



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aseguramiento de los procesos de
producción en campos de aceite pesado
y extrapesado, caso: Ku-Maloob-Zaap.**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Juan Diego del Prisack Velázquez Sánchez

Asesor de informe:

Ing. Martín Carlos Velázquez Franco



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

AGRADECIMIENTOS

Agradezco y dedico este trabajo a mis padres, quienes a lo largo de mi existencia me han brindado, de forma incondicional, amor y apoyo en cualquiera de mis proyectos. A mis hermanos Lucas y Moctezuma por las aventuras vividas y venideras. A mis abuelos que me han sabido aconsejar, pero en especial a mi abuela Urania Cruz Cerqueda, por todo su amor. A Liliana, por iluminar mi vida cada día y por tanto amor, comprensión y apoyo a lo largo de estos cinco años.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por abrirme las puertas a una de las experiencias más notables de la vida. A mis amigos de la carrera, por convertir con su valiosa amistad, esta etapa universitaria en un cúmulo de experiencias que jamás olvidaré, principalmente a David Arguijo, Alí Esaú, Luis Ángel Tapia, Adrián Romero, Román Lezama, Víctor López, Ernesto Vanoye, Tonatiuh Peña, Darío Altamirano y Oscar Guajardo.

A la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Operación a Pozos e Instalaciones Sector A (CGMOPI-A) del Proyecto Integral de Explotación Ku-Maloob-Zaap, por todo su conocimiento brindado a lo largo de poco más de seis meses. A mi tutor corporativo Ing. León Felipe Rodríguez y al Coordinador Ing. Miguel Ángel Camacho por darme la oportunidad de compartir espacio en los proyectos desarrollados en la coordinación que lidera.

Al Ing. Martín Velázquez Franco por su apoyo y guía como tutor de informe profesional y de servicio social. Al Ing. Héctor Gallardo Ferrera por ser parte vital en mi formación profesional, y al resto de miembros del Jurado: M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa y Dr. Iván Guerrero Sarabia, por dedicar parte de su tiempo en la revisión y corrección de este trabajo. Así mismo, agradezco a todos los profesores que extraordinariamente se esforzaron por compartir sus conocimientos y consejos a lo largo de mi formación profesional.

RESUMEN

Las últimas décadas de la historia petrolera mexicana han sido determinadas por los campos de la sonda de Campeche con aceites de una densidad menor a los 22 [°API]. Estos campos han aportado seis de cada diez barriles de petróleo crudo extraído históricamente en México, sin embargo, su capacidad de aporte pasó de 2.5 [MMbpd] a 1.03 [MMbpd] de 2005 a 2018. De ahí que el aseguramiento de la producción de los campos que se encuentran en la sonda de Campeche es pieza clave en la planeación de una estrategia de seguridad energética que ayude a mitigar la crisis petrolera en nuestro país.

En el presente trabajo se abordan alternativas de solución para el aseguramiento de la plataforma de producción de crudo pesado en los campos Ku, Maloob y Zaap. Dichos campos representan cerca de la mitad de la producción nacional y, debido a la declinación del campo Ku, ha comenzado un proceso de pérdida de la calidad de los hidrocarburos, aumento del flujo fraccional y de la concentración de nitrógeno dentro de la corriente de gas amargo, así como reducción en el suministro de gas dulce para bombeo neumático continuo. Se realiza una reclasificación de los fluidos de acuerdo con la clasificación para aceites pesados y extrapesados de México propuesta por Reyes Ruíz, *et al.* (2017) y con base a ello se describe la problemática actual en el procesamiento de la producción.

Por otro lado, en el planteamiento de solución se presentan tres alternativas de solución a la problemática descrita. El cambio de elementos internos en el tren de separación de una batería de separación, el uso de un sistema en línea de monitoreo de variables críticas de exportación y el uso de nitrógeno como gas de alimentación del sistema de bombeo neumático en plataformas de producción estratégicas. Para realizar este trabajo se requirió de diversa información, como son: datos PVT, historia de producción, historia de presiones, información petrofísica, estados mecánicos, entre otros.

Los resultados mostrados en este trabajo se ven limitados por la incidencia del fin de mi estancia profesional con el inicio operativo de estas modificaciones. Sin embargo, todas las alternativas fueron llevadas a cabo y su resultado a mediano plazo podrá ser evaluado en años posteriores.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN	II
ÍNDICE DE FIGURAS.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
NOMENCLATURA	X
INTRODUCCIÓN	1
Justificación.....	3
Objetivo.....	3
Hipótesis	4
Descripción de actividades	4
CAPÍTULO 1: CASO DE ANÁLISIS	6
Ubicación del proyecto	6
Sistema Petrolero	7
Historia.....	15
Reservas.....	16
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	18
CAPÍTULO 3: PROBLEMÁTICA	26
CAPÍTULO 4: SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA	43
Cambio de elementos internos en un tren de separación	43
Empleo de nitrógeno como gas de Bombeo Neumático Continuo	54
Sistema de monitoreo en línea de variables críticas de exportación.....	59
RESULTADOS	63
CONCLUSIONES.....	75
ANEXO A: GRÁFICOS DE APOYO	77

ANEXO B: PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO MÁS GRANDE DEL MUNDO	83
BIBLIOGRAFÍA.....	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Ubicación del Activo Integral de Producción Ku-Maloob-Zaap	6
Figura 1.2	Producción nacional anual en barriles por día promedio. Periodo Enero de 1970 – Octubre de 2018.....	7
Figura 1.3	Cuencas petroleras de México y subprovincias geológicas de Cuencas del Sureste.....	8
Figura 1.4	Principales plays petroleros y columna estratigráfica predominante en los campos de la Región Marina Noreste	9
Figura 1.5	Plano isométrico característico de Ku-Maloob-Zaap.....	12
Figura 1.6	Principales campos con reservas probadas en México al 1° de enero de 2018	16
Figura 1.7	Relación R/P en México al 1° de enero de 2018	17
Figura 2.1	Sistema integral de producción y pérdidas de presión principales entre nodos del sistema	19
Figura 2.2	Pérdidas de presión en el Sistema Integral de Producción	20
Figura 2.3	Esquema tradicional de un separador horizontal	23
Figura 2.4	Esquema de un proceso de separación diferencial en laboratorio	24
Figura 3.1	Historia de Producción de los campos pertenecientes al AIPKMZ.....	28
Figura 3.2	Porcentaje de aceite producido en °API durante el mes de agosto de 2018 en el AIPKMZ	30
Figura 3.3	Comportamiento del porcentaje mol de metano (C_1 [%mol]) contra la densidad API ...	33
Figura 3.4	Comportamiento de la fracción pesada del aceite (C_7^+ [%mol]) contra la densidad API..	33
Figura 3.5	Comportamiento de la fracción intermedia del aceite ($C_2 - C_6$ [%mol]) contra la densidad API.....	34
Figura 3.6	Comportamiento del factor de volumen a condiciones de saturación (B_{ob}) contra Relación Gas-Aceite.....	34
Figura 3.7	Comportamiento semilogarítmico de la viscosidad, a condiciones de presión estándar y temperatura variable, de los principales aceites manejados en las baterías del AIPKMZ.....	37
Figura 3.8	Comportamiento del %mol de nitrógeno producido en superficie en 300 estudios cromatográficos en el periodo diciembre 2013-abril 2014.....	39
Figura 3.9	Comportamiento del %mol de nitrógeno producido en superficie en 500 estudios cromatográficos en el periodo noviembre 2017-abril 2018	39
Figura 4.1	Comportamiento de la producción de aceite, agua y °API manejado en la batería CP-A-2	

con respecto del tiempo.....	44
Figura 4.2 Comportamiento de la presión de separación en la primera etapa y °API manejados con respecto al periodo enero 2014- septiembre-2018 en la batería CP-A-2	45
Figura 4.3 Arreglo original del tren de separación de la batería CP-A-2	45
Figura 4.4 Arreglo de elementos internos seleccionados para el separador de primera etapa.	48
Figura 4.5 Esquema de un difusor de flujo.....	49
Figura 4.6 Funcionamiento de un separador de paletas (Vane) para un separador vertical y para un separador horizontal.....	50
Figura 4.7 Esquema de principio de funcionamiento de un separador ciclónico de manera individual y de un arreglo	51
Figura 4.8 Esquema de un separador tipo Vortex.....	51
Figura 4.9 Esquema de un rompedor de vórtice y un separador de niebla tipo Housing	52
Figura 4.10 Arreglo de elementos internos diseñados para el separador de segunda etapa	53
Figura 4.11 Estado mecánico del pozo Maloob-1, terminado en el horizonte Maloob-BTPKS..	56
Figura 4.12 Diseño del análisis nodal en Pipesim del pozo Maloob-1.....	57
Figura 4.13 Variables críticas del aceite en la RMNE.....	59
Figura 5.1 Comportamiento de la presión de separación en los separadores de primera y segunda etapa, antes y después de la libranza	63
Figura 5.2 Bombeo instantáneo en las baterías del CP-A previo al cambio de elementos internos en la batería CP-A-2.....	65
Figura 5.3 Bombeo instantáneo en las baterías del CP-A posterior al cambio de elementos internos en la batería CP-A-2	65
Figura 5.4 Diagrama de tubería e instrumentación del separador de segunda etapa hacia los cabezales de descarga de crudo del CP-A-2	66
Figura 5.5 Comportamiento de la producción manejada en la batería CP-A-1, periodo 10 de octubre al 9 de noviembre del 2018	66
Figura 5.6 Cálculo del potencial del pozo Maloob-1	67
Figura 5.7 Ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical con prueba de presión de noviembre de 2012	68
Figura 5.8 Análisis nodal de la inyección de 7 [MMpcd] de gas residual a una presión de 70 [kg/cm ²].....	68
Figura 5.9 Análisis nodal de la inyección de 8.6 [MMpcd] de nitrógeno a una presión de 130 [kg/cm ²]	

.....	68
Figura 5.10 Respuesta de la inyección de gas residual a una presión de 70 [kg/cm ²].	69
Figura 5.11 Respuesta de la inyección de nitrógeno a una presión de 130 [kg/cm ²]	70
Figura 5.1 Comportamiento de la presión de separación en los separadores de primera y segunda etapa, antes y después de la libranza	63
Figura 5.2 Bombeo instantáneo en las baterías del CP-A previo al cambio de elementos internos en la batería A-2	65
Figura 5.3 Bombeo instantáneo en las baterías del CP-A posterior al cambio de elementos internos en la batería A-2	65
Figura 5.4 Diagrama de tubería e instrumentación del separador de segunda etapa hacia los cabezales de descarga de crudo del CP-A-2	66
Figura 5.5 Comportamiento de la producción manejada en la batería CP-A-2, periodo 10 de octubre al 9 de noviembre del 2018	66
Figura 5.6 Cálculo del potencial del pozo Maloob-1	67
Figura 5.7 Ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical con prueba de presión de noviembre de 2012	68
Figura 5.8 Análisis nodal de la inyección de 7 [MMpcd] de gas residual a una presión de 70 [kg/cm ²]	68
Figura 5.9 Análisis nodal de la inyección de 8.6 [MMpcd] de nitrógeno a una presión de 130 [kg/cm ²]	68
.....	68
Figura 5.10 Respuesta de la inyección de gas residual a una presión de 70 [kg/cm ²].	69
Figura 5.11 Respuesta de la inyección de nitrógeno a una presión de 130 [kg/cm ²]	70
Figura 5.12 Comportamiento de la producción de aceite con distintas densidades relativas de gas de BNC	70
Figura 5.13 Análisis nodal de la producción con inyección de gas natural a distintas presiones de inyección	71
Figura 5.14 Análisis nodal de la producción con inyección de nitrógeno a distintas presiones de inyección	72
Figura 5.15 Gráfico propuesto para el análisis a nivel activo de las variables críticas del aceite dentro del Software PI Process Book	73
Figura 5.16 Gráfico propuesto para el análisis a nivel activo de las variables críticas del gas residual dentro del Software PI Process Book	74

Figura 5.17	Gráfico propuesto para el análisis a nivel activo de las variables críticas del gas húmedo amargo dentro del Software PI Process Book.....	74
Figura A.1	Comportamiento de la presión en yacimientos de la brecha BTPKS de los campos Ku-Maloob-Zaap.....	77
Figura A.2	Comportamiento anual de la producción de aceite y gas del campo Akal, periodo 1980-2018	77
Figura A.3	Comportamiento de los gráficos especializados que muestran tendencia clara en la clasificación de los fluidos	78
Figura A.4	Comportamiento de los gráficos especializados que no muestran tendencia clara en la clasificación de los fluidos	79
Figura A.5	Deposición de residuos orgánicos en líneas de proceso superficiales.....	79
Figura A.6	Deposición de sedimentos y residuos orgánicos en líneas de proceso superficiales .	80
Figura A.7	Comparativa de los fluidos de inyección de BN analizados en el campo Bellota, en términos del volumen y presión de inyección en función de su productividad	80
Figura A.8	Resultados de la inyección de nitrógeno generado in-situ a tres pozos del campo Bellota	81
Figura A.9	Comparativa del beneficio obtenido sobre la producción acumulada por la inyección a yacimiento de gas amargo y nitrógeno en los campos del AIPKMZ.....	81
Figura A.10	Diagrama del proceso de conducción y manejo de la producción en el AIPKMZ.....	82
Figura B.1	Diagrama del proceso de generación de nitrógeno “tipo membrana”, empleado en la planta de Atasta, Cd. del Carmen	84
Figura B.2	Comportamiento de la producción del proyecto Cantarell en función de la inyección de nitrógeno al casquete de gas secundario	86
Figura B.3	Comportamiento de la presión en el yacimiento Maloob BTPKS antes y después de la inyección de nitrógeno a yacimiento	86
Figura B.4	Predicción de la producción por medio de simulación numérica considerando un proceso de recuperación secundaria a un gasto de 650 [MMpcd] de nitrógeno.....	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Propiedades petrofísicas y termodinámicas de los principales yacimientos del AIPKMZ	13
Tabla 2.1	Consideraciones para la selección de un sistema artificial de producción	22
Tabla 3.1	Etapas de explotación de los campos del AIPKMZ	27
Tabla 3.2	Criterios de selección en la nueva clasificación de aceites pesados y extrapesados de México	31
Tabla 3.3	Muestra de la base de datos elaborada con las propiedades PVT de los distintos yacimientos del AIPMZ.....	32
Tabla 3.4	Clasificación de los fluidos de yacimientos del AIPKMZ.....	35
Tabla 3.5	Comparativa de estudios composicionales tomados en superficie y en yacimiento a muestra de aceites del AIPKMZ.....	36
Tabla 3.6	Requisitos de exportación del crudo tipo Maya	42
Tabla 4.1	Perfil de presión y temperatura del pozo Maloob-1	56
Tabla 4.2	Propiedades termodinámicas de los fluidos y propiedades petrofísicas del yacimiento ..	57
Tabla 4.3	Correlaciones empleadas en el análisis nodal del pozo Maloob-1.....	58
Tabla B.1	Comparativo del uso de distintos gases como recuperación secundaria en el horizonte geológico BTPKS	85

NOMENCLATURA

°API	Grados America Petroleum Institute. Unidad de medida de la densidad del aceite
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
Activo	División interna de Pemex Exploración y Producción (PEP) cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural
AIPBAS01-01	Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras Sector 01- Ku-Maloob-Zaap
ASTM	American Society for Testing and Materials
ATU	Campos Ayatsil-Tekel-Utsil. Proyecto de explotación de aceite extrapesado en aguas someras de México conformado por más de una decena de yacimientos.
b	Barriles
bpce	Barriles de petróleo crudo equivalente
bpd	Barriles por día
Bg	Factor de volumen adimensional del gas
Bo	Factor de volumen adimensional del aceite
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas
BEC	Bombeo Electrocentrífugo
BH	Bombeo Hidráulico
BM	Bombeo Mecánico
BN	Bombeo Neumático
BNC	Bombeo Neumático Continuo
BTPKS	Brecha de calizas dolomitizadas del Terciario Paleoceno-Cretácico Superior
BTU	British Thermal Unit. Unidad térmica Británica, en español
CAA	Contacto Agua-Aceite
CGA	Contacto Gas-Aceite
CCE	Cuerpo de calcarenitas del Eoceno Medio
CGMOPI-A	Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones, Sector A
cP	centiPoise. Unidad de viscosidad equivalente a 0.001 poise
CLM	Crudo Ligero Marino. Petróleo crudo con densidad superior a 27° e inferior a 38° API
Complejo	Término utilizado en la industria petrolera para referirse a la serie de campos o plantas que comparten instalaciones superficiales comunes.
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
Cuenca	Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.
cSt	centiStoke. Unidad de viscosidad equivalente a 0.001 Stokes
FPSO	Floating Production Storage Operation. Se puede traducir como Unidad Flotante de Producción y almacenamiento
g	Gramos
Gasto crítico	Gasto máximo de una configuración específica de yacimiento y pozo que evita la conificación de agua y/o gas
Hg	Mercurio
IHM	Interfaz Hombre-Maquina también llamado HMI, por sus siglas en inglés
IPR	Inflow Performance Relationship. Curva de comportamiento del pozo, en español

JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano
JSO	Jurásico Superior Oxfordiano
JST	Jurásico Superior Tithoniano
km	Kilometros
KMZ	Campos Ku-Maloob-Zaap
lpc	Libras por pie cúbico
m	Metro
md	Metros desarrollados
mv	Metros verticales
mm	Milímetros
mol	Unidad de medida de la cantidad de sustancia de una sustancia. Equivale a 6.022×10^{23} moléculas o átomos de una sustancia.
mvbnm	Metros verticales bajo nivel del mar
Mpcd	Millar de pie cúbico diario
Mbpd	Miles de barriles por día
MMb	Millones de barriles
MMbpd	Millones de barriles por día
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
Stoke	Unidad de viscosidad equivalente 100 cSt
pcd	Pie cúbico diario a condiciones standar
Poise	Unidad de medida de la viscosidad dinámica de un fluido
psia	Pounds per square inches absolute, libras por pulgada cuadrada absoluta en español
P_{dr}	Presión corriente abajo de una restricción
P_{dsv}	Presión corriente abajo de la válvula de seguridad tipo niebla
P_e	Presión estática en superficie
P_s	Presión del separador
P_{th}	Presión superficial del pozo
P_{ur}	Presión corriente arriba de una restricción
P_{usv}	Presión corriente arriba de la válvula de seguridad tipo niebla
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
P_{ws}	Presión de fondo estático
RGA	Relación Gas-Aceite
RMNE	Región Marina Noreste
scf	Standard cubic feet, pie cúbico estándar en español
Servidor OPC	Es un interfaz comunicador que permite enlazar una fuente de datos con un software interpretador para la transmisión de datos en tiempo real y generación de gráficos.
Slug catcher	Recipiente separador y amortiguador que carece de internos. Está diseñado para estabilizar los cambios bruscos de flujo por efecto de slugs (bacheo).
SSU	Seconds Saybolt Universal. Viscosidad universal en segundos Saybolt.
Z	Factor adimensional del gas

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la demanda global de energía proveniente de la industria petrolera representa más del 50% de la energía empleada diariamente a nivel mundial, con poco más de 100 millones de barriles de petróleo producidos a diario. Además, la demanda de esta fuente de energía tiene una tasa de crecimiento promedio de 1.8% anual (BP, 2018). Con base en lo anterior, se puede inferir que para cada nación existe la necesidad de una estrategia de seguridad energética que busque afianzar una fuente que cada vez más escasea.

Por otro lado, los yacimientos de fácil explotación han sido agotados casi en su mayoría y en la actualidad corresponde explotar los retos tecnológicos. En estos momentos, una de las fuentes principales para restituir las reservas mundiales y compensar las pérdidas de los yacimientos convencionales, ha sido la explotación de yacimientos de aceite pesado y extrapesado. En este rubro destacan países como Venezuela y Canadá que no figuran como potencias mundiales en la industria petrolera de hace tres siglos, sin embargo, en la actualidad representan la primera y tercera fuentes de reservas petroleras más grandes del mundo, gracias a sus grandes reservas de aceite pesado y extrapesado.

En el caso de México, según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, en lo sucesivo), la producción promedio del año 2018 fue de 1.84 millones de barriles de petróleo diario (MMbpd, en lo sucesivo). De esta producción, poco más de un millón corresponde a aceites pesados provenientes principalmente de la Sonda de Campeche. De ahí que el aseguramiento de la producción de los yacimientos que se encuentran en esta región funge como pieza clave en la planeación de una estrategia de seguridad energética que ayude a mitigar la crisis petrolera en nuestro país. Además, la calidad de los fluidos de estos y otros campos ha bajado considerablemente ocasionando problemas en la industria petroquímica nacional que se ha visto en la necesidad de abastecerse de crudos ligeros de otras partes del mundo para satisfacer sus planes de refinación.

El presente trabajo tiene como objeto fundamental presentar alternativas de solución a problemas operativos observados durante mi estancia profesional dentro del Activo Integral de

Producción Ku-Maloob-Zaap. Este trabajo comienza con una descripción de las actividades realizadas durante la estancia profesional, para dar paso a una descripción ingenieril de los principales yacimientos del proyecto Ku-Maloob-Zaap. En la revisión de literatura se describe al sistema integral de producción que es el modelo de estudio al que se enfocará este trabajo.

Por otro lado, en el planteamiento de la problemática se hace un recuento por las condiciones adversas de operación que pude identificar durante la estancia profesional. La hipótesis de este trabajo plantea que las problemáticas operativas recaen en la declinación de la relación presión-producción del campo Ku y el aumento de producción de aceite pesado de los campos Maloob y Zaap. Para entender mejor el comportamiento de estos aceites en superficie y el porqué de las problemáticas operativas se realiza una reclasificación de los fluidos, con base en una clasificación adecuada para los fluidos pesados del país propuesta por Reyes Ruíz, *et.al.* (2017). Para esto fue necesario recabar diversa información petrofísica y estudios PVT de los principales yacimientos de estos campos. La información se obtuvo del cuarto de datos de la CNH y se recopiló un total de 40 estudios PVT con los que se elaboraron gráficos diagnósticos que sirvieron para hacer una clasificación acorde a cada yacimiento y al de la mezcla de Ku-Maloob-Zaap.

