$\text{EXP}(X) = e^X = (2.7183)^X \quad (5.1.20)$$

La densidad del agua se calcula mediante:

$$\rho_w = \frac{62.4 \gamma_w}{B_w} \quad (5.1.21)$$

ρ_w =densidad a p y T , lbm/p^3

γ_w =densidad relativa del agua

62.4= densidad relativa del agua, lbm/p^3

B_w =factor de volumen del agua, p^3/scp

Perdidas de presión por fricción.

Para determinar las pérdidas de presión por fricción con conductos circulares de diámetros constantes; Darcy, Weisbach y otros en 1958 dedujeron experimentalmente la siguiente formula:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right) f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad (5.1.22)$$

La cual también puede obtenerse aplicando análisis dimensional. En esta ecuación f , es un factor que es función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y del número de Reynolds (N_{Re}), esto es:

$$f = f(\epsilon, N_{Re}) \quad (5.1.23)$$

el número de Reynolds, se define como:

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} \quad (5.1.24)$$

en donde μ es la viscosidad del fluido.

Cálculo de f .

Para calcular f , es necesario determinar el régimen de flujo, en los ductos, los fluidos se mueven en régimen laminar o turbulento. El flujo laminar ocurre cuando las partículas de fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje del conducto. A velocidades mayores, las partículas se mueven de una manera caótica formando vértices y remolinos. En este caso, el flujo turbulento.

Osborne Reynolds, estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías. El cual se le conoce como número de Reynolds. Donde determino que con $N_{Re} < 2000$ se presenta flujo laminar y con $N_{Re} > 4000$ se presenta flujo turbulento.

Para flujo lamina de una sola fase, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}}; N_{Re} < 2300 \quad (5.1.25)$$

Para flujo turbulento, Blasius en 1913, a partir de resultados experimentales, llegó a la conclusión de que existen dos tipos de fricción para el flujo turbulento en tuberías.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

El primero está asociado con tuberías lisas en donde los efectos de viscosidad predominan y el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds. El segundo se refiere a tuberías rugosas en donde además interviene la rugosidad de la tubería.

En base a datos experimentales Blasius obtuvo la siguiente expresión para el factor de fricción en tuberías lisas:

$$f = 0.3164(N_{Re})^{-0.25} \quad (5.1.26)$$

Posteriormente se encontró que esta ecuación se aplica únicamente para $N_{Re} > 10^5$. La ecuación presentada por Drew y otros cubren un rango de $3000 < N_{Re} < 10^6$

$$f = 0.0056 + 0.5(N_{Re})^{-0.32} \quad (5.1.27)$$

Para tuberías rugosas, Nikuradse efectuó determinaciones experimentales del factor de fricción, usando tubos de rugosidad artificial controlada mediante granos uniformes de arena adheridos a la superficie interna de la tubería, obteniéndose la siguiente ecuación:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -2 \log\left(\frac{d}{2\varepsilon}\right) + 1.74 \quad (5.1.28)$$

Colebrook y White, trabajando con tuberías de rugosidad comercial, comprobaron los mismos resultados de Nikuradse para los regímenes laminar y turbulento, sin embargo en la región de transición (el límite superior de esta región depende del valor de ε/d) encontraron discrepancias. Para esta región presentaron:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -2 \log\left(\frac{\varepsilon}{3.71d} + \frac{2.51}{N_{Re} \sqrt{f}}\right) \quad (5.1.29)$$

para resolver se requiere un proceso iterativo.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Basándose en esta ecuación Moody preparo el diagrama que lleva su nombre, para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial figura 5.2.

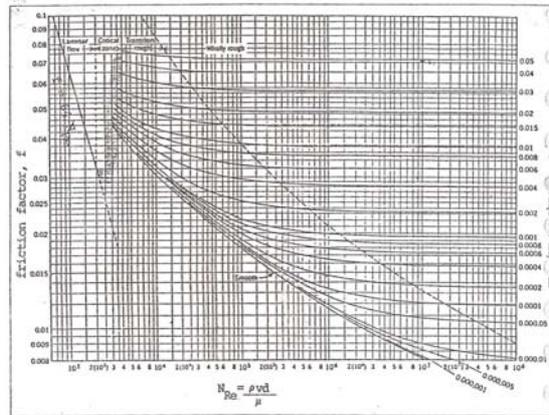


Figura 5.2. Diagrama de Moody

Con la figura 5.2 podemos obtener:

- 1) Para $N_{Re} < 2,300$ (flujo laminar) f depende exclusivamente del número de Reynolds.
- 2) A partir de $N_{Re} = 4,000$ se inicia la zona de transición. dentro de esta f depende tanto de N_{Re} como de ϵ/d .
- 3) La zona de turbulencia se inicia a diferentes valores de N_{Re} , dependiendo del valor de ϵ/d . En esta zona f es independiente de N_{Re} y varía únicamente con la rugosidad relativa.

Patrones de flujo en tuberías verticales.

Los patrones de flujo en tuberías frecuentemente encontrados en flujos por tuberías verticales son: el burbuja, tapón, transición y niebla.

Cuando se vea el capítulo de flujo en tuberías verticales se detallara los patrones de flujo derivados de diferentes trabajos de correlación (Ros, Poettman and Carpenter, Gould-Tek-Katz, etc.).

A continuación se describirán los patrones más comunes (Figura 5.3)

Burbuja: Es el flujo en el cual la fase gaseosa se hace presente en forma de pequeñas burbujas, las cuales se mueven a diferente velocidad del líquido.

Tapón: El gas es la fase que empieza hacer predominante en el flujo, las burbujas de gas se unen formando baches, la fase de gas es mayor que la del líquido.

Transición: En este tipo de patrón ambas fases sufren cambios continuos de líquido a gas y el gas a líquido y las burbujas arrastran las fase líquida.

Niebla: Aquí el gas es la fase predominante existiendo la fase líquida en forma dispersa, es en este patrón el gas controla los gradientes de presión.

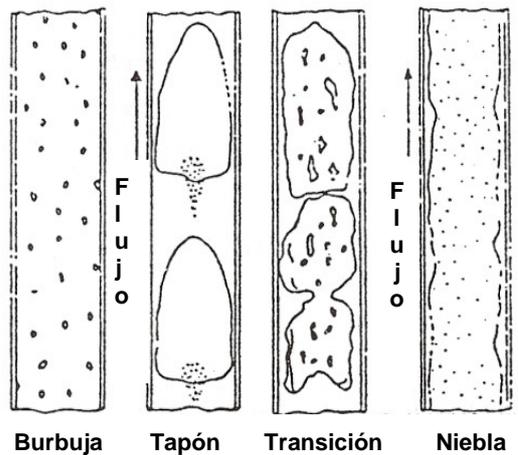


Figura 5.3. Patrones de flujo tubería vertical.

Patrones de flujo en tuberías horizontales.

Dentro de lo patones de flujo en tuberías horizontales se encuentran: (Figura 5.4)

Burbuja: En este patrón de flujo las burbujas de gas se desplazan por la parte superior de la tubería a la misma velocidad que el líquido.

Tapón: Se alterna tapones de líquido y el gas en la parte superior.

Estratigráfico: El líquido fluye en la parte inferior de la tubería y el gas se desplaza sobre la parte superior de la interfase gas-líquido.

Ondulado: Es similar a la de patrón de estratigráfico, pero la fase de gas fluye a una mayor velocidad que la líquida formando ondas en la interfase que se desplazan en la dirección del flujo.

Bache: Impulsadas por la velocidad de la fase de gas que es mayor a la del líquido las ondas se elevan, hasta la parte superior de la tubería, periódicamente.

Anular: La fase líquida forma una película alrededor de la tubería viajando el gas por la parte central a una velocidad mucho mayor a la del líquido.

Niebla: El líquido fluye en forma dispersa en forma de niebla.

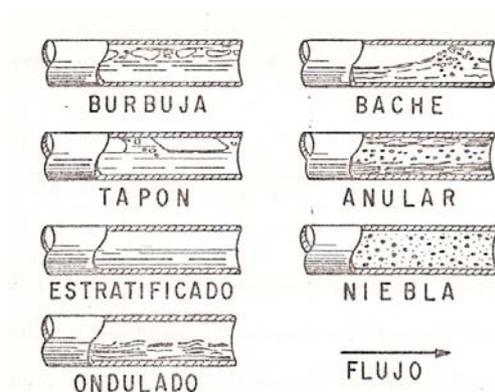


Figura 5.4. Patrones de Flujo en tuberías Horizontales.

5.1.2. Flujo en Tuberías Verticales.

Los fluidos producidos que pasan del yacimiento a la superficie por medio de la tubería de producción, tienen grandes pérdidas de presión, por lo que se debe de realizar el cálculo de cada una de estas caídas de presión con el objeto de:

- 1) Diseño óptimo de tuberías de producción y de descarga.

- 2) Seleccionar el adecuado sistema de producción de artificial que se requiera.
- 3) Determinar el tiempo que los pozos serán fluyentes.
- 4) Corroborar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste.

Comportamiento de presión en tuberías verticales.

Las caídas de presión por aceleración en tuberías verticales son pequeñas, despreciándose este efecto. Si graficamos las caídas de presión contra el gasto de líquido (Figura 5.5), considerando la RGA y el diámetro constantes, se observa que las caídas de presión disminuyen al aumentar el gasto del líquido hasta un mínimo a partir del cual vuelven a aumentar. Lo anterior se debe a que a altos gastos de líquido las principales caídas de presión son por fricción, dado que la velocidad de la mezcla es alta.

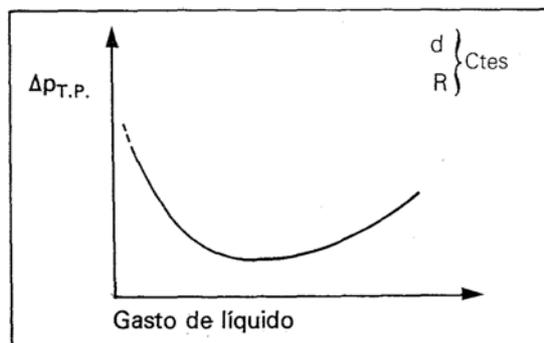


Figura 5.5.- Comportamiento de las caídas de presión por la T.P. contra la variación de gasto.

Conforme disminuye el gasto del líquido, la velocidad de la mezcla también disminuye, por lo que las caídas de presión por fricción van disminuyendo, hasta que la caída de presión total alcanza un mínimo, después de este valor la capacidad del líquido y la capacidad de arrastre del gas van disminuyendo, provocando que las pérdidas de presión se deban principalmente por efecto de colgamiento y el correspondiente aumento en la densidad de mezcla, hasta llegar a un flujo inestable.

Si graficamos ahora las caídas de presión en la tubería de producción contra el diámetro de la tubería (Figura 5.6), manteniendo constante los gastos de gas y líquido se observa que, mientras aumenta el diámetro de la tubería las caídas de presión van disminuyendo hasta alcanzar un valor mínimo, después de este punto se vuelven a incrementar las caídas de presión.

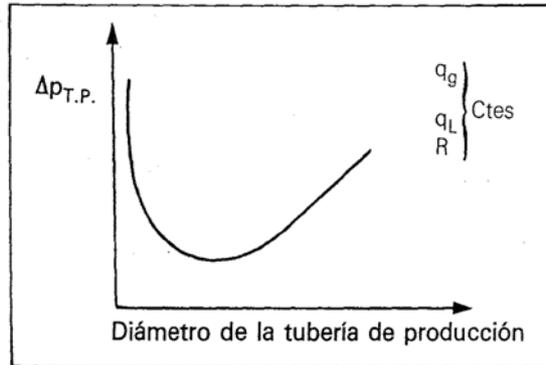


Figura 5.6. Comportamiento de caídas de presión por la T.P. con respecto a su diámetro.

Lo anterior se debe a que la velocidad del líquido con respecto al gas es menor, el resbalamiento entre las fases y el consecuente colgamiento del líquido provocan las mayores pérdidas de presión, al ir disminuyendo el diámetro de la tubería los efectos van disminuyendo hasta que con menores diámetros la velocidad de las fases van aumentando siendo la de la fase líquida mayor, aunque la del gas también aumenta lo hace en menor proporción por su compresibilidad, en esta etapa las caídas de presión se deben principalmente a la fricción.

Clasificación de Correlaciones para Flujo Multifásico en Tuberías Verticales.

Las correlaciones para flujo en tuberías verticales, se clasifican en tres:

Clasificación I:

- **No** considera **resbalamiento** entre las Fases.
- **No** se distinguen **patrones de flujo**.

- La **densidad** de la mezcla se obtiene en **función** de las **propiedades** de los fluidos, **corregidas por presión y temperatura**.
- Las pérdidas por **fricción** y efectos de **colgamiento** se expresan por un **factor de fricción** determinado por **correlación**.

Encontrando en estas correlaciones los métodos de Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown y Banxendell y Thomas.

Clasificación II:

- **Existe resbalamiento** entre las fases.
- La **densidad** de la mezcla se **calcula** utilizando el **efecto del colgamiento**.
- El factor de **fricción** se **correlaciona** con las propiedades **combinadas del gas y líquido**.
- **No** distinguen **regímenes** de flujo.

Siendo éstas correlaciones las de Hagedorn y Brown.

Clasificación III:

- **Existe resbalamiento** entre las fases.
- La **densidad** de la mezcla se **calcula** utilizando el efecto del **colgamiento**.
- El factor de **fricción** se **correlaciona** con las propiedades del fluido en la **fase continua**.
- Se distinguen diferentes patrones de flujo.

Las correlaciones que caen dentro de esta clasificación Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek.

5.1.3. Flujo en Tuberías Horizontales.

Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettmann

Esta correlación tiene la ventaja de que es muy simple de aplicar y es independiente del patrón de flujo. Sin embargo, no se consideran las pérdidas de presión por aceleración.

Mediante un balance de energía Bertuzzi arribó a la siguiente a la siguiente expresión para el gradiente de presión:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{2 f_{tp} \rho_m v^2 m}{144 \text{ g}_{cd}} \quad (5.1.3.1)$$

En esta ecuación ρ_m y v_m están definidas como sigue:

$$[\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)] \quad (5.1.3.2)$$

$$[v_m = v_{sL} + v_{sg}] \quad (5.1.3.3)$$

Procedimiento de cálculo:

1. Se inicia con una presión p_1 a la entrada de la tubería.
2. Se supone una caída de presión Δp .
3. Por medio de PVT ó correlaciones determinar R_s , B_o , z , B_g , μ_L y μ_g .
4. Se determina ρ_m q_m y el colgamiento sin resbalamiento.
5. Cálculo del colgamiento, H_L . Si las pérdidas de presión por aceleración se consideran despreciables, no es necesario determinar el colgamiento.

De otro modo:

- a) Determine σ , ρ_L , μ_L , q_L^l y q_g^l a las presiones p_1 y p_2 y T .

- b) Calcule el valor de ψ para p_1 y p_2
- c) Obtenga de la fig. (V.3) el valor de H_{L1} y H_{L2} .
- d) Calcule el valor de $\Delta(v_L^2)$ y $\Delta(v_g^2)$, aplicando las ecuaciones y con éstos calcule el valor de E_k de la ecuación.

Cálculo del factor de fricción.-

- a) Determine el valor de la ordenada de la correlación del factor de pérdidas de energía y con éste obtenga el valor de la abscisa.
- b) Calcule el factor de fricción de:

$$f_{ip} = \frac{y}{\left(\frac{W_L}{W_m}\right)^{0.1}} \tag{5.1.3.4}$$

- 6. Calcule el valor de $\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)$ y con éste el valor de ΔL correspondiente a la Δp supuesta.

Correlación de Dukler.

Esta correlación es recomendada en el manual de diseño publicado conjuntamente por el AGA y el API en 1970. Mediante un análisis de similitud, se obtuvo la siguiente expresión para el gradiente de presión:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{f_{ip} \rho_m^l v_m^2}{288 g_c d} + \frac{1}{144 g_c \Delta L} \Delta \left[\frac{\rho_g v_{sg}^2}{1 - H_L} + \frac{\rho_L v_s^2 L}{H_L} \right] \tag{5.1.3.4}$$

en donde:

$$\rho_m^l = \frac{\rho_L \lambda^2}{H_L} + \frac{\rho_g (1 - \lambda)^2}{1 - H_L} \tag{5.1.3.5}$$

Procedimiento de cálculo:

- 1.- Se inicia con una presión p_1 a la entrada de la tubería.
- 2.- Se supone una caída de presión Δp .
- 3.- Por medio de PVT ó correlaciones determinar R_s , B_o , z , B_g , μ_L y μ_g .
- 4.- Se determina ρ_m q_m y el colgamiento sin resbalamiento.
- 5.- Cálculo del colgamiento
 - (a) Suponga un valor del colgamiento (H_{L_s})
 - (b) Calcule N_{Re} , usando H_{L_s} para calcular ρ_m
 - (c) Obtenga el valor de H_{L_c} . Si $|H_{L_c}-H_{L_s}| \leq \text{tolerancia}$, haga $H_L=H_{L_c}$, determine ρ_m y N_{Re} y continúe al paso (6). Si no reemplace H_{L_s} por H_{L_c} y regrese a (5.b).
- 6.- Si las pérdidas de presión por aceleración se consideran despreciables, haga E_k . Para ésto es necesario determinar: ρ_g , ρ_L , v_{sg} , v_{sL} y H_L a p_1 y p_2 .
- 7.- Calcule f_n . obtenga el valor de (f_{tp}/f_n) y con éste, el valor de f_{tp} .
- 8.- Calcule el valor de $\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)$ y el valor de Δ_L correspondiente al Δp supuesto.

Correlación de Beggs y Brill.

Esta correlación fue desarrollada a partir de datos de flujo obtenidos en tuberías de acrílico de 1 y 1 ½ pg y 90 pies de longitud, la cual se podía inclinar a cualquier ángulo. Los fluidos utilizados fueron aire y agua.

A partir de un balance de energía, se obtuvo la siguiente expresión para el gradiente de presión en tuberías horizontales.

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{f_{tp} \rho_m V_m^2}{288g_c d} + \frac{\rho_s V_m V_{sg}}{144g_c \rho} \frac{\Delta p}{\Delta L} \quad (5.1.3.6)$$

en donde:

$$\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (5.1.3.7)$$

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (5.1.3.8)$$

Procedimiento de cálculo:

- 1.- Se inicia con una presión p_1 a la entrada de la tubería.
- 2.- Se supone una caída de presión Δp .
- 3.- Por medio de PVT ó correlaciones determinar R_s , B_o , z , B_g , μ_L y μ_g
- 4.- Se determina ρ_m y el colgamiento sin resbalamiento.
- 5.- Cálculo del colgamiento
 - (a) Calcule ρ_m y N_{fR} , y con éstas determine al patrón de flujo.
 - (b) De acuerdo al patrón de flujo, calcule el colgamiento.
- 6.- Determine E_K . Si las pérdidas de presión por aceleración se consideran despreciables, haga $E_K=0$.
- 7.-Cálculo del factor de fricción
 - (a) Determine (f_{tp}/f_n) y f_n
 - (b) Calcule f_{tp} de:

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) f_n \quad (5.1.3.9)$$

Calcule $\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)$ y con éste valor la ΔL correspondiente a la Δp supuesta.

5.2 Objetivo de los Simuladores de los Sistemas de Producción de Hidrocarburos⁽¹⁹⁾.

El objetivo de los simuladores es proporcionar elementos de juicio a los técnicos encargados de la toma de decisiones para la operación y diseño de las instalaciones de producción.

5.2.1 Características de los Simuladores de los Sistemas de Producción de Hidrocarburos⁽¹⁹⁾.

Las principales características de los simuladores son:

1. Modelos matemáticos programados para usarse en computadoras, dichos modelos pueden ser:
 - Simples
 - Complejos
2. Constan de entrada de datos (Transformación de datos reales a datos del simulador).
3. Salida de resultados (Transformación de resultados del simulador a la realidad).

5.2.2 Aplicación de los simuladores⁽¹⁹⁾.

Dentro de la Industria Petrolera los simuladores de sistemas de producción, tienen aplicación:

- Por pozo
 - Productor
 - Inyector
 - Campos o grupos de pozos
- Campos o grupos de pozos
- Batería de separación
- Redes de recolección de crudo

- Redes de recolección de gas
- Sistemas de bombeo neumático
- Transporte de hidrocarburos por ductos
- Estudios integrales

5.2.3 Los Datos y Resultados de los simuladores de producción.

1. Planeación estratégica y táctica

- Datos:
 - Producciones esperadas en el Tiempo.
 - Capacidades de producción existentes.
- Resultados:
 - Requerimientos de equipo.
 - Diagramas de flujo.
 - Programa de adquisiciones o movimiento de equipos.

2. Dimensionamiento de sistemas nuevos o ampliaciones.

- Datos:
 - Planos del terreno.
 - Puntos de producción y entrega.
 - Producciones estimadas y calculadas.
 - Condiciones estimadas de operación.
- Resultados:
 - Dimensionamiento del equipo y diagramas de flujo.
 - Condiciones finales de operación.
 - Capacidad de producción.

3. Mejorar las condiciones de operación.

- Datos:
 - Condiciones actuales de operación.
 - Dimensiones del equipo.
 - Producciones.
 - Planos del terreno y diagramas de flujo.
- Resultados:
 - Nuevos diagramas de flujo
 - Nuevas condiciones de operación.
 - Nueva capacidad de producción.
 - Predicción y solución de problemas.

4. Depuración de información.

- Datos:
 - Información que se requiere depurar.
- Resultados:
 - Gastos, presiones o dimensiones del equipo que no es consistente.

5. Otros

- Datos:
 - Filtrado de datos.
- Resultados:
 - Pronósticos.

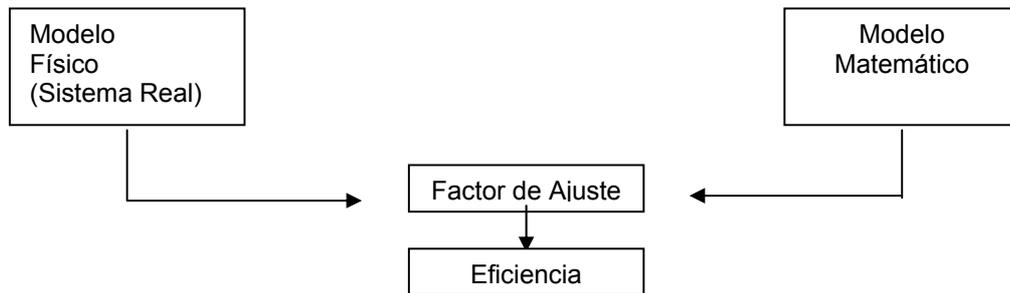


Figura 5.7.- Proceso de Simulación.

5.3 Simulación del Aseguramiento de Flujo de la Línea 47 con Crudo Estabilizado de 16° API.

Para la evaluación del comportamiento dinámico del sistema de transporte de la producción del Proyecto Ku-Maloob-Zaap, se realizaron las simulaciones a través del software comercial para flujo multifásico transitorio denominado "OLGA", el cual como se explicó en el capítulo IV, tiene la característica de poder seleccionar el modelo reológico más conveniente de acuerdo al tipo de crudo en estudio.

En este caso se presenta la definición y simulación de escenario de operación normal, paros y arranques para la línea 47 de PB Ku-A2 al FPSO. Los resultados presentados corresponden al comportamiento de flujo en las líneas del sistema durante su operación normal seguido de un paro programado en el sistema por un periodo de 10 días y posteriormente arranca el sistema con inyección de la producción de forma gradual a un diferentes tiempos, para visualizar el comportamiento de la presión requerida, y llevar a cabo la operación deseada. Considerando el transporte de la producción hacia el barco FPSO.

5.3.1 Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO en Operación Normal.

El modelo de simulación presenta la filosofía de operación actual para el transporte del crudo estabilizado: La producción de la plataforma PB-Ku-A2, es enviado a través de la línea 47 de 24 pulgadas de diámetro con una longitud de 7 km que se interconecta con el PLEM 2 y sube por uno de los Riser's para llegar al FPSO. La producción es un crudo estabilizado con una calidad de 16°API, la fuente es alimentado con un gasto constante de 199,631 BPD, con una presión a la llega del FPSO 6.2 Kg/cm² abs.; la simulación se realizó durante un periodo de un día con operación normal, cuya configuración se muestra en la figura 5.8.

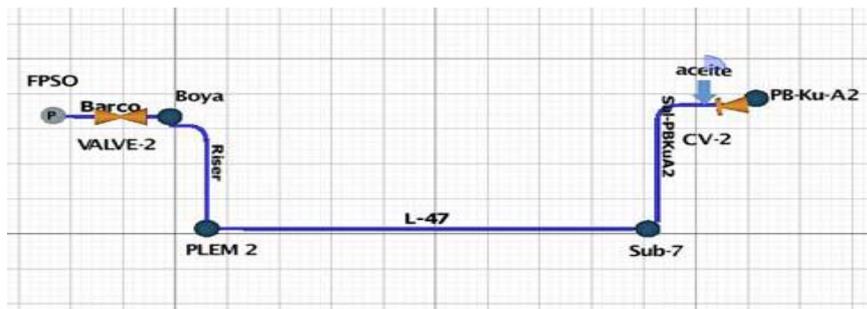


Figura 5.8.- Configuración de la línea 47 al FPSO en OLGA

En la figura 5.9 se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2. Este comportamiento no presenta ninguna variación ya que como se mencionó es un fluido estabilizado.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

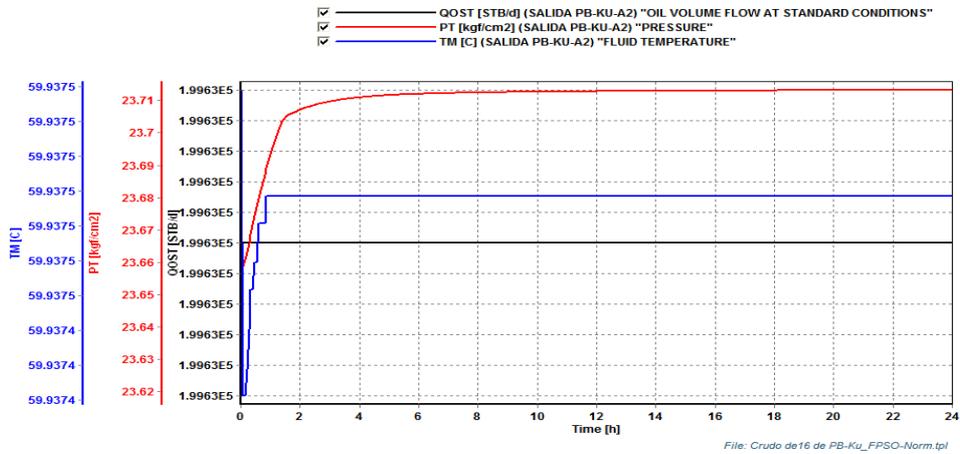


Figura 5.9.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2

A continuación, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en línea 47. Este comportamiento tampoco presenta ninguna variación ya que es un fluido estabilizado, Figura 5.10.

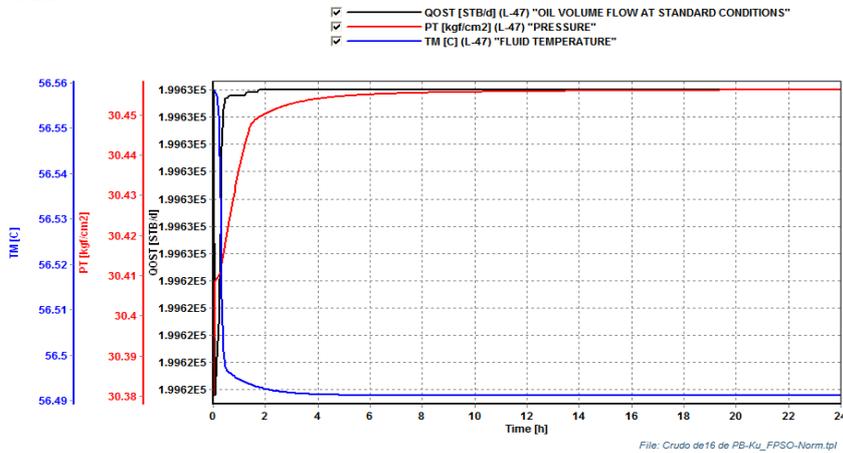


Figura 5.10.- Condiciones dentro de la línea 47.

Continuando con el monitoreo del sistema en estudio, en la figura 5.11 se observa en la base del riser un comportamiento estable.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

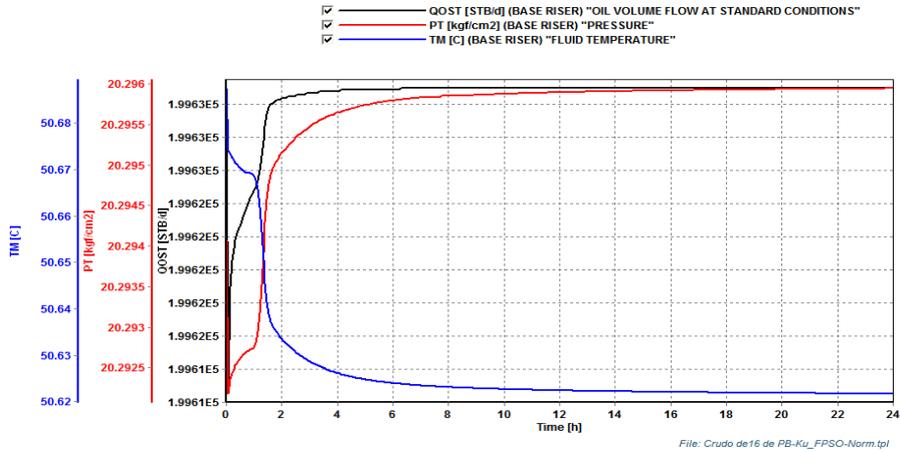


Figura 5.11.- Condiciones en la base del riser.

Como se observa en la figura 5.12, en la parte superior del riser se continúa con condiciones estables de presión, temperatura y gasto.

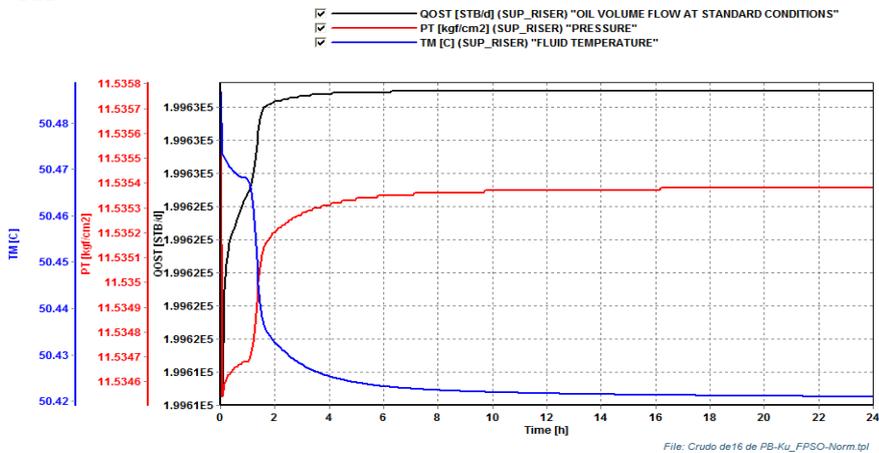


Figura 5.12.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

Finalmente durante el análisis del comportamiento del sistema en simulación, en la llegada al FPSO las condiciones de presión, temperatura y gasto se mantienen estables, debido que nuestro crudo está estabilizado, tal como se observa en la figura 5.13.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

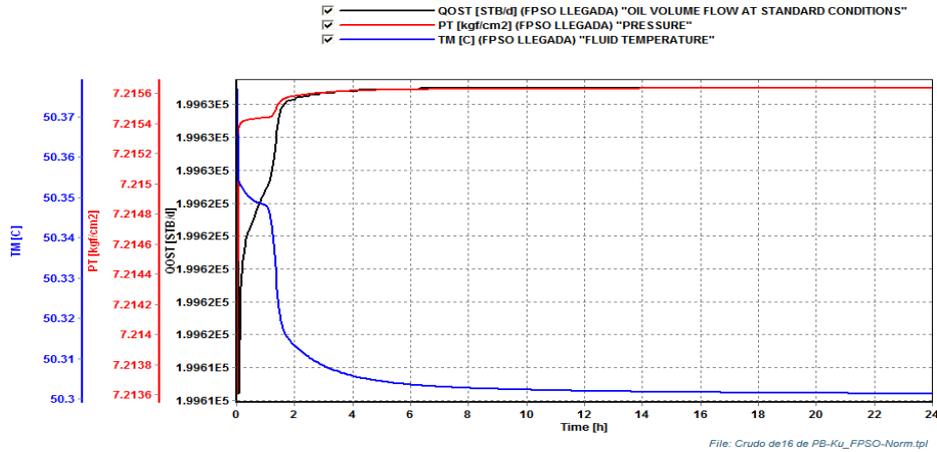


Figura 5.13.- Condiciones a la llegada del FPSO.

En la Figura 5.14, se observan los perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura simuladas en la línea 47 que transporta la producción de la plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.14 es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

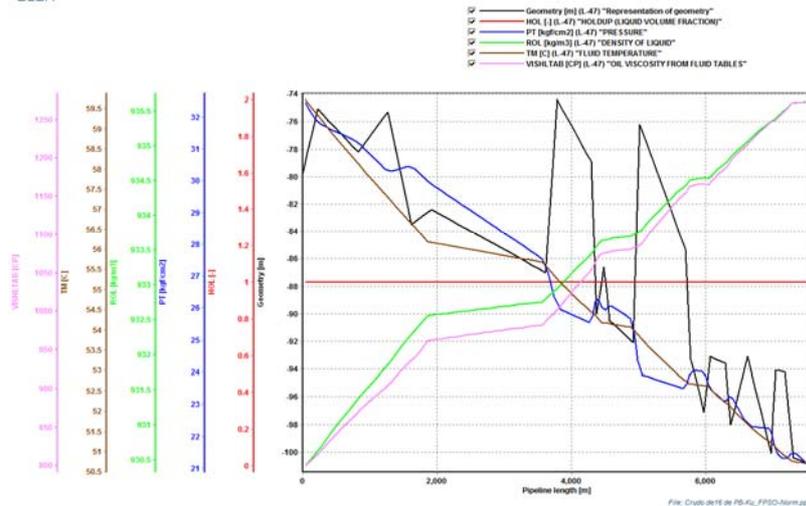


Fig. 5.14.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.2 Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO con Paro del Sistema de 10 días.

En el siguiente modelo de simulación se tomaron los datos de la simulación anterior (Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Norm), como base para continuar con la siguiente simulación durante un periodo de un 10 días de paro, donde se reportaron los siguientes resultados.

En la figura 5.15 se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2. En esta grafica se puede apreciar que después de un día de operación normal, se presenta el paro de la producción en la plataforma PB-Ku-A2 y se observa que no hay entrada de flujo durante 10 días y el comportamiento de la presión y la temperatura rápidamente disminuye hasta alcanzar las condiciones del ambiente en que se encuentran.

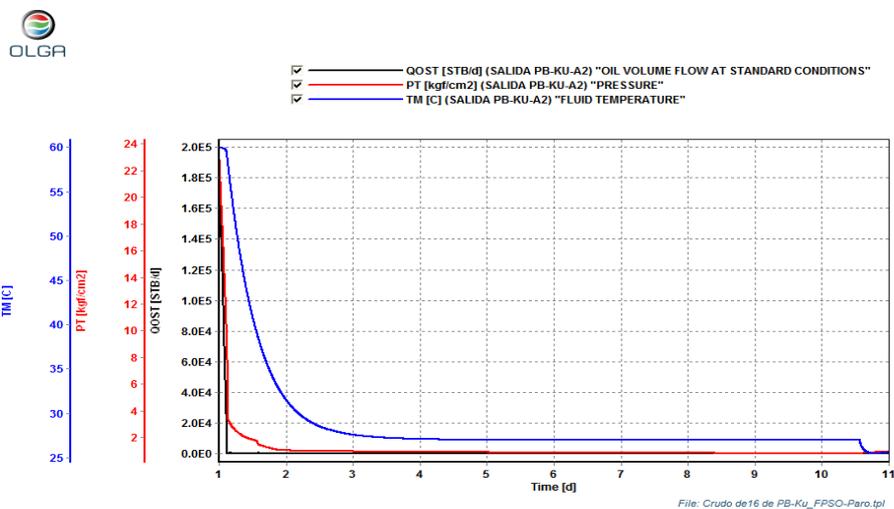


Figura 5.15.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

El comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en línea 47, presenta comportamientos idénticos a la figura 5.15, incluso con la misma diferencia de presiones, al momento que ocurre el paro del sistema.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

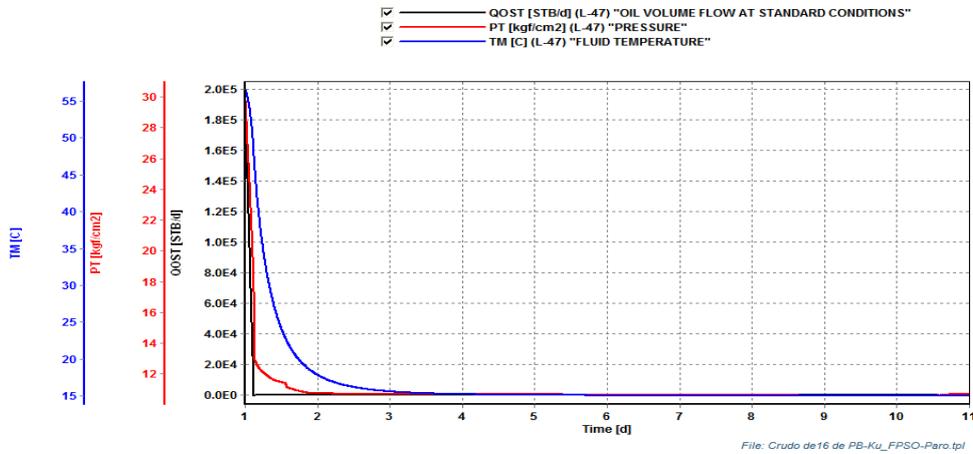


Figura 5.16.- Condiciones dentro de la línea 47.

La figura 5.17 presenta la temperatura y la presión que se reduce gradualmente hasta alcanzar las condiciones del ambiente en que se encuentran y el gasto se manifiesta en una línea recta manteniendo se el flujo en cero, no existiendo ninguna variación ya que es un fluido es estabilizado.

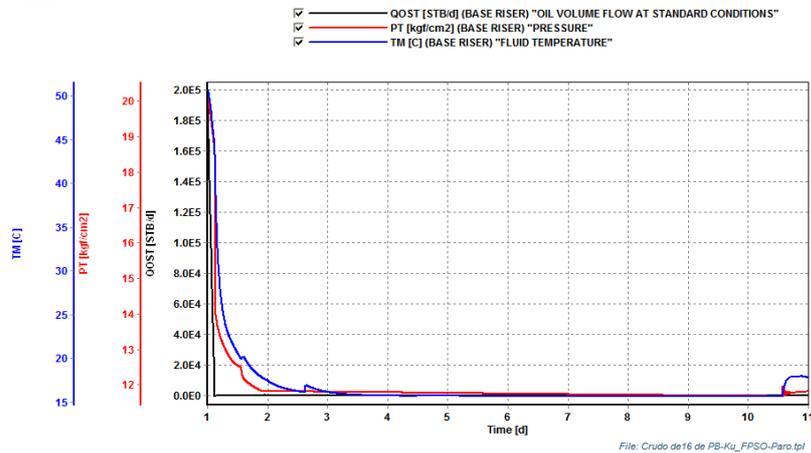


Figura 5.17.- Condiciones en la base del riser.

En la superficie del riser (figura 5.18) se puede observar la temperatura, presión y gasto de aceite se reducen gradualmente hasta alcanzar las condiciones del

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

ambiente en que se encuentran y el gasto se manifiesta en una línea recta manteniéndose el flujo en cero.

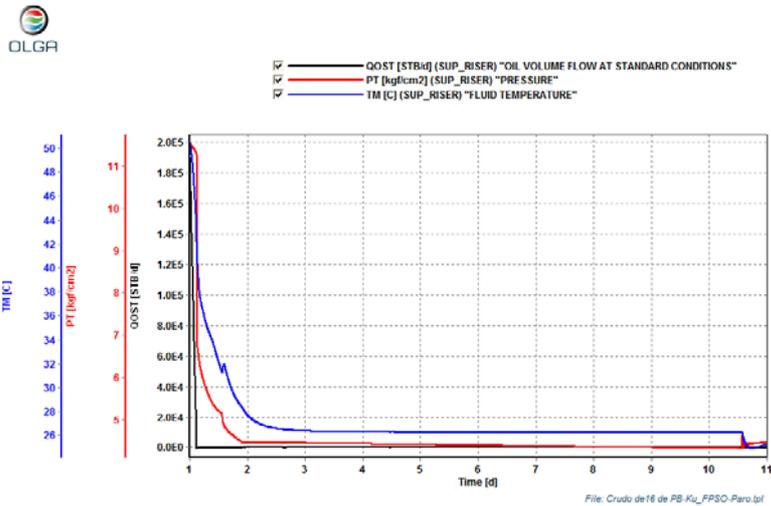


Figura 5.18.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

La figura 5.19 muestra en resumen una comparación, entre la presión, temperatura y gasto de aceite, monitoreados en la llegada del FPSO, en la cuál se sigue manteniendo el comportamiento presentado en las figuras anteriores, la temperatura y la presión reduce gradualmente hasta alcanzar las condiciones del ambiente en que se encuentran y el gasto se manifiesta en una línea recta manteniendo se el flujo en cero.

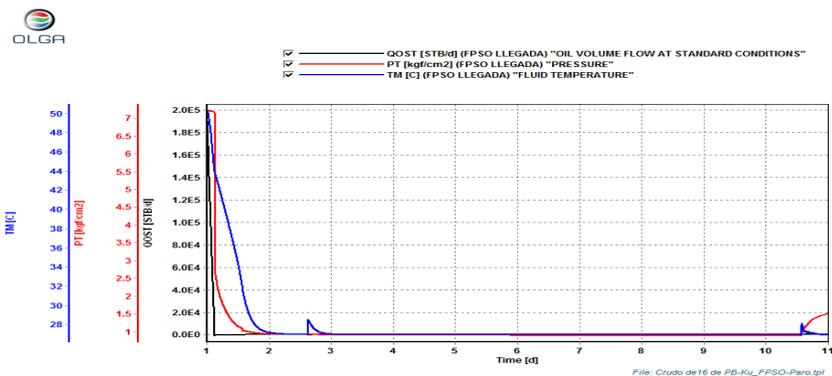


Figura 5.19.- Condiciones a la llegada del FPSO.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la figura 5.20 se observan los perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de la plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.20 es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

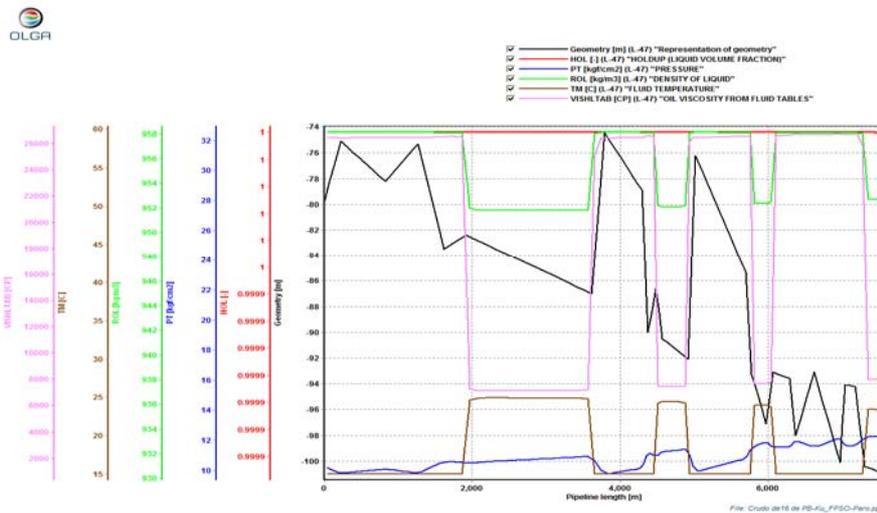


Fig. 5.20.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.3 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 3 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el arranque de la producción en la plataforma Pb-Ku-A2, modelo que lleva el nombre de: Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Arranque 2d (Qo3h). Este sistema arranca después de 2 días de paro de la producción, tiempo necesario para que el crudo estabilizado de 16°API alcanzara la temperatura de 15° C (temperatura ambiente en el fondo del mar), y tiempo suficiente para alcanzar la máxima viscosidad y densidad del fluido. La producción ingresa al sistema de forma gradual en un tiempo

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

máximo de 3 horas. Esto es con la finalidad de visualizar la presión mínima requerida para desplazar el crudo almacenado a lo largo de todo el sistema.

En la figura 5.21 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 2, inicia la producción con un incremento gradual de 3 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanza el flujo de 199,631 BPD.

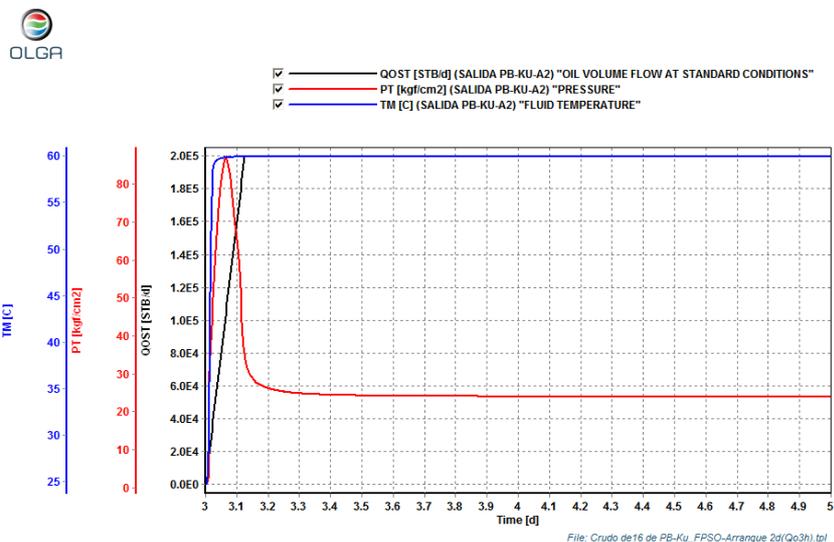


Figura 5.21.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.22, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día dos, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 3 horas de apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar el flujo de 199,631 BPD.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

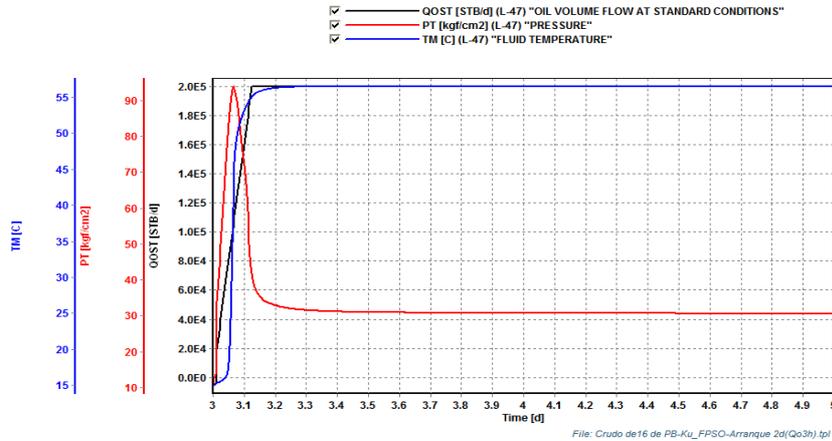


Figura 5.22.- Condiciones dentro de la línea 47.

Continuando con la simulación, en la figura 5.23, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

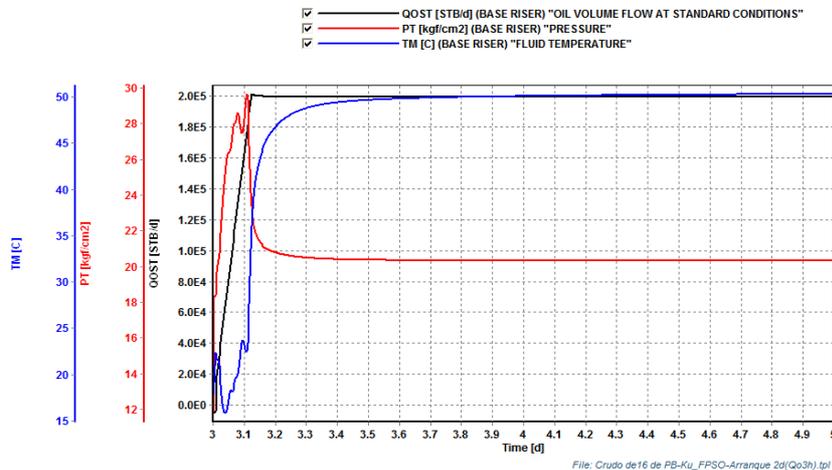


Figura 5.23.- Condiciones en la base del riser.

Como se observa en la figura 5.24, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 3 horas.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

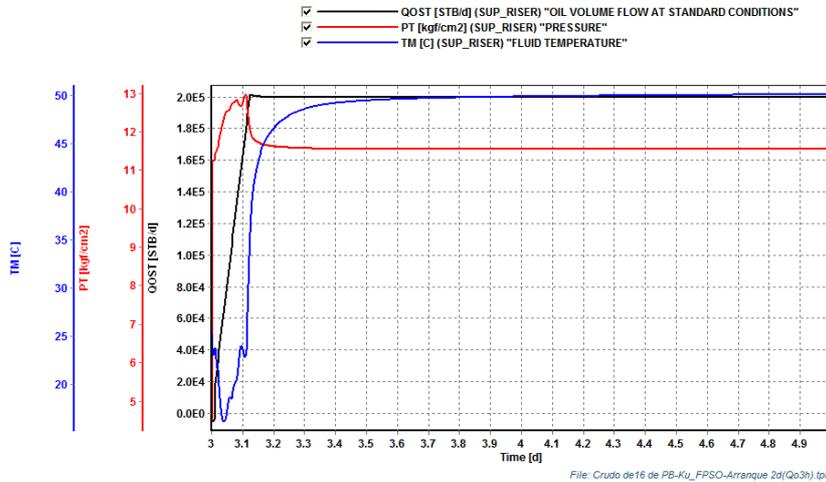


Figura 5.24.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.25.

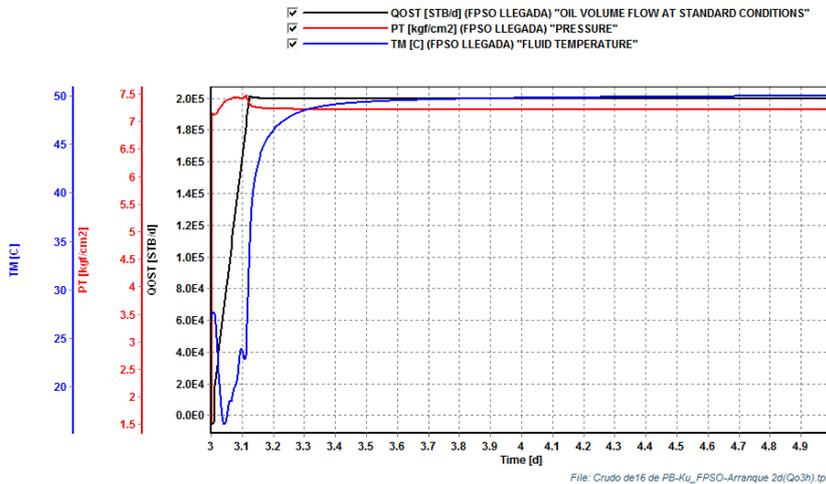


Figura 5.25.- Condiciones a la llegada del FPSO.

En la figura 5.26, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.26

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

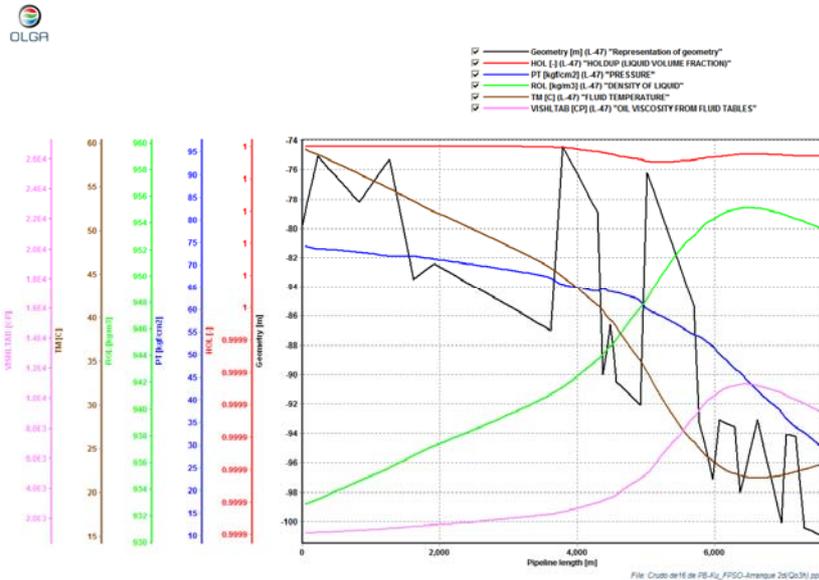


Fig. 5.26.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.4 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 6 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el arranque de la producción en la plataforma Pb-Ku-A2, modelo que lleva el nombre de: Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Arranque 2d (Qo6h). Este sistema arranca después de 2 días de paro de la producción, tiempo necesario para que el crudo estabilizado de 16° API alcanzara la temperatura de 15° C (temperatura ambiente en el fondo del mar), y tiempo suficiente para alcanzar la máxima viscosidad del fluido. La producción ingresa al sistema de forma gradual en un tiempo máximo de 6 horas. Esto es con la finalidad de visualizar la presión mínima requerida para desplazar el crudo almacenado a lo largo de todo el sistema.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

El detalle de las simulaciones se encuentra en el anexo 5, simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API.

A continuación se presenta los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.32 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

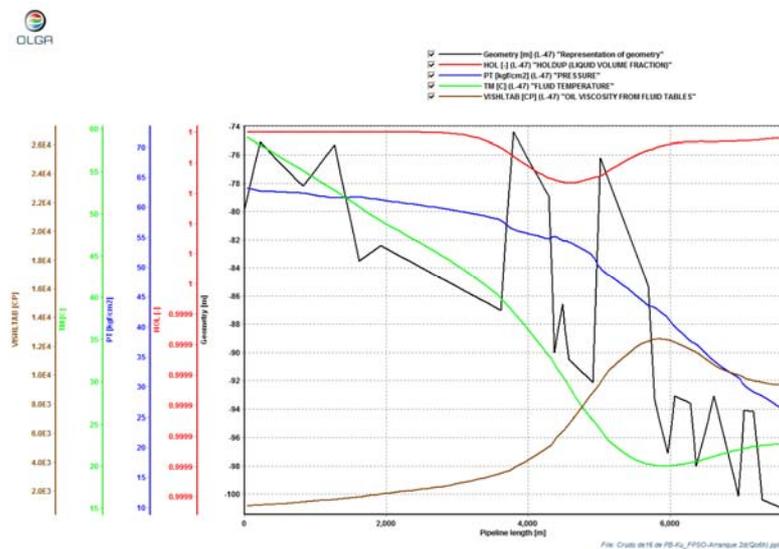


Fig. 5.32.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.5 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 9 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el arranque de la producción en la plataforma Pb-Ku-A2, modelo que lleva el nombre de: Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Arranque 2d (Qo9h). Este sistema arranca después de 2 días de paro de la producción, tiempo necesario para que el crudo estabilizado de 16° API alcanzara la temperatura de 15° C (temperatura ambiente

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

en el fondo del mar), y tiempo suficiente para alcanzar la máxima viscosidad del fluido. La producción ingresa al sistema de forma gradual en un tiempo máximo de 9 horas. Esto es con la finalidad de visualizar la presión mínima requerida para desplazar el crudo almacenado a lo largo de todo el sistema.

El detalle de las simulaciones se encuentra en el anexo 5, simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API.

A continuación se presenta los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.38 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

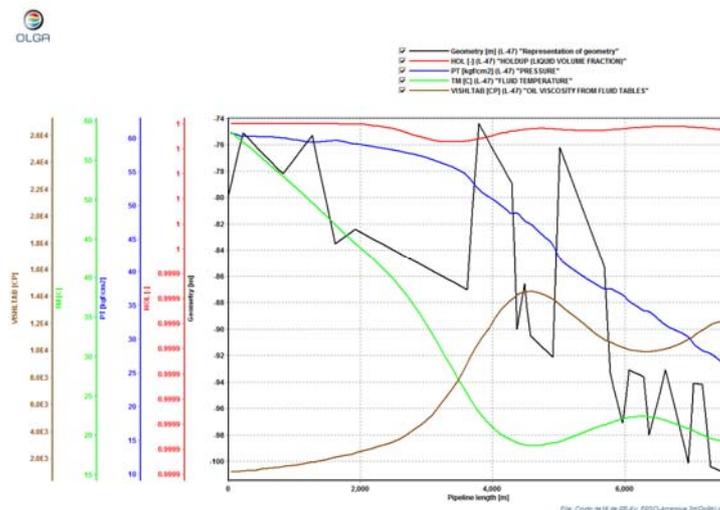


Fig. 5.38.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.6 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

arranque de la producción en la plataforma PB-Ku-A2, modelo que lleva el nombre de: Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Arranque 2d (Qo12h). Este sistema arranca después de 2 días de paro de la producción, tiempo necesario para que el crudo estabilizado de 16° API alcanzara la temperatura de 15° C (temperatura ambiente en el fondo del mar), y tiempo suficiente para alcanzar la máxima viscosidad del fluido. La producción ingresa al sistema de forma gradual en un tiempo máximo de 12 horas. Esto es con la finalidad de visualizar la presión mínima requerida para desplazar el crudo almacenado a lo largo de todo el sistema.

El detalle de las simulaciones se encuentra en el anexo 5, simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API.