Se presentan tres alternativas de solución a la problemática descrita. El cambio de elementos internos en el tren de separación de una batería de separación, el uso de un sistema en línea de monitoreo de variables críticas de exportación y el uso de nitrógeno como gas de alimentación del sistema de bombeo neumático continuo en plataformas de producción estratégicas. Para realizar este trabajo se requirió de diversa información, como son: datos PVT, historia de producción, historia de presiones, información petrofísica, estados mecánicos, etc.

Los resultados mostrados en este trabajo se ven limitados por la incidencia del fin de mi estancia profesional con el inicio operativo de estas modificaciones. Sin embargo, todas las alternativas fueron llevadas a cabo y su resultado a mediano plazo podrá ser evaluado en años posteriores. Se hace una invitación a continuar el estudio del comportamiento de los pozos asistidos con nitrógeno como bombeo neumático continuo, sobre todo en el desarrollo de mapas de estabilidad acordes a los campos de la Región Marina Noreste.

Justificación

El presente informe de actividades profesionales tiene como objeto presentar alternativas de solución a problemas de flujo operativos en campos de aceite pesado y extrapesado de México. Estas alternativas fueron desarrolladas e implementadas durante mi estancia profesional dentro de la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Operación a Pozos e Instalaciones, Sector A (CGMOPI-A), del proyecto integral Ku-Maloob-Zaap del Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras (AIPBAS01-01).

Objetivo

El objetivo general de este trabajo es documentar las principales problemáticas actuales a nivel operativo del AIPKMZ, que impiden garantizar la plataforma de producción y asegurar la calidad en los procesos de producción de aceites pesados que se presentan en el proyecto de explotación más importante de México. En tanto que los objetivos específicos, son los siguientes:

- i. Presentar las problemáticas operativas derivadas de la declinación de la presión-producción del campo Ku y del uso de nitrógeno como método de recuperación secundaria.
- ii. Hacer una reclasificación de los fluidos petroleros de Ku-Maloob-Zaap a partir de la clasificación de fluidos pesados y extrapesados de México propuesta por Reyes Ruíz, *et al.* (2017).
- iii. Presentar un caso de modificación de elementos internos en separadores horizontales convencionales para el aseguramiento de la calidad en los procesos de producción.
- iv. Plantear la viabilidad técnica para el uso alternativo del nitrógeno como gas de Bombeo Neumático Continuo en instalaciones costa afuera de la Región Marina Noreste.
- v. Plantear el uso de un sistema de monitoreo en línea de variables críticas de exportación para el aceite y gas.

Hipótesis

La declinación del campo Ku ha ocasionado que la presión en el horizonte de brecha de calizas dolomitizadas del Triásico Paleoceno-Cretácico Superior decaiga en los campos Maloob y Zaap. Esta declinación ha causado un proceso de liberación de las fracciones intermedias del aceite, reducción de la densidad API manejada en superficie, aumento considerable del corte de agua y de la producción de gas con alto contenido de nitrógeno. Lo anterior ha afectado la operatividad en instalaciones que fueron diseñadas para operar con aceite tipo maya. Además, se ha observado un incremento exponencial en la producción de gas con alto contenido de nitrógeno. Por tanto, para continuar con la operatividad y extender la plataforma de producción será necesario rediseñar los procesos operativos a nivel activo.

Descripción de actividades

Las principales funciones desarrolladas durante la estancia profesional en la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Operación a Pozos e Instalaciones de Aceite Sector-A (CGMOPI-A) del AIPBAS01-01, fueron las de un ingeniero de producción en tierra. Los principales objetivos operativos del día a día, se pueden resumir en los siguientes:

- i. Monitoreo de la producción en los centros de proceso, así como del estado operativo de los equipos de separación, bombeo y compresión, de cada uno de ellos.
- ii. Monitoreo de la presión de la red de Bombeo Neumático, así como de variables de los sistemas de Bombeo Electrocentrífugo.
- iii. Monitoreo de la calidad del aceite de exportación y del gas enviado a plantas, así como las concentraciones de nitrógeno en las líneas de gas residual y amargo.
- iv. Elaboración de interfaces gráficas en los software PI Data Link y PI Process Book que permitan un monitoreo más eficiente de la producción.
- v. Elaboración de planes de libranza de instalaciones en los que se planea mantenimiento al equipo estático y dinámico con el menor efecto posible a la producción.

- vi. Planeación y monitoreo de aforos a pozos en forma periódica.
- vii. Seleccionar pozos candidatos a estrangulamiento preventivo, a partir de la información de los aforos, que presenten alto aporte de gas y/o agua, para controlar el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite.

En el grupo multidisciplinario los ingenieros de producción se dividen en los que laboran a bordo y en tierra. Los primeros, son aquellos que se encuentran en las plataformas y guían al grupo de trabajadores sindicalizados según las órdenes dadas por los segundos. Además, sólo ven la producción a nivel plataforma y su obligación es garantizar los procesos de producción dentro de ésta. Los segundos, el personal en tierra, son los trabajadores con mayor experiencia que ya han pasado por un proceso de aprendizaje en plataformas y ven el proceso a nivel proyecto, en el que se procesa la producción de seis campos en cerca de 50 plataformas de trabajo, un barco de procesamiento FPSO y una planta deshidratadora.

Por otro lado, el trabajo más importante de los ingenieros de producción en tierra es el de garantizar las cuotas de producción establecidos por la empresa, y para ello se basan en un monitoreo en tiempo real a partir de interfaces hombre-máquina (HMI, por sus siglas en inglés). El trabajo realizado en este aspecto ha sido el de realizar modificaciones a interfaces gráficas que permitieran un monitoreo más eficiente en los Software PI data link y PI processBook. De igual forma se conjugaron interfaces gráficas entre los datos de producción y variables de los equipos de separación y bombeo para tener una mejor interpretación y en tiempo real de la situación. Con esto se logra evitar paros y arranques innecesarios, que propician caídas de presión-producción anómalas que afecten a los equipos de separación, bombeo y compresión.

CAPÍTULO 1

CASO DE ANÁLISIS

Ubicación del proyecto

El Activo Integral de Producción Ku-Maloob-Zaap (AIPKMZ, en lo sucesivo) se encuentra localizado en aguas superficiales del Golfo de México dentro de la Región Marina Noreste (RMNE, en lo sucesivo) a ± 105 Km al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche (*Figura 1.1*). En total, la RMNE cubre un área de 352.4 km^2 y se encuentra constituido por los activos integrales de producción Ku-Maloob-Zaap y Cantarell. Dentro del AIPKMZ hay dos proyectos, el proyecto Ku-Maloob-Zaap (KMZ, en lo sucesivo) constituido por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum y el proyecto de aceite extrapesado Ayatsil-Tekel-Utsil (ATU, en lo sucesivo), que cuenta con más de una docena de campos que aún no han comenzado su etapa de desarrollo. Actualmente, el proyecto KMZ procesa la producción del campo Ayatsil, único campo en producción del proyecto ATU.

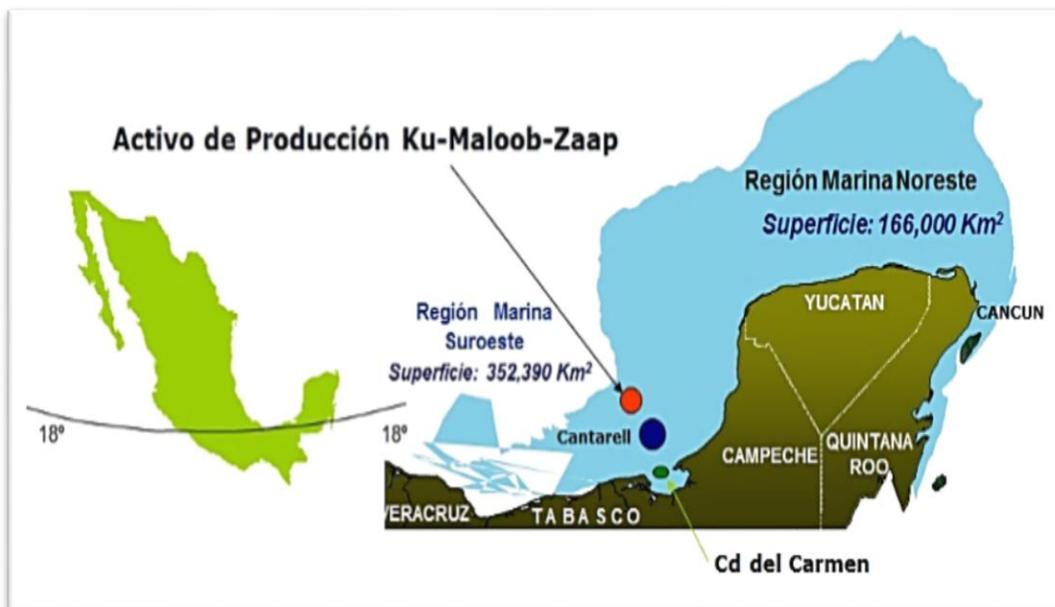


Figura 1.1 Ubicación del Activo Integral de Producción Ku-Maloob-Zaap. Obtenido de: (Larios González, 2016)

El AIPKMZ es el activo con mayor producción en la República Mexicana con 870 [Mbd] de crudo y 720 [MMpcd] de gas asociado, proveniente de alrededor de 180 pozos en operación distribuidos en más de 20 plataformas de perforación. Esta producción es enviada para su manejo, separación y estabilización a cinco centros de procesos y un barco de almacenamiento y producción (FPSO) que a la vez funge como punto de exportación de crudo tipo maya.

La producción del activo representa en la actualidad, con respecto a la producción promedio del año 2018 (CNH, 2018), el 47.5% de la producción nacional y se ha constituido como el principal productor de aceite en México desde la declinación del campo Akal en 2009 (Figura 1.2).

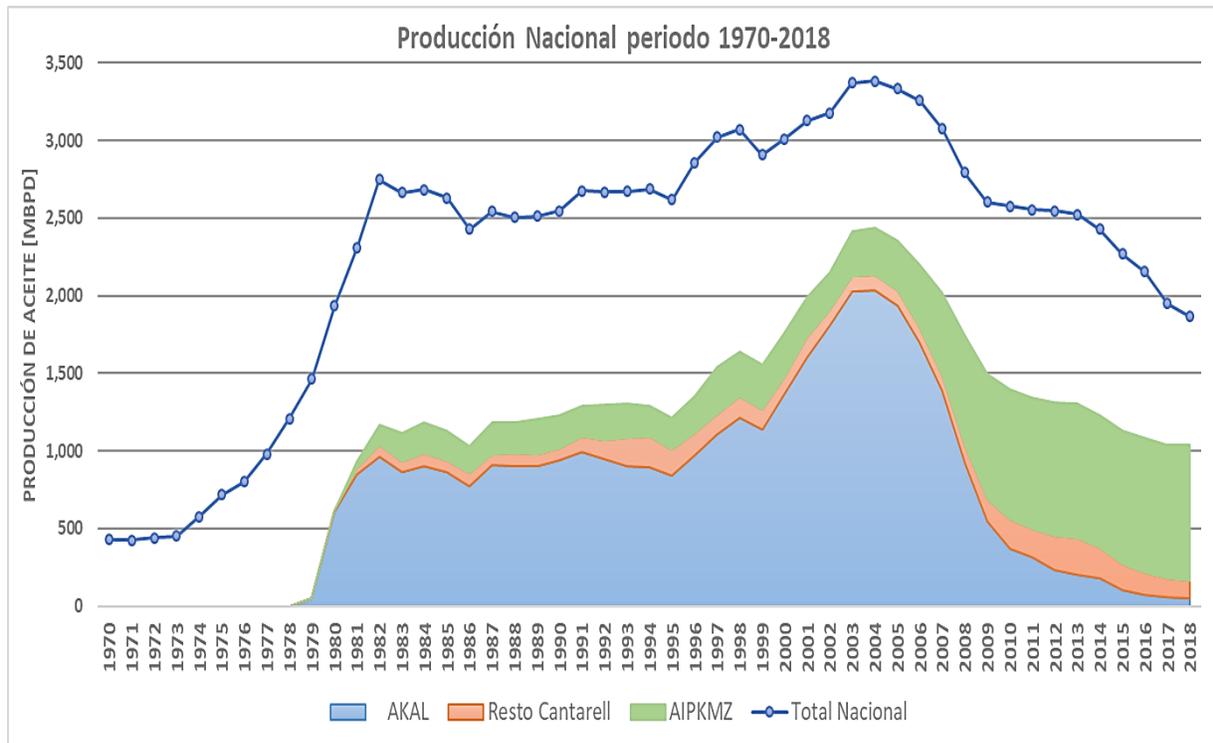


Figura 1.2 Producción nacional anual en miles de barriles por día promedio. Periodo 1970 –2018. Elaborado a partir de información obtenida del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH, 2018).

Sistema Petrolero

Geológicamente para que podamos afirmar que existe un sistema o play petrolero convencional, se requiere tener correctamente identificados los siguientes elementos:

- i. Roca generadora

- ii. Roca almacén
- iii. Migración
- iv. Roca sello
- v. Trampa
- vi. Sincronía

En el caso de los yacimientos que contiene el AIPKMZ están ubicados en lo que geológicamente se conoce como la subprovincia geológica Pilar Reforma-Akal, contenida dentro de la cuenca conocida como Cuencas del Sureste (Figura 1.3). En esta provincia se tienen identificados cinco plays o familia de yacimientos que se identifican por la roca potencialmente almacenadora de hidrocarburos (Figura 1.4) El ambiente de depósito que predominó en esta región durante millones de años es de plataforma y talud marino, lo que originó grandes formaciones de rocas calcáreas. De las cinco familias de yacimientos identificadas en la Figura 1.4, tres de ellas se encuentran presentes e identificados todos los elementos cronoestratigráficos que dieron origen a los yacimientos del AIPKMZ. A continuación, se describirá brevemente cada uno de sus elementos.

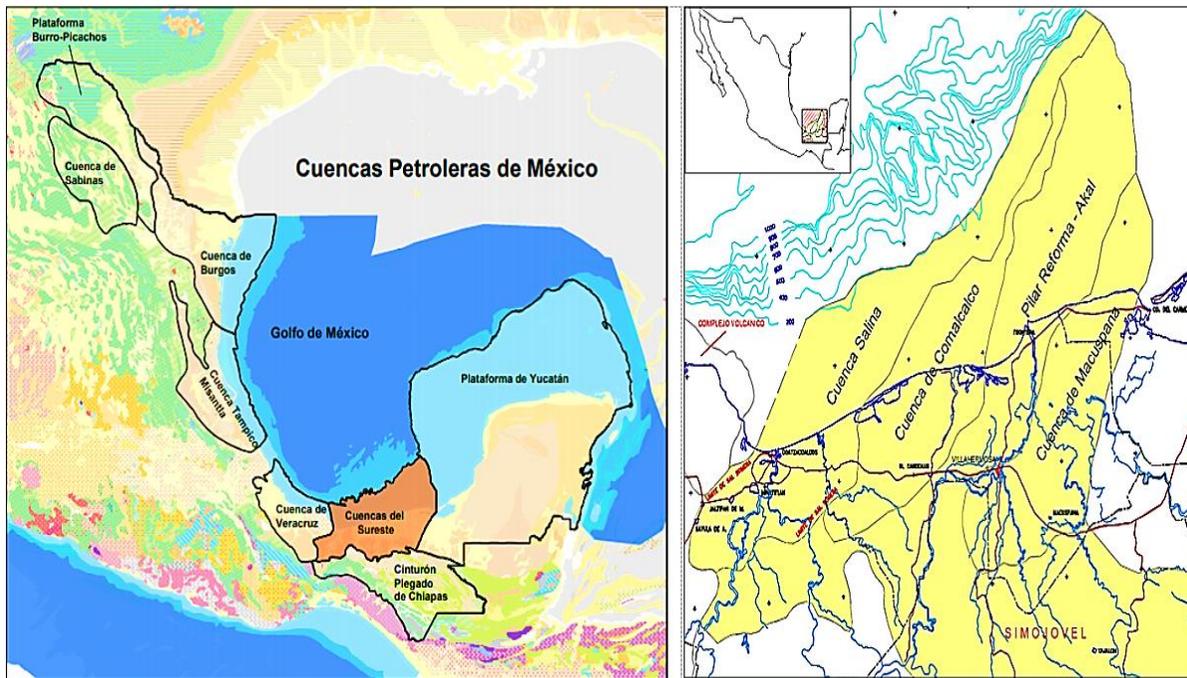


Figura 1.3 Cuencas petroleras de México (Derecha) y subprovincias geológicas de Cuencas del Sureste (izquierda).
Obtenido de: (CNH, 2016)

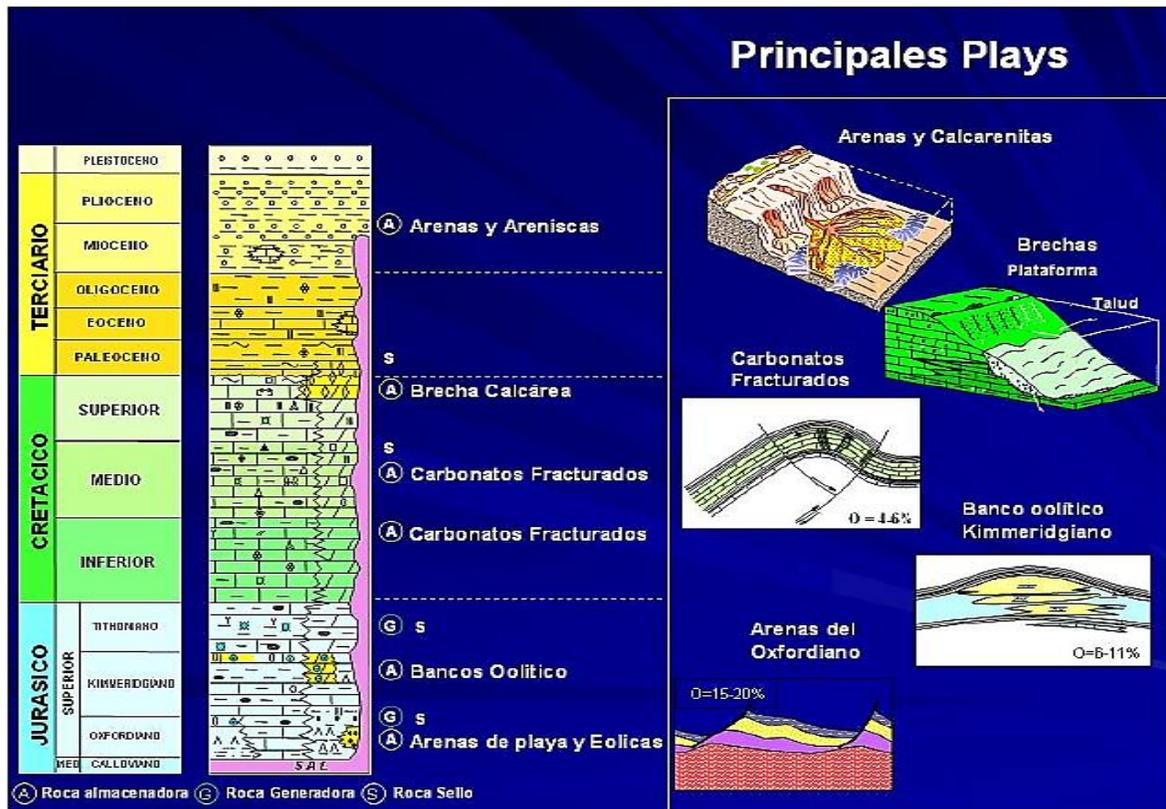


Figura 1.4 Principales plays petroleros y columna estratigráfica predominante en los campos en la Región Marina Noreste. Obtenido de (Vences Guillermo, 2008)

Roca generadora de hidrocarburos. Estratos que se encargaron de transformar la materia orgánica, acumulada en la roca durante la deposición, en hidrocarburos por medio de procesos fisicoquímicos. En el caso de los campos del AIPKMZ, al igual que en la mayoría de los yacimientos del mundo y de la RMNE, la formación de hidrocarburos se debe fundamentalmente a lutitas bituminosas de abundante material orgánico del Jurásico Superior Tithoniano (JST, en lo sucesivo) que se intercala con delgadas láminas de calizas arcillosas. Dadas las características favorables de otras unidades estratigráficas, (Morán Montiel & Ramírez Arriaga , 2012) plantean que las secuencias Jurásico Superior Oxfordiano (JSO, en lo sucesivo) y Cretácico inferior (KI, en lo sucesivo) poseen potencial de ser rocas generadoras de los yacimientos del AIPKMZ.