A continuación se presenta los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.44 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

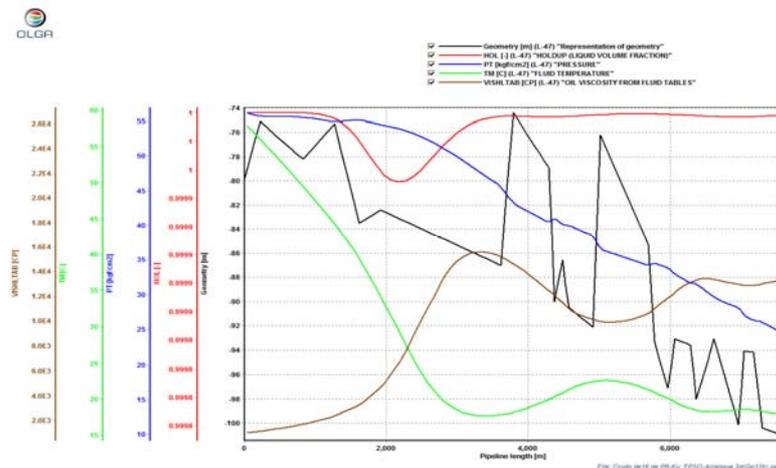


Fig. 5.44.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.7 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 24 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el arranque de la producción en la plataforma Pb-Ku-A2, modelo que lleva el nombre de: Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Arranque 2d (Qo24h). Este sistema arranca después de 2 días de paro de la producción, tiempo necesario para que el crudo estabilizado de 16° API alcanzara la temperatura de 15° C (temperatura ambiente en el fondo del mar), y tiempo suficiente para alcanzar la máxima viscosidad del fluido. La producción ingresa al sistema de forma gradual en un tiempo máximo de 24 horas. Esto es con la finalidad de visualizar la presión mínima requerida para desplazar el crudo almacenado a lo largo de todo el sistema.

El detalle de las simulaciones se encuentra en el anexo 5, simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API.

A continuación se presenta los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.50 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

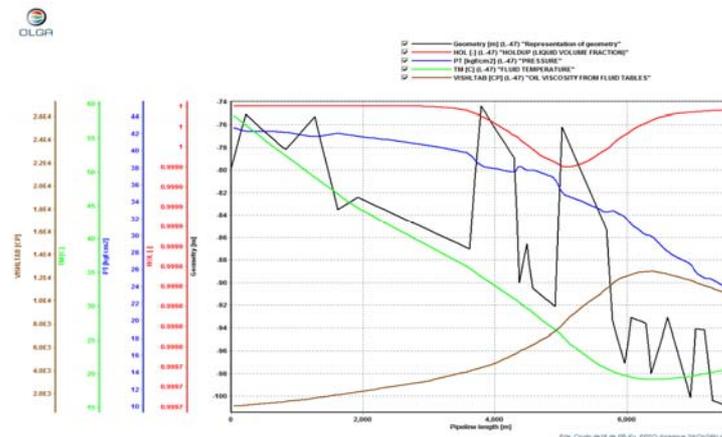


Fig. 5.50.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.8 Arranque del sistema después de 4 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el arranque de la producción en la plataforma Pb-Ku-A2, modelo que lleva el nombre de: Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Arranque 4d. Este sistema arranca después de 4 días de paro de la producción, tiempo necesario para que el crudo estabilizado de 16° API alcanzara la temperatura de 15° C (temperatura ambiente en el fondo del mar), y tiempo suficiente para alcanzar la máxima viscosidad del fluido. La producción ingresa al sistema de forma gradual en un tiempo máximo de 12 horas. Esto es con la finalidad de visualizar la presión mínima requerida para desplazar el crudo almacenado a lo largo de todo el sistema.

El detalle de las simulaciones se encuentra en el anexo 5, simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API.

A continuación se presenta los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.56 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

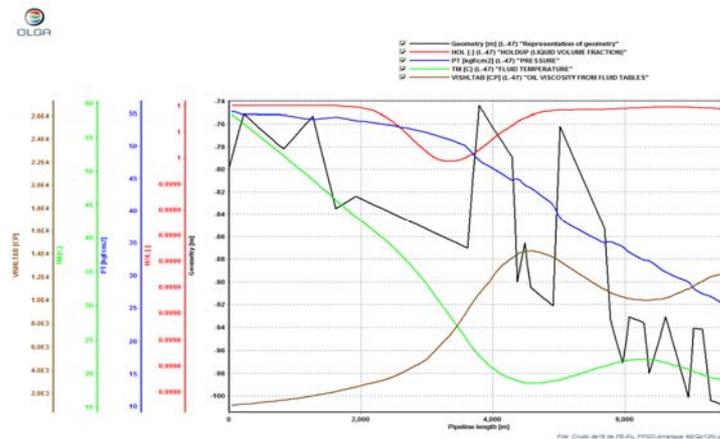


Fig. 5.56.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.9 Arranque del sistema después de 6 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el arranque de la producción en la plataforma Pb-Ku-A2, modelo que lleva el nombre de: Crudo de 16 de PB-Ku_FPSO-Arranque 6d. Este sistema arranca después de 6 días de paro de la producción, tiempo necesario para que el crudo estabilizado de 16° API alcanzara la temperatura de 15° C (temperatura ambiente en el fondo del mar), y tiempo suficiente para alcanzar la máxima viscosidad del fluido. La producción ingresa al sistema de forma gradual en un tiempo máximo de 12 horas. Esto es con la finalidad de visualizar la presión mínima requerida para desplazar el crudo almacenado a lo largo de todo el sistema.

El detalle de las simulaciones se encuentra en el anexo 5, simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API.

A continuación se presenta los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.62 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

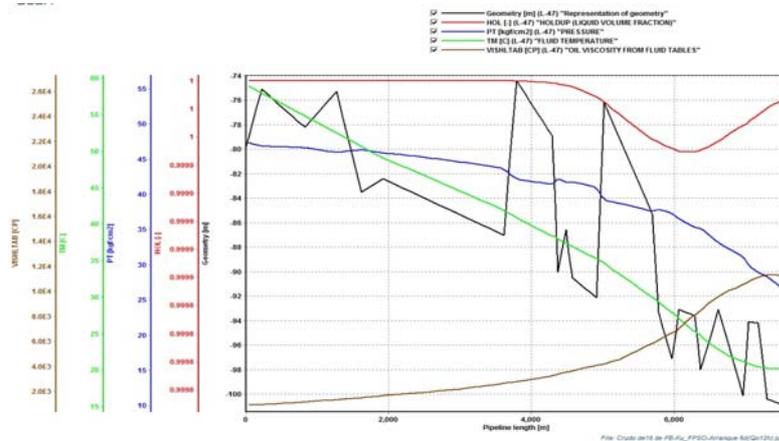


Fig. 5.62.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.10 Análisis de las presiones mínimas requeridas para el aseguramiento de flujo con un paro de 2 días.

En la figura 5.63 después de 2 días de paro, se muestra el comportamiento de la presión a diferentes tiempos de arranque. La curva de color rojo el flujo ingresa en un tiempo de 3 horas, requiere una presión mínima de 87 Kg/cm² para operar el sistema. La curva de color azul el flujo ingresa en un tiempo de 6 horas, requiere una presión mínima de 63 Kg/cm². La curva de color verde el flujo ingresa en un tiempo de 9 horas y requiere una presión mínima de 53 kg/cm². La curva de color café el flujo ingresa en un tiempo de 12 horas y requiere una presión mínima de 47 kg/cm². La curva de color rosa el flujo ingresa en un tiempo de 24 horas y requiere una presión mínima de 38 kg/cm²

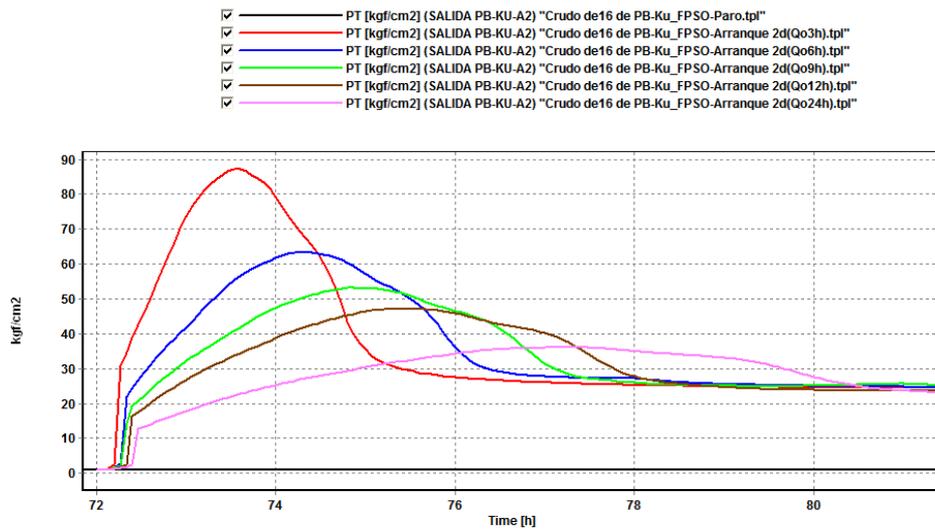


Figura 5.63.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque

Es importante considerar las condiciones de operación de los riser's antes de manejar un crudo estabilizado ya que por la transferencia de calor que se presenta en la línea 47 esto puede representar un problema en cuestión de alcanzar la máxima presión de operación de los riser's y causar problemas severos para su operación o posiblemente irresoluble para el arranque del sistema.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

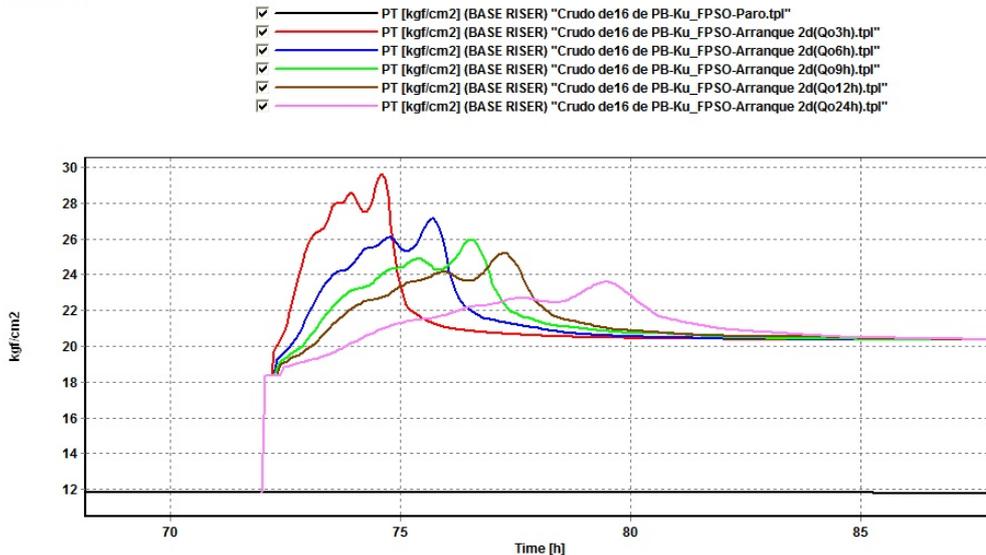


Figura 5.64.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque.

5.3.11 Análisis de las presiones mínimas requeridas para el aseguramiento de flujo con un paro de 2, 4 y 6 días.

El análisis de las presiones mínimas que se requieren para el aseguramiento de flujo después de varios días de suspensión del flujo se presenta en la figura 5.65. La curva de color negro representa el paro de la producción. La curva de color rojo representa el arranque después de 2 días de paro y requiere una presión mínima de 46 Kg/cm² para arrancar el sistema, La curva de color azul representa el arranque después de 4 días de paro y requiere una presión mínima de 46 Kg/cm² para arrancar el sistema y por ultimo la curva de color verde, muestra un arranque a los 6 días de paro este requiere una presión mínima de 46 kg/cm² para operar con este sistema.

Las curvas analizadas en esta figura representan inicio de la producción con incremento gradual de aceite de 12 horas.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

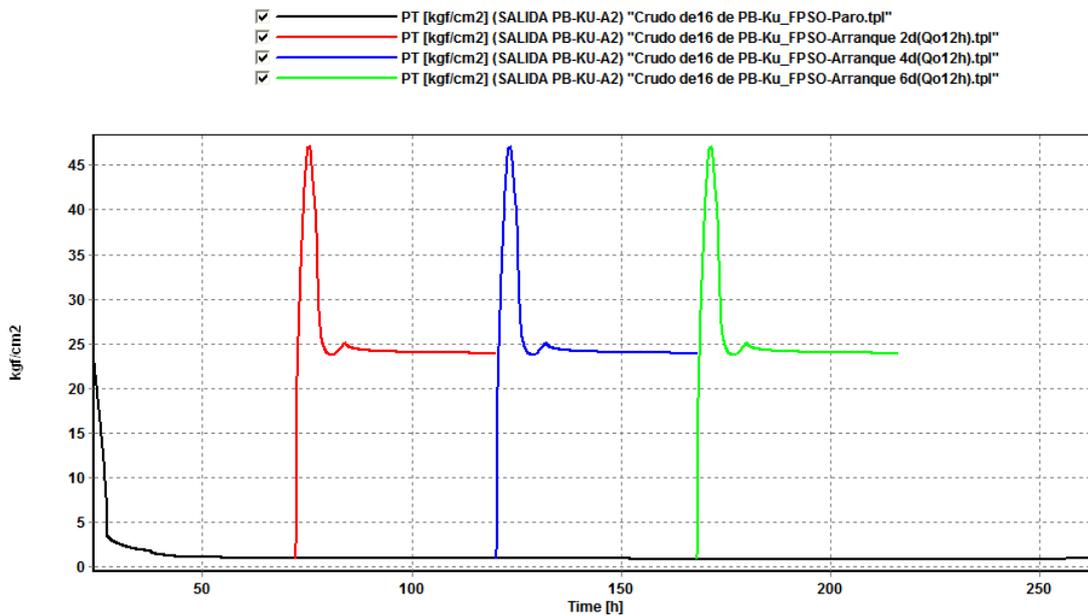


Figura 5.65.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque

5.4 Simulación del Aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 13° API.

En esta sección, para la evaluación del comportamiento dinámico del sistema de transporte de la producción del Proyecto Ku-Maloob-Zaap, se realizaron las simulaciones a través del software comercial para flujo multifásico transitorio denominado "OLGA", el cual como se explicó en el capítulo IV, tiene la característica de poder seleccionar el modelo reológico más conveniente de acuerdo al tipo de crudo en estudio.

En este caso se presenta la definición y simulación de escenario de operación normal, paros y arranques para la línea 47 de PB Ku-A2 al FPSO. Los resultados presentados corresponden al comportamiento de flujo en las líneas del sistema

durante su operación normal seguido de un paro programado en el sistema por un periodo de 30 días y posteriormente arranca el sistema con inyección de la producción de forma gradual a un diferentes tiempos, para visualizar el comportamiento de la presión requerida, y llevar a cabo la operación deseada. Considerando el transporte de la producción hacia el barco FPSO.

5.4.1 Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO en operación normal.

El modelo de simulación presenta la filosofía de operación actual para el transporte del crudo estabilizado: La producción de la plataforma PB-Ku-A2, es enviado a través de la línea 47 de 24 pulgadas de diámetro con una longitud de 7 km que se interconecta con el PLEM 2 y sube por uno de los Riser's para llegar al FPSO. La producción es un crudo estabilizado con una calidad de 13°API, la fuente es alimentado con un gasto constante de 103,113 BPD, con una presión a la llega del FPSO 3.3 Kg/cm² abs.; la simulación se realizó durante un periodo de un día con operación normal, cuya configuración se muestra en la figura 5.66.



Figura 5.66.- Configuración de la línea 47 al FPSO en OLGA

En la figura 5.67 se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2. Este comportamiento no presenta ninguna variación ya que como se mencionó es un fluido estabilizado.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

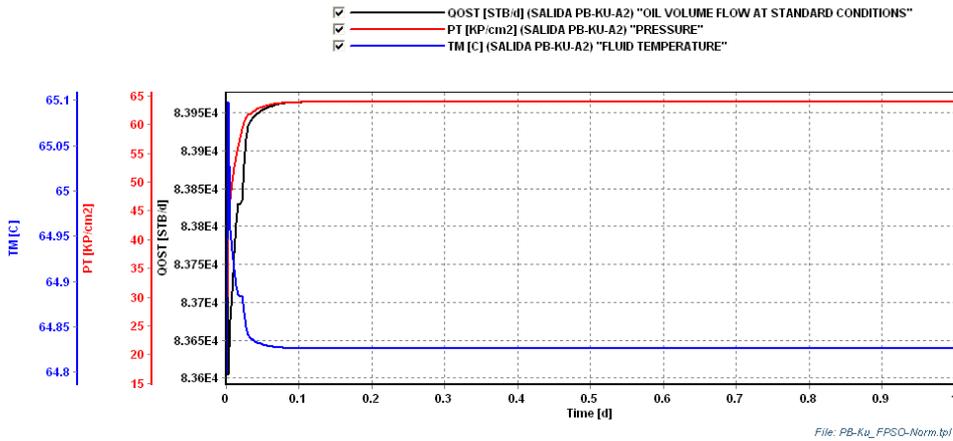


Figura 5.67.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en línea 47. Este comportamiento tampoco presenta ninguna variación ya que es un fluido estabilizado, Figura 5.68.

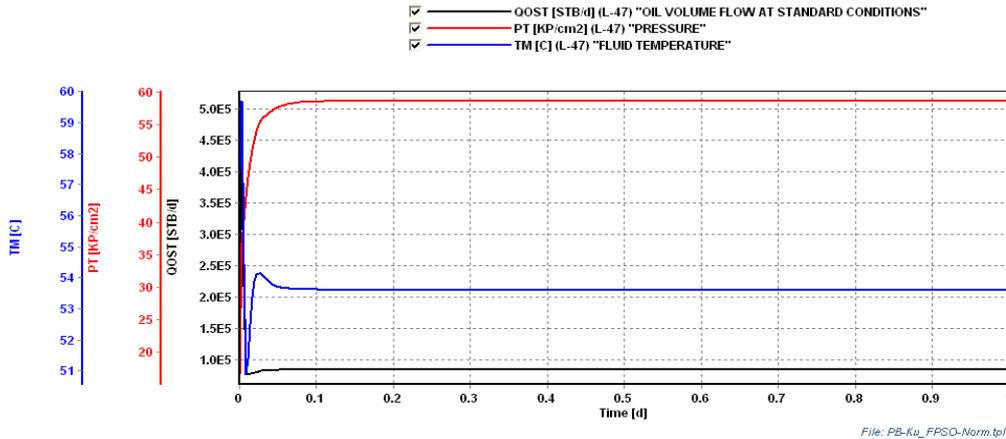


Figura 5.68.- Condiciones dentro de la línea 47.

Continuando con el monitoreo del sistema en estudio, en la figura 5.69 se observa en la base del riser un comportamiento estable.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

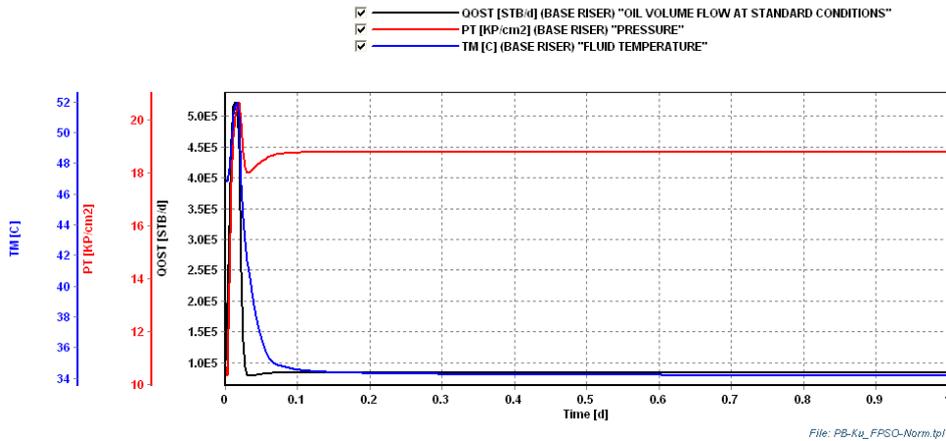


Figura 5.69.- Condiciones en la base del riser.

Como se observa en la figura 5.70, en la parte superior del riser se continúa con condiciones estables de presión, temperatura y gasto.

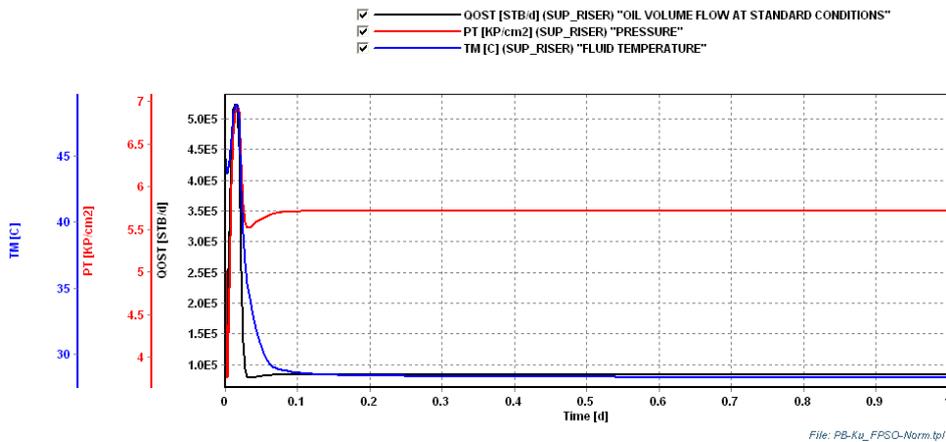


Figura 5.70.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

Finalmente durante el análisis del comportamiento del sistema en simulación, en la llegada al FPSO las condiciones de presión, temperatura y gasto se mantienen estables, debido que nuestro crudo está estabilizado. Como se observa en la figura 5.71.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

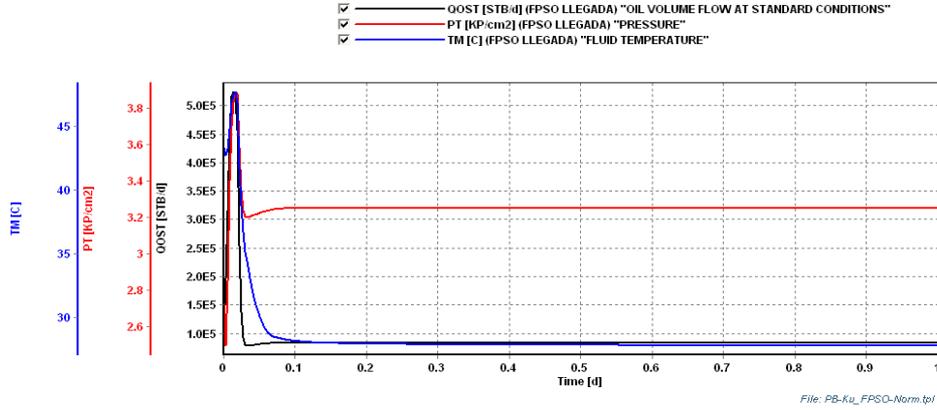


Figura 5.71.- Condiciones a la llegada del FPSO.

En la Figura 5.72, se observan los perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura simuladas en la línea 47 que transporta la producción de la plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.72 es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

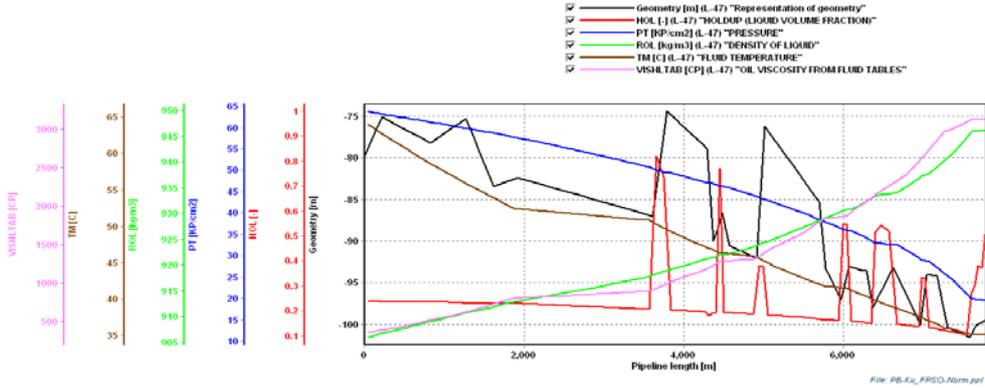


Fig. 5.72.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.4.2 Simulación PB-Ku-A2 hacia FPSO con paro del sistema de 30 días.

En el siguiente modelo de simulación se presenta la filosofía de operación actual para el transporte del crudo estabilizado: La producción de la plataforma PB-Ku-A2, es enviado a través de la línea 47 de 24 pulgadas de diámetro con una longitud de 7 km que se interconecta con el PLEM 2 y sube por uno de los Riser's para llegar al FPSO es un crudo estabilizado con una calidad de 13° API, la fuente es alimentado con un gasto constante de 103,113 BPD (187.133 Kg/s). El sistema nombrado: PB-Ku_FPSO-paro-30d; fue simulado con OLGA Estándar tomando los datos reportados de la simulación anterior (PB-Ku_FPSO-Norm), como base para continuar con el siguiente corrida durante un periodo de un 30 días de paro, donde se reportaron las siguientes resultados.

En la figura 5.73 se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2. En esta grafica se puede apreciar que después de un día de operación normal, se presenta el paro de la producción en la plataforma PB-Ku-A2 y se observa que no hay entrada de flujo durante 30 días y el comportamiento de la presión y la temperatura rápidamente disminuye hasta alcanzar las condiciones del ambiente en que se encuentran.

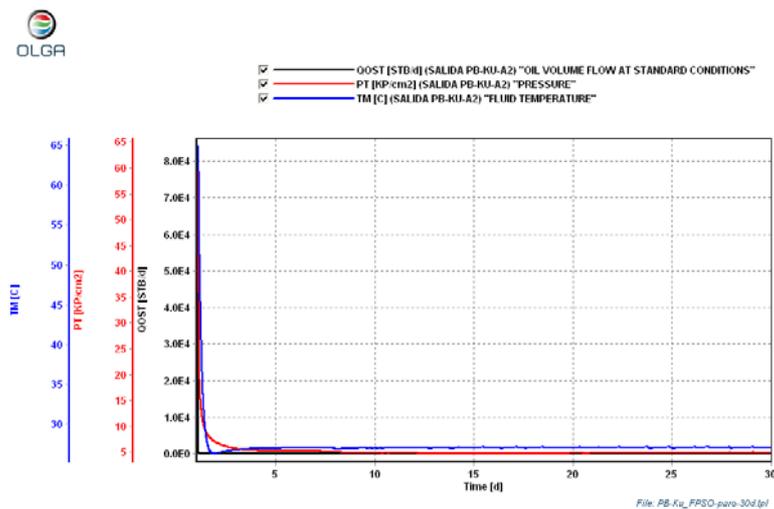


Figura 5.73.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

El comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en línea 47, presenta comportamientos idénticos a la figura 5.74, incluso con la misma diferencia de presiones, al momento que ocurre el paro del sistema.

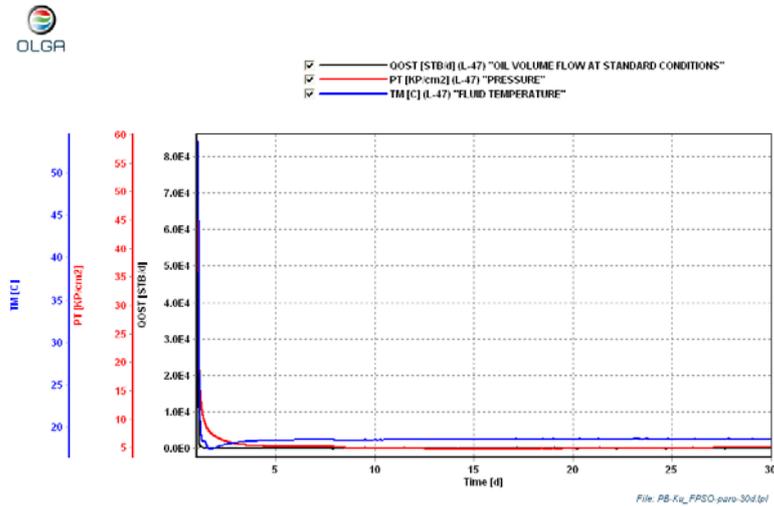


Figura 5.74.- Condiciones dentro de la línea 47.

La figura 5.75 presenta la temperatura y la presión que se reduce gradualmente hasta alcanzar las condiciones del ambiente en que se encuentran y el gasto se manifiesta en una línea recta manteniendo se el flujo en cero, no existiendo ninguna variación ya que es un fluido es estabilizado.