Roca almacén. Estrato poroso y permeable que permite la acumulación de hidrocarburos, mientras esté delimitado por rocas sellos y una trampa. En los campos del AIPKMZ los yacimientos de interés se encuentran dentro de tres horizontes geológicos principalmente, que se enuncian a continuación:

- i. La brecha de clastos de caliza dolomitizada del Terciario Paleoceno- Cretácico Superior (BTPKS, en lo sucesivo)
- ii. El banco de carbonatos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK, en lo sucesivo)
- iii. Cuerpo de calcarenitas del Eoceno Medio (CCE, en lo sucesivo)

Brecha BTPKS. Roca almacenadora por excelencia de la RMNE y, por ende, de mayor desarrollo y caracterización. El ambiente de depósito fue de talud con una depositación de sedimentos por flujos detríticos que dio a origen a una brecha de talud. Por efectos de metamorfismo este yacimiento terminaría en una brecha de impacto con modificaciones de su permeabilidad y porosidad por efectos de dolomitización. Esta roca está compuesta por un sistema de doble porosidad (conformado por la matriz y un sistema de fracturas, vórgulos y cavernas) y permeabilidad simple conformado por el sistema de fracturas. Existen numerosos modelos que intentan explicar el origen de esta brecha de impacto, pero las más aceptadas en la actualidad, coinciden que el mecanismo por el cual se modificó esta brecha está asociado a la gran energía generada por el impacto del meteorito del Chicxulub en la plataforma de Yucatán (Cárdenas Vences, 2008).

Una de las características más importantes de estos yacimientos es que se encuentran comunicados hidráulicamente a causa de un acuífero gigante en común, por lo que cualquier cambio de condiciones de presión-producción en cualquiera de los yacimientos impacta en misma consecuencia a los demás (*Figura A.1 del Anexo A*).

Banco oolítico del JST. Este almacén tuvo formación en un ambiente somero de rampa marina carbonatada en el que se depositaron sedimentos esféricos de carbonatos con diámetros menores a 2 [mm] (Oolitos). Estos yacimientos se caracterizan por almacenar aceites más ligeros que las otras estructuras.

Calcarenitas del CCE. Roca almacenadora de origen calcáreo constituida por clastos de tamaño arena 1/16 - 2 [mm]. El ambiente de depósito fue de plataforma somera constituido por un depósito de flujo turbidíticos que constituyeron una roca de excelente porosidad primaria y secundaria. Una característica de estos yacimientos es que son volumétricos y no se encuentran comunicados entre sí (Pérez Martínez, Prado Morales & Rojas Figueroa, 2013).

Migración. La migración es el proceso por el cual la roca generadora expulsa los fluidos hacia una zona de menor presión. Esta zona puede ser un estrato adyacente, suprayacente o paralelo, todo dependerá del diferencial de presiones y de las características litológicas. En los campos estudiados la migración de aceite del JST y JSO se dio principalmente de manera vertical hacia la BTPKS y el CCE (*Figura 1.5*). Las rutas de migración preferenciales de estos hidrocarburos fueron las fallas, fracturas interconectadas y capas permeables. Sin embargo, en las rocas del JSK la migración se dio tanto de forma vertical como horizontal a través de fracturas adyacentes del JST.

Roca sello. Son aquellas formaciones geológicas con escasa permeabilidad y tamaño de poro tan pequeño que imposibilita la continuidad de la migración de fluidos a otros estratos. De igual forma, pueden llegar a fungir como sellos ciertas fallas y discordancias. Para el caso de la BTPKS el sello está compuesto por lutitas bentónicas con intercalaciones de una matriz calcáreo-bentónica del Paleoceno. Algo semejante se tiene para el CCE en el que la unidad suprayacente está conformada por lutitas con ligeras intercalaciones de bentonita y caliza del Oligoceno. Además, cuando la secuencia potencialmente productora es el JSK, la roca sello suele estar constituido por las lutitas de alto contenido de materia orgánica del JST. Esta formación ha demostrado en la práctica ser una secuencia gasera sin posibilidades de rentabilidad pero que genera inestabilidades y entrapamientos de la sarta durante la perforación.

Trampas. En la Sonda de Campeche todos los yacimientos del Mesozoico se encuentran en trampas mixtas, aunque por su origen se deberían de considerar como trampas estratigráficas. La inversión a trampas mixtas se debe a procesos tectónicos posteriores a la formación de las trampas estratigráficas, generando las trampas que actualmente se conocen (Cárdenas Vences, 2008). Con base en lo anterior, para el JSK y la BTPKS las trampas son de tipo estructural compuesta por anticlinales delimitados por un sistema de fallas inversas que en un principio fueron de tipo normal, pero sufrieron un proceso de inversión (*Figura 1.5*). Por otro lado, para el CCE la trampa se considera mixta.

En la *Figura 1.5* se observa que el campo Maloob no posee interés en el intervalo CCE, además de esto (Cárdenas Vences, 2008) (García Olvera, 2004) (Ramírez, Zdenkovick, & Medina, 2000) mencionan que este campo no posee interés económico en este horizonte. Sólo (Pérez

Martínez, Prado Morales , Rojas Figueroa , & Correa López, 2013) consideran que este campo tiene reservas de 458 [MMb] para este horizonte con base en información recopilada en cuatro pozos productores del yacimiento Maloob-BTPKS, pero al mismo tiempo afirman que este yacimiento no ha aportado producción alguna. Para el presente trabajo, se descarta la posibilidad de reservas en este yacimiento tanto por bibliografía técnica como por la parte práctica que no ha terminado ningún pozo en el horizonte Maloob Eoceno Medio.

Sincronía. La sincronía representa la concatenación en tiempo y espacio para que se forme un yacimiento susceptible de explotarse con rendimiento económico, estas relaciones sí existen en los campos del AIPKMZ, por lo que se puede afirmar que sí hay sincronía al existir evidencia de que el sistema petrolero está completo.

Una descripción más detallada de algunas propiedades petrofísicas y petroquímicas de los ocho yacimientos principales en explotación del AIPKMZ se muestra en la Tabla 1.1. Los campos Bacab y Lum no son mencionados por tener un escaso desarrollo, mientras que Ayatsil no es mencionado por estar considerado como otro proyecto, aunque su producción sea monitoreada y procesada en el AIPKMZ.

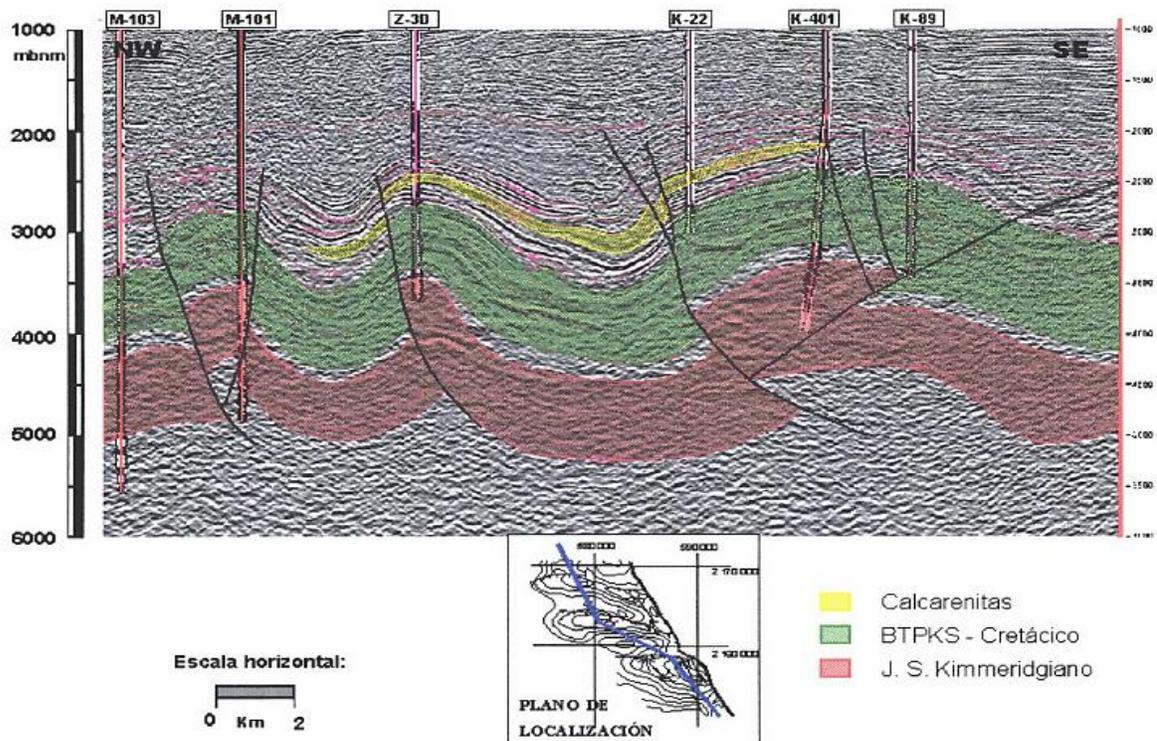


Figura 1.5 Plano isométrico característico de los principales yacimientos de Ku-Maloob-Zaap. Obtenido de: (García Olvera, 2004)

Tabla 1.1. Propiedades petrofísicas y termodinámicas de los yacimientos principales del AIPKMZ. Tabla generada para esta tesis con información obtenida de (García Olvera, 2004) (Larios González, 2016) (Cárdenas Vences, 2008) (Pérez Martínez, Prado Morales, Rojas Figueroa, & Correa López, 2013) (Ramírez, Zdenkovic, & Medina, 2000) & (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

	KU			MALOOB		ZAAP		
	CCE	BTPKS	JSK	BTPKS	JSK	CCE	BTPKS	JSK
Densidad API	15.8	22.1	24.8	12.6	11.3	17.3	12.4	25.5
Clasificación ¹	Pesado	Pesado	A. negro	Pesado	Pesado	Pesado	Pesado	A. negro
Porosidad primaria (%)	18-20	5-9	8	4-8	4-10	15-24	4.3-7.3	8-10
Porosidad secundaria (%)	N/A	< 2	3-5	1.7-4.3	3-5	N/A	1.8-4.6	3-5
Permeabilidad Primaria [mD]	100-800	DESPRECIABLE				100-800	DESPRECIABLE	
Permeabilidad sec. [mD]	N/A	4,000 - 10,000	850-1,500	2,000 – 7,000	850-1,500	N/A	2,000 – 5,000	850-1,500
Presión inicial (psia)	3626	4,594	3,412	4,167	6,848	3,995	4,086	6,697
P. de Saturación (psia)	1,863	2,654	1,635	2,194	4,095	3,072	2,176	2,444
Temperatura del yac. [°C]	111°	110°	133°	111°	126°	102°	115°	120°
R _{si} (scf/stb)	264	450	685	275	237	449	449	472
Saturación de agua inicial (%)	12-21	10-15	11	12-18	10-15	11-20	14-20	8-11
Espesor bruto [m]	130	850	550	650	700	180	660	380
Espesor Neto [m]	40	300	100	285	100	45	295	100
Prof. Media del yac. [m]vbnm]	2570	2900	3660	2979	3950	2570	3125	3650
Volumen inicial de Hcos [MMb]	615	5,118	234	6,279	642	691	3,899	494

¹ Clasificación elaborada a partir de la clasificación de Reyes Ruíz, *et. al.* (2017). En el planteamiento de la problemática se muestran los criterios de selección, así como la base de datos PVT y gráficos especializados empleados para realizar la clasificación.

Derivado del análisis de la Tabla 1.1 se deduce lo siguiente:

- i. Ninguna estructura productora poseía capa de gas a condiciones iniciales ya que su presión inicial era superior a la presión de saturación.
- ii. Los valores de porosidad para la matriz y fracturas coinciden con los esperados para roca carbonatadas, sin embargo, la permeabilidad secundaria, por motivos metamórficos y de dolomitización, muestra valores extraordinariamente altos. Por ende, se tiene un sistema doble porosidad y permeabilidad simple.
- iii. El flujo en el yacimiento estará determinado por las fracturas y vóculos que poseen una excelente permeabilidad en comparación con la matriz.
- iv. Los espesores netos son considerablemente grandes y junto a las excelentes permeabilidades de las fracturas permiten que se dé un barrido eficiente por segregación gravitacional.
- v. El yacimiento Ku-BTPKS tiene una presión inicial cercana a la de saturación y aunado al anticlinal prominente (*Figura 1.5*) favorece la formación de un casquete de gas secundario.
- vi. Los aceites son de tipo pesado y a excepción de Ku-BTPKS que posee un casquete de gas secundario con eficiente segregación gravitacional, los pozos no fluyen de manera natural durante mucho tiempo, por lo que requieren de un sistema artificial de producción desde el inicio de su explotación.
- vii. Las viscosidades del aceite a condiciones de yacimiento son considerablemente menores a lo esperado, esto se debe a las altas temperaturas presentes en los campos de la región marina noreste. Esta condición es de vital importancia como apoyo en el flujo en tuberías.
- viii. Se entiende, a partir de lo anterior, que el mecanismo principal de producción primaria en estos yacimientos sea un empuje combinado hidráulico-expansión de casquete de gas, que se apoyan de un eficiente desplazamiento de segregación gravitacional, como consecuencia de grandes espesores con alto relieve estructural y un sistema importante fracturas y vóculos.

Historia

El inicio de las perforaciones en la Sonda de Campeche data de inicios de los años 70 con objetivo el Jurásico Superior Kimmeridgiano, donde mapas geológicos elaborados mostraban que debían de existir condiciones sedimentológicas y estructurales similares a las terrestres del área Mesozoica de Chiapas-Tabasco (Meneses de Gyves, 1980). Empero, el éxito se concretó con el hallazgo de hidrocarburos en la brecha dolomitizada del Cretácico, dando como fruto el descubrimiento de Akal y la formación del proyecto más importante de la industria petrolera mexicana, Cantarell. Sería hasta el descubrimiento del campo Ku en que se haría efectivo el potencial petrolero de las rocas del JSK que se buscaban con antelación.

En esas instancias, el descubrimiento del campo *Ku* se realizó en 1979 con el pozo exploratorio HA-1A terminado en el horizonte BTPKS, pero la explotación de este campo, por falta de infraestructura, comenzó en 1981. El potencial de este yacimiento se probó con su primer pozo de desarrollo el Ku-89 al aportar 20,000 [bpd]. Por otro lado, el potencial en el horizonte de las calcarenitas del CCE fue probado en este campo con el pozo Ku-10 en el año de 1986 con un aporte de 2,861 [bpd] de un aceite de 15.7 [°API]. El yacimiento Ku-JSK sería probado con distintos pozos, pero su explotación comenzaría en 1992 con el pozo Ku-401 al producir aceite de 20.1 [°API].

El descubrimiento del campo *Maloob* en las rocas calcáreas de la BTPKS se dio en el año de 1980 con el pozo exploratorio Maloob-1. Posteriormente, en el año de 1983, comienza la explotación de este campo de manera aislada y en ese mismo año se hace efectivo el potencial de las dolomías fracturadas del JSK con el pozo Ku-407 y una producción inicial de 5,642 [bpd]. Para este campo no se han comprobado reservas importantes en el horizonte del Eoceno Medio.

Por último, el campo *Zaap* fue descubierto en septiembre de 1990 con el pozo exploratorio Zaap-1A terminado en los horizontes BTPKS y JSK para la realización de estudios de potencial. El campo inicia su explotación 1992, mismo año en que el pozo Zaap-2051 prueba el potencial de las dolomías del JSK para este campo, con un aporte de 2,000 [bpd]. En 1995 el pozo Zaap-1001 descubre el potencial del yacimiento Zaap-CCE al producir aceite de 17.2 [°API].

Reservas

La mayor cantidad de reservas probadas en México se hallan en los aceites pesados de las rocas calcáreas de la RMNE. En ellas, el AIPKMZ posee cuatro de los cinco campos con mayor reserva 1P en México (*Figura 1.6*), seguido a estos se encuentran los campos Kayab, Pit, y Tekel pertenecientes al proyecto de aceites extrapesados ATU que aún no han comenzado su etapa de explotación pero que incorporan reservas considerables. En conjunto, el AIPKMZ se erige como el proyecto con mayores reservas de aceite en México, con cerca de 2,900 [MMb] de los de los 6,464.20 [MMb]; es decir, un 41.78% de las reservas probadas de México al 1 de enero de 2018 (CNH, 2018).

Algo muy similar ocurre con las reservas 2P y 3P, con la única excepción que en estos casos el megacampo Akal se posiciona en primer lugar, por su capacidad de aporte de reservas probadas como consecuencia de la implementación de un método de recuperación avanzada o mejorada (EOR-IOR) que permita extraer el aceite entrampado en la matriz y delimitado por el casquete de gas y el acuífero. En total, los campos de la RMNE aportan cerca de 4,000 [MMb], un 62.26% de las reservas probadas de México. Sin embargo, la gran mayoría de estos campos son de aceite pesado, y los de nuevo desarrollo serán de aceite extrapesado, en un rango de densidades que va de los 8 a 12 [°API].

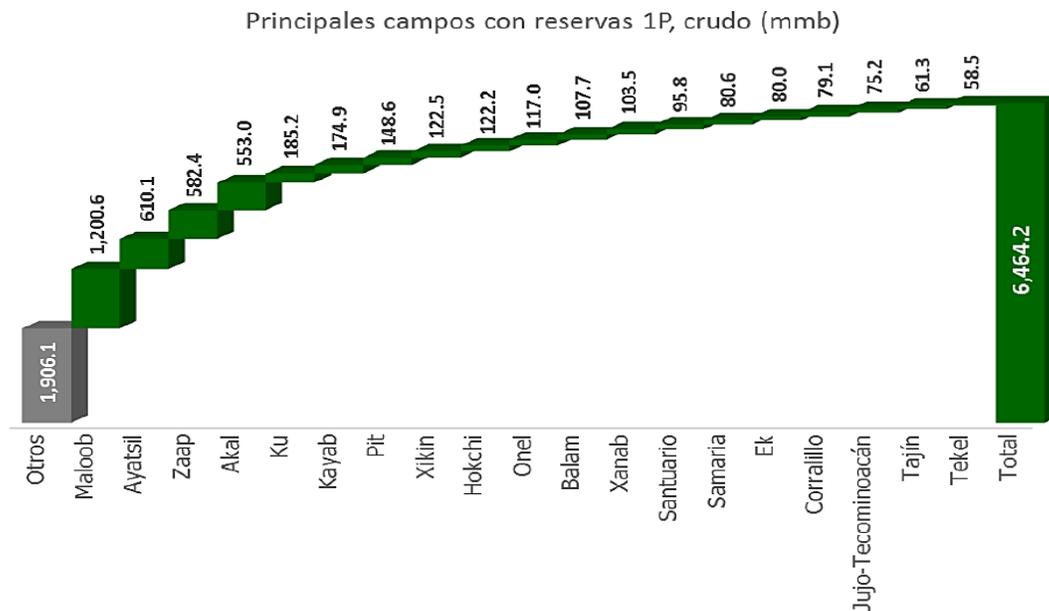


Figura 1.6 Principales campos con reservas probadas en México al 1° de enero de 2018 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018)

No obstante, predomina un panorama desalentador a futuro, de no existir un programa de exploración que busque aumentar el factor de restitución de reservas, ya que a enero de 2018 México posee una independencia energética —considerando el ritmo actual producción— de exiguos nueve años (*Figura 1.7*). Además, de manejar la tasa actual de producción y de restitución de reservas, que en los últimos años escasamente ronda en el 10% anual, se concluye que no tendríamos petróleo que extraer en 10 años (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018). De ahí la importancia de desarrollar un plan intensivo de exploración y estrategia de aseguramiento de la producción en los principales campos administrados por PEMEX.

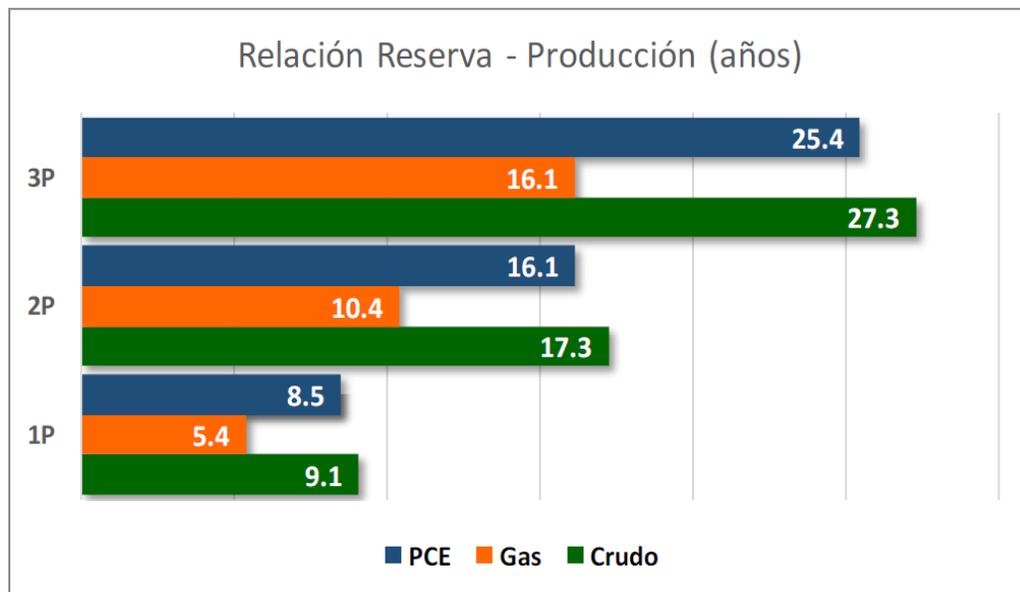


Figura 1.7 Relación R/P en México al 1° de enero de 2018 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018)

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

La ingeniería de yacimientos es un área de la ingeniería petrolera que tiene como objetivo principal la optimización de la explotación de un yacimiento, de tal manera que se obtenga la recuperación máxima de hidrocarburos. Este proceso se lleva a cabo en dos formas: a nivel de pozo y a nivel del yacimiento (Samaniego Verduzco, 2011). Por un lado, la forma típica de estudiar el flujo multifásico desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de almacenamiento es por medio del sistema integral de producción (Figura 2.1). Básicamente, este sistema consiste en un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento a superficie, los separa en sus respectivas fases: aceite, agua y gas, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

El ideal operativo es el de lograr la producción óptima con la menor pérdida de energía a través de este sistema. Nind (1964) dice que es necesario estudiar tres áreas de flujo de forma separada y unificarlas después. Dichas áreas representan un diferencial de presión en la Figura 2.1 y son: flujo yacimiento-pozo, flujo dentro del pozo y flujo en instalaciones superficiales.