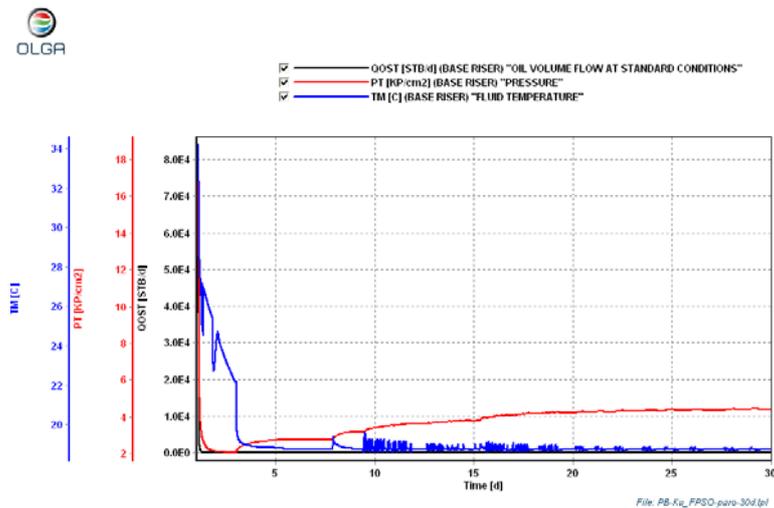
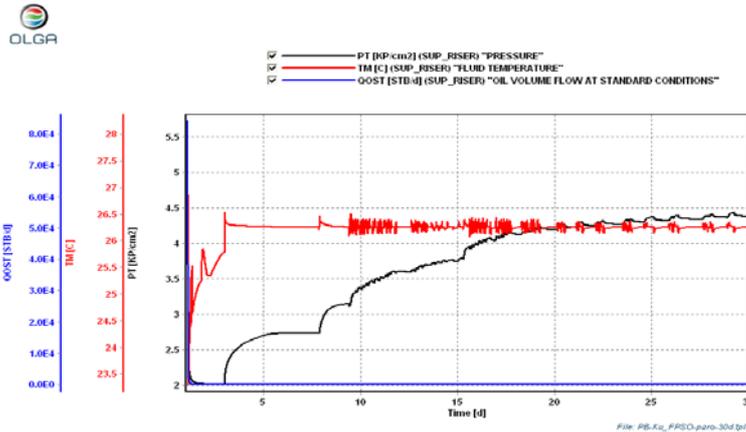


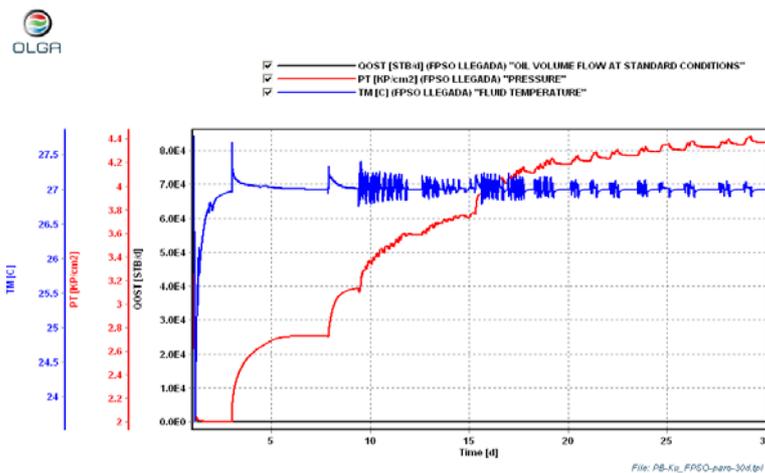
Figura 5.75.- Condiciones en la base del riser.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la superficie del riser (figura 5.76) se puede observar la temperatura, presión y gasto de aceite se reducen gradualmente hasta alcanzar las condiciones del ambiente en que se encuentran y el gasto se manifiesta en una línea recta manteniéndose el flujo en cero.



La figura 5.77 muestra en resumen una comparación, entre la presión, temperatura y gasto de aceite, monitoreados en la llegada del FPSO, en la cuál se sigue manteniendo el comportamiento presentado en las figuras anteriores, la temperatura y la presión reduce gradualmente hasta alcanzar las condiciones del ambiente en que se encuentran y el gasto se manifiesta en una línea recta manteniendo se el flujo en cero.



Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la figura 5.78 se observan los perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de la plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.78 es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

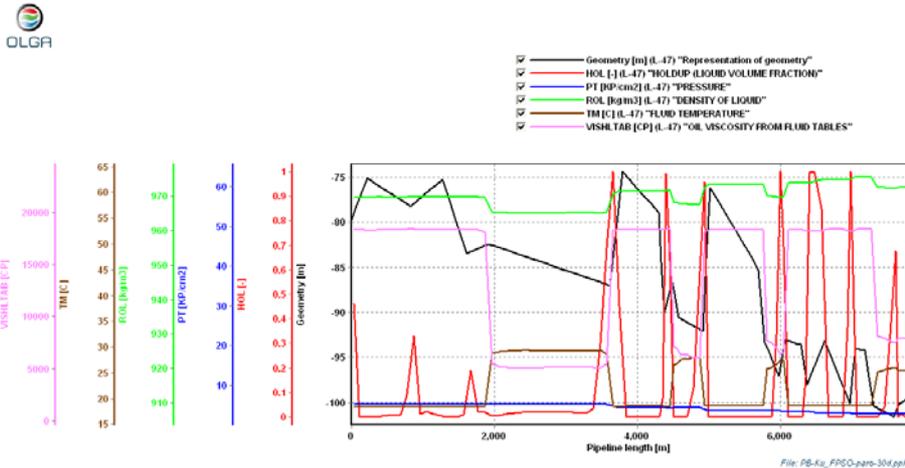


Fig. 5.78.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.4.3 Arranque del sistema después de 8 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el simulador de OLGA estándar, en la cual se refleja el comportamiento del modelo de simulación con el arranque de la producción en las plataformas, modelo que lleva el nombre de: Mb-Zp-Arranque-R02. Dicho sistema de simulación parte de los resultados obtenidos de la simulación anterior modelo (Mb-Zp-Paro_30d-R01), que fue simulado con un paro de 8 días. Después de este tiempo se realizó la siguiente simulación con el nombre de arranque del sistema, para conocer su comportamiento durante 1 día después de abrir la producción de la plataforma PB-Ku-A2. También se recuerda que la producción fue incrementada de forma gradual durante 12 horas, hasta alcanzar el flujo de producción original.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la figura 5.79 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 8, inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar condiciones de operación del sistema.

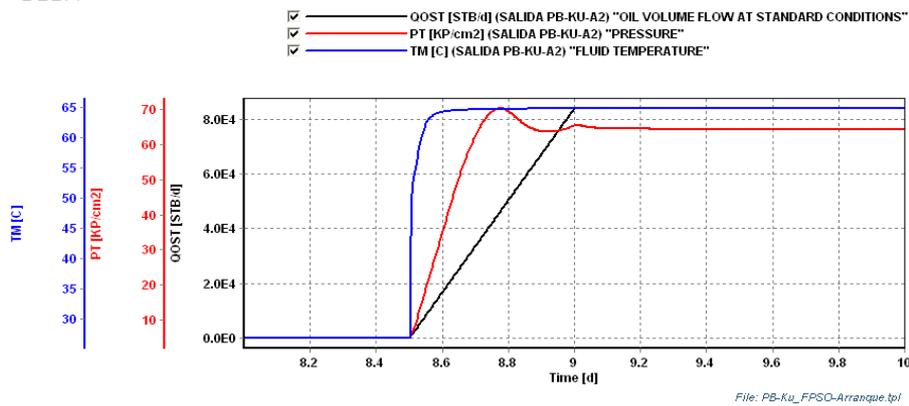


Figura 5.79.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.80, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día 8, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar condiciones de operación del sistema.

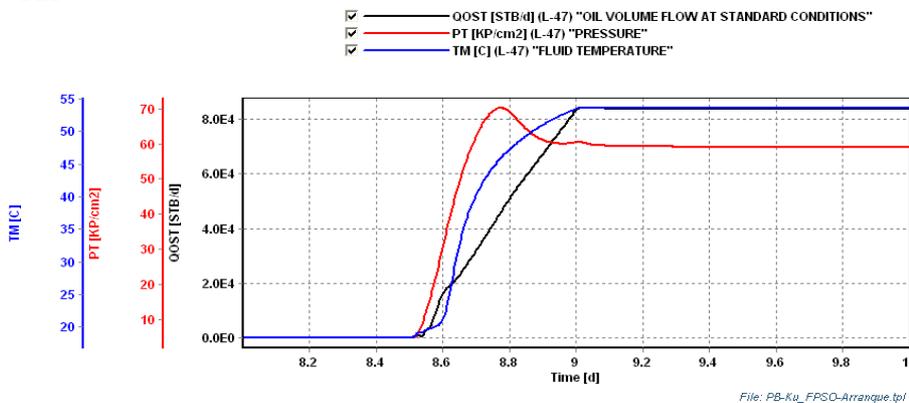


Figura 5.80.- Condiciones dentro de la línea 47.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Continuando con la simulación, en la figura 5.81, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

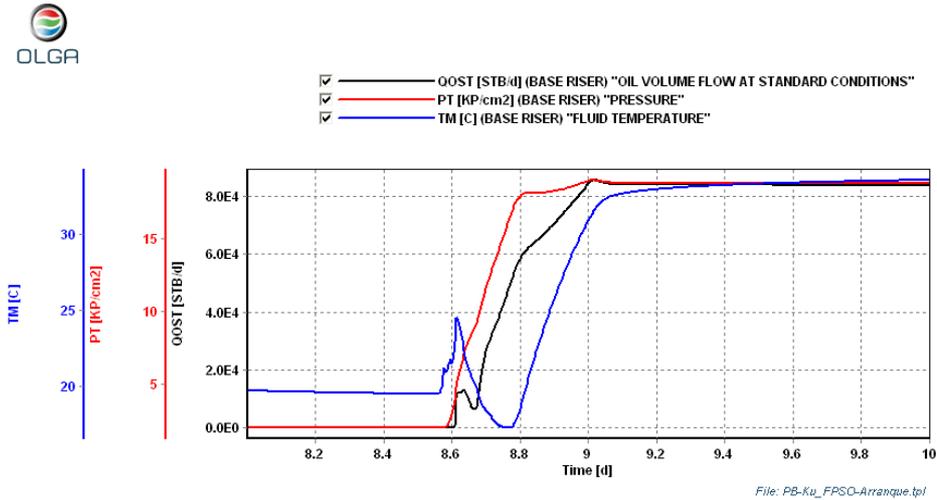


Figura 5.81.- Condiciones en la base del riser.

Como se observa en la figura 5.82, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 12 horas.

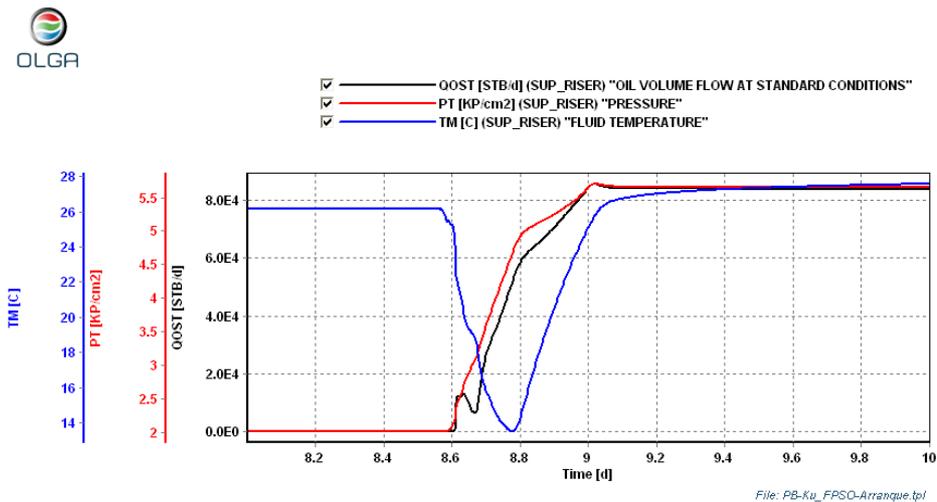


Figura 5.82.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.83.

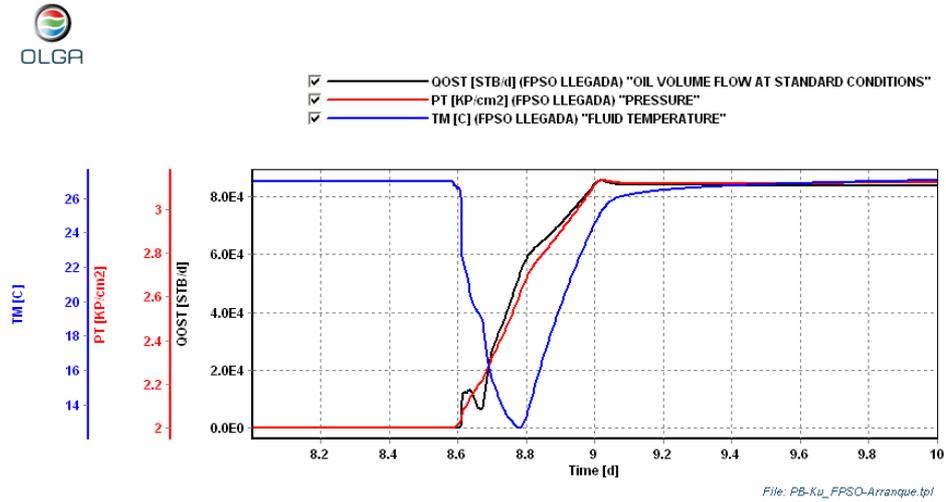


Figura 5.83.- Condiciones a la llegada del FPSO.

En la figura 5.84, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.84 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

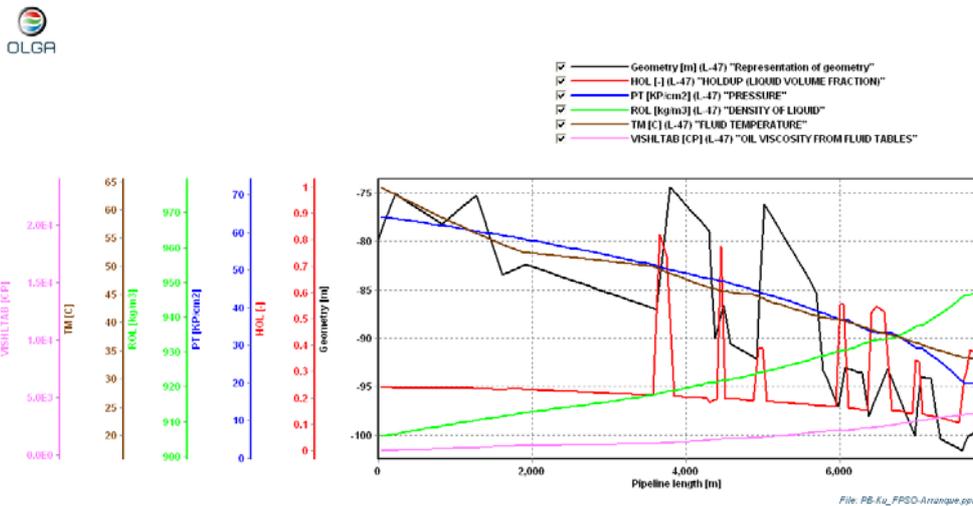


Fig. 5.84.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.4.4 Análisis de las presiones mínimas requeridas para el aseguramiento de flujo con un paro de 8, 20 y 30 días.

En la siguiente grafica se muestra el comportamiento de la presión a diferentes días de arranque. La curva de color negro arranca después de 8 días de paro y requiere una presión mínima de 70 Kg/cm² para operar el sistema después de esta fecha la curva de color verde, es un arranque después de 20 días de paro requiere una presión mínima de 74.5 Kg/cm² para arrancar el sistema y por ultimo la curva de color azul, muestra un arranque a los 30 días de paro este requiere una presión mínima de 75.5 kg/cm² para operar con este sistema.

Se recomienda no enviar la producción de 13° API que se procesa de PB-Ku-A2 hacia el FPSO a menos que se mezcle con el crudo de 26° API, ya que por la transferencia de calor que se presenta el crudo de 13° en la línea 47 esto podría ser un problema con el equipo de bombeo ya que esto puede causar problemas severos para su desplazamiento o posiblemente irresoluble para el arranque del sistema.

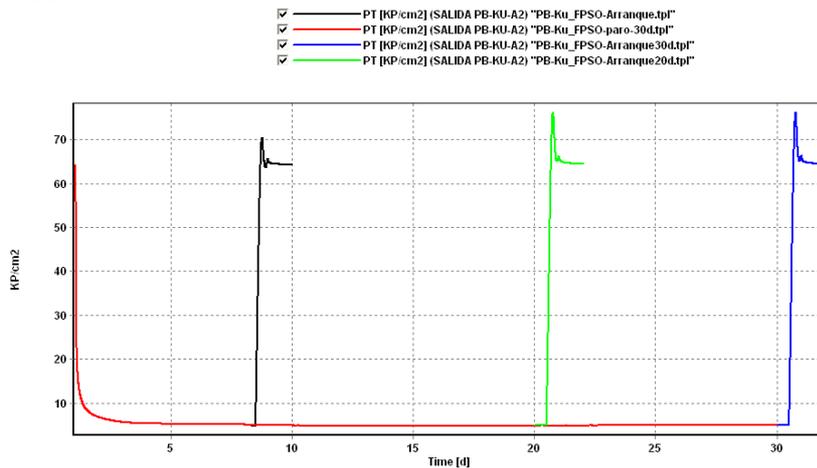


Figura 5.84.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque.

Conclusiones y Recomendaciones

1. El petróleo pesado y extrapesado presenta características no-Newtonianas.
2. No se han observado fenómenos como esfuerzo de cedencia ni incremento de la viscosidad al aumentar la rapidez de corte.
3. El fluido al incrementar la rapidez de corte, su viscosidad disminuye.
4. El crudo de 13° API presenta la primera y segunda región Newtoniana, es decir, regiones a baja rapidez de corte (primera región) y alta (segunda región) en las cuales, la viscosidad parece constante.
5. Del análisis realizado a las correlaciones directas para el cálculo de viscosidad, se observó que para crudos muertos y pesados la correlación de Beal, Modified Egbogah-Jacks (heavy oils and extra heavy oils), y Modified Kartoatmodjo (medium oils), predicen mejor el valor de la viscosidad.
6. En el modelo reológico Newtoniano con el crudo de 13° API sólo es válido para rapidez de corte de 0 a 2 1/s.
7. Con el modelo reológico Ley de Potencia para sistemas no isotérmicos acotado, se tiene un error menor del 10%, con respecto a los valores experimentales.
8. Para el modelo reológico Ley de Potencia para sistemas no isotérmicos completo, se tiene un error máximo del 100% para el último valor experimental de rapidez de corte.
9. Los datos reportados en la simulación de los sistemas de operación normal con crudo de 15 y 13° API, se consideran como válidas debido a que los resultados fueron analizados a diferentes condiciones y el perfil de los

resultados fueron idénticos. Por lo cual se pueden considerar los resultados de la simulación como aceptables.

10. En el sistema de arranque con crudo de 16° API se concluye que después de un paro de 2 días, la presión mínima requerida para operar el sistema con una apertura gradual de 3 horas es de 87 Kg/cm² y con una apertura gradual de producción de 24 horas, se requiere una presión de 38 Kg/cm².
11. Como función principal de las simulaciones de hidrocarburos de flujo multifásico transitorio, que es la de detectar posibles debilidades del sistema de producción a simular, se debe de considerar las condiciones de operación de los Riser's antes de manejar un crudo estabilizado ya que por la transferencia de calor que se presenta en la Línea 47, esto puede presentar un problema en cuestión de alcanzar la máxima presión de operación en los riser's y causar problemas en su operación o arranque del sistema.
12. La simulación del sistema de arranque de crudo de 16° API con un inicio de producción gradual de 12 horas, ha diferentes días de paro (2, 4 y 6 días) se determinó que la presión mínima requerida para su arranque es de 46 Kg/cm².
13. Se observa que en el sistema de 16° y 13° API, la máxima viscosidad y temperatura ambiente se alcanza a los 2 días de paro.
14. Se determinó que con el crudo de 13° API, a diferentes días de arranque (8, 20 y 30 días), la presión mínima requerida para el reestablecimiento del flujo es de 70, 74.5 y 75.5 Kg/cm² respectivamente, con lo que se concluye que prácticamente se requiere la misma presión de arranque del sistema aunque se tenga más días de paro en el sistema.
15. Se recomienda no enviar la producción de crudo de 13° API estabilizado de PB-Ku-A2 hacia el FPSO a menos que se mezcle con el crudo de 26° API, ya que por la transferencia de calor que se presenta en el crudo de 13° API

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

en la Línea de 47, esto presentaría problemas con el equipo de bombeo ya que se pueden tener problemas de desplazamiento en el arranque del sistema.

Anexo 1

Mediciones de las propiedades reológicas de crudo de 13° API del campo Maloob.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Temperatura		288.15 K		15 °C		Promedio	
Medición A		Medición B		Medición C		Promedio	
shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate prom 1/s	Visc prom [Pa s] Pa.s
0.1	82.66	0.09991	88.21	0.1001	92.29	0.1000	87.720
0.1121	83	0.1121	87.65	0.1123	90.82	0.1122	87.157
0.1258	83.06	0.1259	87.27	0.1258	90.1	0.1258	86.810
0.1411	83.3	0.1413	86.82	0.1412	89.59	0.1412	86.570
0.1584	83.56	0.1584	86.59	0.1585	89.46	0.1584	86.537
0.1778	83.65	0.1778	86.37	0.1779	89.39	0.1778	86.470
0.1993	84.08	0.1995	86.1	0.1994	89.34	0.1994	86.507
0.2237	84.18	0.2237	85.93	0.2239	89.21	0.2238	86.440
0.2511	84.27	0.2511	85.68	0.2511	89.15	0.2511	86.367
0.2817	84.33	0.2818	85.48	0.2818	89.05	0.2818	86.287
0.3161	84.21	0.3161	85.4	0.3162	88.99	0.3161	86.200
0.3546	84.33	0.3547	85.23	0.3547	88.93	0.3547	86.163
0.3979	84.33	0.3979	85.03	0.398	88.78	0.3979	86.047
0.4465	84.16	0.4465	84.88	0.4465	88.69	0.4465	85.910
0.501	84.21	0.5008	84.75	0.5012	88.5	0.5010	85.820
0.562	84.04	0.562	84.6	0.5621	88.35	0.5620	85.663
0.6306	83.88	0.6307	84.29	0.6308	88.21	0.6307	85.460
0.7076	83.74	0.7076	84.18	0.7078	87.97	0.7077	85.297
0.7939	83.47	0.7939	83.92	0.7941	87.68	0.7940	85.023
0.8907	83.26	0.8909	83.74	0.8909	87.51	0.8908	84.837
0.9995	82.86	0.9996	83.45	0.9997	87.18	0.9996	84.497
1.121	82.62	1.121	83.21	1.122	86.88	1.1213	84.237
1.258	82.21	1.258	82.76	1.259	86.59	1.2583	83.853
1.412	81.96	1.412	82.46	1.412	86.18	1.4120	83.533
1.584	81.63	1.584	82.06	1.584	85.71	1.5840	83.133
1.777	81.42	1.778	81.82	1.778	85.33	1.7777	82.857
1.994	80.95	1.994	81.37	1.995	84.72	1.9943	82.347
2.238	80.51	2.238	80.85	2.238	84.32	2.2380	81.893
2.511	79.96	2.511	80.24	2.511	83.53	2.5110	81.243
2.817	79.43	2.817	79.72	2.818	82.83	2.8173	80.660
3.161	78.72	3.161	78.99	3.161	82.02	3.1610	79.910
3.546	78.02	3.547	78.3	3.547	81.28	3.5467	79.200
3.979	77.39	3.98	77.66	3.98	80.25	3.9797	78.433
4.464	76.49	4.465	76.77	4.466	79.37	4.4650	77.543
5.009	75.75	5.01	76.07	5.01	78.31	5.0097	76.710
5.62	74.94	5.621	75.12	5.622	77.26	5.6210	75.773
6.306	74.09	6.307	74.26	6.308	76.28	6.3070	74.877
7.076	73.14	7.077	73.26	7.077	75.16	7.0767	73.853
7.939	72.27	7.94	72.32	7.941	74.1	7.9400	72.897
8.908	71.19	8.909	71.25	8.91	72.84	8.9090	71.760
9.995	70.12	9.996	70.15	9.997	71.6	9.9960	70.623
11.21	68.98	11.22	68.97	11.22	70.25	11.2167	69.400
12.58	67.68	12.58	67.66	12.59	68.91	12.5833	68.083
14.12	66.6	14.12	66.48	14.12	67.59	14.1200	66.890
15.84	65.06	15.84	64.86	15.84	65.9	15.8400	65.273
17.77	63.6	17.78	63.37	17.78	64.31	17.7767	63.760
19.94	61.84	19.94	61.55	19.95	62.31	19.9433	61.900
22.38	59.72	22.38	59.35	22.38	60.19	22.3800	59.753
25.11	57.33	25.11	56.84	25.11	57.33	25.1100	57.167
28.17	54.82	28.17	55.06	28.18	54.94	28.1733	54.940
31.61	51.86	31.61	51.45	31.61	51.7	31.6100	51.670
35.46	48.52	35.47	49.04	35.47	48.44	35.4667	48.667
39.79	44.61	39.8	44.16	39.8	44.85	39.7967	44.540
44.64	43.05	44.65	42.48	44.66	39.61	44.6500	41.713
50.09	37.83	50.1	33.93	50.11	34.46	50.1000	35.407
56.2	28.47	56.21	30.64	56.22	33.16	56.2100	30.757
63.06	24.71	63.07	28.39	63.08	27.56	63.0700	26.887
70.76	23.24	70.77	25.21	70.77	25.21	70.7667	24.553
79.39	20.15	79.41	23.6	79.41	23.6	79.4033	22.450
89.08	18.99	89.1	21.15	89.1	21.15	89.0933	20.430
99.95	17.81	99.97	20.07	99.97	20.07	99.9633	19.317

Los datos en rojo fueron eliminados ya que se tomo como máximo error el 5% de desviación en promedio.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Temperatura		298.15 K		25 °C		Promedio	
Medición A		Medición B		Medición C		shear rate prom	Visc prom [Pa s]
shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	1/s	Pa.s
0.0999	27.800	0.1000	27.290	0.1000	29.470	0.1000	28.187
0.1122	27.500	0.1122	27.120	0.1121	29.140	0.1122	27.920
0.1258	27.400	0.1258	27.060	0.1259	28.880	0.1258	27.780
0.1412	27.200	0.1412	27.020	0.1412	28.690	0.1412	27.637
0.1584	26.930	0.1583	27.070	0.1584	28.550	0.1584	27.517
0.1778	26.870	0.1778	27.000	0.1777	28.430	0.1778	27.433
0.1995	26.590	0.1994	26.920	0.1994	28.290	0.1994	27.267
0.2238	26.440	0.2239	26.920	0.2238	28.190	0.2238	27.183
0.2512	26.460	0.2510	26.920	0.2511	28.140	0.2511	27.173
0.2817	26.360	0.2816	26.820	0.2818	28.040	0.2817	27.073
0.3159	26.280	0.3161	26.810	0.3160	27.970	0.3160	27.020
0.3546	26.100	0.3546	26.840	0.3548	27.840	0.3547	26.927
0.3979	26.080	0.3979	26.870	0.3980	27.800	0.3979	26.917
0.4465	25.960	0.4464	26.880	0.4464	27.750	0.4464	26.863
0.5009	25.900	0.5008	26.850	0.5011	27.720	0.5009	26.823
0.5621	25.830	0.5620	26.840	0.5621	27.630	0.5621	26.767
0.6306	25.720	0.6308	26.790	0.6308	27.590	0.6307	26.700
0.7076	25.670	0.7077	26.780	0.7077	27.610	0.7077	26.687
0.7939	25.590	0.7940	26.770	0.7940	27.530	0.7940	26.630
0.8908	25.560	0.8909	26.760	0.8910	27.470	0.8909	26.597
0.9994	25.500	0.9996	26.740	1.0000	27.410	0.9997	26.550
1.1210	25.410	1.1220	26.680	1.1220	27.350	1.1217	26.480
1.2580	25.330	1.2580	26.690	1.2580	27.320	1.2580	26.447
1.4120	25.170	1.4120	26.640	1.4120	27.250	1.4120	26.353
1.5840	25.130	1.5840	26.630	1.5840	27.210	1.5840	26.323
1.7770	25.030	1.7780	26.590	1.7780	27.180	1.7777	26.267
1.9940	24.870	1.9950	26.500	1.9950	27.120	1.9947	26.163
2.2380	24.790	2.2380	26.480	2.2380	27.000	2.2380	26.090
2.5110	24.770	2.5110	26.390	2.5110	26.920	2.5110	26.027
2.8170	24.700	2.8170	26.330	2.8180	26.920	2.8173	25.983
3.1610	24.620	3.1610	26.270	3.1610	26.790	3.1610	25.893
3.5460	24.480	3.5470	26.270	3.5470	26.700	3.5467	25.817
3.9790	24.430	3.9800	26.120	3.9800	26.570	3.9797	25.707
4.4640	24.360	4.4650	26.080	4.4650	26.490	4.4647	25.643
5.0090	24.380	5.0100	25.970	5.0100	26.410	5.0097	25.587
5.6200	24.350	5.6210	25.880	5.6220	26.250	5.6210	25.493
6.3060	24.240	6.3070	25.680	6.3080	26.140	6.3070	25.353
7.0760	24.140	7.0770	25.530	7.0770	25.990	7.0767	25.220
7.9390	23.970	7.9400	25.350	7.9410	25.770	7.9400	25.030
8.9080	23.750	8.9090	25.190	8.9100	25.620	8.9090	24.853
9.9950	23.730	9.9960	24.980	9.9970	25.400	9.9960	24.703
11.2100	23.580	11.2200	24.780	11.2200	25.190	11.2167	24.517
12.5800	23.410	12.5800	24.630	12.5900	24.970	12.5833	24.337
14.1200	23.220	14.1200	24.390	14.1200	24.730	14.1200	24.113
15.8400	23.070	15.8400	24.190	15.8400	24.480	15.8400	23.913
17.7700	22.830	17.7800	23.910	17.7800	24.200	17.7767	23.647
19.9400	22.620	19.9400	23.640	19.9500	23.950	19.9433	23.403
22.3800	22.310	22.3800	23.330	22.3800	23.680	22.3800	23.107
25.1100	22.030	25.1100	23.040	25.1100	23.470	25.1100	22.847
28.1700	21.770	28.1700	22.670	28.1800	23.090	28.1733	22.510
31.6100	21.420	31.6100	22.270	31.6100	22.730	31.6100	22.140
35.4600	21.110	35.4700	21.870	35.4700	22.290	35.4667	21.757
39.7900	20.720	39.8000	21.390	39.8000	21.870	39.7967	21.327
44.6400	20.360	44.6500	20.940	44.6600	21.470	44.6500	20.923
50.0900	19.850	50.1000	20.440	50.1000	20.900	50.0967	20.397
56.2000	19.330	56.2100	19.930	56.2200	20.370	56.2100	19.877
63.0600	18.840	63.0700	19.300	63.0800	19.820	63.0700	19.320
70.7600	18.320	70.7700	18.720	70.7700	19.160	70.7667	18.733
79.3900	17.500	79.4000	17.950	79.4100	18.580	79.4000	18.010
89.0800	15.110	89.0900	15.640	89.1000	15.700	89.0900	15.483
99.9500	10.490	99.9600	14.370	99.9700	11.940	99.9600	12.267