El flujo *yacimiento-pozo* se da dentro del cuerpo rocoso almacenador de hidrocarburos a través del cual fluye una mezcla multifásica que converge en los disparos, por los que entrará al *pozo*. Este pozo funge como la unión entre la superficie y el yacimiento. Además, durante esta trayectoria vertical se darán las mayores pérdidas de energía. En superficie, el flujo predominante es de carácter horizontal y los diferenciales de presión se deben principalmente al estrangulamiento y acondicionamiento de la mezcla para entrar en condiciones óptimas al proceso de separación.

No obstante, se ha demostrado que para la maximización de la producción se debe interpretar el sistema como un todo. Un método que permite analizar y predecir el comportamiento del sistema integral de producción se conoce como análisis nodal. Este método consiste en un estudio integral de todas las áreas de flujo en el sistema (Figura 2.2), determinando el comportamiento actual y/o futuro al variar algun(os) parámetro(s) del

sistema. Asimismo, permite definir la capacidad de flujo idóneo, por medio de un análisis de sensibilidad, que permita maximizar el valor económico de los activos sin que se afecte las condiciones del yacimiento, previniendo condiciones indeseables de operación.

Los mecanismos de estudio de los que se vale el análisis nodal son de carácter ingenieril, como los métodos de determinación de la capacidad productora conocida como IPR (Inflow Performance Relationship), o bien, relación del comportamiento de afluencia (Padilla, 1990). En el cálculo de la productividad de un pozo, idealmente se asume que el flujo que ingresa al pozo depende de la caída de presión desde la frontera del yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión estática del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($P_{ws}-P_{wf}$) (Δp_1 , *Figura 2.2*). Por otro lado, la producción obtenida en superficie es inversamente proporcional a la caída de presión existente en el pozo (Δp_7 , *Figura 2.2*). La relación entre el gasto del pozo y el abatimiento de presión en el pozo se denomina índice de productividad (J) (Moore, 1939). Más tarde, Standing (1970) definiría el concepto de eficiencia de flujo, que es la relación entre el flujo ideal y el real, al que llamó daño a la formación (Δp_2 , *Figura 2.2*).

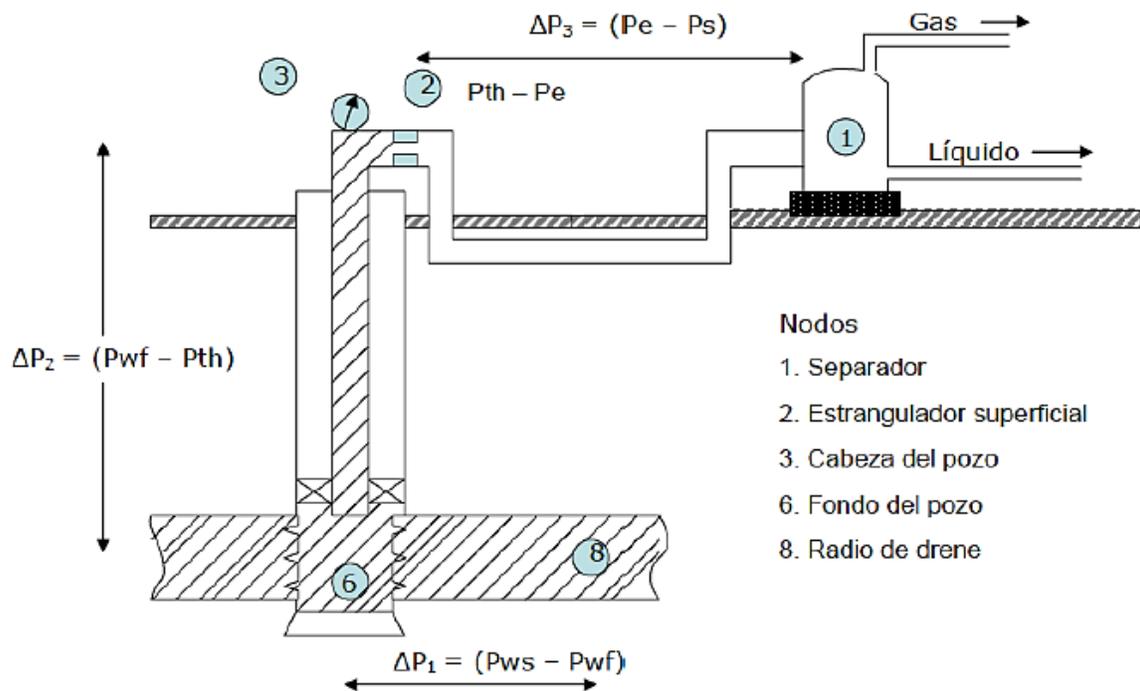


Figura 2.1 Sistema integral de producción y pérdidas de presión principales entre nodos del sistema. Los nodos son los componentes básicos del sistema integral de producción. Obtenido de (López Escobar & Ortiz Mayen, 2013)

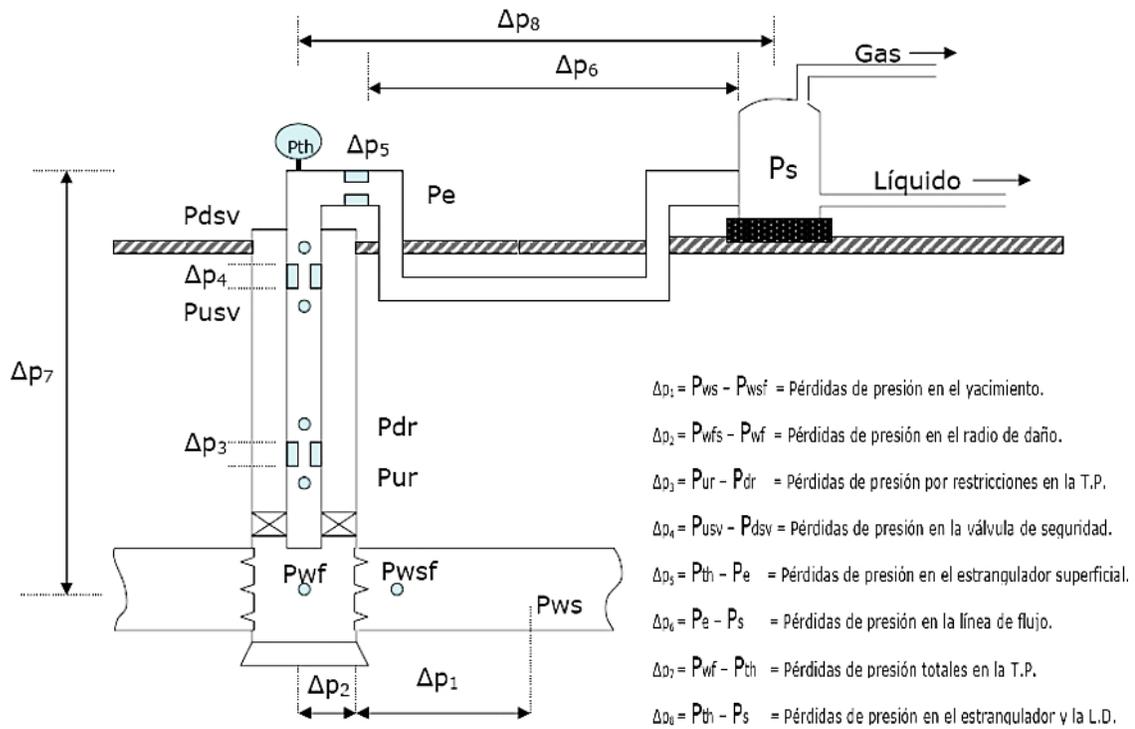


Figura 2.2 Pérdidas de presión en el Sistema Integral de Producción. Obtenido de (López Escobar & Ortiz Mayen, 2013)

Desde el punto de vista de la productividad de pozos, éstos suelen ser fluyentes si son capaces de transportar los fluidos del yacimiento, desde la boca del pozo hasta la superficie, sin necesidad de adicionar energía al sistema. Empero, los pozos petroleros pueden ser no fluyentes desde el inicio de la explotación por cuestiones diversas como la viscosidad, densidad del aceite, profundidad, presión inicial del yacimiento, entre otros. En caso de presentarse esta problemática existen varias alternativas de solución que ayudan a los fluidos a llegar a superficie mediante el aporte de energía al aparejo de producción. Una de las alternativas más empleadas son los sistemas artificiales de producción (SAP), cuya función es la de mantener una presión de fondo fluyente (P_{wf}) reducida, para que la formación aporte los fluidos de yacimientos deseados (Brown, 1984). Los métodos más comunes y sus criterios principales de selección se muestran en la Tabla 2.1

Por un lado, el *Bombeo mecánico* consiste en la elevación de los fluidos por medio de un contrapeso que hace elevar y descender en un ciclo casi perpetuo una sarta de producción dentro del pozo. Los hay convencionales, no convencionales y tipo Mark II. Son eficientes en pozos de baja productividad y en fluidos pesados y altamente viscosos. Sin embargo, no son

recomendables en instalaciones costa afuera ni en pozos desviados. Por otro lado, el *Bombeo de cavidades progresivas* consiste en elevar los fluidos por medio de un sistema de bombeo basado en el principio del tornillo sin fin de Arquímedes. Este sistema crea cavidades entre un rotor y un estator, elevando la presión en cada una de sus etapas por la transferencia de energía mecánica a potencial. Son recomendables en fluidos altamente viscosos, pero tienen como limitante la relación gas-aceite.

Uno de los métodos más empleados y económicos, en pozos con alta productividad costa afuera, es el *Bombeo Neumático* (BN, en lo sucesivo). Este sistema artificial proporciona energía al pozo por medio de la inyección de gas a alta presión por debajo del nivel dinámico del fluido. El gas inyectado reduce la densidad de la columna hidrostática y por tanto reduce la presión en el fondo del pozo, otorgando mayor capacidad de aporte del yacimiento al pozo. Las válvulas de inyección se sitúan por debajo del nivel dinámico, de tal forma que permita la inyección por medio del espacio anular, o bien, en el interior de la tubería de producción. El gas más empleado es el gas dulce o también conocido como gas residual.

Tabla 2.1 Consideraciones para la selección de un sistema artificial de producción. (Lezama Hernández, 2018)

	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Hidráulico tipo Jet	Bombeo Electrocentrífugo	Cavidades Progresivas	Émbolo Viajero
Profundidad de operación [ft]	5,000-10,000	1,000 – 11,000	<16,000	<20,000	2,000 – 4,500	<8,000
Gasto obtenido (bpd)	100 – 10,000	5 – 1,500	50 – 1,000	100 – 30,000	5 – 2,200	1 – 200
Temperatura de operación (°F)	100 – 250	100 – 350	75 – 500	75 – 500	75 – 150	75 - 120
Desviación del pozo (°)	0 – 50	0 – 20	0 – 50	0 – 60	N/A	N/A
Resistencia la corrosión.	Buena	Buena	Excelente	Excelente	Pobre	Excelente
Manejo de gas.	Excelente	Pobre - Buena	Pobre	Buena	Buena	Excelente
Manejo de sólidos.	Buena	Pobre – Buena	Excelente	Pobre	Excelente	Pobre
Densidad del fluido (°API)	>15	>8	>20	>15	<35	>8
Aplicación Costa Afuera	Excelente	Limitada	Limitada	Buena	Buena	Excelente

No obstante, existen dos clasificaciones de BN, una de ellas es el *Bombeo Neumático Intermitente*, que consiste en la inyección periódica de flujos de gas al pozo. Es decir, una vez inyectado cierto volumen por el espacio anular se detiene la inyección y el proceso se repite periódicamente cuantas veces sea requerido. Este proceso se regula por medio de un piloto interruptor de ciclos instalado en superficie. Algunos usos del Bombeo neumático intermitente en yacimientos de aceite son: repotenciar los pozos (Boosting), inducir pozos (kick off) o reincorporar pozos cerrados. En el caso de los pozos de gas y condensado, es empleado para remover baches de condensados.

Por otro lado, el *Bombeo Neumático Continuo* (BNC, en lo sucesivo) es un proceso que consiste en la inyección continua de gas para ayudar a levantar la columna de aceite que es incapaz de fluir hasta superficie o que llega en una proporción menor a la capacidad de aporte del pozo. Requiere de alimentación continua de gas donde el volumen es regulado por una válvula de control en superficie, mientras que la presión de inyección es regulada por un estrangulador de inyección. El comportamiento de estos pozos se suele analizar de forma típica con una carta L-10 que es un registro gráfico circular capaz de medir presión y flujo por medio de un manómetro Barton. Durante la operación del BNC se espera tener un flujo estable en el aparejo de producción, de no ser así únicamente se puede manipular el estrangulador del pozo para variar la presión en la cabeza del pozo, o se puede manipular el gasto de inyección de gas de BN (Chavez López & Torres Trinidad, 2016).

A los comportamientos de inestabilidad en la cabeza del pozo se le conoce como cabeceo y es ampliamente común en la operación de pozos petroleros con BNC. Dentro de las afectaciones más notorias por inestabilidad de flujo se encuentra la producción diferida por bacheo excesivo, reducción en la eficiencia de separación por largos baches que entran al sistema y daño a equipos superficiales que activan la alarmas de paro de actividades.

Cuando los fluidos llegan a superficie pasan por el árbol de producción que consiste en un sistema de válvulas por el cuál, en una de sus bajantes, saldrá el fluido previo estrangulamiento (Δp_s , *Figura 2.2*). Los estranguladores son dispositivos que sirven para controlar la presión de los pozos y, por ende, ayudan a conservar la energía del yacimiento asegurando una declinación más lenta y aumentando la recuperación total de la vida fluyente. Esto se obtiene cumpliendo el criterio de flujo supersónico, también conocido como crítico, que consiste en que la velocidad

de la mezcla multifásica dentro del separador supere la barrera del sonido. La condición operativa anterior asegura que las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que se encuentran corriente arriba; por ejemplo: que la presión en el separador o del cabezal de recolección no afecte el comportamiento corriente arriba, como gasto o presión en la cabeza del pozo.

Una vez estrangulada y acondicionada la mezcla multifásica (Δp_6 , *Figura 2.2*) pasa al proceso de separación de fases en recipientes que operan a condiciones de presión, temperatura y nivel definidos por diseño a partir de las propiedades termodinámicas del fluido. Estos recipientes pueden ser verticales, horizontales o esféricos. La selección dependerá de los requerimientos, sin embargo, en campos costa afuera donde los espacios dentro de las plataformas son limitados, suelen emplearse los separadores horizontales (*Figura 2.3*). El principio de separación empleado en un tren de separación es el de separación diferencial (*Figura 2.4*), el cual consiste en realizar una separación flash por cada etapa de separación y donde el gas es eliminado al finalizar cada etapa.

Tradicionalmente, un tanque separador es seccionado en diversas áreas de acuerdo con el tipo de separación llevada a cabo, a la vez que está provisto de accesorios internos y controladores lógicos que apoyan a la segregación de fases.

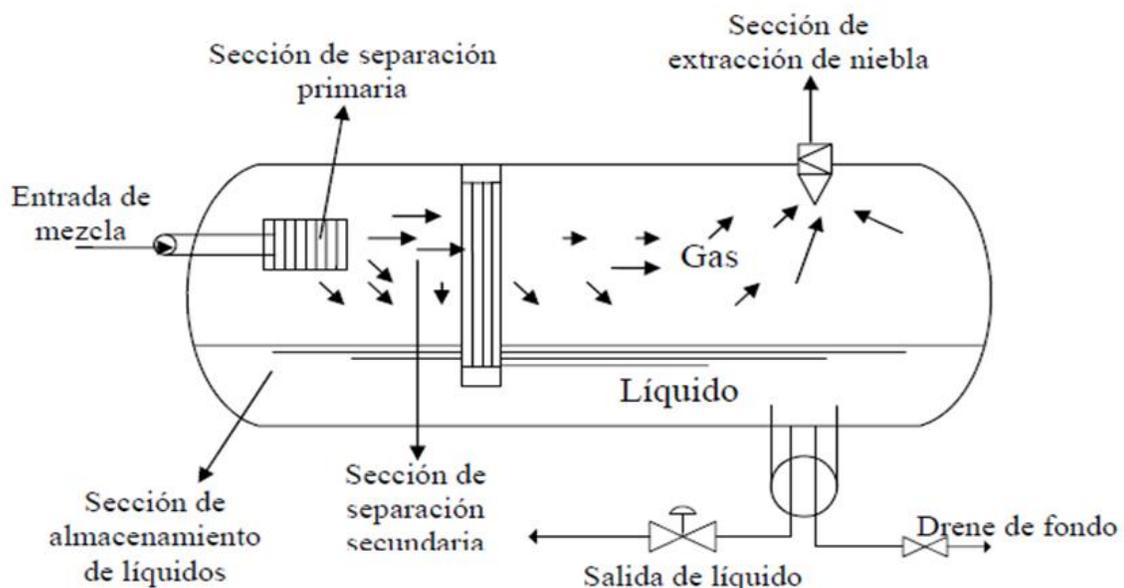


Figura 2.3 Esquema tradicional de un separador horizontal. Obtenido de: (Jurado Gallardo, 2008)

En la región primaria, para una configuración tradicional, la separación se da por el choque inducido de la mezcla multifásica con un elemento metálico comúnmente conocido como *placa de choque*. Esta placa ocasionará una reducción en la presión de la mezcla y hará que se disgreguen las partículas de líquido que caerán a la sección de almacenamiento de líquidos, mientras que el gas tenderá a rodear la placa y seguir su camino. Por tanto, el reacomodo de las fases se dará por un fenómeno gravitatorio en la región secundaria.

Tras la separación primaria la mayor parte del líquido es separado y se almacena en la parte inferior del recipiente, mientras la corriente de gas arrastrará las partículas microscópicas de líquido al superar con su fuerza de arrastre la fuerza de gravedad de las gotas de aceite. Por tanto, en la sección secundaria se busca eliminar las partículas de líquido arrastradas por la corriente de gas por medio de placas de choque tipo zig-zag o “Vane” y, de ser necesario, coalescencia o fuerza centrífuga.

Por último, se tiene una tercera sección conocida mayormente como zona de extracción de niebla porque fluyen partículas diminutas del orden de micrones (1×10^{-6} [m]) de la fase líquida que no han podido ser removidas de la corriente de gas. En esta sección han demostrado alta eficiencia los separadores ciclónicos y los filtros coalescentes.

Los elementos internos tradicionales de un separador son la *placa de choque*, que causa la desviación de la mezcla de hidrocarburos y da origen a la liberación de la fase gaseosa a partir de una caída de presión. La *placa antioleaje* que además de estabilizar la fase líquida, evitando el flujo turbulento, ayuda en la remoción de la espuma que se forma en la interfase gas-líquido. Y por último, el *separador de niebla* que comúnmente es una malla fina que se instala en la salida de gas y por coalescencia evita que las gotas arrastradas por la corriente de gas pasen a la siguiente etapa del proceso.

Además de esto se tiene los aditamentos y controladores que pueden ser *flotadores*, *manómetros*, *piernas de nivel*, *válvula de drene*, *válvula de succión*, *válvulas de seguridad*, entre otros.

Para la selección del número de etapas de separación es necesario tomar en cuenta las propiedades físicas y termodinámicas del fluido, localización del campo, volumen estimado a procesar, capacidad de bombeo y compresión, entre otros. Una separación ideal estima

obtener una separación del 85% de la fase gaseosa del aceite, por lo que es importante lograr un diseño óptimo que maximice la recuperación del aceite (Redonda Godoy, 2013). En caso de que la última presión de separación de diseño sea mayor a la presión atmosférica, entonces el tanque almacén actúa como una etapa de separación extra.

Posterior a la separación, la corriente de gas es comprimida y el aceite bombeado a los centros de procesos, donde se someterán a procesos especiales. En el caso del aceite se realiza la deshidratación y estabilización de la mezcla para poder ser comercializado. Mientras que en el gas se realiza la eliminación de condensados y el endulzado, proceso que consiste en eliminar impurezas como el ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

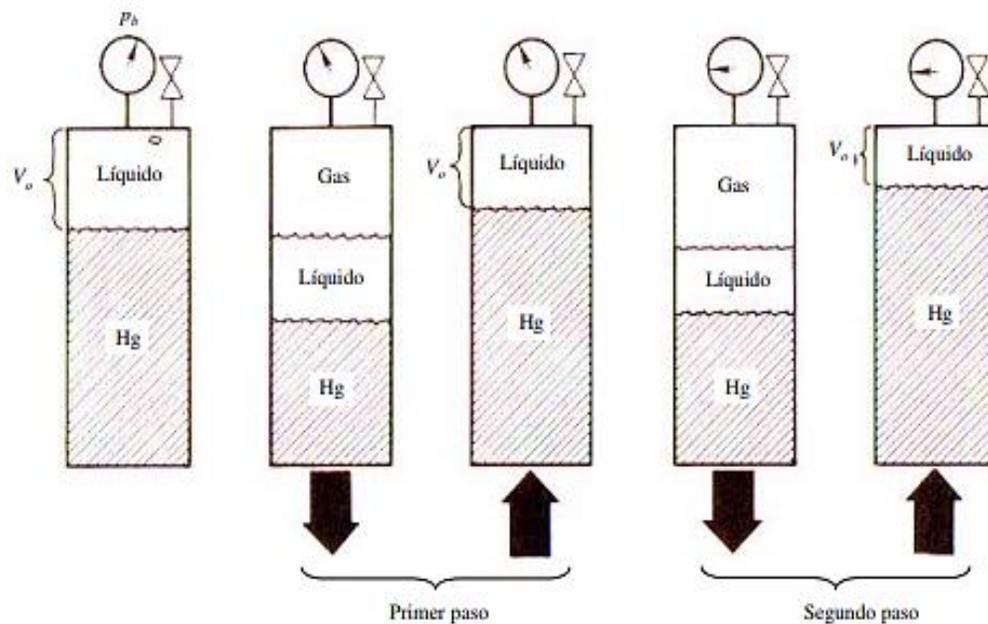


Figura 2.4. Esquema de un proceso de separación diferencial en laboratorio. Se parte de la presión de saturación de la mezcla y se decrece la presión por etapas. En cada etapa el gas liberado es extraído y se miden las propiedades para cada una de las fases. Como se infiere, en una separación diferencial la composición de la fase líquida cambia conforme decrece la presión ya que se le extrae el gas en cada etapa. En cambio, en un experimento FLASH la composición de una mezcla multifásica dentro de la celda no cambia, pero sí cambia las proporciones para cada una de las fases conforme decrece la presión. Fuente: (Cautli Hernández, 2005)

CAPÍTULO 3

PROBLEMÁTICA

En general, se suele analizar la historia del activo Ku-Maloob-Zaap en 6 etapas o periodos de explotación claramente definibles, cuyas características principales se enmarcan en la Tabla 3.1. En la primera etapa se tuvo sólo producción considerable del campo Ku-BTPKS, sin embargo, debido a la corta vida fluyente de los pozos se optó por el uso de sistemas artificiales de producción en la mayoría de los yacimientos del AIPKMZ.