Los datos en rojo fueron eliminados ya que se tomo como máximo error el 5% de desviación en promedio.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Temperatura		308.15 K		35 °C			
Medición A		Medición B		Medición C		Promedio	
shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate prom 1/s	Visc prom [Pa s] Pa.s
0.1000	9.718	0.1000	9.498	0.0998	10.330	0.0999	9.849
0.1165	9.414	0.1165	9.560	0.1166	10.150	0.1165	9.708
0.1360	9.395	0.1360	9.454	0.1357	10.200	0.1359	9.683
0.1584	9.331	0.1584	9.446	0.1585	10.090	0.1584	9.622
0.1847	9.442	0.1847	9.396	0.1847	10.120	0.1847	9.653
0.2153	9.369	0.2154	9.417	0.2152	9.984	0.2153	9.590
0.2511	9.488	0.2510	9.429	0.2511	9.944	0.2511	9.620
0.2928	9.394	0.2927	9.388	0.2928	9.920	0.2928	9.567
0.3414	9.379	0.3413	9.394	0.3416	9.886	0.3414	9.553
0.3979	9.320	0.3979	9.357	0.3979	9.877	0.3979	9.518
0.4639	9.293	0.4640	9.369	0.4643	9.826	0.4641	9.496
0.5409	9.292	0.5407	9.346	0.5411	9.830	0.5409	9.489
0.6307	9.241	0.6307	9.347	0.6308	9.818	0.6307	9.469
0.7353	9.186	0.7354	9.309	0.7354	9.754	0.7354	9.416
0.8571	9.121	0.8573	9.336	0.8575	9.767	0.8573	9.408
0.9995	9.131	0.9995	9.307	0.9997	9.757	0.9996	9.398
1.1650	9.087	1.1650	9.340	1.1660	9.755	1.1653	9.394
1.3590	9.098	1.3590	9.303	1.3590	9.711	1.3590	9.371
1.5840	9.106	1.5840	9.321	1.5840	9.715	1.5840	9.381
1.8470	9.060	1.8470	9.294	1.8470	9.711	1.8470	9.355
2.1530	9.056	2.1540	9.306	2.1540	9.704	2.1537	9.355
2.5100	9.033	2.5110	9.270	2.5110	9.692	2.5107	9.332
2.9270	8.975	2.9280	9.287	2.9280	9.654	2.9277	9.305
3.4130	8.958	3.4130	9.238	3.4140	9.676	3.4133	9.291
3.9790	8.960	3.9790	9.250	3.9800	9.618	3.9793	9.276
4.6390	8.938	4.6400	9.234	4.6400	9.630	4.6397	9.267
5.4090	8.899	5.4100	9.208	5.4100	9.583	5.4097	9.230
6.3060	8.930	6.3070	9.206	6.3080	9.587	6.3070	9.241
7.3520	8.888	7.3530	9.159	7.3540	9.549	7.3530	9.199
8.5720	8.874	8.5740	9.139	8.5740	9.535	8.5733	9.183
9.9950	8.828	9.9960	9.096	9.9970	9.468	9.9960	9.131
11.6500	8.813	11.6500	9.043	11.6600	9.471	11.6533	9.109
13.5900	8.756	13.5900	9.021	13.5900	9.414	13.5900	9.064
15.8400	8.732	15.8400	8.980	15.8400	9.397	15.8400	9.036
18.4700	8.670	18.4700	8.923	18.4700	9.322	18.4700	8.972
21.5300	8.616	21.5400	8.860	21.5400	9.255	21.5367	8.910
25.1100	8.597	25.1100	8.807	25.1100	9.192	25.1100	8.865
29.2700	8.539	29.2700	8.706	29.2800	9.098	29.2733	8.781
34.1300	8.463	34.1300	8.658	34.1400	9.038	34.1333	8.720
39.7900	8.389	39.8000	8.548	39.8000	8.954	39.7967	8.630
46.3900	8.317	46.4000	8.461	46.4000	8.852	46.3967	8.543
54.0900	8.214	54.1000	8.357	54.1000	8.763	54.0967	8.445
63.0600	8.085	63.0700	8.203	63.0800	8.596	63.0700	8.295
73.5300	7.975	73.5400	8.073	73.5400	8.471	73.5367	8.173
85.7200	7.808	85.7400	7.878	85.7400	8.276	85.7333	7.987
99.9500	7.634	99.9600	7.685	99.9700	8.091	99.9600	7.803

Los datos en rojo fueron eliminados ya que se tomo como máximo error el 5% de desviación en promedio.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Temperatura		318.15 K		45 °C		Promedio	
Medición A		Medición B		Medición C		shear rate prom	Visc prom [Pa s]
shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	1/s	Pa.s
0.09994	3.811			0.09993	3.893	0.0999	3.852
0.1166	3.892			0.1168	3.95	0.1167	3.921
0.1358	3.909			0.1358	3.939	0.1358	3.924
0.1584	3.966			0.1584	3.865	0.1584	3.916
0.1848	3.972			0.1847	3.895	0.1848	3.934
0.2153	3.963			0.2153	3.935	0.2153	3.949
0.251	3.898			0.251	3.868	0.2510	3.883
0.2925	3.844			0.2929	3.881	0.2927	3.863
0.3413	3.842			0.3413	3.876	0.3413	3.859
0.3979	3.736			0.398	3.856	0.3980	3.796
0.4639	3.741			0.4641	3.867	0.4640	3.804
0.5409	3.771			0.5412	3.844	0.5411	3.808
0.6306	3.738			0.6308	3.843	0.6307	3.791
0.7353	3.696			0.7355	3.846	0.7354	3.771
0.8573	3.69			0.8573	3.836	0.8573	3.763
0.9996	3.675			0.9997	3.829	0.9997	3.752
1.165	3.692			1.166	3.803	1.1655	3.748
1.358	3.669			1.359	3.828	1.3585	3.749
1.584	3.673			1.584	3.805	1.5840	3.739
1.847	3.66			1.847	3.817	1.8470	3.739
2.153	3.656			2.154	3.799	2.1535	3.728
2.511	3.63			2.511	3.805	2.5110	3.718
2.927	3.624			2.928	3.803	2.9275	3.714
3.413	3.619			3.414	3.798	3.4135	3.709
3.979	3.621			3.98	3.795	3.9795	3.708
4.639	3.628			4.64	3.786	4.6395	3.707
5.409	3.608			5.41	3.798	5.4095	3.703
6.306	3.618			6.308	3.776	6.3070	3.697
7.353	3.612			7.354	3.788	7.3535	3.700
8.572	3.628			8.574	3.783	8.5730	3.706
9.995	3.616			9.997	3.77	9.9960	3.693
11.65	3.618			11.66	3.777	11.6550	3.698
13.59	3.628			13.59	3.759	13.5900	3.694
15.84	3.62			15.84	3.752	15.8400	3.686
18.47	3.63			18.47	3.759	18.4700	3.695
21.53	3.617			21.54	3.736	21.5350	3.677
25.11	3.627			25.11	3.729	25.1100	3.678
29.27	3.622			29.28	3.711	29.2750	3.667
34.13	3.606			34.14	3.692	34.1350	3.649
39.79	3.605			39.8	3.692	39.7950	3.649
46.39	3.576			46.4	3.659	46.3950	3.618
54.09	3.569			54.1	3.652	54.0950	3.611
63.06	3.544			63.08	3.622	63.0700	3.583
73.53	3.532			73.54	3.61	73.5350	3.571
85.72	3.504			85.74	3.585	85.7300	3.545
99.95	3.48			99.97	3.547	99.9600	3.514

Los datos en rojo fueron eliminados ya que se tomo como máximo error el 5% de desviación en promedio.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Temperatura		333.15 K		60 °C		Promedio	
Medición A		Medición B		Medición C		shear rate prom	Visc prom [Pa s]
shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	shear rate 1/s	viscosity Pa.s	1/s	Pa.s
0.1000	1.065	0.1000	1.105	0.1002	1.167	0.1001	1.112
0.1121	1.152	0.1121	1.099	0.1122	1.136	0.1121	1.129
0.1258	1.127	0.1257	1.095	0.1258	1.157	0.1258	1.126
0.1411	1.116	0.1411	1.092	0.1410	1.154	0.1411	1.121
0.1583	1.159	0.1584	1.108	0.1583	1.177	0.1583	1.148
0.1777	1.195	0.1778	1.161	0.1779	1.153	0.1778	1.170
0.1995	1.156	0.1995	1.112	0.1995	1.183	0.1995	1.150
0.2238	1.139	0.2236	1.099	0.2239	1.165	0.2238	1.134
0.2511	1.123	0.2512	1.116	0.2512	1.164	0.2512	1.134
0.2817	1.138	0.2817	1.104	0.2818	1.160	0.2817	1.134
0.3161	1.185	0.3160	1.126	0.3159	1.181	0.3160	1.164
0.3547	1.175	0.3546	1.123	0.3548	1.176	0.3547	1.158
0.3978	1.155	0.3979	1.122	0.3979	1.185	0.3979	1.154
0.4465	1.213	0.4464	1.114	0.4466	1.171	0.4465	1.166
0.5009	1.179	0.5010	1.126	0.5012	1.162	0.5010	1.156
0.5619	1.177	0.5622	1.116	0.5624	1.169	0.5622	1.154
0.6306	1.175	0.6307	1.121	0.6309	1.181	0.6307	1.159
0.7074	1.175	0.7077	1.129	0.7075	1.175	0.7075	1.160
0.7940	1.203	0.7940	1.119	0.7942	1.170	0.7941	1.164
0.8908	1.179	0.8909	1.126	0.8910	1.187	0.8909	1.164
0.9996	1.193	0.9996	1.125	0.9996	1.181	0.9996	1.166
1.1220	1.181	1.1220	1.128	1.1220	1.179	1.1220	1.163
1.2590	1.190	1.2590	1.122	1.2590	1.179	1.2590	1.164
1.4120	1.194	1.4120	1.124	1.4120	1.182	1.4120	1.167
1.5840	1.198	1.5840	1.129	1.5840	1.190	1.5840	1.172
1.7770	1.187	1.7780	1.125	1.7780	1.190	1.7777	1.167
1.9940	1.194	1.9940	1.132	1.9950	1.188	1.9943	1.171
2.2370	1.187	2.2380	1.129	2.2380	1.185	2.2377	1.167
2.5110	1.189	2.5110	1.129	2.5110	1.185	2.5110	1.168
2.8170	1.190	2.8170	1.129	2.8180	1.187	2.8173	1.169
3.1610	1.189	3.1610	1.130	3.1610	1.186	3.1610	1.168
3.5460	1.193	3.5470	1.132	3.5470	1.189	3.5467	1.171
3.9790	1.190	3.9800	1.133	3.9800	1.189	3.9797	1.171
4.4640	1.195	4.4650	1.135	4.4660	1.186	4.4650	1.172
5.0090	1.188	5.0100	1.132	5.0100	1.189	5.0097	1.170
5.6200	1.197	5.6210	1.135	5.6220	1.185	5.6210	1.172
6.3060	1.188	6.3070	1.141	6.3080	1.188	6.3070	1.172
7.0760	1.191	7.0770	1.135	7.0770	1.194	7.0767	1.173
7.9390	1.193	7.9400	1.137	7.9410	1.189	7.9400	1.173
8.9080	1.195	8.9090	1.141	8.9100	1.192	8.9090	1.176
9.9950	1.196	9.9960	1.139	9.9970	1.189	9.9960	1.175
11.2100	1.191	11.2200	1.140	11.2200	1.196	11.2167	1.176
12.5800	1.191	12.5800	1.145	12.5900	1.193	12.5833	1.176
14.1200	1.193	14.1200	1.141	14.1200	1.198	14.1200	1.177
15.8400	1.190	15.8400	1.143	15.8400	1.194	15.8400	1.176
17.7700	1.191	17.7800	1.142	17.7800	1.195	17.7767	1.176
19.9400	1.189	19.9400	1.140	19.9500	1.194	19.9433	1.174
22.3800	1.186	22.3800	1.142	22.3800	1.192	22.3800	1.173
25.1100	1.188	25.1100	1.137	25.1100	1.194	25.1100	1.173
28.1700	1.184	28.1700	1.139	28.1800	1.190	28.1733	1.171
31.6100	1.185	31.6100	1.136	31.6100	1.188	31.6100	1.170
35.4600	1.180	35.4700	1.135	35.4700	1.188	35.4667	1.168
39.7900	1.180	39.8000	1.135	39.8000	1.185	39.7967	1.167
44.6400	1.175	44.6500	1.133	44.6600	1.184	44.6500	1.164
50.0900	1.176	50.1000	1.130	50.1000	1.181	50.0967	1.162
56.2000	1.170	56.2100	1.129	56.2200	1.180	56.2100	1.160
63.0600	1.171	63.0700	1.130	63.0800	1.177	63.0700	1.159
70.7600	1.171	70.7700	1.130	70.7700	1.179	70.7667	1.160
79.3900	1.170	79.4000	1.130	79.4100	1.177	79.4000	1.159
89.0800	1.169	89.0900	1.131	89.1000	1.179	89.0900	1.160
99.9500	1.171	99.9600	1.131	99.9700	1.178	99.9600	1.160

Los datos en rojo fueron eliminados ya que se tomo como máximo error el 5% de desviación en promedio.

Anexo 2

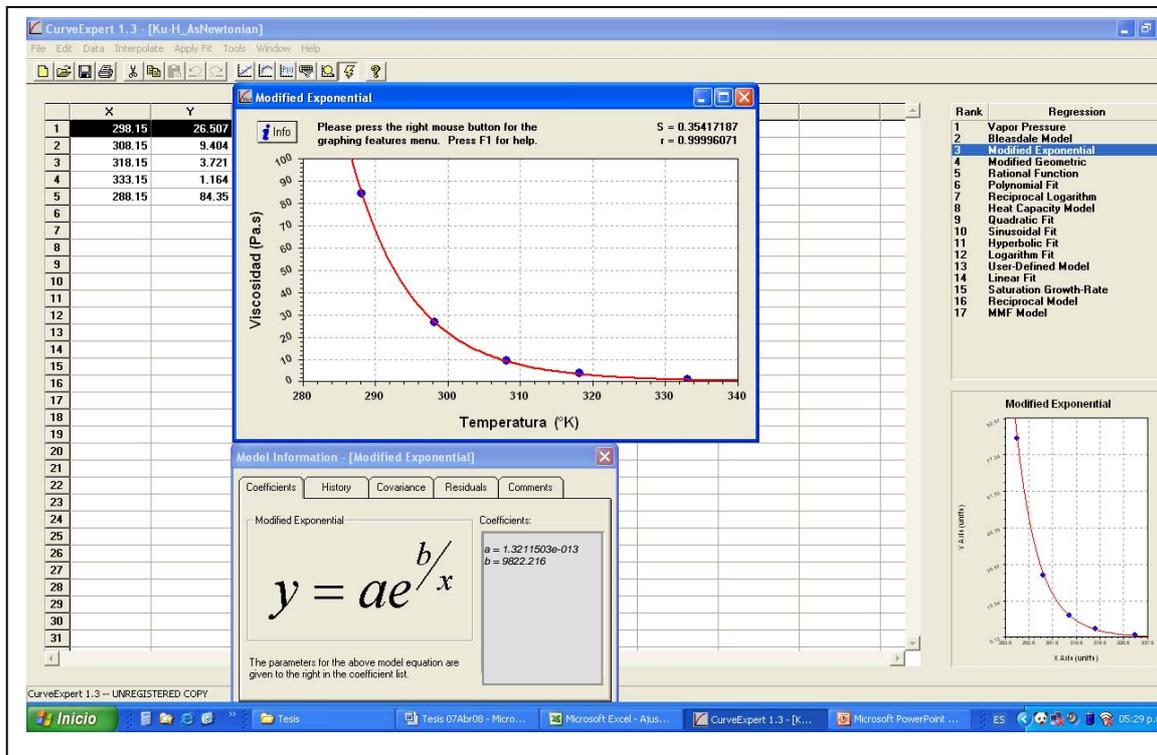
Modelo con Comportamiento Newtoniano

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

a) Valores experimentales promedio de reología del crudo de 13 °API.

	T [°C]	15	25	35	45	60
	T [°K]	288.15	298.15	308.15	318.15	333.15
Med A	Visc [Pa.s]	82.37	25.340	9.118	3.684	1.189
Med B	Visc [Pa.s]	83.47	26.730	9.328	3.648	1.124
Med C	Visc [Pa.s]	87.21	27.450	9.767	3.832	1.179
Promedio		84.350	26.507	9.404	3.721	1.164

b) Con los valores experimentales se realiza ajuste del modelo con apoyo del Software CurveExpert.



Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

- c) Seleccionado el mejor modelo, se programa en Mathematica, para realizar calculo de la viscosidad y determinar la desviación en comparación con los valores experimentales.



```
<< Graphics`
Off[General::spell];
Off[General::spell1];

(*Esta celda elimina warnigs de deletreo y fija el directorio de trabajos*)

SetDirectory[Apply[ToFileName, Drop["FileName" /. NotebookInformation[EvaluationNotebook[]], -2]]]

E : \Documents and Settings\Laptop\Escritorio\Modems\Cuarto Semestre\Trabajo Invest III\Tesis\Newtoniano

yvsηdata288C = Import["AjustesKu-H_13API_288C.dat", "Table"];
yvsηdata298C = Import["AjustesKu-H_13API_298C.dat", "Table"];
yvsηdata308C = Import["AjustesKu-H_13API_308C.dat", "Table"];
yvsηdata318C = Import["AjustesKu-H_13API_318C.dat", "Table"];
yvsηdata333C = Import["AjustesKu-H_13API_333C.dat", "Table"];
(*Se importan los archivos de datos*)

η288C = yvsηdata288C[[All, 1]]; η288C = yvsηdata288C[[All, 2]];
η298C = yvsηdata298C[[All, 1]]; η298C = yvsηdata298C[[All, 2]];
η308C = yvsηdata308C[[All, 1]]; η308C = yvsηdata308C[[All, 2]];
η318C = yvsηdata318C[[All, 1]]; η318C = yvsηdata318C[[All, 2]];
η333C = yvsηdata333C[[All, 1]]; η333C = yvsηdata333C[[All, 2]];

(*Los datos se separan en gamas y en viscosidades a cada temperatura*)

η298C // TableForm

28.1867
27.92
27.78
27.6367
27.5167
27.4333
27.2667
27.1833
27.1733
27.0733
27.02
26.9267
26.9167
26.8633
26.8233
26.7667
26.7
26.6867
26.63
26.5967
26.55
26.48
26.4467
26.3533
26.3233
26.2667
25.5867
25.4933
25.3533
25.22
25.03
24.8533
24.7033
24.5167
24.3367
24.1133
23.9133
23.6467
23.4033
23.1067
22.8467
22.51
22.14
21.7567
21.3267
20.9233
20.3967
19.8767
19.32
18.7333
18.01
15.4833
```

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

```

yvsjsize288C = Length[yvsjdata288C]
yvsjsize298C = Length[yvsjdata298C]
yvsjsize308C = Length[yvsjdata308C]
yvsjsize318C = Length[yvsjdata318C]
yvsjsize333C = Length[yvsjdata333C]

(*Lee el tamaño de o numero de datos experimentales a cada temperatura*)

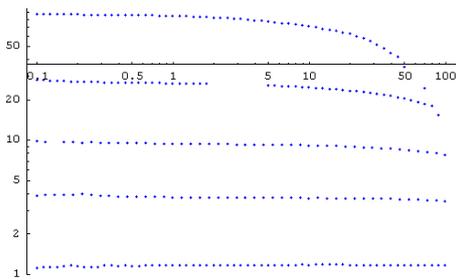
Temp = {288.15, 298.15, 308.15, 318.15, 333.15}

56
52
45
46
61

{288.15, 298.15, 308.15, 318.15, 333.15}

G288 = LogLogListPlot[yvsjdata288C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> Blue];
G298 = LogLogListPlot[yvsjdata298C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> Blue];
G308 = LogLogListPlot[yvsjdata308C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> Blue];
G318 = LogLogListPlot[yvsjdata318C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> Blue];
G333 = LogLogListPlot[yvsjdata333C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> Blue];
Show[{G288, G298, G308, G318, G333}, PlotRange -> All, DisplayFunction -> $DisplayFunction, ImageSize -> 725.5];

```



```

Temp[[1]]
288.15

```

(* Newtoniano*)

$$\eta_0[T_{-}] := 1.3211503 \times 10^{-13} e^{\frac{9822.5216}{T}}$$

```

η0[Temp]

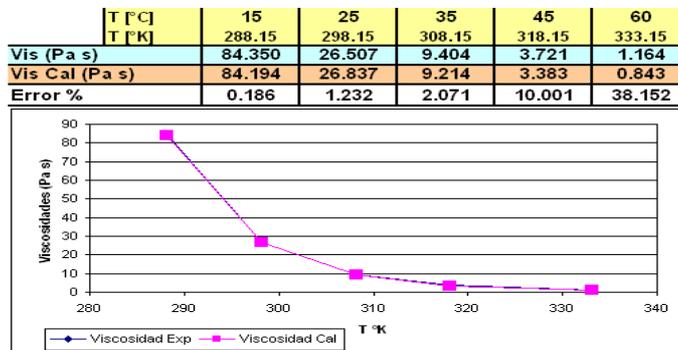
```

```

{84.1937, 26.8374, 9.21356, 3.38301, 0.84255}

```

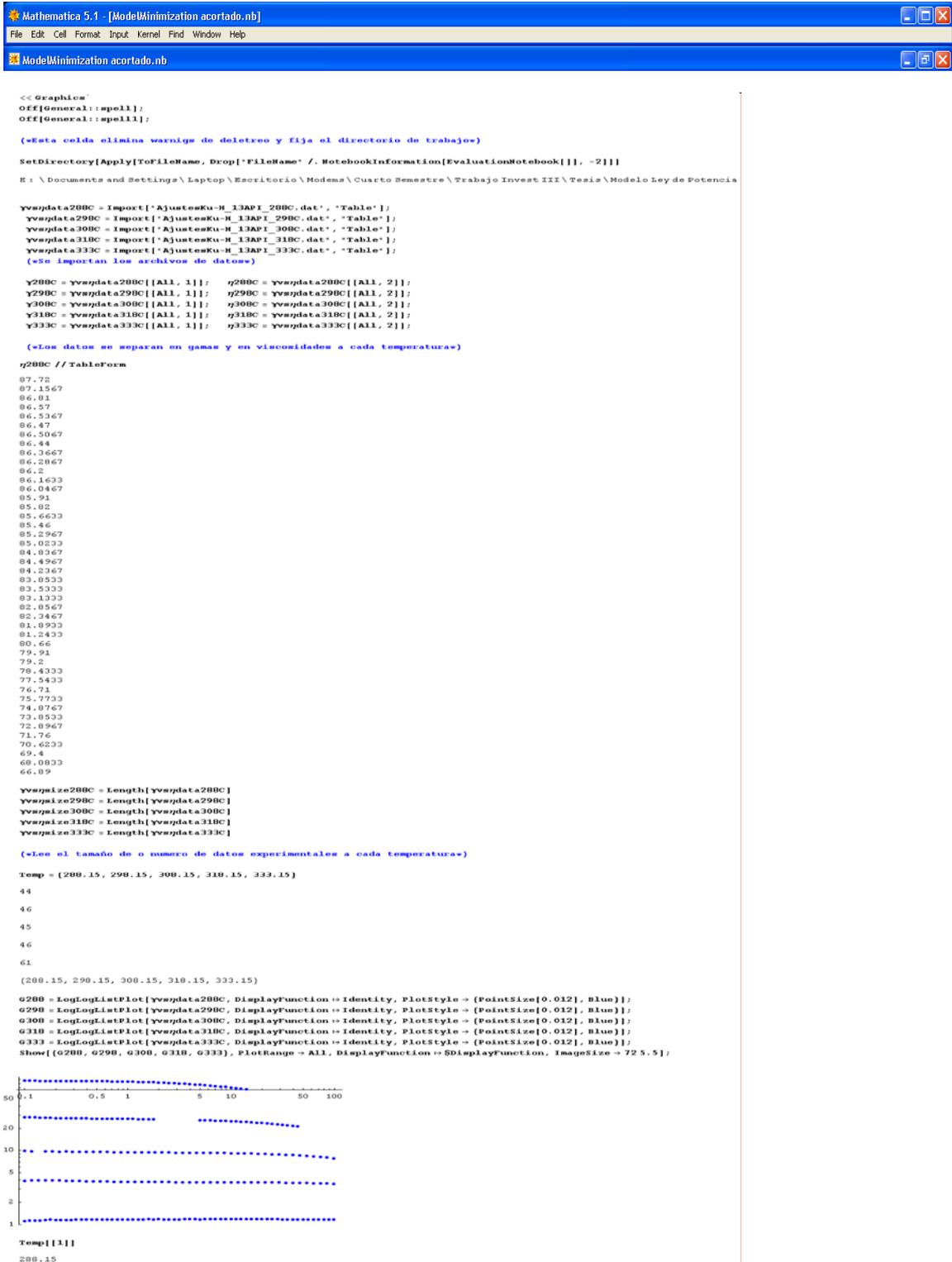
d) Programado el modelo se analizan los resultados calculados versus experimentales.



Anexo 3

Modelo con Ley de Potencia, intervalo acotado.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.



Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

```
(= Ley de Potencia Acotada)
FFowLaw[Y_ , KO_ , KI_ , n0_ , n1_ , T_ ] := KO Exp[KI / T] Y^(n0+ n1 T - 1)
(=Definición de ajuste por ley de potencia)

ErrorFowLaw[KO_ , KI_ , n0_ , n1_ ] := 
$$\sum_{i=1}^{vvwsize288C} \left( \frac{1}{\eta_{288C}[i]} (\eta_{288C}[i] - FFowLaw[\eta_{288C}[i] , KO, KI, n0, n1, Temp[[1]]]) \right)^2 +$$


$$\sum_{i=1}^{vvwsize298C} \left( \frac{1}{\eta_{298C}[i]} (\eta_{298C}[i] - FFowLaw[\eta_{298C}[i] , KO, KI, n0, n1, Temp[[2]]]) \right)^2 +$$


$$\sum_{i=1}^{vvwsize308C} \left( \frac{1}{\eta_{308C}[i]} (\eta_{308C}[i] - FFowLaw[\eta_{308C}[i] , KO, KI, n0, n1, Temp[[3]]]) \right)^2 +$$


$$\sum_{i=1}^{vvwsize318C} \left( \frac{1}{\eta_{318C}[i]} (\eta_{318C}[i] - FFowLaw[\eta_{318C}[i] , KO, KI, n0, n1, Temp[[4]]]) \right)^2 +$$


$$\sum_{i=1}^{vvwsize333C} \left( \frac{1}{\eta_{333C}[i]} (\eta_{333C}[i] - FFowLaw[\eta_{333C}[i] , KO, KI, n0, n1, Temp[[5]]) \right)^2$$


(=Definición de función minimizar solo variando los parámetros de ajuste)

FowLawParam = NMinimize[{{ErrorFowLaw[KO, KI, n0, n1], n0 + n1 Temp[[5]] < 1.0}, {KO, KI, n0, n1}}
K0pw = KO /. FowLawParam[[2]]
K1pw = KI /. FowLawParam[[2]]
n0pw = n0 /. FowLawParam[[2]]
n1pw = n1 /. FowLawParam[[2]]

{0.699288, {KO -> 1.78279*10^-12, KI -> 9045.68, n0 -> 0.595275, n1 -> 0.00121484}}

(=Minimización con dos restricciones la primera para 333K y la viscosidad no crezca con gamma error
experimental y la segunda para que el parámetro KI sea positivo)

1.78279*10^-12
9045.68
0.595275
0.00121484

Y = 0.1
FFowLaw[Y, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, 288.15]

0.1
86.9483

Temp[[1]]
FowLawPlot288 = LogLogPlot[FFowLaw[Y1, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, Temp[[1]]], {Y1, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity,
PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FowLawPlot298 = LogLogPlot[FFowLaw[Y1, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, Temp[[2]]], {Y1, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity,
PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FowLawPlot308 = LogLogPlot[FFowLaw[Y1, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, Temp[[3]]], {Y1, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity,
PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FowLawPlot318 = LogLogPlot[FFowLaw[Y1, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, Temp[[4]]], {Y1, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity,
PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FowLawPlot333 = LogLogPlot[FFowLaw[Y1, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, Temp[[5]]], {Y1, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity,
PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];

Show[FowLawPlot288, FowLawPlot298, FowLawPlot308, FowLawPlot318, FowLawPlot333,
DisplayFunction -> DisplayFunction, PlotRange -> {{Log[10, 0.09], Log[10, 100]}, {Log[10, 0.9], Log[10, 100]}},
AxesOrigin -> {Log[10, 0.09], Log[10, 0.9]}, ImageSize -> 727,
PlotLabel -> StyleForm["Modelo Ley de Potencia acotado", FontSize -> 18, FontWeight -> "Bold"],
AxesLabel -> {"Y [s^-1]", "μ [Pa s]"}, AxesStyle -> {Thickness[0.00315], DefaultFont -> {"Times", 14}},
FrameLabel -> {"Y [s^-1]", "μ [Pa s]"}, RotateLabel -> True, Frame -> True];

308.15

Modelo Ley de Potencia acotado

FFowLaw[Y, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, Temp[[1]]]
86.9483
gcalc = FFowLaw[η288C, K0pw, K1pw, n0pw, n1pw, Temp[[1]]]
ErrorPerc = Table[{{η288C[[i]], 100 Abs[ $\frac{\eta_{288C}[i] - gcalc[[i]]}{\eta_{288C}[i]}$ ]}, {i, 1, vvwsize288C}}
{86.9483, 86.4042, 85.8639, 85.3238, 84.7884, 84.2547, 83.729, 83.2029, 82.6804, 82.1611, 81.646,
81.1341, 80.6253, 80.1193, 79.6164, 79.1177, 78.6206, 78.1273, 77.6374, 77.1504, 76.666, 76.1859,
75.7073, 75.2339, 74.7607, 74.2907, 73.8251, 73.3613, 72.9012, 72.4429, 71.9895, 71.5378, 71.0888,
70.643, 70.1999, 69.7594, 69.3216, 68.8866, 68.4545, 68.0249, 67.5982, 67.1737, 66.7528, 66.3337}
{{0.1, 0.879691}, {0.12127, 0.863409}, {0.12583, 1.09084}, {0.1412, 1.43955}, {0.15843, 2.02024},
{0.17383, 2.56196}, {0.1894, 3.21053}, {0.22377, 3.74494}, {0.2511, 4.26818}, {0.28177, 4.78119},
{0.31613, 5.28312}, {0.35467, 5.83684}, {0.39793, 6.30056}, {0.4465, 6.74048}, {0.501, 7.22861},
{0.56203, 7.84115}, {0.6307, 8.00299}, {0.70767, 8.40522}, {0.79397, 8.68697}, {0.89083, 9.06013},
{0.9996, 9.26742}, {1.12133, 9.55734}, {1.25833, 9.71461}, {1.412, 9.93783}, {1.584, 10.0714}, {1.77767, 10.3383},
{1.99433, 10.3484}, {2.238, 10.4384}, {2.511, 10.2681}, {2.81733, 10.1861}, {3.161, 9.91181}, {3.54667, 9.67445},
{3.9767, 9.26489}, {4.465, 8.8971}, {5.00947, 8.48669}, {5.621, 7.93677}, {6.307, 7.41894}, {7.07667, 6.72508},
{7.94, 6.09379}, {8.909, 5.20493}, {9.996, 4.28352}, {11.2167, 3.20788}, {12.5833, 1.9542}, {14.12, 0.831653}}
Max[ErrorPerc][[All, 2]]
Min[ErrorPerc][[All, 2]]
10.4184
0.831653

ListPlot[ErrorPerc];

Options[LogLogPlot]
{AspectRatio ->  $\frac{1}{\text{GoldenRatio}}$ , Axes -> Automatic, AxesLabel -> None, AxesOrigin -> Automatic,
AxesStyle -> Automatic, Background -> Automatic, ColorOutput -> Automatic, DefaultColor -> Automatic,
DefaultFont -> $DefaultFont, DisplayFunction -> DisplayFunction, Epilog -> {}, FormatType -> $FormatType, Frame -> False,
FrameLabel -> None, FrameStyle -> Automatic, FrameTicks -> Automatic, GridLines -> None, ImageSize -> Automatic,
PlotLabel -> None, PlotRange -> Automatic, PlotRegion -> Automatic, Prolog -> {}, RotateLabel -> True,
TextStyle -> $TextStyle, Ticks -> Automatic, Compiled -> True, MaxBend -> 10, PlotDivision -> 30, PlotPoints -> 25,
PlotStyle -> Automatic, DefaultFont -> $DefaultFont, FormatType -> $FormatType, TextStyle -> $TextStyle}

```

Anexo 4

Modelo con Ley de Potencia.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

```
Mathematica 5.1 - [ModelMinimization completo.nb]
File Edit Cell Format Input Kernel Find Window Help

ModelMinimization completo.nb

<<Graphics*
Off[General::spell1];
Off[General::spell1];

(*Esta celda elimina warnings de delectro y fija el directorio de trabajo*)

SetDirectory[Apply[ToFileName, Drop[FileName* /. NotebookInformation[EvaluationNotebook[]], -2]]]
E: \Documents and Settings\Laptop\Escritorio\Modema\Cuarto Semestre\Trabajo Invest III\Tesis\Modelo Ley de Potencia

yvwdata20BC = Import["AjustesKu-H_13API_20BC.dat", "Table"];
yvwdata29BC = Import["AjustesKu-H_13API_29BC.dat", "Table"];
yvwdata30BC = Import["AjustesKu-H_13API_30BC.dat", "Table"];
yvwdata31BC = Import["AjustesKu-H_13API_31BC.dat", "Table"];
yvwdata33BC = Import["AjustesKu-H_13API_33BC.dat", "Table"];
(*Se importan los archivos de datos*)

y20BC = yvwdata20BC[[All, 1]];  η20BC = yvwdata20BC[[All, 2]];
y29BC = yvwdata29BC[[All, 1]];  η29BC = yvwdata29BC[[All, 2]];
y30BC = yvwdata30BC[[All, 1]];  η30BC = yvwdata30BC[[All, 2]];
y31BC = yvwdata31BC[[All, 1]];  η31BC = yvwdata31BC[[All, 2]];
y33BC = yvwdata33BC[[All, 1]];  η33BC = yvwdata33BC[[All, 2]];
(*Los datos se separan en gamas y en viscosidades a cada temperatura*)

yvwdata20BC
{{0.1, 87.72}, {0.11217, 87.1567}, {0.12583, 86.81}, {0.1412, 86.57}, {0.15843, 86.5367}, {0.17783, 86.47}, {0.1994, 86.5067},
{0.22377, 86.44}, {0.2511, 86.3667}, {0.28177, 86.2867}, {0.31613, 86.2}, {0.35467, 86.1633}, {0.39793, 86.0467},
{0.4465, 85.91}, {0.501, 85.82}, {0.56203, 85.6633}, {0.6307, 85.46}, {0.70767, 85.2967}, {0.79397, 85.0233},
{0.89083, 84.8367}, {0.9996, 84.4967}, {1.12133, 84.2367}, {1.25833, 83.8533}, {1.412, 83.5333}, {1.584, 83.1333},
{1.7783, 82.8367}, {1.9943, 82.3467}, {2.238, 81.8933}, {2.511, 81.2433}, {2.81733, 80.66}, {3.161, 79.91},
{3.54667, 79.2}, {3.97967, 78.4333}, {4.465, 77.5433}, {5.00967, 76.71}, {5.621, 75.7733}, {6.307, 74.8767},
{7.07667, 73.0533}, {7.94, 72.0967}, {8.909, 71.76}, {9.996, 70.6233}, {11.2133, 69.4}, {12.5833, 68.0933},
{14.12, 66.89}, {15.84, 65.2733}, {17.7767, 63.76}, {19.9433, 61.9}, {22.38, 59.7533}, {25.11, 57.1667}, {28.1733, 54.94},
{31.61, 51.67}, {35.4667, 48.6667}, {39.7967, 44.54}, {44.65, 41.7133}, {50.1, 35.4067}, {70.7667, 24.5533}}

η20BC // TableForm
87.72
87.1567
86.81
86.57
86.5367
86.47
86.5067
86.44
86.3667
86.2867
86.2
86.1633
86.0467
85.91
85.82
85.6633
85.46
85.2967
85.0233
84.8367
84.4967
84.2367
83.8533
83.5333
83.1333
82.8367
82.3467
81.8933
81.2433
80.66
79.91
79.2
78.4333
77.5433
76.71
75.7733
74.8767
73.0533
72.0967
71.76
70.6233
69.4
68.0933
66.89
65.2733
63.76
61.9
59.7533
57.1667
54.94
51.67
48.6667
44.54
41.7133
35.4067
24.5533

yvwdsize20BC = Length[yvwdata20BC]
yvwdsize29BC = Length[yvwdata29BC]
yvwdsize30BC = Length[yvwdata30BC]
yvwdsize31BC = Length[yvwdata31BC]
yvwdsize33BC = Length[yvwdata33BC]

(*Lee el tamaño de o numero de datos experimentales a cada temperatura*)

Temp = {200.15, 290.15, 300.15, 310.15, 333.15}

56
52
45
46
61

{200.15, 290.15, 300.15, 310.15, 333.15}
```

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

```

g200 = LogLogPlot[yyvsplata200C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> {PointSize[0.012], Blue}];
g290 = LogLogPlot[yyvsplata290C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> {PointSize[0.012], Blue}];
g300 = LogLogPlot[yyvsplata300C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> {PointSize[0.012], Blue}];
g310 = LogLogPlot[yyvsplata310C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> {PointSize[0.012], Blue}];
g330 = LogLogPlot[yyvsplata330C, DisplayFunction -> Identity, PlotStyle -> {PointSize[0.012], Blue}];
Show[g200, g290, g300, g310, g330], PlotRange -> All, DisplayFunction -> $DisplayFunction, ImageSize -> {72.5, 51}

Temp[111]
208.15

(* Ley de Potencia *)
FFowLaw[y_, KO_, Kl_, n0_, n1_, T_] := KO Exp[Kl/T] y^(n0-n1)-1

(*Definición de ajuste por ley de potencias*)
ErrorFFowLaw[KO_, Kl_, n0_, n1_] :=  $\frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{y_{200C}[i1]} (y_{200C}[i1] - FFowLaw[y_{200C}[i1], KO, Kl, n0, n1, Temp[111]]) \right)^2}{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{y_{200C}[i1]} (y_{200C}[i1] - FFowLaw[y_{200C}[i1], KO, Kl, n0, n1, Temp[211]]) \right)^2}$ ;
 $\frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{y_{300C}[i1]} (y_{300C}[i1] - FFowLaw[y_{300C}[i1], KO, Kl, n0, n1, Temp[311]]) \right)^2}{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{y_{300C}[i1]} (y_{300C}[i1] - FFowLaw[y_{300C}[i1], KO, Kl, n0, n1, Temp[411]]) \right)^2}$ ;
 $\frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{y_{330C}[i1]} (y_{330C}[i1] - FFowLaw[y_{330C}[i1], KO, Kl, n0, n1, Temp[511]]) \right)^2}{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{y_{330C}[i1]} (y_{330C}[i1] - FFowLaw[y_{330C}[i1], KO, Kl, n0, n1, Temp[511]]) \right)^2}$ 

(*Definición de función minimizar solo variando los parámetros de ajustes*)
FFowLawParam = NMinimize[ErrorFFowLaw[KO, Kl, n0, n1], n0 <= 1.0, Kl > 0, {KO, Kl, n0, n1}]
KOps = KO /. FFowLawParam[[2]]
Klps = Kl /. FFowLawParam[[2]]
n0ps = n0 /. FFowLawParam[[2]]
n1ps = n1 /. FFowLawParam[[2]]
{2.74975, {n0 -> 2.5873*10^-12, Kl -> 8929.33, n0 -> 0.284382, n1 -> 0.00214803}}

(*Minimización con dos restricciones la primera para 333K y la viscosidad no crezca con gama error experimental y la segunda para que el parametro Kl sea positivo*)
2.5873*10^-12
8929.33
0.284382
0.00214803

y = 0.1
FFowLaw[y, KOps, Klps, n0ps, n1ps, 208.15]
0.1
92.0192

Temp[111]
FFowLawPlot200 = LogLogPlot[FFowLaw[y, KOps, Klps, n0ps, n1ps, Temp[111]], {y, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity, PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FFowLawPlot290 = LogLogPlot[FFowLaw[y, KOps, Klps, n0ps, n1ps, Temp[211]], {y, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity, PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FFowLawPlot300 = LogLogPlot[FFowLaw[y, KOps, Klps, n0ps, n1ps, Temp[311]], {y, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity, PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FFowLawPlot310 = LogLogPlot[FFowLaw[y, KOps, Klps, n0ps, n1ps, Temp[411]], {y, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity, PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];
FFowLawPlot330 = LogLogPlot[FFowLaw[y, KOps, Klps, n0ps, n1ps, Temp[511]], {y, 0.1, 100}, DisplayFunction -> Identity, PlotRange -> All, PlotStyle -> {Thickness[0.005], Red}];

Show[FFowLawPlot200, FFowLawPlot290, FFowLawPlot300, FFowLawPlot310, FFowLawPlot330, g200, g290, g300, g310, g330], DisplayFunction -> $DisplayFunction, PlotRange -> {{Log[10, 0.09], Log[10, 100]}, {Log[10, 0.9], Log[10, 100]}}, AxesOrigin -> {Log[10, 0.09], Log[10, 0.9]}, ImageSize -> {72, 51}, PlotLabel -> StyleForm["Modelo Ley de Potencia", FontSize -> 30, FontWeight -> "Bold"], AxesLabel -> {"y [s^-1]", "μ [Pa s]"}, AxesStyle -> {Thickness[0.0035], DefaultFont -> {"Times", 14}, FrameLabel -> {"y [s^-1]", "μ [Pa s]"}, RotateLabel -> True, Frame -> True};
208.15

Modelo Ley de Potencia

FFowLaw[y, KOps, Klps, n0ps, n1ps, Temp[111]]
92.0192
qvals = FFowLaw[y200C, KOps, Klps, n0ps, n1ps, Temp[111]]
ErrorFunc = Table[ $\frac{y_{200C}[i1] - qvals[i1]}{y_{200C}[i1]}$ ], {i, 1, Length[y200C]}]
{92.0192, 91.7945, 90.7805, 89.7748, 88.7812, 87.7954, 86.8292, 85.8868, 84.9157, 83.975, 83.0462, 82.1279, 81.2193, 80.3202, 79.431, 78.5538, 77.6829, 76.8231, 75.9733, 75.1327, 74.3007, 73.4779, 72.6638, 71.8609, 71.0689, 70.2789, 69.502, 68.7319, 67.9714, 67.2199, 66.4766, 65.74, 65.0121, 64.289, 63.5816, 62.8979, 62.2319, 61.5937, 60.9832, 60.401, 59.8466, 59.3159, 58.8129, 57.5216, 56.8061, 56.1553, 55.6394, 55.017, 54.4083, 53.8062, 53.2109, 52.6221, 52.0394, 51.4638, 50.8941, 49.2231}
{{0.1, 5.81301}, {0.11217, 5.32122}, {0.12583, 4.57374}, {0.1412, 3.70197}, {0.15843, 2.59375}, {0.17783, 1.5328}, {0.1994, 0.372836}, {0.22377, 0.263113}, {0.2511, 1.69004}, {0.28177, 2.67902}, {0.31613, 3.69867}, {0.35467, 4.68345}, {0.39793, 5.61033}, {0.4465, 6.50694}, {0.501, 7.4466}, {0.56203, 8.2999}, {0.6307, 9.10023}, {0.70767, 9.92425}, {0.79297, 10.6411}, {0.88983, 11.4384}, {0.9996, 12.0667}, {1.12133, 12.7694}, {1.25833, 13.3418}, {1.412, 13.9733}, {1.584, 14.5145}, {1.77767, 15.1801}, {1.99433, 15.9983}, {2.236, 16.0715}, {2.511, 16.336}, {2.81733, 16.6634}, {3.161, 16.8119}, {3.5467, 16.995}, {3.9767, 17.1117}, {4.465, 17.0877}, {5.00967, 17.1143}, {5.621, 17.0184}, {6.307, 16.9242}, {7.0767, 16.7384}, {7.94, 16.5761}, {8.909, 16.1927}, {9.996, 15.7862}, {11.2167, 15.2509}, {12.5833, 14.5667}, {14.12, 14.0056}, {15.84, 12.8494}, {17.7767, 11.7702}, {19.9433, 10.1237}, {22.36, 7.92654}, {25.11, 4.82522}, {28.1733, 2.06366}, {31.61, 2.30224}, {35.4667, 0.12758}, {39.7967, 1.63375}, {44.65, 23.3749}, {50.1, 43.7415}, {70.7667, 100.474}}
Max[ErrorFunc][All, 2]]
Min[ErrorFunc][All, 2]]
100.474
0.372836

ListPlot[ErrorFunc, PlotRange -> All];

Options[LogLogPlot]
{AspectRatio -> 1, Axes -> Automatic, AxesLabel -> None, AxesOrigin -> Automatic, AxesStyle -> Automatic, Background -> Automatic, ColorOutput -> Automatic, DefaultColor -> Automatic, DefaultFont -> $DefaultFont, DisplayFunction -> $DisplayFunction, Epilog -> {}, FormatType -> $FormatType, Frame -> False, FrameLabel -> None, FrameStyle -> Automatic, FrameTicks -> Automatic, GridLines -> None, ImageSize -> Automatic, PlotLabel -> None, PlotRange -> Automatic, PlotRegion -> Automatic, PlotStyle -> {}, RotateLabel -> True, TextStyle -> $TextStyle, Ticks -> Automatic, Compiled -> True, MaxBend -> 10., PlotDivision -> 30., PlotPoints -> 25, PlotStyle -> Automatic, DefaultFont -> $DefaultFont, FormatType -> $FormatType, TextStyle -> $TextStyle}

```

Anexo 5

Simulación del aseguramiento de flujo de la línea 47 con crudo estabilizado de 16° API.

5.3.4 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 6 horas.

En la figura 5.27 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 2, inicia la producción con un incremento gradual de 6 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanza el flujo de 199,631 BPD.

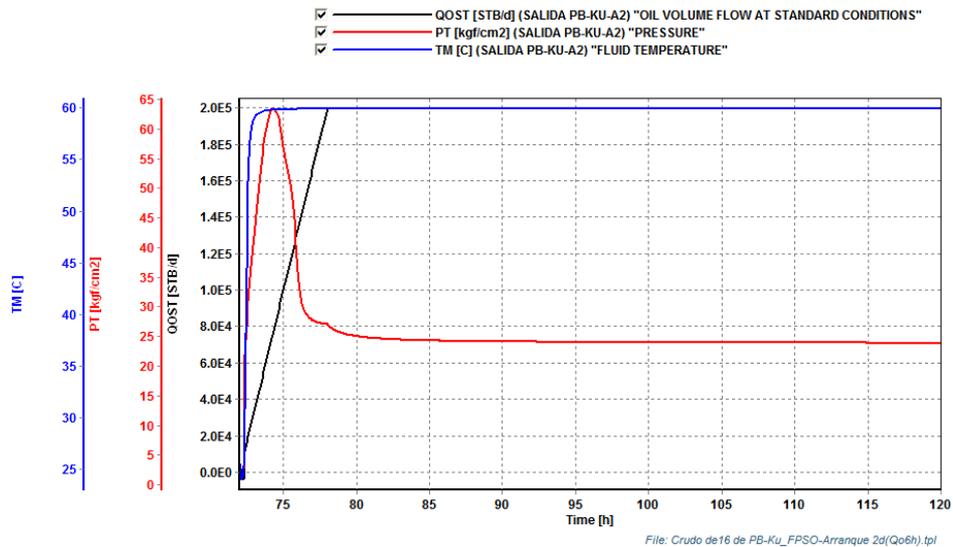


Figura 5.27.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.28, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día dos, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 6 horas de apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar el flujo de 199,631 BPD.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

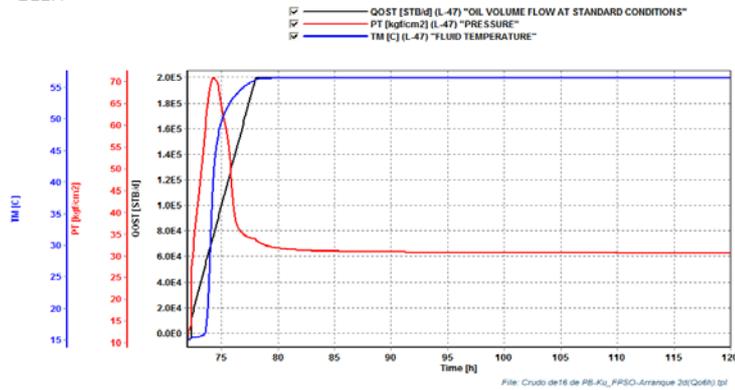


Figura 5.28.- Condiciones dentro de la línea 47.

Continuando con la simulación, en la figura 5.29, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

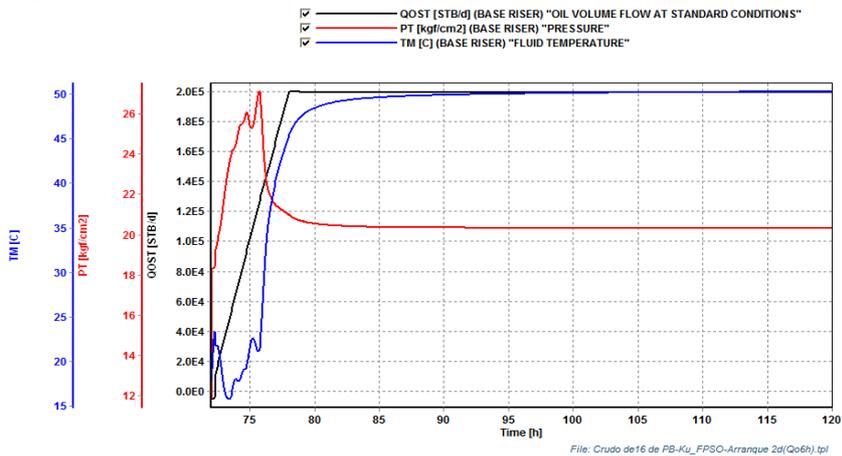


Figura 5.29.- Condiciones en la base del riser.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Como se observa en la figura 5.30, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 6 horas.

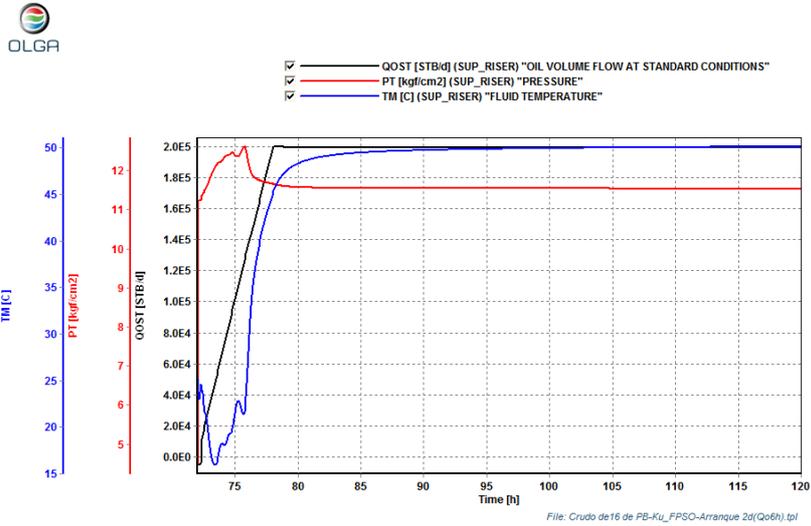


Figura 5.30.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.31.

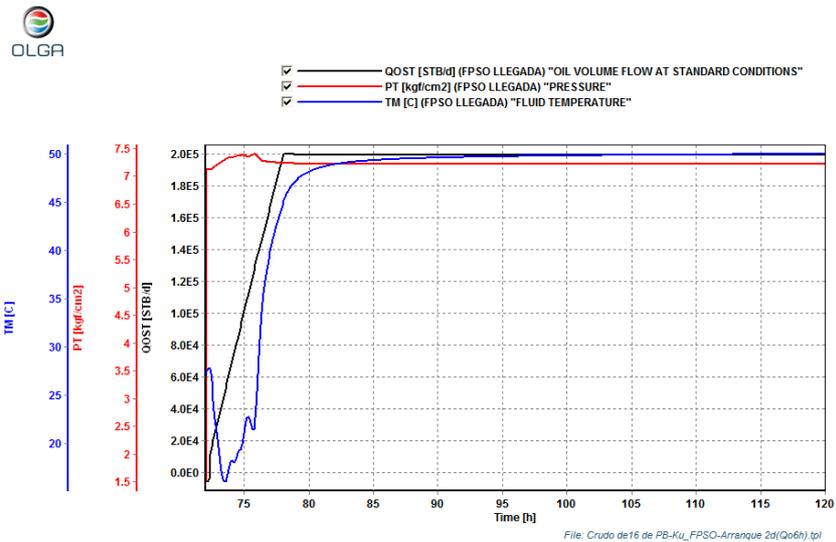


Figura 5.31.- Condiciones a la llegada del FPSO.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la figura 5.32, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.32 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

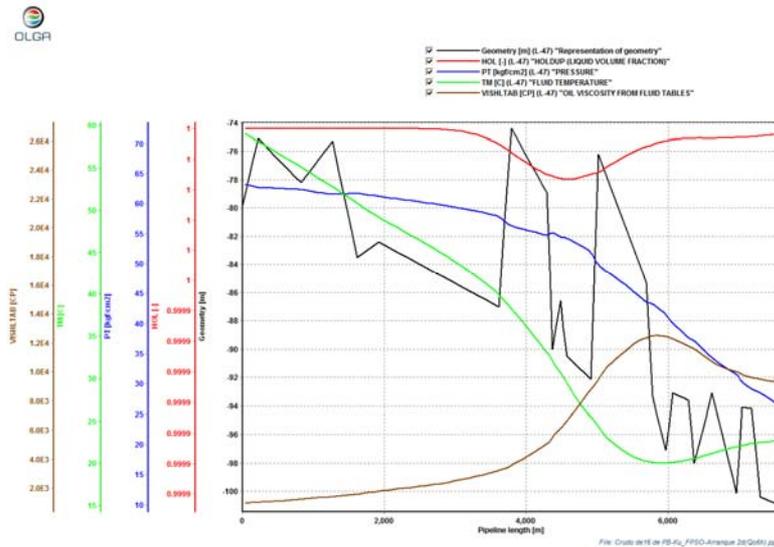


Fig. 5.32.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.5 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 9 horas.

En la figura 5.33 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 2, inicia la producción con un incremento gradual de 9 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanza el flujo de 199,631 BPD.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

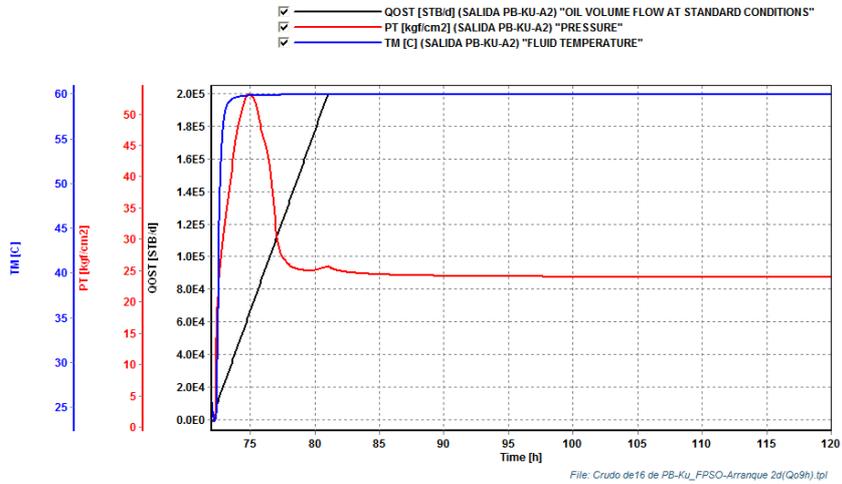


Figura 5.33.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.34, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día dos, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 9 horas de apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar el flujo de 199,631 BPD.