El inicio de la asistencia artificial se dio con la implementación de un anillo de BN en la década de los 90. (Ramírez, Zdenkovick, & Medina, 2000) describieron el proceso de escrutinio y selección con base en un análisis técnico, que resolvió que los mejores resultados se observarían con la inyección de gas residual como BNC y sistemas de BEC. En consecuencia, se realizó un análisis económico y de sensibilidad que concluyó que los yacimientos BTPKS y CCE obtendrían las mayores tasas de retorno con un sistema de BNC mientras que los yacimientos del JSK podrían o no emplear asistencia artificial. Asimismo, concluyeron que sólo se recomendaba la instalación de sistemas de BEC en el yacimiento Maloob BTPKS donde se encontraba un alto potencial. Por último, se demostró que los costos inherentes a la inversión para implementar un sistema artificial de producción a nivel activo no afectaban la rentabilidad del proyecto, pero sí lo hacían factores como fallas en las instalaciones, equipos de compresión, bombas electrocentrífugas y/o problemas de logística como el suministro de gas.

Más tarde (Serrano Lozano, Alvarado Arellano, & Rojas Figueroa, 2013) plantearon la posibilidad de reconfigurar pozos de Maloob BTPKS y Zaap BTPKS a un sistema híbrido BEC-BN, para el aseguramiento de la producción. Dentro de las ventajas se esperaba un incremento en el aporte de hidrocarburos, mayor estabilidad del pozo, menor producción diferida y un ahorro del consumo de gas de BN. En la práctica los pozos con BEC han demostrado mayor productividad que los pozos con BNC, pero han presentado continuas fallas, representando grandes costos de reparación y producción diferida.

Tabla 3.1 Etapas de explotación de los campos del AIPKMZ. Elaborada a partir de tabla obtenida de (Larios González, 2016)

Tabla 2. Etapas de explotación de Ku-Maloob-Zaap	
Periodo 1 (1981-1984)	<p>Inicio de explotación del yacimiento Ku-BTPKS.</p> <p>Pozos fluyentes con alto gasto de aceite.</p> <p>Se descubre el campo Maloob.</p>
Periodo 2 (1984-1991)	<p>Se alcanza una plataforma de producción de 200 [Mbdp] que se mantendría por más de 12 años.</p> <p>Desarrollo marginal del campo Maloob.</p> <p>Descubrimiento del campo Zaap.</p>
Periodo 3 (1991-1996)	<p>Implementación de anillo de BN como sistema artificial de producción.</p> <p>Desarrollo marginal de los campos Zaap y Bacab.</p>
Periodo 4 (1996-2005)	<p>Optimización del sistema integral de producción por medio del rediseño de los aparejos de producción.</p> <p>Implementación del sistema de BEC para los yacimientos Maloob-BTPKS y Zaap-BTPKS.</p> <p>Se eleva la plataforma a 300 [Mbdp].</p>
Periodo 5 (2005-2009)	<p>Se inicia el desarrollo de las iniciativas de administración integral de yacimientos AIPKMZ.</p> <p>Inicia proyecto de recuperación secundaria con la inyección de nitrógeno a los yacimientos de la BTPKS para el mantenimiento de la presión.</p> <p>Se alcanza la plataforma de producción de 850 Mbdp.</p> <p>Inicia desarrollo del campo Lum.</p>
Periodo 6 (2009-2017)	<p>Comienza la declinación del campo Ku.</p> <p>Se mantiene la plataforma de producción en 850 [MBD] por 9 años.</p> <p>Puesta en operación de una plataforma de generación eléctrica para dar capacidad de alimentación de energía a los sistemas BEC.</p> <p>Inicio de proyecto de explotación de campos extrapesados Ayatsil-Tekel-Utsil.</p>
Periodo 7 (2018 - futuro) ²	<p>Problemas operativos como consecuencia de la declinación del campo Ku y del uso de nitrógeno como sistema de recuperación secundaria.</p> <p>Uso permanente de nitrógeno como gas de BNC por falta de disponibilidad de gas residual</p> <p>Proyecto ATU alcanza una plataforma de 60 [Mbdp] y concluye adhesión al AIPKMZ.</p> <p>Inyección a yacimiento del gas asociado como alternativa al mantenimiento de presión.</p>

² El presente periodo es propuesto por el autor de este trabajo y no representa en forma alguna el estado actual en que el proyecto define sus etapas de explotación.

Producción por campo del AIPKMZ

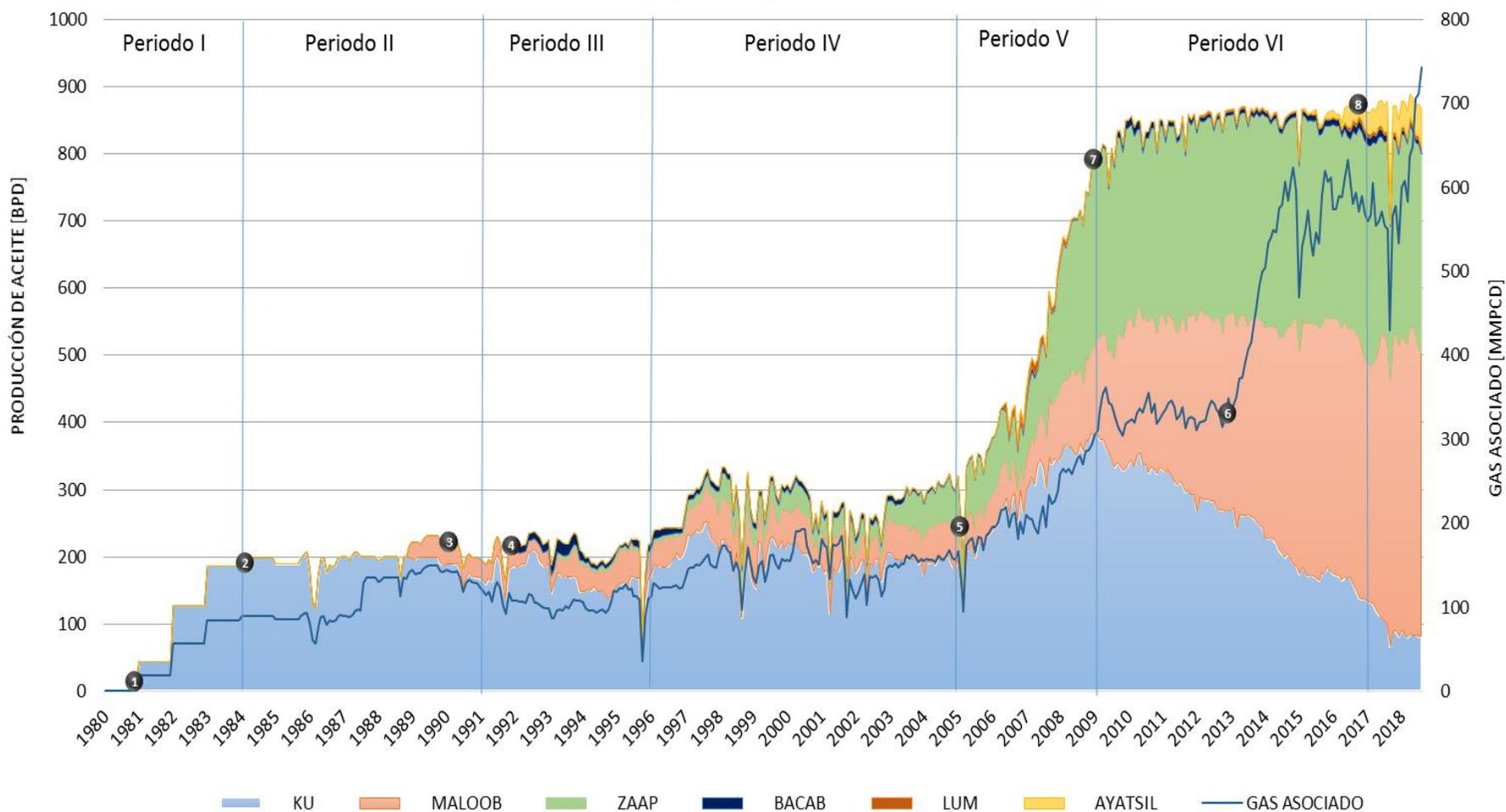


Figura 3.1 Historia de producción de los campos pertenecientes al AIPKMZ, periodo 1980-2018. Elaborado a partir de información del portal web de la CNIH. 1.- Descubrimiento del campo Maloob. 2.- Desarrollo marginal del campo Maloob; se alcanza la primera meseta de 200 [Mbd]. 3.- Descubrimiento del campo Zaap. 4.- Desarrollo marginal del campo Zaap e inicia desarrollo de infraestructura del anillo de BN. 5.- Inicia la inyección de nitrógeno al casquete de gas del yacimiento BTPKS. 6.- Declinación en la producción de aceite del campo Ku incide con el aumento exponencial de la producción de gas en el activo. 7.- Se alcanza la meseta de 850 [Mbd], se descubren los campos del proyecto ATU. 8.- Se mantiene meseta de 850 [Mbd], Ayatsil alcanza una plataforma de 50[Mbd].

En la actualidad, el AIPKMZ continúa procesando una plataforma de producción de 850 [Mbd] que no se hubiera logrado sin la implementación de sistemas artificiales de producción y de recuperación secundaria por medio del mantenimiento de la presión de yacimiento con nitrógeno³. No obstante, pese al reciente aumento del volumen de inyección de nitrógeno al casquete de gas secundario, el campo de aceite menos denso y menos viscoso ha llegado a su etapa final de explotación (*Figura 3.1*). La caída de la producción en el campo Ku ha sido compensada con el aumento de producción de los yacimientos de aceite pesado Maloob-BTPKS y Zaap-BTPKS, lo que ha traído una reducción considerable en la densidad manejada en los centros de proceso que fueron diseñados para manejar aceite tipo Maya, de 21°API. Por ejemplo, en la *Figura 3.2* se muestra que la densidad de la mezcla manejada en el AIPKMZ es de 13.2 [°API]. Este cálculo se realizó a partir del volumen manejado en agosto de 2018 y de las densidades API para cada yacimiento, de acuerdo con información disponible en el portal web de la CNIH.

Por otro lado, la declinación del yacimiento Ku-BTPKS incide, como se discutió previamente, en la relación presión-producción (*véase Figura A.1 del Anexo A*) de los demás yacimientos de la BTPKS, ocasionando reducciones en sus presiones de yacimiento. Lo anterior origina condiciones indeseables de operación como lo es: liberación de hidrocarburos ligeros e intermedios del gas disuelto, mayor cantidad de gas procesado, conificación, canalización, menor aporte de aceite en la cara del pozo y reducción en los niveles dinámicos de aceite dentro de los pozos.

Siguiendo este esquema, está comenzando una nueva etapa que se verá altamente influenciada por el crecimiento exponencial de la producción de gas con altas concentraciones de nitrógeno, que lo convierte en inutilizable, y la pérdida de calidad del aceite crudo. Además, en la actualidad se procesa el aceite proveniente del campo Ayatsil, que entra en la clasificación de extrapesados y cuyo gas asociado posee altas concentraciones de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

A pesar de lo anterior, es posible que pueda mantenerse la plataforma de producción en el

³ Para una explicación más a detalle del estado del arte del proyecto de nitrógeno más grande del mundo se recomienda ver el *Anexo B*.

proyecto Ku-Maloob-Zaap gracias a las lecciones aprendidas del proyecto Cantarell —que como resultado de la inyección de nitrógeno tuvo un crecimiento acelerado de la producción y una declinación igualmente acelerada (Figura A.2) —, y a la implementación de alternativas de solución que se adapten a los problemas actuales. Dentro de las lecciones aprendidas destaca el establecimiento de una plataforma de producción sin necesidad de llegar a un tope de producción, estrangulamiento preventivo de pozos con alta RGA, y diseño de reparaciones mayores a pozos para cambio de intervalo productor cuando se alcance el contacto gas-aceite (CGA) o contacto agua-aceite (CAA) (Serrano Lozano, Alvarado Arellano, & Rojas Figueroa, 2013).

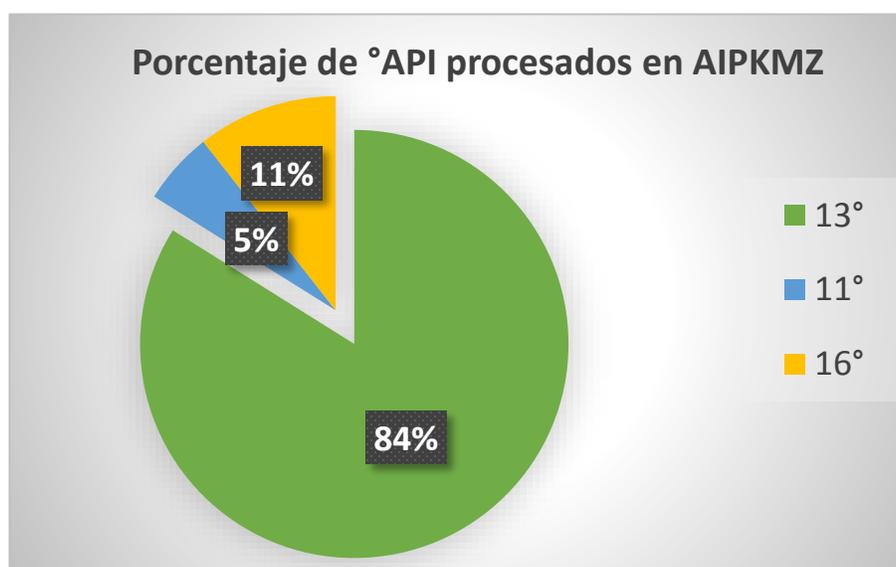


Figura 3.2. Porcentaje de aceite producido en °API durante el mes de agosto de 2018 en AIPKMZ. Elaborado a partir de información obtenida del portal web del CNIH.

El problema de la reducción en la calidad del aceite ha influido en el comportamiento de los fluidos en superficie y hace necesario una correcta clasificación para futuras correcciones operativas. Sin embargo, al no existir una clasificación universal de fluidos petroleros, diversos autores a nivel mundial han propuesto criterios de clasificación de hidrocarburos a partir de estudios con base en datos PVT de fluidos conseguidos. No obstante, un estudio es sólo una muestra representativa de un conjunto de datos imposible de recopilar, por lo que es frecuente realizar clasificaciones incorrectas. Por ello, se debe ser cuidadoso y preferentemente se debe de escoger alguna clasificación que haya sido elaborada a partir de fluidos similares a los estudiados, o bien, que comparta similitud en la procedencia de las muestras.

Para este trabajo se seleccionó una clasificación reciente y específica para los yacimientos de aceites pesados en el país. Reyes Ruíz , León García, & López Bautista (2017) proponen una nueva clasificación de hidrocarburos pesados y extrapesados de México (Tabla 3.2) a partir de los criterios de clasificación general de fluidos mexicanos propuestos por (León García, Alamilla Carrillo, & García Hernández , 2013). Dicha clasificación fue enriquecida con criterios de propiedades volumétricas y composicionales, a partir de una base de datos de fluidos petroleros de campos mexicanos, con el objetivo de obtener una clasificación más adecuada de los fluidos pesados y extrapesados de México. Esta clasificación se soslaya del uso de gráficos diagnósticos que serán utilizados para identificar el comportamiento de los fluidos de los yacimientos analizados en este trabajo.

Para el presente trabajo se recopiló un total de 40 estudios PVT que han sido colocados en una tabla dinámica en Excel. La base de datos fue realizada con información obtenida en las consultas realizadas al cuarto de datos de la CNH los días 11 y 15 de enero de 2019 (CNH, 2019). En la Tabla 3.3 se coloca una muestra representativa de la base de datos PVT empleada para la elaboración de gráficos diagnósticos y de la clasificación de los fluidos por yacimiento.

Tabla 3.2 Criterios de selección para la nueva clasificación de aceites pesados y extrapesados de México. Obtenido de (Reyes Ruíz , León García, & López Bautista , 2017)

	ACEITE NEGRO (<32° API)		
	Aceite extrapesado	Aceite Pesado	Aceite negro
Densidad relativa API	<11.5	11.5-21.5	21.5-32
RGA [m³/m³]	<25	25-80	80-130
B_{ob} [b/STB]	<1.15	1.15-1.32	1.32-1.5
Contenido C₁ [%mol]	<25	15-35	25-44
Contenido C₇⁺ [%mol]	>55	40-60	35-45
Contenido C₂ - C₆ [%mol]	<15	12-28	25-35
μ_{ob} (@ P_b y T_y) [cP]	>25	2.5-25	0.25-25
PM promedio [g/g-mol]	>300	165-300	100-165
PM C₇⁺ [g/g-mol]	>450	300-500	200-350

Tabla 3.3 Muestra de la base de datos elaborada con las propiedades PVT de los distintos yacimientos del AIPMZ.

Horizonte	KU- EOCENO	KU- BTPKS	KU-JSK	MALOOB- BTPKS	MALOOB- JSK	ZAAP- EOCENO	ZAAP- BTPKS	ZAAP-JSK
Fecha de muestreo	feb-04	jun-07	jun-92	may-08	abr-07	ago-08	may-09	feb-98
Fecha de análisis	may-04	jun-08	sep-92	nov-08	may-07	oct-08	dic-10	sep-99
N ₂ [%mol]	0.335	0.732	0.376	1.234	0.619	0.19	0.893	0.254
CO ₂ [%mol]	0.557	1.646	2.014	2.006	2.805	0.21	2.931	8.364
H ₂ S [%mol]	0	2.119	0	3.004	6.132	0	2.1	2.764
C ₁ [%mol]	30.27	23.138	20.853	33.237	37.483	38.36	31.776	25.696
C ₂ [%mol]	8.951	8.386	7.941	6.715	5.733	2.15	5.832	6.665
C ₃ [%mol]	7.513	7.91	7.368	3.27	3.996	1.93	5.99	5.738
C ₄ [%mol]	6.482	9.45	4.901	2.471	4.553	0.84	3.901	5.314
C ₅ [%mol]	3.993	4.602	3.841	4.524	4.822	1.41	3.423	4.65
C ₆ [%mol]	3.661	3.425	2.94	3.007	1.823	2.497	1.135	4.1
C ₇ ⁺ [%mol]	38.238	38.592	49.764	40.532	32.034	52.41	42.02	36.455
SUMA [%mol]	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Presión de muestro [kg/cm ²]	113.5	124.9	335	166.8	373	244	151.6	453.2
Temperatura de muestreo [°C]	108	120	133	116.7	132	106.2	124	130
P. saturación [kg/cm ²]	105	114	115	140	225	176.6	133	205
Profundidad de muestreo [m.b.m.r]	2566	3060	3800	3630	3910	2288	3470	3515
C ₁ [%mol]	30.27	23.138	20.853	33.237	37.483	38.36	31.776	25.696
C ₂ -C ₆ [%mol]	30.6	33.773	26.991	19.987	20.927	8.827	20.281	26.467
C ₇ ⁺ [%mol]	38.238	38.592	49.764	40.532	32.034	52.41	42.02	36.455
Peso molecular C ₇ ⁺ [lb/lbmol]	385	356	303.4	444	538	381	515	278
Peso molecular promedio [lb/lbmol]	167.71	160.04	168.70	197.88	192.78	211.00	233.71	124.10
Densidad relativa del aceite residual	0.9608	0.9501	0.9334	0.9942	1.0168	0.9574	0.9966	0.903
°API	15.77	17.43	20.10	10.82	7.66	16.20	10.48	25.19
B _{ob} [b/STB]	1.2235	1.35	1.347	1.2843	1.333	1.164	1.2402	1.5254
R _{Si} [m ³ /m ³]	49.07	75.5	45.579	65.1	88.74	52.5	59.98	127.09
μ _{ob} (@ P _b y T _y) [cP]	9.52	4.08	1.201	12.8	11.59	9.02	33.25	1.23
Viscosidad @p. estándar y Ty [cP]	31.26	17.81	2.1	68.82	106.74	25.8	210.04	4.65

Uno de los gráficos diagnóstico característico en esta nueva clasificación se muestra en la Figura 3.3 que correlaciona la densidad API con la fracción ligera del aceite (C_1 [%mol]). Aunque es imposible realizar una clasificación de todos los fluidos a partir de este gráfico, pues algunos puntos caen fuera de los rangos propuestos, se observa que la mayoría de las muestras de los campos Ku-Maloob-Zaap tiene una tendencia a ser clasificados como aceites pesados. Esta afirmación puede sostenerse al correlacionar el comportamiento de la Figura 3.3 con la Figura 3.4, que relaciona la densidad API con la fracción pesada del aceite (C_7^+ [%mol]) y muestra nuevamente una tendencia de los fluidos del AIPKMZ a ser pesados.

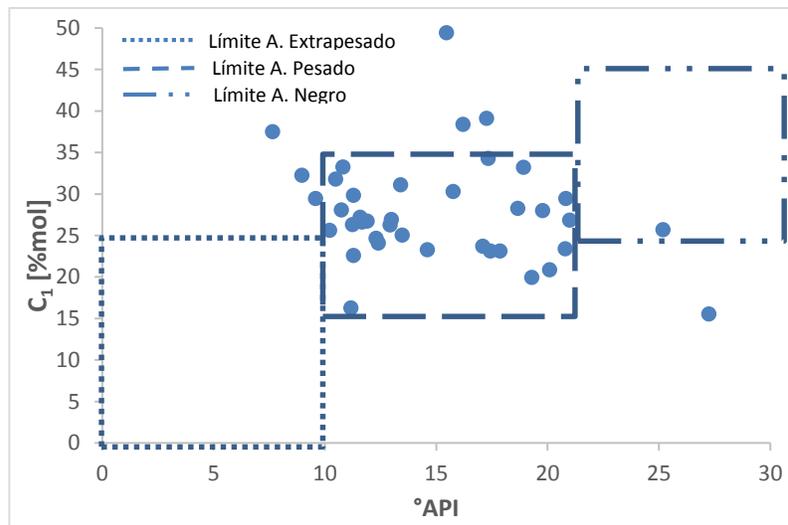


Figura 3.3 Comportamiento del porcentaje mol de metano (C_1 [%mol]) contra la densidad API.

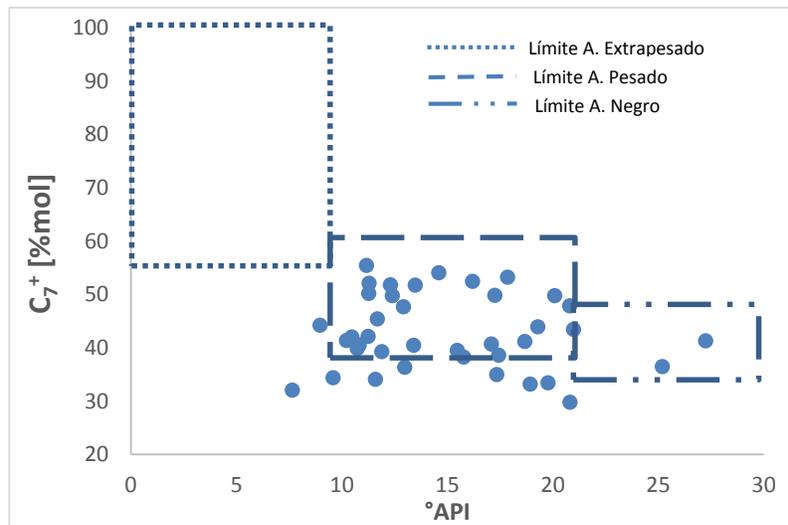


Figura 3.4 Comportamiento de la fracción pesada del aceite (C_7^+ [%mol]) contra la densidad API.

Siguiendo este esquema, su supondría que la fracción intermedia del aceite ($C_2 - C_6$ [%mol]) mantendría una tendencia similar al ser analizada contra la densidad API, sin embargo, este gráfico diagnóstico no muestra una clara tendencia hacia ningún fluido, como se muestra en la Figura 3.5.

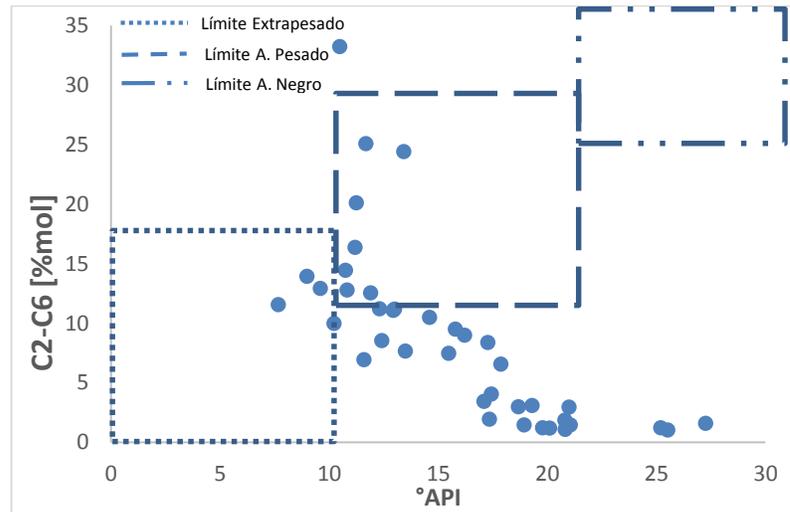


Figura 3.5 Comportamiento de la fracción intermedia del aceite ($C_2 - C_6$ [%mol]) contra la densidad API

No obstante, también se presentó el caso en el que la mayoría de los puntos analizados cayeron en una clasificación cruzada dentro de los criterios propuestos por Reyes Ruíz, *et.al.* (2017), se observa en la Figura 3.6, donde los fluidos caen dentro de la clasificación de aceite pesado y negro.

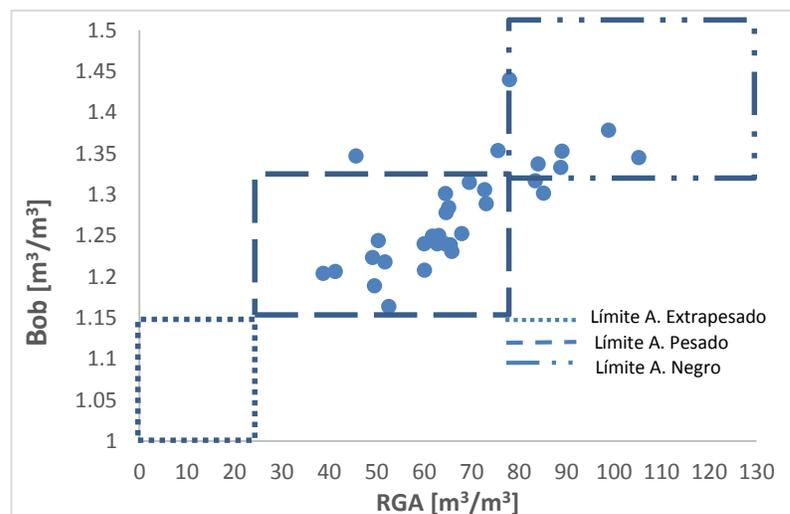


Figura 3.6 Comportamiento del factor de volumen a condiciones de saturación (B_{ob}) contra Relación Gas-Aceite.

El resto de los gráficos diagnóstico se colocó en las Figuras A.3 y A.4 del anexo A, y se dividió según la concordancia de los puntos con los criterios de selección. En la Figura A.3 se muestran los gráficos diagnóstico que muestran una buena respuesta a los criterios de selección, siendo estos la mayoría. Por otro lado, los gráficos que no muestran una tendencia clasificatoria fueron colocados en la Figura A.4.

La clasificación final de los fluidos de acuerdo con el yacimiento que los contienen se muestra en la Tabla 3.4. Esta se realizó a partir de los dos análisis PVT más recientes para cada yacimiento, de tal forma que se analizaron los estudios más representativos. Esta clasificación indica que fluidos de yacimientos como Maloob-JSK, y Ku-Eoceno que serían clasificados como aceites negros, si nos guiáramos por su densidad API, con una clasificación más amplia de las propiedades volumétricas y composicionales nos da una clasificación de aceites pesados.

Por otro lado, aunque los fluidos de Ku-JSK, y Zaap-JSK caen dentro de la clasificación de aceites negros, cuando estos fluidos son llevados a superficie tienen un aumento considerable en el porcentaje mol de la fracción pesada (C_7^+ [%mol]) y del peso molecular de este pseudo-componente (Tabla 3.5). Además, al tener en cuenta el comportamiento exponencial de la viscosidad en superficie cuando la temperatura se reduce (*Figura 3.7*) puede decirse que existe una predominancia de fluidos pesados en superficie como lo muestran los datos del estudio composicional de la Tabla 3.5, realizado al fluido de succión de bombas de la batería CP-A-2.

En conclusión, en el AIPKMZ se opera con una mezcla de aceite tipo pesado que es muy susceptible a los cambios de temperatura dentro del sistema integral de producción y a las caídas de presión que ocasionan la liberación de los componentes ligeros, dejando una alta concentración de heptanos y más pesados.

Entre las principales consecuencias operativas observadas con la reducción de la densidad API manejada en los centros de procesos se encuentran la pérdida en la eficiencia de separación, formación excesiva de espumas, operación con fluidos altamente viscosos y una alta depositación de sedimentos orgánicos en las líneas y recipientes de trabajo (*Figura A.4 y A.5 del Anexo A*). La formación de espumas, asfaltenos y parafinas puede ser inhibida por medio de inyección de químicos en líneas previas a la entrada del separador.

Tabla 3.4 Clasificación de los fluidos de yacimientos del AIPKMZ.

Yacimiento	KU-CCE	KU-BTPKS	KU-JSK	MALOOB-BTPKS	MALOOB-JSK	ZAAP-CCE	ZAAP-BTPKS	ZAAP-JSK
Clasificación	Aceite pesado	Aceite pesado	Aceite negro	Aceite pesado	Aceite pesado	Aceite pesado	Aceite pesado	Aceite negro

Tabla 3.5 Comparativa de estudios composicionales tomados en superficie y en yacimiento a muestra de aceites del AIPKMZ.

Punto de muestreo	YACIMIENTO	SUPERFICIE	YACIMIENTO	SUPERFICIE	SUPERFICIE	SUPERFICIE
Pozo de muestreo	KU-1		ZAAP-3		SUCCIÓN DE BOMBAS CP-A-2	SUCCIÓN DE BOMBAS CP-S
Horizonte	KU-EOCENO		ZAAP-JSK			
Fecha de análisis	01/05/2004	30/09/2011	24/09/99	14/09/2011	09/2011	30/09/2011
N ₂ [%mol]	0.335	0.545	0.254	0.408	0.014	0.634
CO ₂ [%mol]	0.557	0.211	8.364	0.199	0.055	0.070
H ₂ S [%mol]	0	0	2.764	0.353	0.158	0.149
C ₁ [%mol]	30.27	5.152	25.696	3.726	0.535	0.637
C ₂ [%mol]	8.951	1.047	6.665	0.842	0.680	0.674
C ₃ [%mol]	7.513	0.945	5.738	0.982	1.324	1.358
C ₄ [%mol]	6.482	1.016	5.314	1.54	1.776	1.798
C ₅ [%mol]	3.993	1.311	4.65	1.996	2.238	2.322
C ₆ [%mol]	3.661	3.41	4.1	2.268	0.941	2.460
C ₇ ⁺ [%mol]	38.238	86.363	36.455	87.686	92.279	89.898
SUMA [%mol]	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Presión de muestro [Kg/cm ²]	113.5	7	453.2	7	3.7	7
Temperatura de muestreo [°C]	108	53.8	130	62.1	60	65.5
°API	15.77	15.30	25.19	12.15	17.18	14.11
C ₁ [%mol]	30.27	5.152	25.696	3.726	0.535	0.637
C ₂ - C ₆ [%mol]	30.6	7.729	26.467	7.628	6.959	8.612
C ₇ ⁺ [%mol]	38.238	86.363	36.455	87.686	92.279	89.898
Peso molecular C ₇ ⁺ [lb/lbmol]	385	403	278	472	374	413
Peso molecular promedio [lb/lbmol]	167.706	353.843	124.098	419.455	349.405	376.937

No obstante, en caso de existir una ineficiente separación de fases pueden ocasionarse problemas como alta vibración y cavitación en las bombas por alto porcentaje de gas en el aceite, así como pérdida de aceite en la corriente de gas en forma de niebla. Estas condiciones indeseables no sólo dañan los equipos, sino que ocasionan problemas que afectarán el proceso

corriente abajo.

Previamente ya se han hecho correcciones a un problema semejante dentro del AIPKMZ. (López Samado & Villegas García, 2014) describieron el proceso de cambio de bombas centrífugas por bombas tipo tornillo en los dos principales centros de proceso del activo en el año 2009. Estas bombas permitirían laborar con los fluidos altamente viscosos del AIPKMZ, a partir del principio del tornillo sin fin de Arquímedes. De igual forma, se realizó de separadores de segunda etapa y modificaciones en las líneas de succión y descarga en la batería CP-A-1 del CP-A.

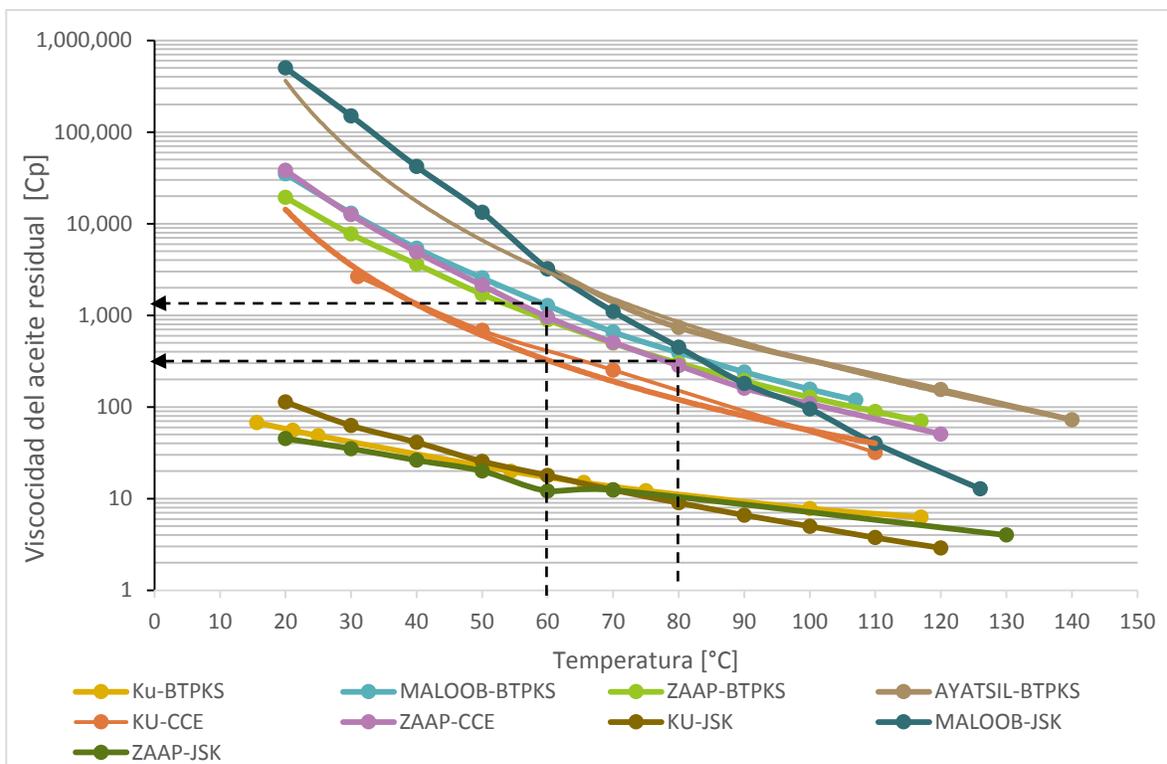


Figura 3.7 Comportamiento semilogarítmico de la viscosidad, a condiciones de presión estándar y temperatura variable, de los principales aceites manejados en las baterías del AIPKMZ. Se observa que de acuerdo con el rango de temperaturas de operación (60-80 [°C]) se tienen viscosidades entre los 300 y 1500 [cP].

Por otro lado, un segundo problema que se presenta con frecuencia en todos los campos de la RMNE es la reducción de abastecimiento de gas residual, tanto por fallas en los módulos de compresión como por la reducción en el envío de gas amargo a proceso de endulzamiento. Aunque en la actualidad hay una mayor producción de gas asociado en los campos explotados, la reducción tiene cabida por el aumento del porcentaje mol de nitrógeno en el casquete de gas tanto de Cantarell como de Ku-Maloob-Zaap. Como consecuencia, las corrientes de gas que

superan el porcentaje de nitrógeno máximo permisible son venteadas, reduciendo el volumen de gas enviado a las plantas de endulzamiento. A esto se suma que la demanda nacional de gas aumenta en un 4.7%, mientras que la producción nacional decrece en 1%, generando una brecha oferta-demanda que crece a una tasa cercana al 6% anual (BP Statistical Review, 2018).

A raíz de los problemas de abastecimiento de gas residual ha sido necesario manejar pozos con bombeo neumático a un gasto de inyección menor al óptimo por diseño. Además, cuando la presión en el anillo cae por fallas de los módulos de compresión se genera una producción diferida considerable que no ha sido prevista, aunado a la necesidad de restablecer la inyección de gas a pozos que han sido cerrados, una vez que se ha normalizado el suministro de gas.

La problemática anterior llevó, desde hace algunos años, a plantear el uso de nitrógeno como gas de bombeo neumático cuando el suministro de gas residual ha sido menor al deseado. Esta medida sólo había funcionado como medida correctiva pues una vez el suministro de gas es restablecido se hace el cambio de servicio de gas. Sin embargo, en el año 2018 se hizo notorio el beneficio obtenido con nitrógeno y se ha optado por hacer una prueba piloto en el Centro de Procesos M (CP-M, en lo sucesivo) del AIPKMZ que posee una plataforma de perforación con once pozos en producción.

Para entender la problemática del aumento de nitrógeno, en la Figuras 3.8 y 3.9 se grafica las concentraciones de nitrógeno obtenidas de análisis cromatográficos de muestras de distintos pozos, con el fin de analizar el aumento de la concentración de nitrógeno en las corrientes superficiales de gas del AIPKMZ.

En la Figura 3.8 se muestra los resultados de 300 estudios cromatográficos a distintos pozos del AIPKMZ en un periodo de cinco meses entre el año 2013 y 2014. La tendencia es clara, los valores rara vez superan la barrera de 20 [%mol] de nitrógeno en superficie y salvo esporádicas ocasiones se alcanza un límite de 60 [%mol]. Sin embargo, al graficar la concentración de nitrógeno en 500 estudios cromatográficos del año 2018, se observa rápidamente que la barrera del 60% ha sido superada y que hay estudios con concentraciones superiores al 90%. Además, la tendencia muestra que la mayoría de los pozos operan con concentraciones mayores al 20 [% mol] de nitrógeno.

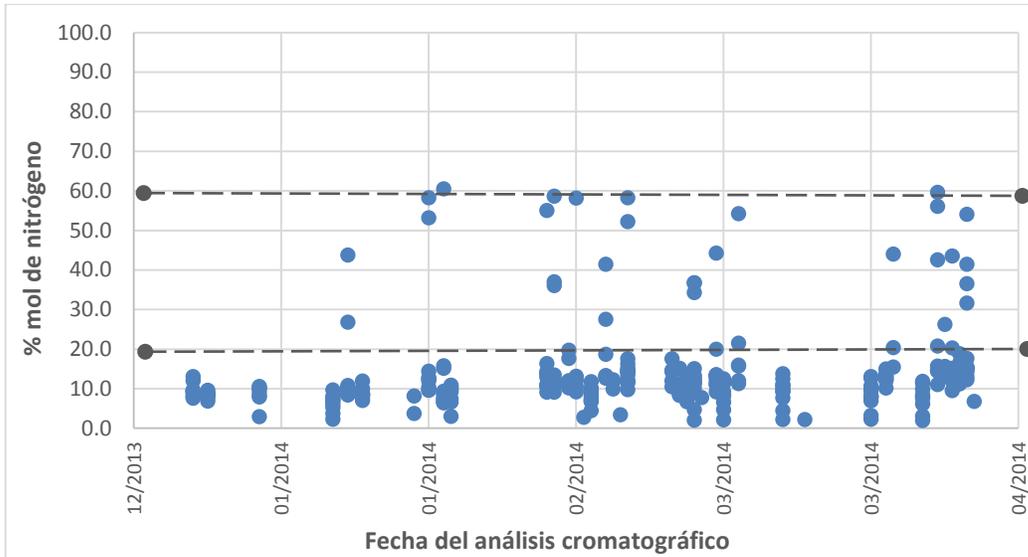


Figura 3.8 Comportamiento de la concentración de nitrógeno del gas producido en superficie en 300 estudios cromatográficos en el periodo diciembre 2013-abril 2014.