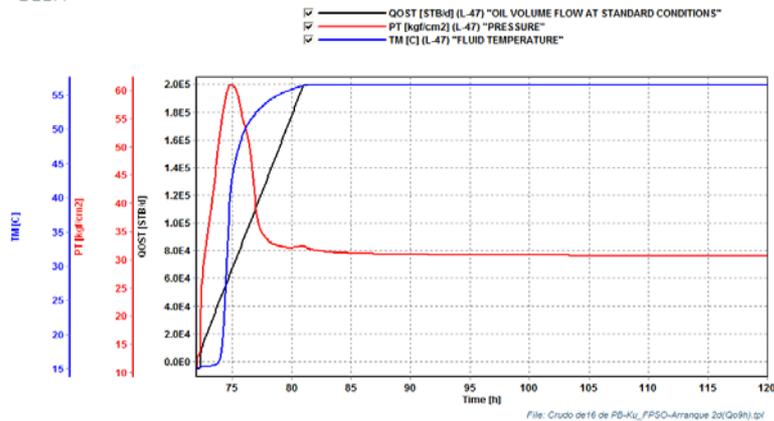


Figura 5.34.- Condiciones dentro de la línea 47.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Continuando con la simulación, en la figura 5.35, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

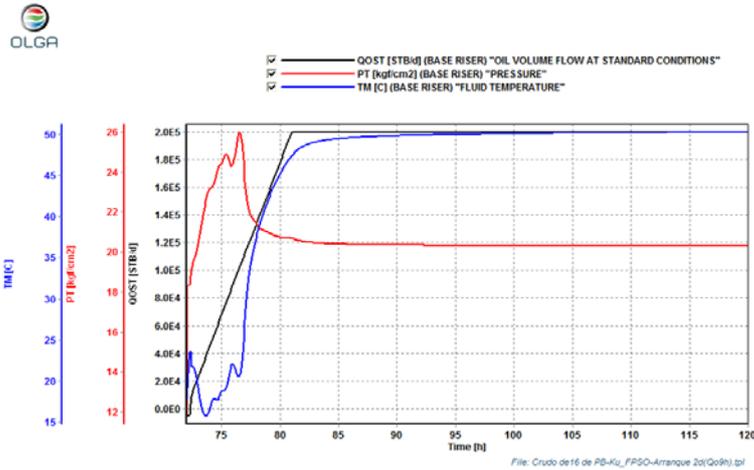


Figura 5.35.- Condiciones en la base del riser.

Como se observa en la figura 5.36, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 9 horas.

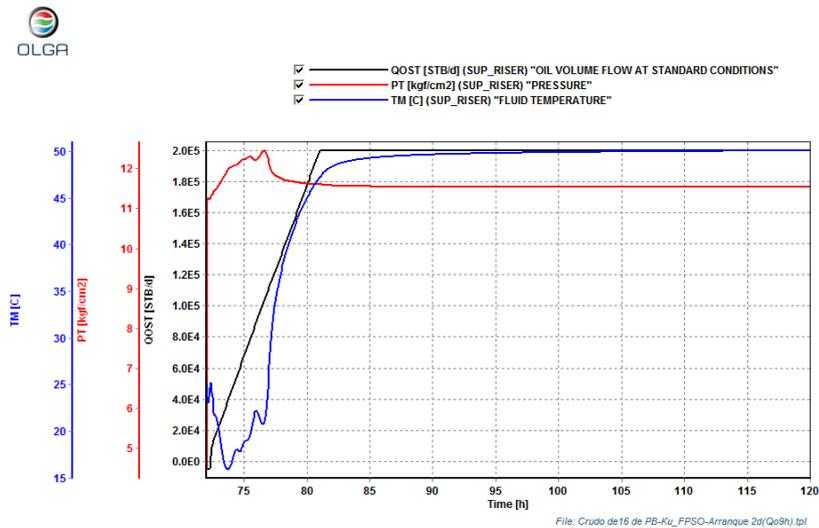


Figura 5.36.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.37.

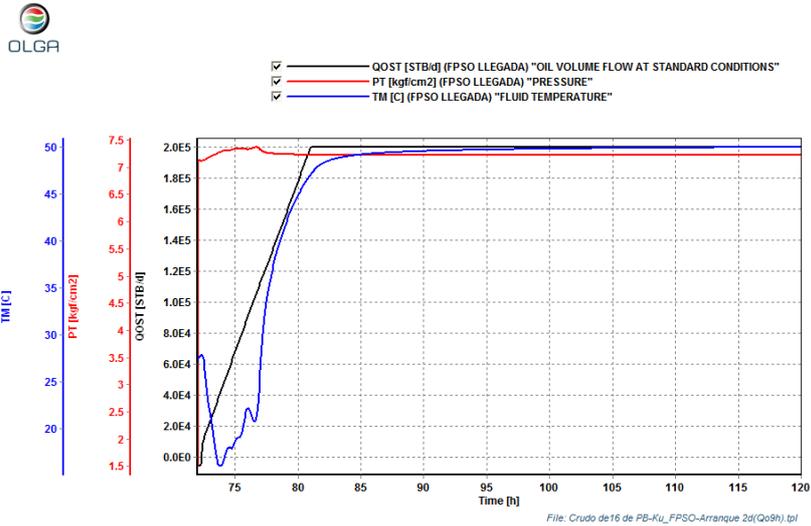


Figura 5.37.- Condiciones a la llegada del FPSO.

En la figura 5.38, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.38 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

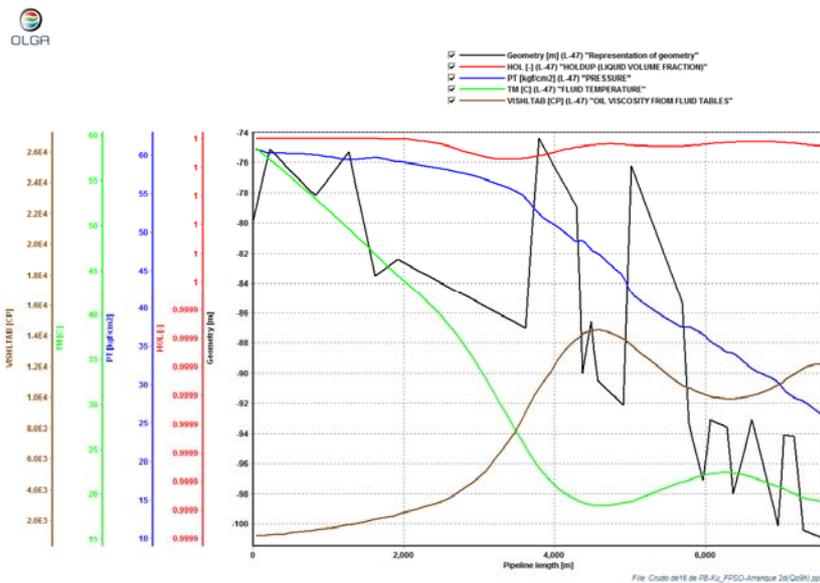


Fig. 5.38.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.6 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.

En la figura 5.39 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 2, inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanza el flujo de 199,631 BPD.

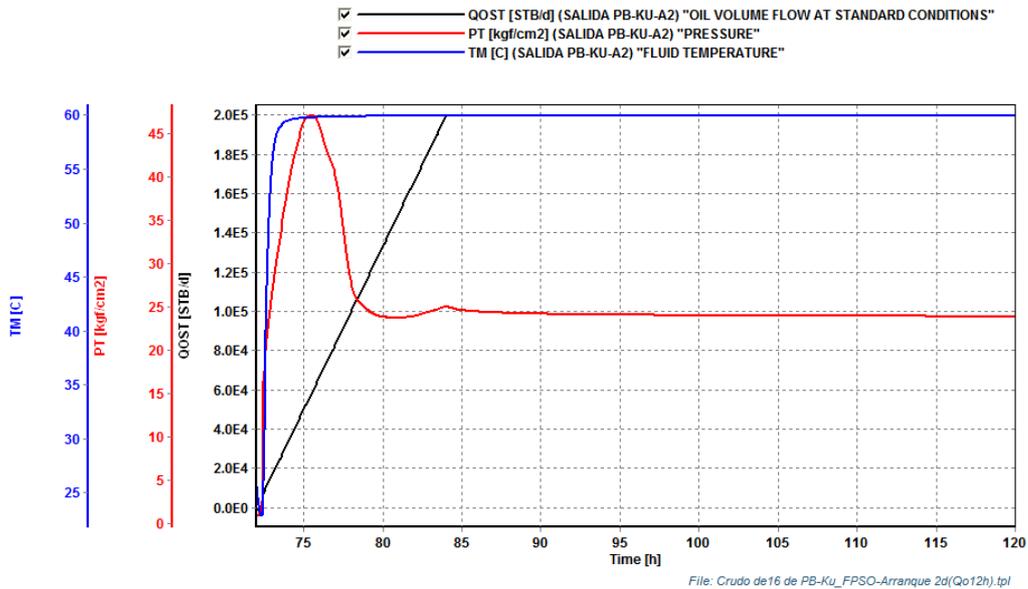


Figura 5.39.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.40, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día dos, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar el flujo de 199,631 BPD

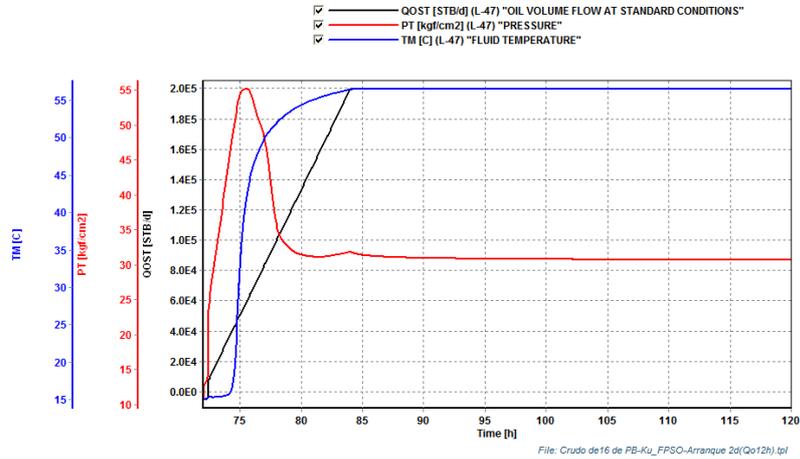


Figura 5.40.- Condiciones dentro de la línea 47.

Continuando con la simulación, en la figura 5.41, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

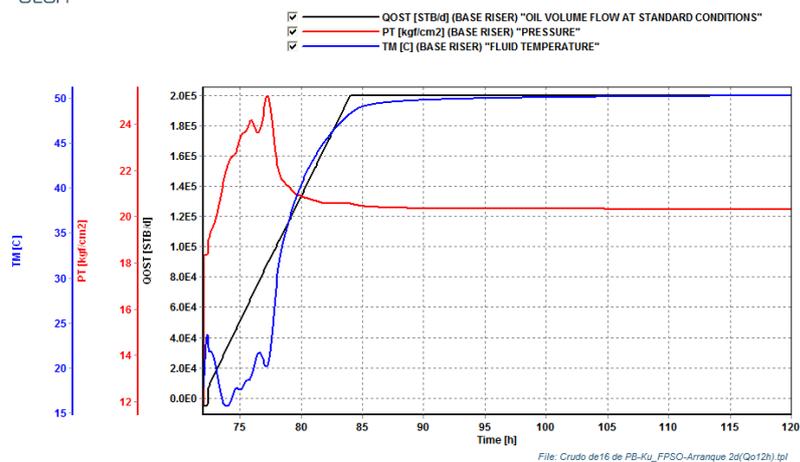


Figura 5.41.- Condiciones en la base del riser.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Como se observa en la figura 5.42, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 12 horas.

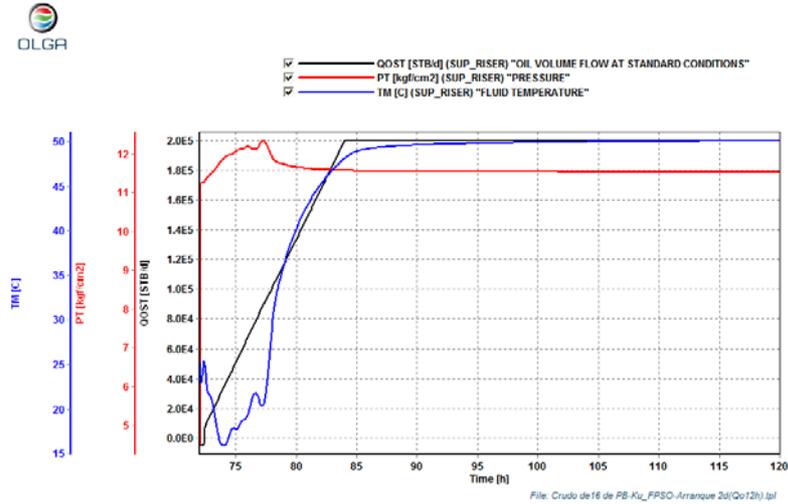


Figura 5.42.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.43.

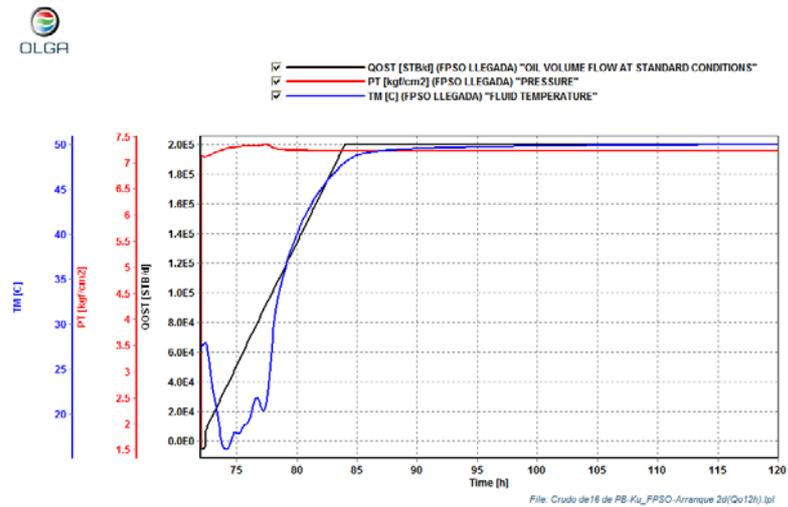


Figura 5.43.- Condiciones a la llegada del FPSO.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la figura 5.44, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.44 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

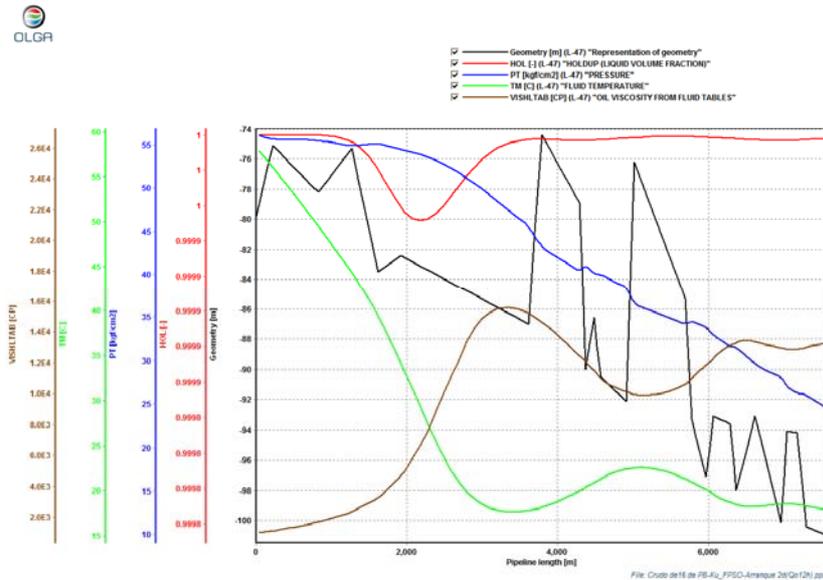


Fig. 5.44.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.7 Arranque del sistema después de 2 días de paro, con flujo gradual en 24 horas.

En la figura 5.45 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 2, inicia la producción con un incremento gradual de 24 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanza el flujo de 199,631 BPD.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

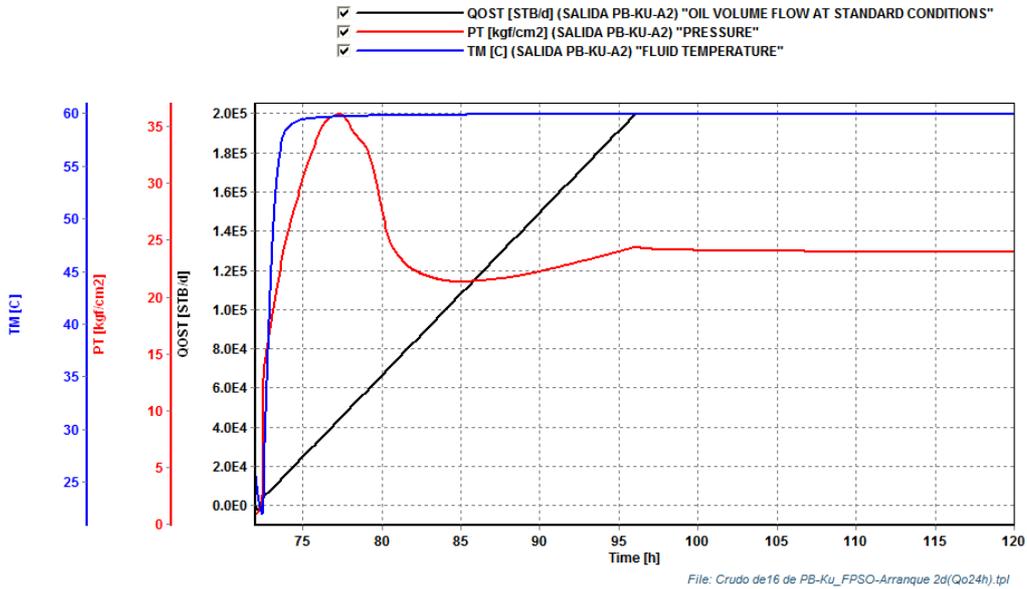


Figura 5.45.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.46, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día dos, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 24 horas de apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar el flujo de 199,631 BPD

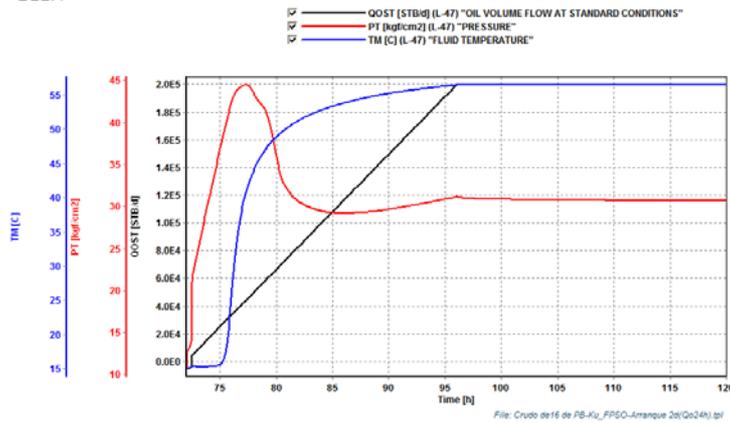


Figura 5.46.- Condiciones dentro de la línea 47.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Continuando con la simulación, en la figura 5.47, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

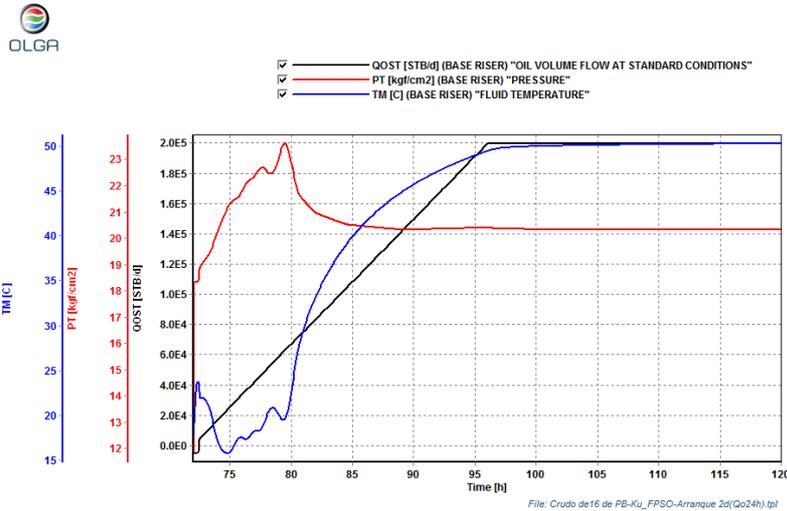


Figura 5.47.- Condiciones en la base del riser.

Como se observa en la figura 5.48, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 24 horas.

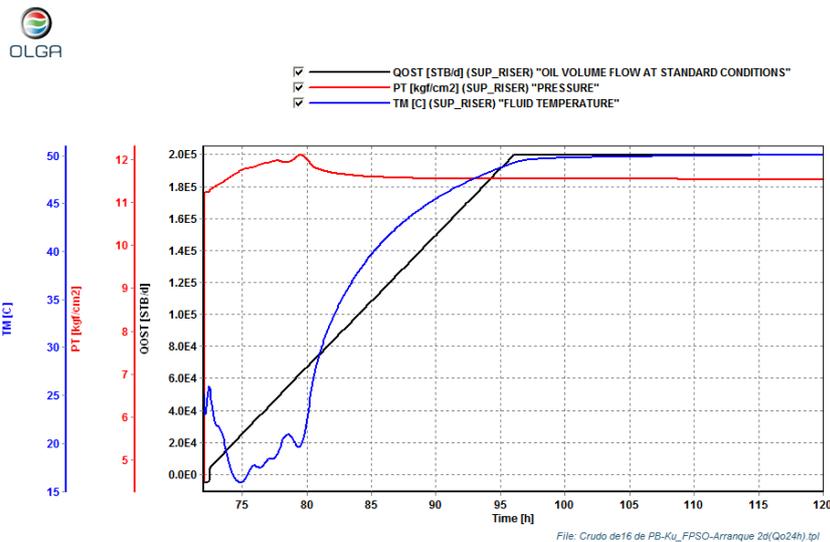


Figura 5.48.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.49.

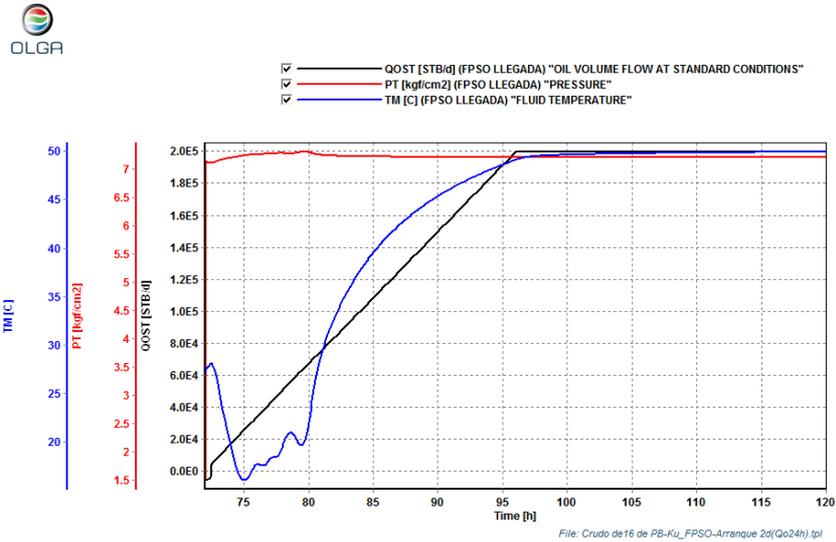


Figura 5.49.- Condiciones a la llegada del FPSO.

En la figura 5.50, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.50 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

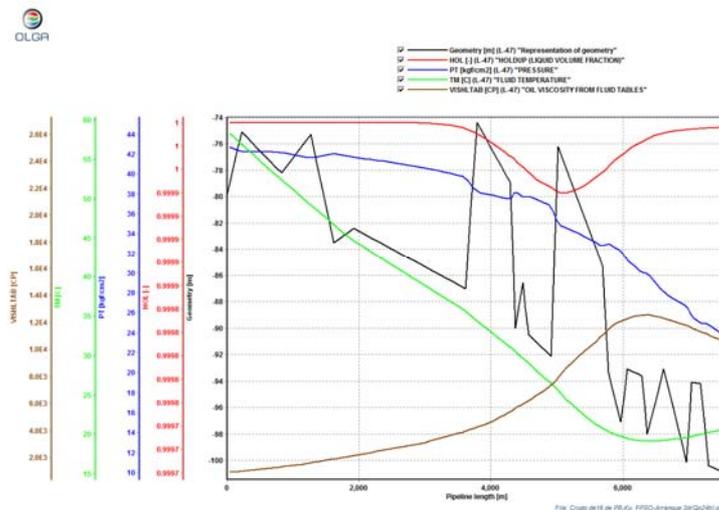


Fig. 5.50.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.8 Arranque del sistema después de 4 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.

En la figura 5.51 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 4, inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanza el flujo de 199,631 BPD.

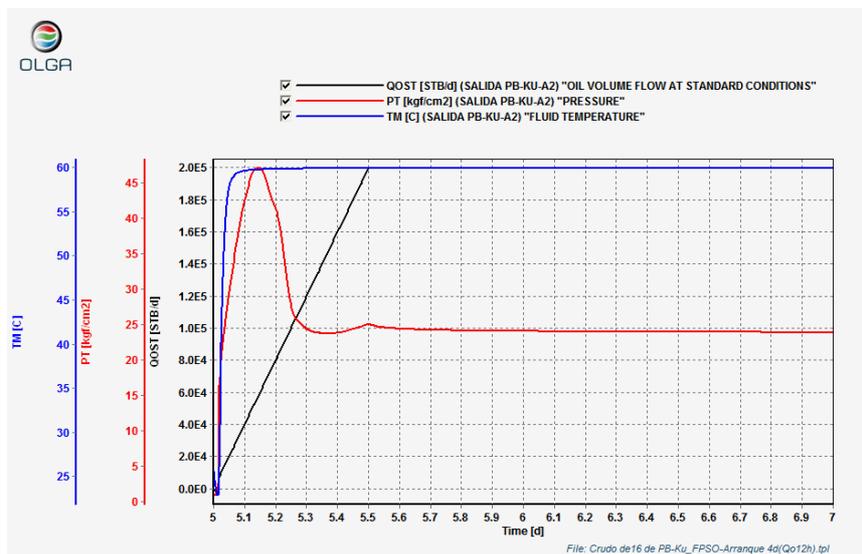


Figura 5.51.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.52, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día 4, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar el flujo de 199,631 BPD

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

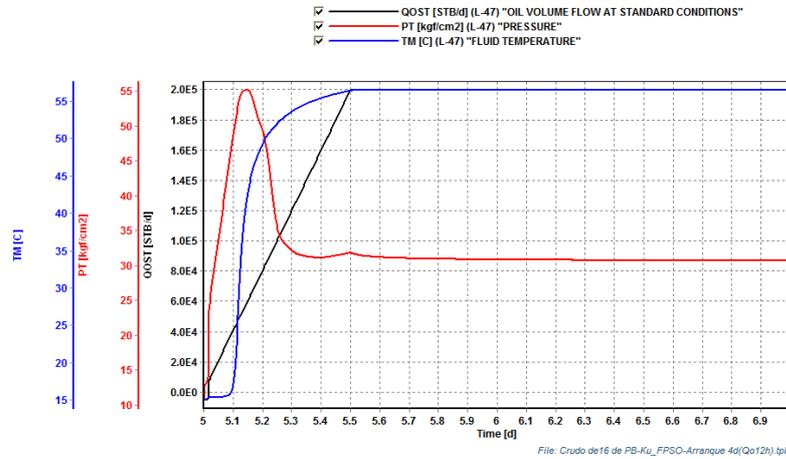


Figura 5.52.- Condiciones dentro de la línea 47.

Continuando con la simulación, en la figura 5.53, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

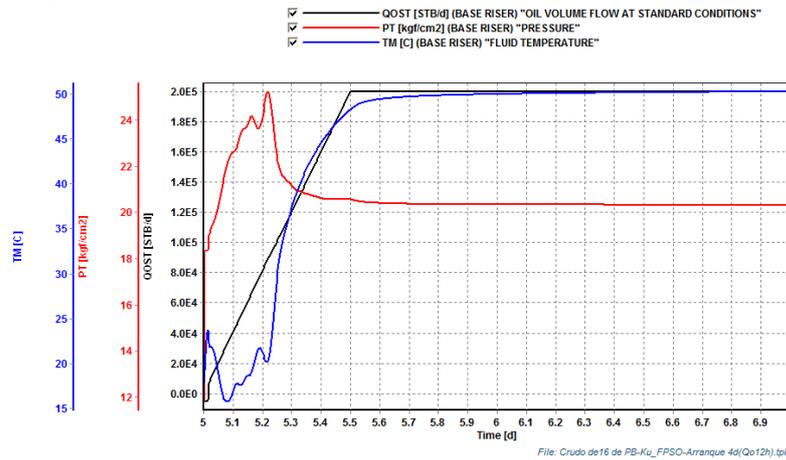


Figura 5.53.- Condiciones en la base del riser.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Como se observa en la figura 5.54, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 12 horas.