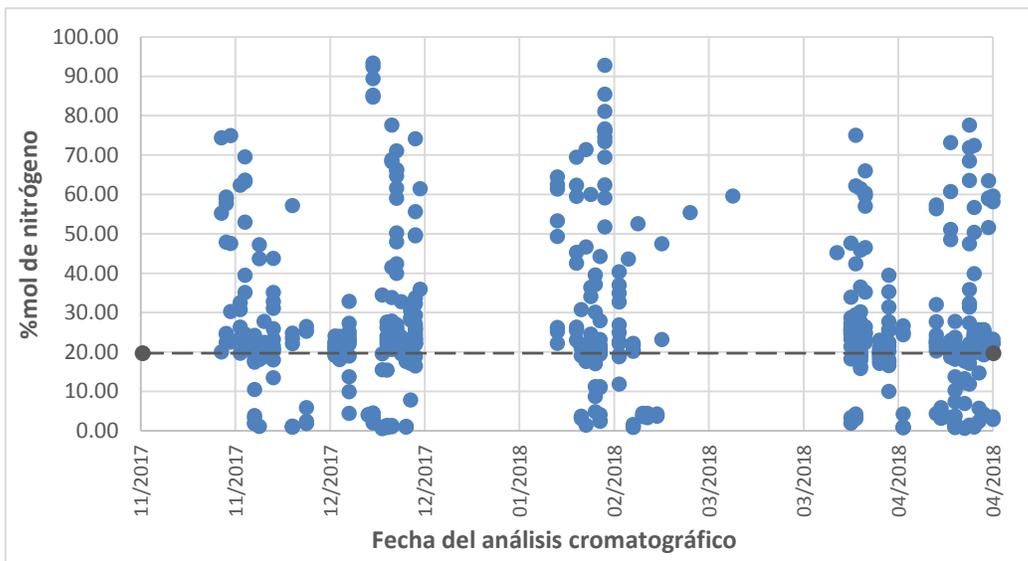


Figura 3.9 Comportamiento de la concentración de nitrógeno del gas producido en superficie en 500 estudios cromatográficos en el periodo noviembre 2017-abril 2018.

El problema para desarrollar un plan de explotación asistida con nitrógeno es que en la literatura técnica existen muy pocos registros sobre el empleo de nitrógeno como gas de inyección en un sistema de BNC. Por ejemplo, Lozada Aguilar & Arredondo Monarrez (2000) realizaron un trabajo sobre la inyección de nitrógeno en pozos profundos del yacimiento saturado Bellota en Tabasco, México. En este yacimiento pruebas previas con BEC tuvieron resultados pobres por lo que se optó por el uso de bombeo neumático, pero al carecer de infraestructura para el transporte de gas dulce desde plantas, se optó por probar la generación

de nitrógeno *in situ*. Criterios técnicos determinaron que dado el aumento de densidad del nitrógeno se daría una reducción en la producción de aceite que sería directamente proporcional a la reducción en los requerimientos de comprensión (Figura A.4 del Anexo A). Sin embargo, criterios económicos determinaron que el nitrógeno era el gas más viable. El inicio de la inyección en tres pozos del campo fue en marzo de 1998 y la unidad de generación seleccionada fue tipo membrana con capacidad de generación de 5.6 [MMpcd]. El trabajo no expone los resultados observados, pero de acuerdo con los datos del CNIH los resultados en la producción de aceite en los pozos fue pobre, estos se muestran en la Figura A.5 del Anexo A. Además, los autores hacen una recomendación por investigar posibles problemas de corrosión causada por las impurezas en el nitrógeno.

En el caso del nitrógeno empleado en los campos de la RMNE, éste se produce en tierra en el Centro de Nitrógeno Cantarell y es enviado por medio de una línea de gas de 140 kilómetros que pasa por la estación de Gas Atasta para ser cuantificado. El gas es distribuido según los requerimientos de cada activo y se emplea para inyección a los yacimientos de la BTPKS. La presión que circula por la red de nitrógeno es considerablemente mayor que la del anillo de BN por lo que en casos de desabasto ha sido empleado como sustituto de gas residual en ciertas plataformas con versatilidad.

Por último, aunado al objetivo de garantizar los procesos de producción, los ingenieros tienen que asegurarse que los hidrocarburos separados cumplan con ciertos criterios de exportación (Tabla 3.5) o de admisión a las plantas de procesos. Sin embargo, la reducción en la densidad API, el aumento del corte de agua y de impurezas como el nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, obligan a desarrollar un plan de aseguramiento en la calidad del aceite de exportación. En un principio se optó por transferir crudo ligero marino de la región Litoral de Tabasco, con una densidad superior a los 35 [°API], para ser mezclado con el aceite pesado en los compartimientos del FPSO y obtener un crudo tipo Maya, para exportación. No obstante, debido a la caída de la producción de los campos de aceite ligero del Litoral de Tabasco que abastecen las refinerías mexicanas, la cantidad de crudo disponible para transferir se ha visto limitada en el último año.

No obstante, el incumplimiento a los criterios de calidad del aceite de exportación es todavía poco común. En estos momentos para evitar incumplir con las metas de exportación se

lleva a cabo periódicamente un muestro y análisis de la calidad del aceite y gas en los distintos centros de proceso para su captura manual en una base de datos de monitoreo de variables.

Por otro lado, el aumento del nitrógeno en el gas producido ha ocasionado problemas de endulzamiento y de eliminación de nitrógeno en las plantas petroquímicas, afectando la calidad de los productos finales. El incremento de nitrógeno en el gas dulce entregado modificaba principalmente el poder calorífico, que es la medida de la cantidad de energía liberada durante la combustión; ya que el nitrógeno es un gas inerte del cual no se obtiene energía alguna. Por tanto, a inicios de la década anterior se realizó la construcción de una Planta de Eliminación de Nitrógeno (NRU, por sus siglas en inglés) en el Centro Petroquímico de Gas Ciudad Pemex (CPGCP). Esta planta funciona por un principio de criogenización y tiene una capacidad de limpiar 630 [MMpcd] a través de dos trenes de eliminación. El nitrógeno obtenido es venteado y el gas residual es enviado al anillo de BN de la RMNE.

El diseño original tenía previsto trabajar con corrientes de hasta 19.1 [%mol] de nitrógeno y entregar un gas residual con concentraciones menores a 1.2 [%mol] de nitrógeno, porcentaje máximo permitido por normatividad mexicana. En un principio se obtuvieron buenos resultados, no obstante, en estos momentos se ha llegado a manejar corrientes de hasta 90 [%mol] de nitrógeno, haciendo al gas húmedo amargo inutilizable y por tanto es venteado. Las corrientes restantes son enviadas a los centros petroquímicos, empero, este proceso de eliminación de nitrógeno es incapaz de limpiar completamente las corrientes de gas húmedo amargo enviadas por parte de los activos de la RMNE. Por lo tanto, el gas residual devuelto al anillo de BN tiene concentraciones en un rango de 10-20 [% mol] de nitrógeno, llegando a observarse baches de hasta 30 [%mol] de nitrógeno.

Actualmente, para reducir el venteo se tomó como medida el muestreo y análisis cromatográfico periódico de las corrientes de gas producido en cada pozo. Así, aquellos pozos detectados con altas concentraciones de nitrógeno son estrangulados y en caso de persistir el problema, son programados para su cierre. En ciertos casos, si el pozo es candidato, se planea un cambio de intervalo productor.

Problemas como incumplimiento de calidad en el aceite de exportación o paro de turbomáquinas por bajo poder calorífico debido a las altas concentraciones de nitrógeno dentro del gas residual que es empleado como combustible en las turbinas, son todavía esporádicos.

No obstante, es necesario planear una solución a un problema que en el futuro será de gran envergadura, provocando altos volúmenes de producción diferida.

Tabla 3.5 Requisitos del crudo de exportación tipo Maya. Este crudo es el más exportado en México en los últimos 20 años y el que se exporta en la Sonda de Campeche. Fuente: Pemex, 1994.

DETERMINACIÓN	UNIDADES	MÉTODO	MÍNIMO	MÁXIMO
Densidad	API a 60 [°F]	ASTM D-287	21.0	22.0
Viscosidad	SSU ⁴ a100 [°F]	ASTM D-2161	305	320
Agua y sedimento	%volumen	ASTM D-4007	0.025	0.5
Azufre	%peso	ASTM D-4294 o D-2622	3.2	3.4
Presión Vapor Reid	[lb]/[in ²]	ASTM D-323	5	6
Sal	[lb]/1000 [b]	ASTM D-3230	40	50

⁴ SSU= Viscosidad Universal en segundos Saybolt medida a 100 [°F]. Para este caso el rango de 305-320 SSU corresponde a 57.5-60 [cP]

CAPÍTULO 4

SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA

En el apartado anterior se exhibieron las principales problemáticas operacionales observadas durante mi estadía dentro del AIPKMZ, todas ellas consecuencia de la declinación del campo Ku y del aumento de la concentración de nitrógeno en las corrientes de gas. Estas se pueden agrupar en las siguientes:

1. Deficiencia operativa en los procesos de separación
2. Falta de suministro de gas residual para alimentar los pozos con BNC
3. Situación límite en las variables críticas de exportación

Cambio de elementos internos en un tren de separación

En el centro de procesos CP-A se cuenta con dos baterías de producción⁵ con una capacidad de 200,000 [bpd] y 100 [MMpcd] cada una. Estas baterías fueron diseñadas para operar con crudo de 21 [°API], viscosidad de 19 [cSt] y temperatura de 75 [°C]. En una de ellas (CP-A-1) se cambiaron las turbobombas electrocentrífugas por turbobombas tipo tornillo en 2009, además se realizó el cambio del separador de segunda etapa con sus respectivas modificaciones en las líneas de succión y descarga (López Samado & Villegas García, 2014).

Por otro lado, la batería CP-A-2 entró en operación continua por 20 años desde 1998. Durante este tiempo se han acumulado hallazgos que requieren intervención y paro total de la instalación. En esta batería, la densidad API manejada se ha reducido de forma considerable a partir del último par de años, afectando la eficiencia de separación. En la Figura 4.1 se observa que el comportamiento de la densidad en la batería ha tenido una tendencia lineal de

⁵ Se define como batería de producción al conjunto de elementos diseñados y configurados para realizar un proceso de separación de fases, estabilización y el bombeo y compresión. Mientras que un centro de procesos está integrado por instalaciones de procesos productivos claramente definidos, tales como: Baterías de separación, estaciones de recolección, pozos petroleros, líneas de descarga, plantas deshidratadoras, estaciones de bombeo y/o de compresión, plantas de inyección de agua y/o gas, terminales de exportación, centros de medición de transferencia de custodia, entre otros.

decaimiento en los últimos cuatro años, que para diciembre de 2019 estima una densidad de 12.8 [°API]. Además, se observa que no se tuvo producción considerable de agua hasta mediados del año 2015 y que esta ha ido aumentando hasta representar un 10% en promedio del volumen manejado en la actualidad. Dicho aumento es consecuencia de la declinación del yacimiento Ku-Brecha que ha propiciado el avance del contacto agua-aceite en los yacimientos de la BTPKS.

Por otro lado, la Figura 4.2 muestra que conforme la densidad manejada en la batería fue reduciendo y se incrementó la presión de separación de manera proporcional. Este aumento de presión es consecuencia de una mayor cantidad de gas presente en las corrientes multifásicas, además que operar a mayor presión de separación deriva en una menor liberación de gas, evitando así superar la capacidad de procesamiento de gas en el centro de procesos. Lamentablemente no existen registros diarios del gas manejado en la batería, por lo que no es posible realizar una comparación entre la presión de separación y el gas amargo manejado. No obstante, el aumento en el manejo de gas amargo en la batería pasó de 80 [MMpcd] en 2014 a 160 [MMpcd] en el 2018.

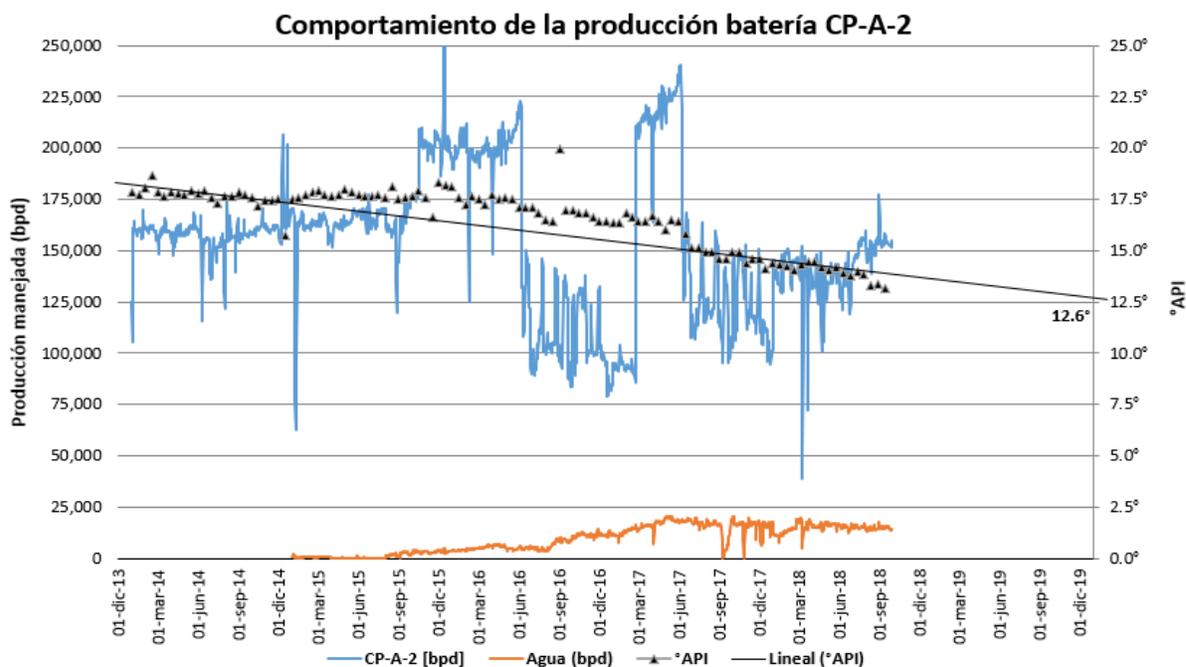


Figura 4.1: Comportamiento de la producción de aceite, agua y °API manejado en la batería CP-A-2 con respecto del tiempo.

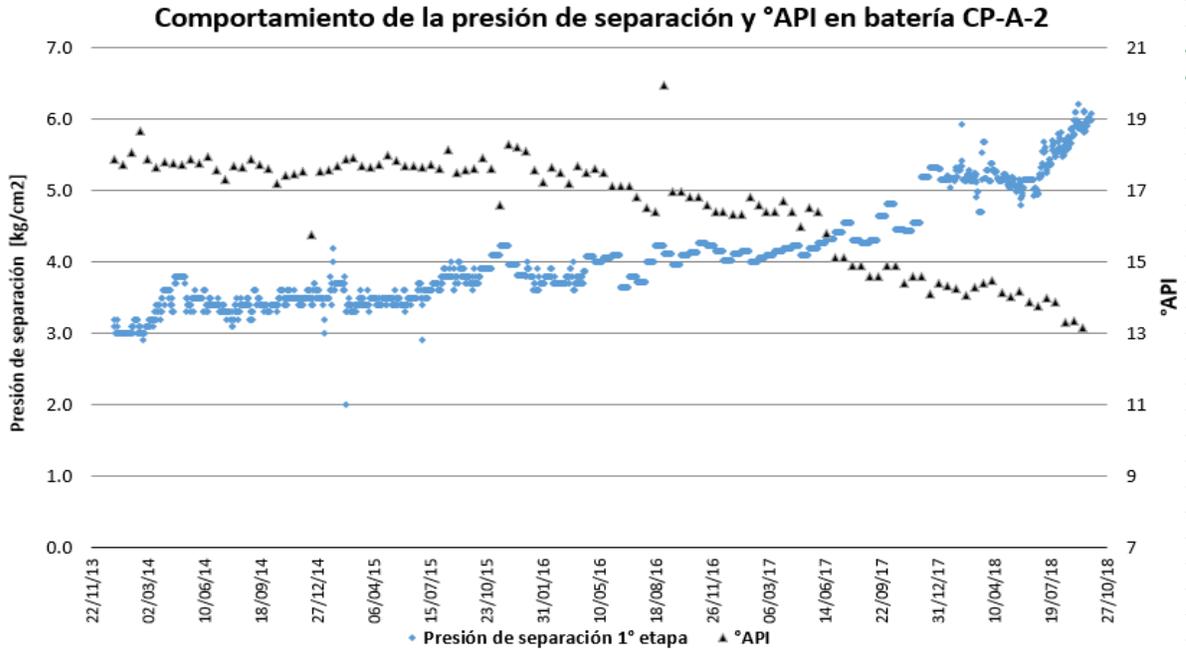


Figura 4.2 Comportamiento de la presión de separación en la primera etapa y °API manejados con respecto al periodo enero 2014- septiembre-2018 en la batería CP-A-2.

El arreglo original del tren de separación (Figura 4.3) consistía en un par de separadores horizontales de primera y segunda etapa, además de un rectificador de gas de primera etapa. Dentro de los separadores, la separación primaria se daba por una placa de choque, mientras que en la salida de gas se tenía un extractor de niebla. Los elementos internos anteriores, en conjunto con una placa antioleaje y químico antiespumante, inyectado previo al ingreso de la mezcla multifásica al separador de primera etapa, lograron una separación diferencial eficiente durante los primeros años de operación de la batería.

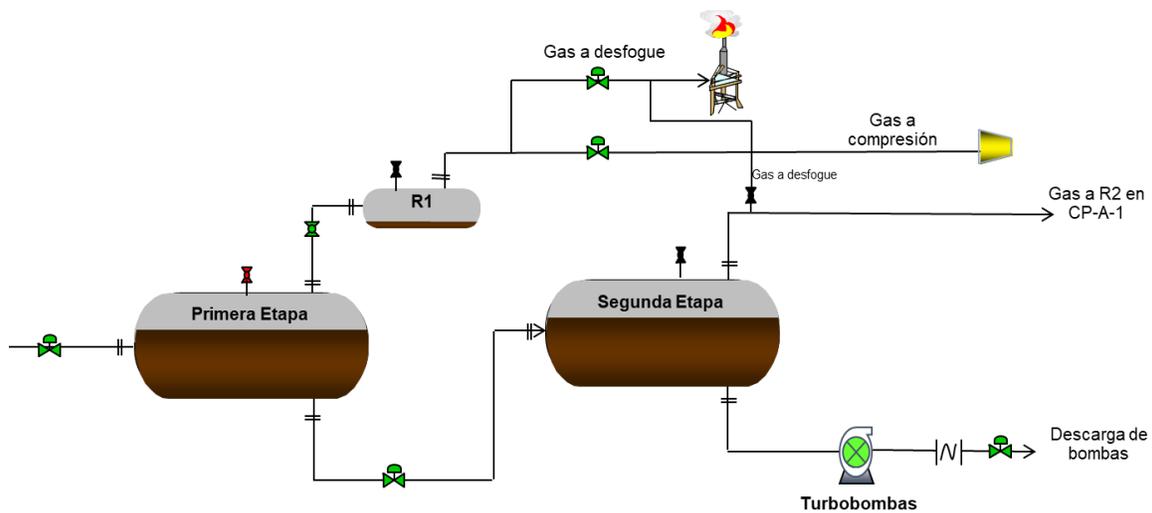


Figura 4.3 Arreglo original del tren de separación de la batería CP-A-2. R=rectificador.

La adecuada separación de fases se logró en la batería mientras la densidad manejada era superior a los 17° [API] y el manejo de gas se mantuvo menor a los 100 [MMpcd]. Sin embargo, tras continuos fallos en la succión de las bombas y previendo una condición adversa de separación que ocasionara grandes volúmenes de producción diferida, se optó por hacer un estudio del problema. Este demostró por medio de una inspección termográfica que los internos de los separadores ya no estaban en condiciones de operación y que se contaba con un espesor de 0.2 [m] de depositación de sedimentos orgánicos, en ambos separadores.

Por otro lado, se comprobó que al operar altos gastos de gas a una presión mayor a la de diseño y a falta de elementos internos óptimos, una parte del gas se estaba yendo por las líneas de descarga de líquidos como gas en solución. Este gas disuelto se liberaba posteriormente con las caídas de presión en el trayecto que va de la descarga del separador de segunda etapa hasta la succión de bombas, lo que causaba alta vibración y cavitación en las turbobombas. A este problema se le atañe como la causante de que las alarmas por alta vibración de las turbobombas se activaran y se ocasionara producción diferida al detenerse el funcionamiento de las turbobombas.

Un análisis más exhaustivo del problema mencionado deduce que una situación a tomar en cuenta es la excesiva formación de espumas en la interfase. Las espumas son dispersiones de gas dentro de la interfase gas-líquido que se expande impidiendo la liberación del gas en solución, por tanto, el aceite requerirá mucho mayor tiempo de residencia para lograr estabilidad. Además, se ha comprobado que los aceites pesados de la RMNE contienen ácidos inorgánicos que son propensos a eliminar la estabilidad de las espumas y a la formación de ellas. A esto se suma la poca disponibilidad de tiempos de residencia largos, por la necesidad de cumplir con cuotas de producción.

Se plantearon tres alternativas que consistían en el cambio total de los separadores, rediseño de elementos internos de los separadores o mezclar el aceite pesado con crudo ligero marino, previa entrada de la mezcla al separador. La tercera opción fue descartada por no haber disponibilidad de CLM en el activo y porque realizar la mezcla requeriría de grandes volúmenes que no serían aprovechados inmediatamente para exportación ya que la batería maneja un porcentaje promedio de 10% de agua. Por otro lado, el cambio total de separadores requería solicitar la construcción y una vez listo sacar de operación los separadores en función, bajarlos

de la plataforma, subir los nuevos separadores y realizar las operaciones de conexión.

Al final se optó por la selección de elementos internos de alta eficiencia que mejoraran la eficiencia de separación de las fases, a la vez que reducía costos y tiempo de intervención al centro de procesos. Cabe aclarar que este centro de procesos (CP-A) es el corazón del AIPKMZ, pues en él convergen todas las líneas de aceite y gas de los demás centros de procesos y se unen en los cabezales que se dirigen tanto a los centros petroquímicos como a la Terminal Marítima Dos Bocas, respectivamente. Por ello, reducir tiempos de intervención era pieza clave para la selección de la propuesta.