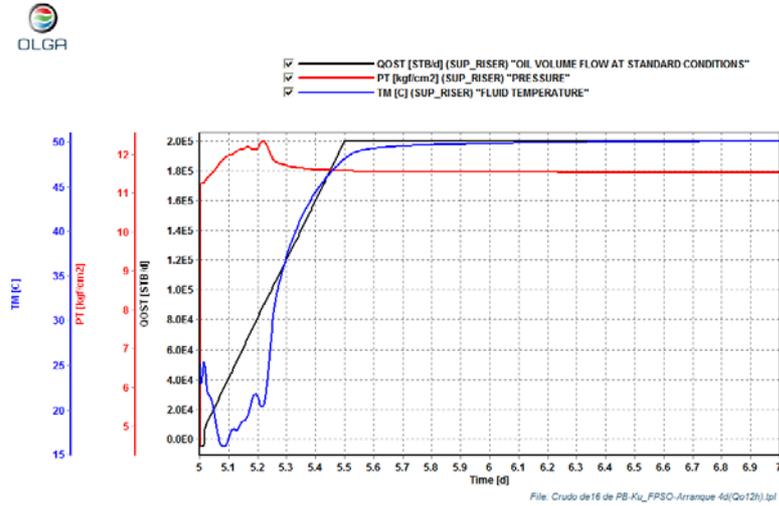


Figura 5.54.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.55.

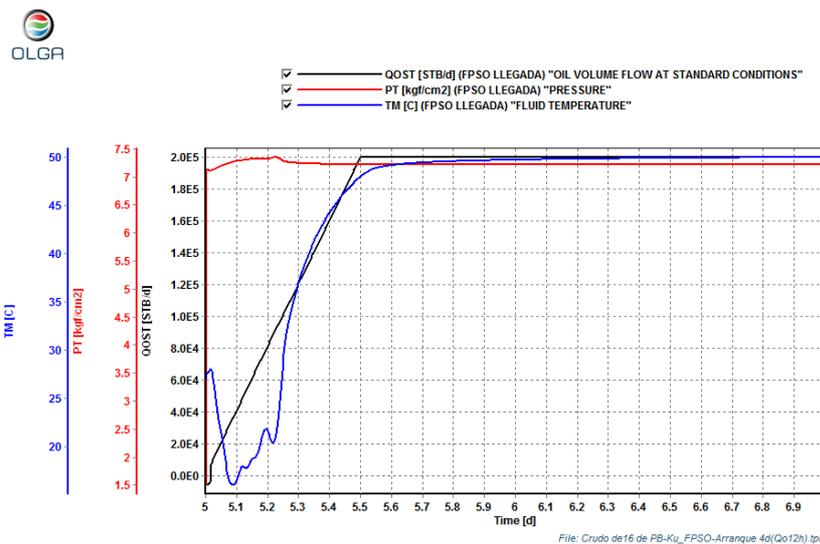


Figura 5.55.- Condiciones a la llegada del FPSO.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la figura 5.56, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.56 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

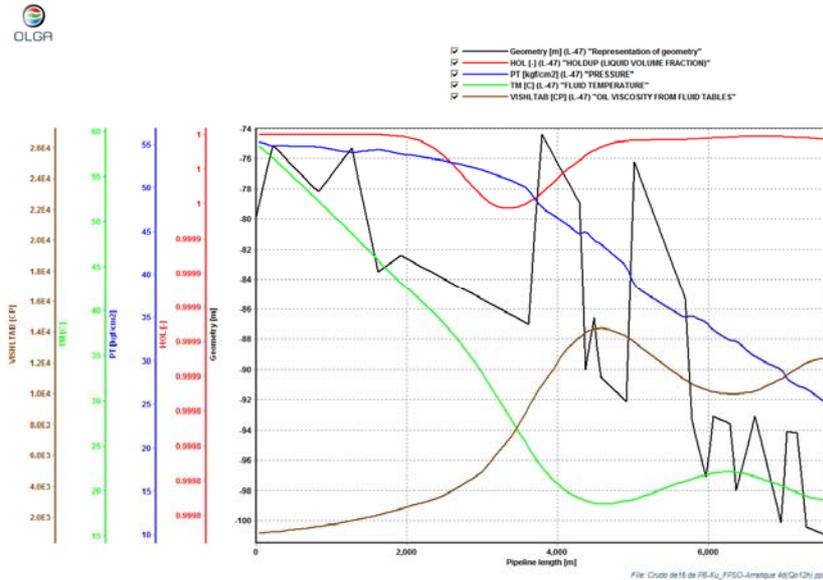


Fig. 5.56.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

5.3.9 Arranque del sistema después de 6 días de paro, con flujo gradual en 12 horas.

En la figura 5.57 se observa el comportamiento de la presión y la temperatura mínima requerida y flujo de aceite en la salida de la plataforma PB-Ku-A2 del sistema. A partir del día 6, inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de apertura en la plataforma PB-Ku-A2 al FPSO, hasta alcanza el flujo de 199,631 BPD.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

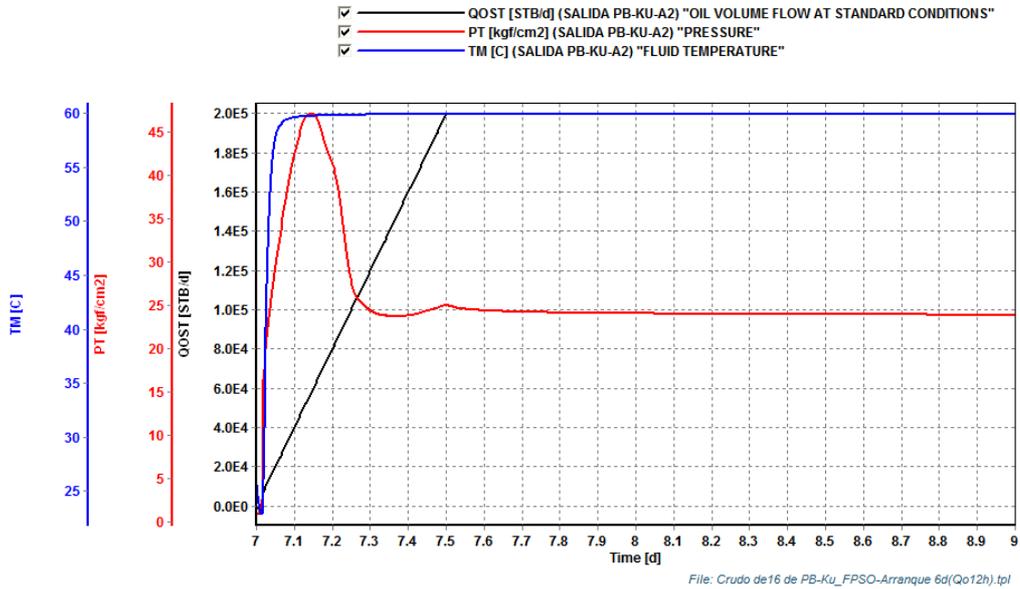


Figura 5.57.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.

A continuación se observa en la figura 5.58, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la línea 47 del sistema. La simulación es a partir del día 6, donde se inicia la producción con un incremento gradual de 12 horas de apertura en la plataforma PB_Ku-A2 al FPSO, hasta alcanzar el flujo de 199,631 BPD

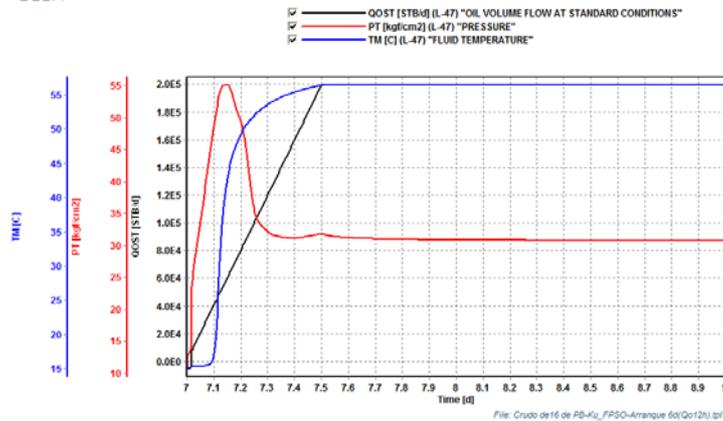


Figura 5.58.- Condiciones dentro de la línea 47.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Continuando con la simulación, en la figura 5.59, se observa el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la base del riser del sistema. Después del inicio de la producción de nuestro sistema en estudio. En los cuales los parámetros se encuentran en los rangos de la filosofía de operación.

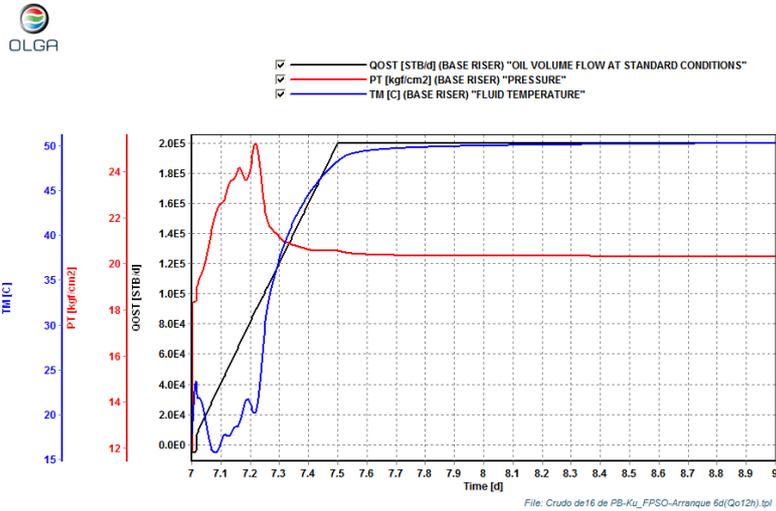


Figura 5.59.- Condiciones en la base del riser.

Como se observa en la figura 5.60, el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de aceite en la superficie del riser del sistema, se restablecen a las condiciones de operación en un tiempo de 12 horas.

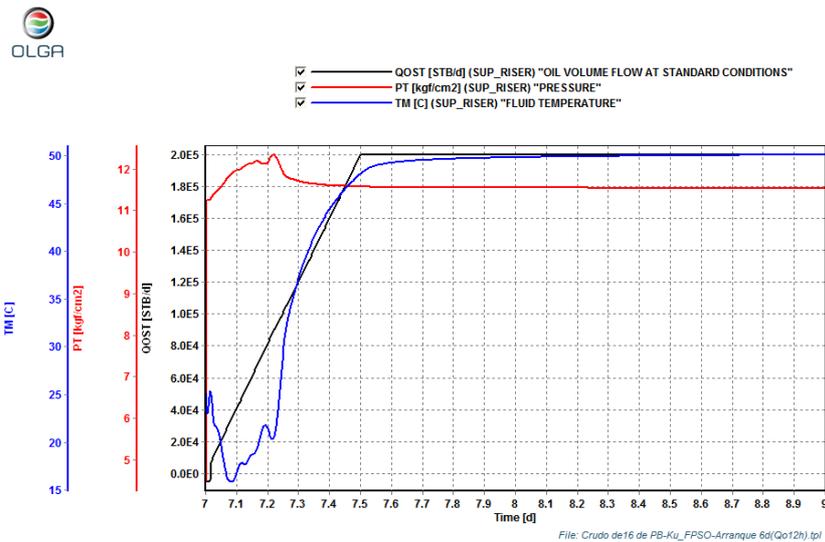


Figura 5.60.- Condiciones en la parte superior del riser norte.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

En la llegada del FPSO, las condiciones de operación se restablecen como se observa en la figura 5.61.

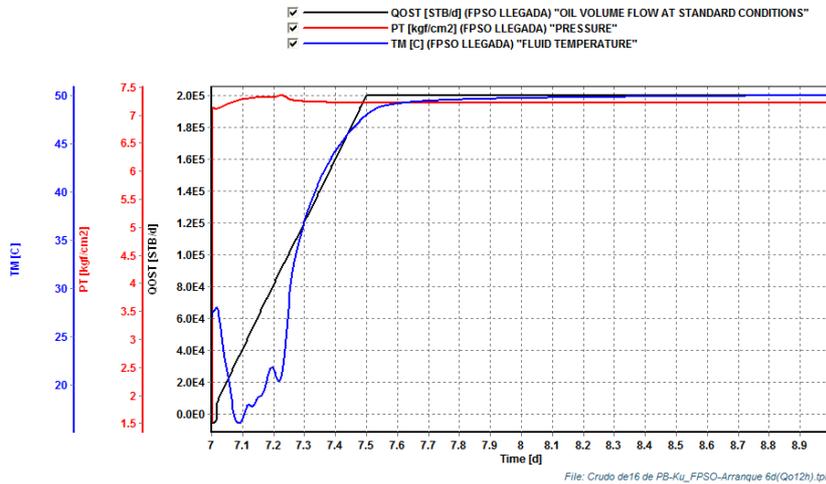


Figura 5.61.- Condiciones a la llegada del FPSO.

En la figura 5.62, se observan los perfiles de viscosidad, colgamiento de líquido, presión y temperatura reportada en la línea 47 que transporta la producción de las plataforma de PB-Ku-A2 y llega a una interconexión con el Plem 2, la figura 5.62 esto es una fotografía en un tiempo puntual, el perfil varía constantemente con respecto al tiempo.

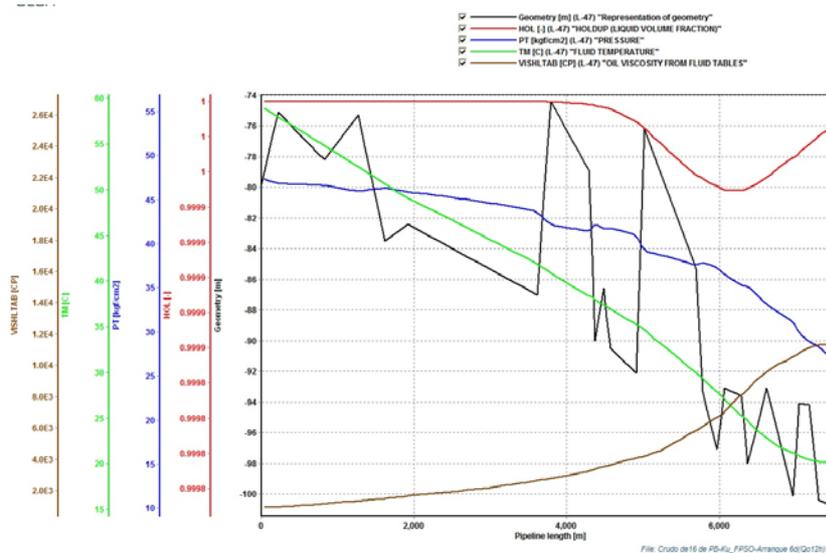


Fig. 5.62.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.

Anexo 6

Ficha Técnica de PB-Ku-A2.



Anexo 7

Ficha Técnica de FPSO.



CAPACIDAD

Almacenamiento:	2.2 MMB
Separación:	200 MBD
Compresión de gas:	120 MMPCD
Descarga:	1.2 MMBD
Bombeo a Ku-A:	200 MBD
Recep. Crudo Estab:	550 MBD

MEDIDAS

Eslora (longitud):	325 m
Manga (ancho):	625 m
Puntal (altura):	31.5 m
Calado:	23.2 m
Peso muerto:	360,700 tons

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Índice de Figuras y Gráficas	
Figura. I.- Campos de las Regiones Marinas	9
Figura 1.1.- Ubicación de los campos del Activo Integral de Explotación	10
Figura 1.2.- Ciclo de vida de los yacimientos del Proyecto Ku-Maloob-Zaap	13
Figura 1.3.- Pronóstico de calidad de crudo	13
Figura 1.4.- Perfiles de producción de aceite y gas.	15
Figura 1.5.- Infraestructura actual y futura	16
Figura 1.6.- Localización de nuevos campos descubiertos de aceite pesado en el Proyecto Campeche Oriente (configuración estructural de la cima del Cretácico Superior)	17
Figura 1.7.- Pozos exploratorios perforados 2003-2006 (Área Campeche Oriente)	18
Figura 2.1.- Deformación continua de un fluido bajo la acción de un esfuerzo	21
Figura 2.2.- Modelos de fluidos (Ecuaciones constitutivas comúnmente utilizadas)	22
Figura 2.3 Reograma típico de un fluido de Bingham	23
Figura 2.4.- Reograma típico de un fluido Ley de Potencia	24
Figura 2.5 Estabilización del perfil de velocidades para un fluido de propiedades físicas constantes, contenido entre dos placas de dimensiones muy grandes.	26
Figura 2.6. Representación esquemática del flujo cortante simple	33
Figura 2.7. Representación esquemática del flujo uniaxial	34
Figura 4.1. Reograma experimental mostrando adelgazamiento al corte y las dos regiones Newtonianas	46
Figura 4.2. Correlaciones empíricas vs. datos experimentales	48
Figura 4.2.1a Propiedades físicas del crudo	51
Figura 4.2.1b Ajuste de propiedades físicas en CurveExpert	52
Figura 4.2.1c Programación del Modelo	52
Figura 4.2.1d Resultados del Modelo	53
Figura 4.3.a Determinación de viscosidad para crudo pesado de 13°API, a 15, 25, 35, 45 y 60 °C	55
Figura 4.3.b Determinación de viscosidad para crudo pesado de 15°API, a 15, 25, 35, 45 y 60 °C.	55
Figura 4.3.c.- Modelos de fluidos	57
Figura 4.4. Modelo ley de potencia con intervalo acotado en la rapidez de corte	59
Figura 4.5 Modelo ley de potencia con intervalo experimental completo en la rapidez de corte	60
Figura 5.1. Sección unitaria de tubería	62
Figura 5.2. Diagrama de Moody	69
Figura 5.3. Patrones de flujo tubería vertical	70
Figura 5.4. Patrones de Flujo en tuberías Horizontales	71
Figura 5.5.- Comportamiento de las caídas de presión por la T.P. contra la variación de gasto	72

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Figura 5.6. Comportamiento de Caídas de presión por la T.P. con respecto a su diámetro.	73
Figura 5.7.- Proceso de Simulación	82
Figura 5.8.- Configuración de la línea 47 al FPSO en OLGA	83
Figura 5.9.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	84
Figura 5.10.- Condiciones dentro de la línea 47	84
Figura 5.11.- Condiciones en la base del riser	85
Figura 5.12.- Condiciones en la parte superior del riser norte	85
Figura 5.13.- Condiciones a la llegada del FPSO	86
Figura 5.14.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	86
Figura 5.15.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	87
Figura 5.16.- Condiciones dentro de la línea 47	88
Figura 5.17.- Condiciones en la base del riser	88
Figura 5.18.- Condiciones en la parte superior del riser norte	89
Figura 5.19.- Condiciones a la llegada del FPSO	89
Figura 5.20.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	90
Figura 5.21.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	91
Figura 5.22.- Condiciones dentro de la línea 47.	92
Figura 5.23.- Condiciones en la base del riser	92
Figura 5.24.- Condiciones en la parte superior del riser norte	93
Figura 5.25.- Condiciones a la llegada del FPSO	93
Figura 5.26.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	94
Figura 5.27.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	136
Figura 5.28.- Condiciones dentro de la línea 47	137
Figura 5.29.- Condiciones en la base del riser.	137
Figura 5.30.- Condiciones en la parte superior del riser norte.	138
Figura 5.31.- Condiciones a la llegada del FPSO	138
Figura 5.32.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	139
Figura 5.33.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	140
Figura 5.34.- Condiciones dentro de la línea 47	140
Figura 5.35.- Condiciones en la base del riser.	141
Figura 5.36.- Condiciones en la parte superior del riser norte	141
Figura 5.37.- Condiciones a la llegada del FPSO	142
Figura 5.38.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.	142
Figura 5.39.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2.	143
Figura 5.40.- Condiciones dentro de la línea 47.	144
Figura 5.41.- Condiciones en la base del riser.	144

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Figura 5.42.- Condiciones en la parte superior del riser norte.	145
Figura 5.43.- Condiciones a la llegada del FPSO	145
Figura 5.44.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.	146
Figura 5.45.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	147
Figura 5.46.- Condiciones dentro de la línea 47	147
Figura 5.47.- Condiciones en la base del riser	148
Figura 5.48.- Condiciones en la parte superior del riser norte	148
Figura 5.49.- Condiciones a la llegada del FPSO	149
Figura 5.50.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	149
Figura 5.51.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	150
Figura 5.52.- Condiciones dentro de la línea 47	151
Figura 5.53.- Condiciones en la base del riser	151
Figura 5.54.- Condiciones en la parte superior del riser norte	152
Figura 5.55.- Condiciones a la llegada del FPSO	152
Figura 5.56.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	153
Figura 5.57.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	154
Figura 5.58.- Condiciones dentro de la línea 47	154
Figura 5.59.- Condiciones en la base del riser	155
Figura 5.60.- Condiciones en la parte superior del riser norte	155
Figura 5.61.- Condiciones a la llegada del FPSO	156
Figura 5.62.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	100
Figura 5.63.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque	101
Figura 5.64.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque	102
Figura 5.65.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque	103
Figura 5.66.- Configuración de la línea 47 al FPSO en OLGA	104
Figura 5.67.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	105
Figura 5.68.- Condiciones dentro de la línea 47	105
Figura 5.69.- Condiciones en la base del riser	106
Figura 5.70.- Condiciones en la parte superior del riser norte.	106
Figura 5.71.- Condiciones a la llegada del FPSO	107
Figura 5.72.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47	107
Figura 5.73.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	108
Figura 5.74.- Condiciones dentro de la línea 47	109
Figura 5.75.- Condiciones en la base del riser	109
Figura 5.76.- Condiciones en la parte superior del riser norte	110
Figura 5.77.- Condiciones a la llegada del FPSO.	110

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Figura 5.78.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.	111
Figura 5.79.- Condiciones en la Salida de PB-Ku-A2	112
Figura 5.80.- Condiciones dentro de la línea 47	112
Figura 5.81.- Condiciones en la base del riser	113
Figura 5.82.- Condiciones en la parte superior del riser norte.	113
Figura 5.83.- Condiciones a la llegada del FPSO	114
Figura 5.84.- Perfiles de viscosidad, densidad, colgamiento, presión y temperatura dentro de la línea 47.	114
Figura 5.85.- Comportamiento de la presión con diferente tiempos de arranque	115

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

Índice de tablas

Tabla. 1.1.- Reserva remanente 2P al 1 de enero de 2007	13
Tabla. 1.2.- Pozos e intervenciones	14
Tabla. 1.3.- Infraestructura	15
Tabla 1.4.- Programa de incorporación de reservas para el año 2007 (Área Campeche Oriente).	18
Tabla 1.5.- Volúmenes Originales a condiciones de superficie de Campeche Oriente.	19
Tabla 1.6.- Recursos Prospectivos a Incorporar	19

Bibliografía.-

- (1) S. M. Al-Zahrani, T. F. Al-Fariss. A general model for the viscosity of waxy oils. *Chemical Engineering and Processing* **37**, (1998), 433-437.
- (2) H. Li and J. Zhang. A generalized model for predicting non-Newtonian viscosity of waxy crudes as a function of temperature and precipitated wax. *Fuel* **82**, (2003), 1387-1397.
- (3) R. C. Dante, E. Geffroy-Aguilar, A. E. Chávez. Viscoelastic models for Mexican heavy crude oil and comparison with a mixture of heptadecane and eicosane. Part I. *Fuels* **85** (2006) 559-568.
- (4) K. S. Pedersen and H. P. Rønningsen. Effect of precipitated wax on viscosity-a model for predicting non-Newtonian viscosity of crude oils. *Energy & Fuels* **14**, (2000), 43-51.
- (5) J-F. Argillier, C. Coustet, I. Hénaut. Heavy oil rheology as a function of asphaltene and resin content and temperature. SPE CIM/CHOA 79496.
- (6) H. P. Rønningsen, B. F. Sømme and K. S. Pedersen. An improved thermodynamic model for wax precipitation: experimental foundation and application. 8th International Conference on Multiphase '97, Cannes, France, 18-20 June, 1997.
- (7) E. Ramirez-Jaramillo, C. Lira-Galeana and O. Manero. Modeling asphaltene deposition in production pipelines. *Energy & Fuels* **20**, (2006), 1184-1196.
- (8) T. Benninson. Prediction of Heavy Oil Viscosity. AEA Technology plc. Presented at the IBC Heavy Oil Field Development Conference, London 2-4 December 1998.
- (9) S. E. Quiñones-Cisneros, C. K. Zéberg-Mikkelsen and E. H. Stenby. The friction theory (*f-theory*) for viscosity modeling. *Fluid Phase Equilibria* **169**, (2000), 249-276.
- (10) S. E. Quiñones-Cisneros, U. K. Deiters. Generalization of the Friction Theory for Viscosity Modeling. *Journal of Physical Chemistry B*. **110**, (2006), 12820-12834.
- (11) S. E. Quiñones-Cisneros, C. K. Zéberg-Mikkelsen, A. Baylaucq, C. Boned. Viscosity Modeling and Prediction of Reservoir Fluids: From Natural Gas to Heavy Oils. *International Journal of Thermophysics* **25**, (2004), 1353-1366.
- (12) S. E. Quiñones-Cisneros, C. K. Zéberg-Mikkelsen, E. H. Stenby. The Friction Theory for Viscosity Modeling: Extension to Crude Oil Systems. *Chemical Engineering Science* **56** (2001) 7007-7015.
- (13) H.A. Barnes, J.F. Hutton, K. Walters. An Introduction to Rheology. Elsevier Science Publisher, (1989).

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

- (14) Brill, James. and Beggs, Dale. Two Phase Flow in Pipes, 6ta edición, 1998
- (15) Garaicochea P, Francisco. & Bernal, Cesar. Transporte de Hidrocarburos por ductos. CIPM 1991.
- (16) McCain, William. The properties of petroleum fluids. PennWell Books, Tulsa, Ok. 1990.
- (17) J. Seccombe, et al.: "Ranking Oil Viscosity in Heavy Oil Reservoirs," SPEPF, (2005).
- (18) Documento Análisis Costo-Beneficio. et al.: "Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap," SPEPF, (2007).
- (19) Sánchez Arredondo Francisco M.I. Apuntes de Optimización de Redes, (2007)
- (20) Rivera Rodríguez Jesús Dr., Apuntes de la Asignatura de Fenómenos de Transporte, UNAM, 1998.
- (21) Al-Maamari, Rashid S., Omar Houache y Sabah A. Abdul-Wahab, New Correlating Parameter for the Viscosity of Heavy Crude Oils, Energy & Fuels 2006, 20, 2586-2592.
- (22) Dexheimer, Dominique, Cuong M. Jackson, Maria A. Barrufet, A modification of Pedersen's model for saturated crude oil viscosities using standard black oil PVT data, Fluid Phase Equilibria 183–184 (2001) 247–257.
- (23) Elsharkawy, Adel M., Suad A. Hassan, Yousef S. Kh. Hashim y Mohamed A. Fahim, New Compositional Models for Calculating the Viscosity of Crude Oils, Ind. Eng. Chem. Res. 2003, 42, 4132-4142.
- (24) Korsten, Hans, Viscosity of liquid hydrocarbons and their mixtures, AIChE J., vol47, no 2, p. 453.
- (25) Lindeloff, Niels y Karen Schou Pedersen, The Corresponding States Viscosity Model Applied to Heavy Oil, Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2003, Calgary, Alberta, Canada, June 10 – 12, 2003.
- (26) Naseri, A., T. M. Nikazar, S.A. Mousavi Dehghani, A correlation approach for prediction of crude oil viscosities, Journal of Petroleum Science and Engineering 47 (2005) 163– 174.
- (27) Petrosky, G. E., Jr., Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils, SPE 29468.
- (28) Schmidt, Kurt A. G., Sergio E. Quiñones-Cisneros y Bjørn Kvamme, Density and Viscosity Behavior of a North Sea Crude Oil, Natural Gas Liquid, and Their Mixtures, Energy & Fuels 2005, 19, 1303-1313.
- (29) Werner, A., F. Behar, J.C. de Hemptinne, E. Behar, Viscosity and phase behaviour of petroleum fluids with high asphaltene contents, Fluid Phase Equilibria 147_1998.343–356.

Modelado Reológico y Manejo de Crudo Pesado y Extrapesado de los
Campos Maloob, Zaap y Campeche Oriente.

- (31) J. E. Little and H. T. Kennedy. A correlation of the viscosity of hydrocarbon systems with pressure, temperature and composition. Society of Petroleum Engineers Journal (1968), 157-162.