Para la selección de elementos internos del separador de primera etapa se buscó ser lo más eficiente posible, ya que el gas que sale de esta etapa pasa a un rectificador de gases y de ahí se dirige al paquete de compresión; mientras que el gas extraído de segunda etapa se dirige, en buena parte, al trípode quemador de gas para mantenerlo encendido, previendo cualquier contingencia (*Figura 4.3*). Por ello, separar la mayor cantidad de gas posible en la primera etapa de separación es indispensable para evitar un venteo innecesario de gas. En caso de no estar alineado al quemador, la corriente de gas del separador de segunda etapa se dirige al rectificador de segunda etapa que se encuentra en la batería CP-A-1. Sin embargo, ambas baterías operan a condiciones de presión y temperatura diferentes, por lo que cuando se realiza este emparejamiento suelen darse problemas de inestabilidad. Aunado a lo anterior, para el diseño se tomó en consideración los volúmenes actuales y futuros de aceite y gas a manejar en la batería.

En un estudio realizado por una empresa privada en conjunto con PEMEX se definió que los elementos internos que rendirían una alta eficiencia en el separador de primera etapa serían (*Figura 4.4*):

- i. Elemento difusor de flujo, brida de acoplamiento y anillos de expansión
- ii. Separadores tipo Vanes (paletas)
- iii. Separadores ciclónicos tipo Vortex
- iv. Rompedor de vórtice

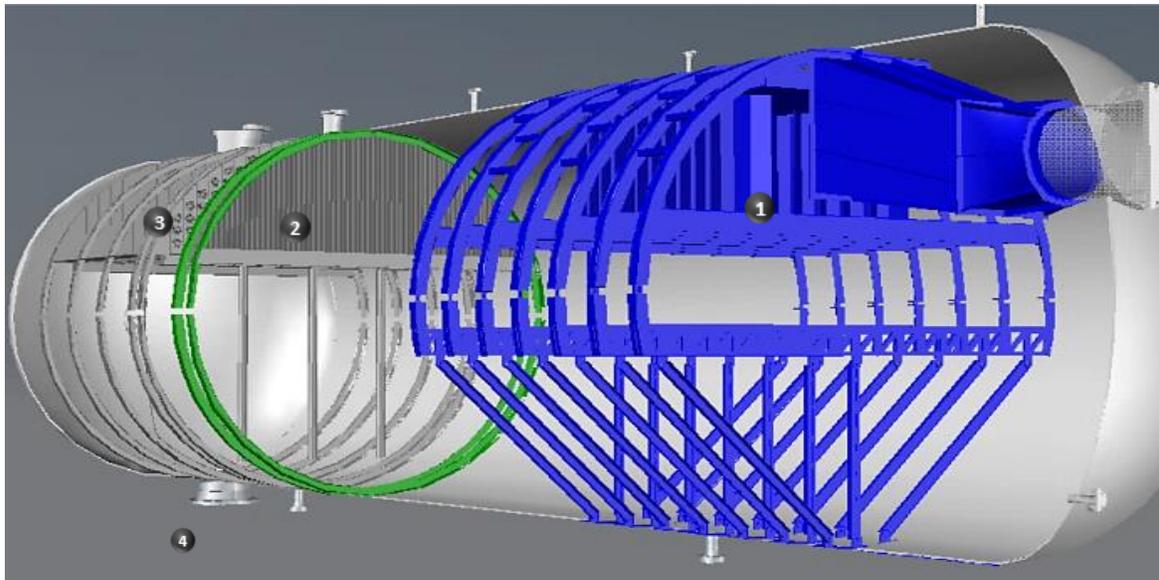


Figura 4.4 Arreglo de elementos internos seleccionados para el separador de primera etapa.

Elemento difusor. Este tipo de separadores se coloca en la etapa de separación primaria y es una modificación, de mayor eficiencia, de las placas de choque (Figura 4.5). Su principio de funcionamiento es el mismo, busca generar una caída de presión a partir del cambio de dirección de flujo, causando la liberación del gas en solución y asociado que rodeará las placas de choque mientras el líquido caerá a la región de almacenamiento. Los difusores de flujo son empleados en mezclas multifásicas con alto contenido y velocidad de gas, donde han demostrado altas tasas de separación de gas.

Además, en el caso de estos separadores la secuencia de placas deflectoras de flujo tiene como plus dividir la corriente de gas en múltiples segmentos pequeños que cumplen con la función de disminuir el momentum de la corriente de alimentación. Aunado a esto se reduce la velocidad de la fase gaseosa, previniendo el reatrapamiento de las líneas de gas que fluyen cerca de la interfase en la etapa secundaria de separación. El diseño característico de un difusor de flujo consta de una brida de acoplamiento que funge como conector entre la línea de succión y el elemento difusor, a la vez que eleva los fluidos por encima de la toma de succión. Así mismo, el dispositivo difusor de flujo emplea una estructura metálica con anillos de expansión, que cumplen con la función de dar solidez a éste, al amortiguar los altos caudales o altas velocidades de la mezcla multifásica que ingresa al separador.

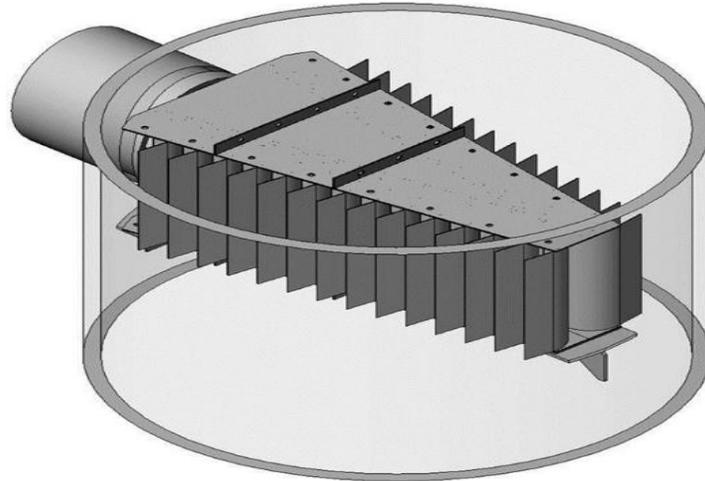


Figura 4.5 Ilustración de un difusor de flujo. Fuente: Página electrónica Sulzer

Separadores de Paletas. Una característica de la etapa primaria de separación es que cuanto más ligero sea el aceite mejor separación se obtiene durante esta etapa. Por ende, para aceites pesados como los trabajados en Ku-Maloob-Zaap, se obtiene una menor eficiencia y se requiere de una pérdida de potencial mayor para obtener altos porcentajes de separación.

Por tanto, el arreglo seleccionado para la sección secundaria consta de una secuencia de placas alineadas paralelamente a una corta distancia, conocida como paletas o *vanes* (Figura 4.7), que ha demostrado ser muy eficiente en corrientes con sólidos y/o aceites viscosos. En estos casos, como la fuerza de arrastre de la corriente de gas es mayor que la fuerza de gravedad, se inducen nuevos choques que permitan eliminar la turbulencia del gas y segregar la fase líquida. La segregación se da gracias a que las gotas microscópicas de líquido arrastradas por la corriente de gas chocan contra las paredes y se unen formando una película líquida que por gravedad se drenará a la zona de almacenamiento de líquidos. Además, el choque entre placas permite enderezar las líneas de flujo de gas, aumentando la eficiencia de los separadores de niebla corriente abajo.

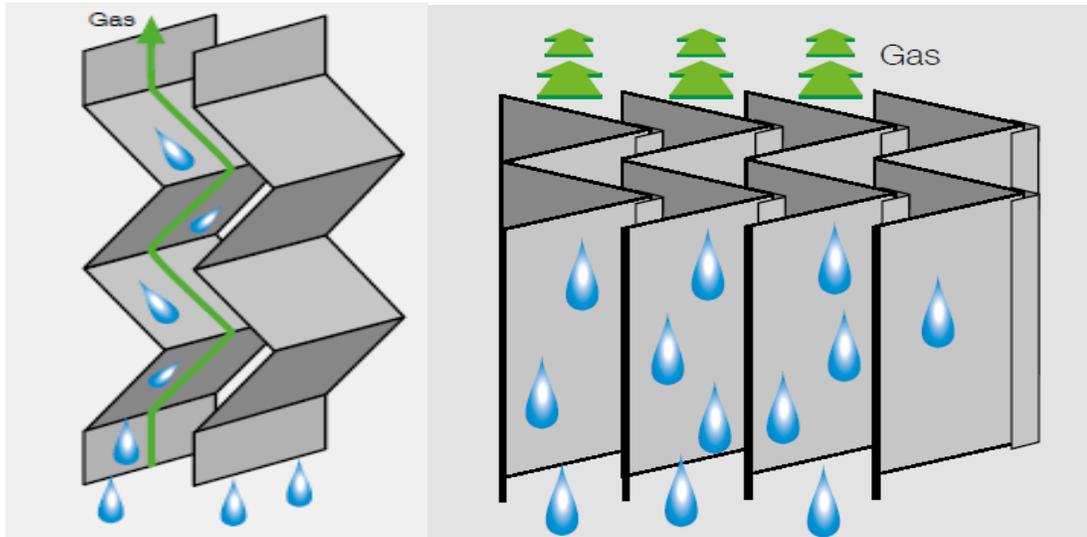


Figura 4.6 Funcionamiento de un separador de paletas (Vane) para un separador vertical (lado izquierdo) y para un separador horizontal (lado derecho). Obtenido de: Página electrónica Sulzer

Separadores ciclónicos. Las partículas microscópicas ($\mu=1 \times 10^{-6}$ [m]) que son arrastradas por las corrientes de gas en la tercera etapa del separador, son casi imposibles de separar por un principio de choque. Además, las partículas finas de fluidos pesados se oponen a la deflexión por lo que se requiere de un alto diferencial de presión para lograr esta separación. Uno de los separadores con mayor eficiencia en corrientes de gas húmedo consiste en aquellos que emplea un funcionamiento ciclónico. En éste, el gas entra a los separadores de forma tangencial (Figura 4.7) a un recipiente de forma cónica cuya función es la de generar un remolino o vórtice que genera una zona de baja presión en el centro del dispositivo. El gas es absorbido por esta zona de baja presión, mientras que el líquido se adhiere a las paredes y fluye como en un remolino. Por diferencia de densidades el gas fluye hacia arriba mientras que el aceite sale en la parte inferior por un agujero restringido. En un correcto diseño se busca eliminar partículas de hasta cinco micrones y su eficiencia es próxima al cien por ciento. Los separadores ciclónicos también permiten evitar la formación de espumas multifásicas cuando son instalados en la sección primaria de separación.

Sin embargo, para este caso se seleccionó una nueva tecnología que difiere del esquema tradicional por no tener el ingreso del fluido de forma tangencial al eje de descarga de fluidos (Figura 4.8). En este nuevo diseño el eje de succión y descarga se encuentran en un mismo eje. Para lograr esto se tiene en la succión del separador ciclónico un cilindro concéntrico que desvía

el flujo y genera un flujo turbulento en espiral, similar a un vórtice, obligando al líquido a adherirse a las paredes. Una de las ventajas es que permite instalar un arreglo mucho mayor en separadores de gran tamaño que procesan grandes volúmenes de gas. En este caso se tiene un separador de cuatro metros de diámetro por doce metros de largo, tomando en cuenta los niveles de líquido máximos permisibles, se determinó un arreglo de 156 tubos ciclónicos tipo Vortex. El diseño actual busca eliminar partículas de hasta diez micrones con una eficiencia cercana al cien por ciento.

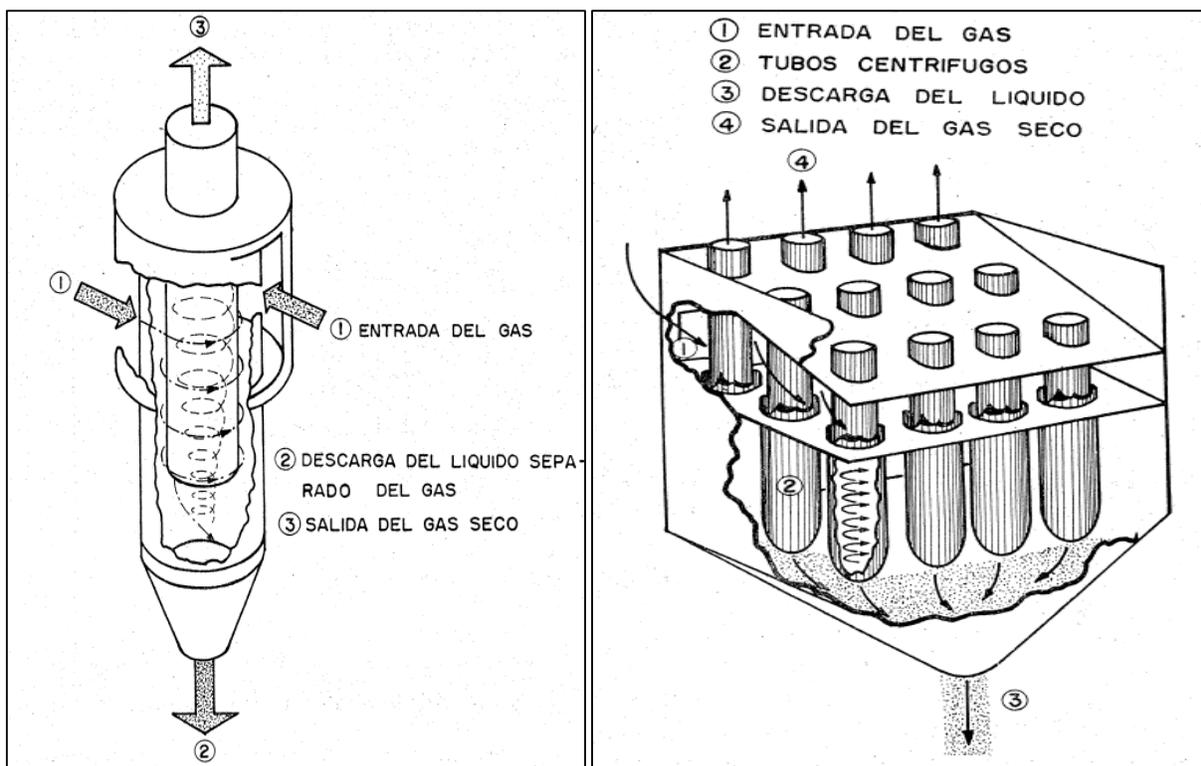


Figura 4.7 Esquema del principio de funcionamiento de un separador ciclónico de manera individual y de un arreglo. Obtenido de (Gómez Cabrera , Becerril Cardenas, & Flores Sánchez, 1986).

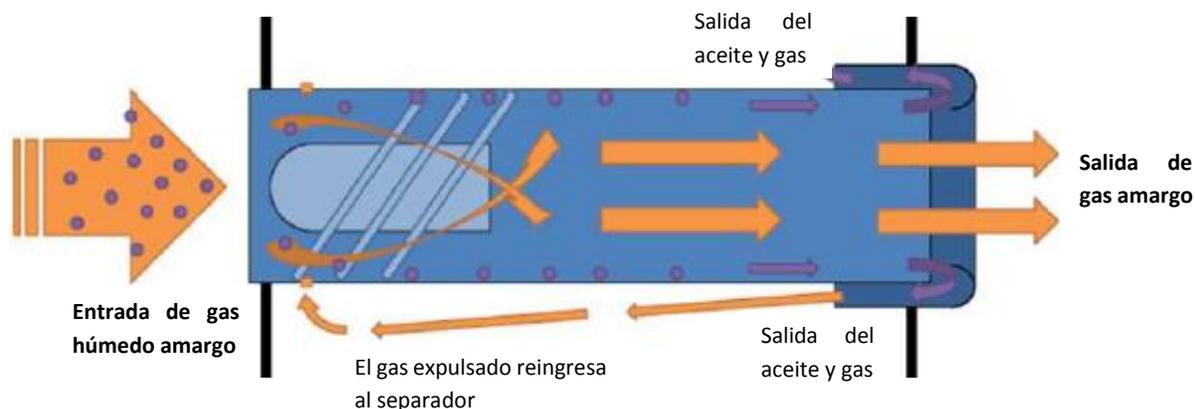


Figura 4.8 Esquema de un separador tipo Vortex. Fuente: Página electrónica de Sulzer.

Eliminadores de vórtice. Uno de los problemas observados en una separación diferencial deficiente es que pasa mayor cantidad de gas al esperado por las líneas de descarga del separador hacia la succión de las bombas. Esta alta concentración de gas disuelto suele generar una mayor velocidad de descarga o pequeños baches de gas liberados, dentro de la corriente de aceite, que encienden los sistemas de alarma de las turbobombas. Una forma de explicar la formación de vórtices o remolinos en la descarga del separador de segunda etapa son las altas velocidades de bombeo que desempacan la tubería, por lo que requieren de un abastecimiento a mayor velocidad. Los eliminadores de vórtices son dispositivos que logran eliminar la formación de remolinos al colocar dos placas perpendiculares en forma de x en las líneas de descarga (*Figura 4.9*).



Figura 4.9 Esquema de un rompedor de vórtice (lado izquierdo) y un separador de niebla tipo Housing (lado derecho).

Para la selección de elementos internos del separador de primera etapa se buscó seleccionar aquellos que permitieran separar la mayor cantidad de gas posible para evitar que altos volúmenes de gas ingresen al separador de segunda etapa, ya que no existe un rectificador de segunda etapa y a que frecuentemente el gas de esta etapa se emplea para mantener encendido el piloto del quemador. Por tanto, para el rediseño del separador de segunda etapa se consideró un alto corte de líquido y poco gas en solución. Además, se decidió no colocar elementos internos en la sección secundaria para dar mayor área de reposo al aceite y evitar la formación de vórtices al permitir operar a altos niveles de líquido. Por tanto, el diseño es más sencillo (*Figura 4.10*) y se dispuso de los siguientes elementos internos:

- i. Difusor de flujo, brida de acoplamiento y anillos de expansión
- ii. Separador de Niebla Tipo Housing
- iii. Rompedor de vórtice

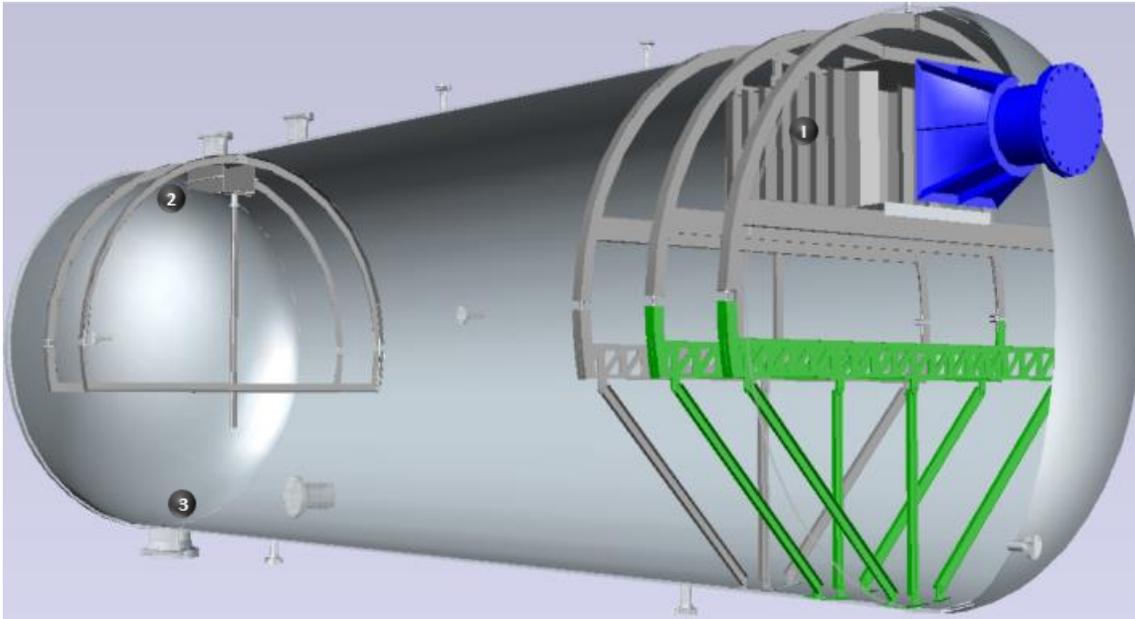


Figura 4.10 Arreglo de elementos internos diseñados para el separador de segunda etapa.

Separador de niebla tipo Housing. En la tercera etapa de separación se decidió instalar un Housing (Figura 4.9), dispositivo diseñado para eliminar las partículas microscópicas de aceite arrastradas por la corriente de gas en la tercera etapa de separación. Este separador se instala generalmente en la toma de descarga del gas y su estructura es una carcasa en forma de prisma rectangular (Housing) dentro de la cual se coloca un arreglo de paletas como el mostrado en la Figura 4.8. La separación dentro de él se da por choque y coalescencia, gracias a los complejos arreglos de paletas utilizados. En este elemento interno el gas sale por la descarga de gas del separador en la parte superior del elemento interno y el aceite es recolectado en una bandeja en la parte inferior de éste, descargando el líquido por la parte posterior hacia la sección de almacenamiento de líquidos, por medio de un tubo.

Por otro lado, tanto el difusor de flujo con sus aditamentos como el rompedor de vórtice de este separador son semejantes a los empleados en primera etapa, con la diferencia que fueron diseñados acordes a las dimensiones de este separador, cuyo tamaño es menor al de primera etapa.

Empleo de nitrógeno como gas de Bombeo Neumático Continuo

En el AIPKMZ se ha optado por hacer una prueba piloto en el centro de procesos CP-M que posee una plataforma de perforación (PP-M, en lo sucesivo) con once pozos. Esta plataforma fue instalada en 1988 y explota los horizontes más productivos en la actualidad, Maloob-BTPKS y Zaap-BTPKS. Además, posee una línea de suministro de nitrógeno ya que en el pasado tuvo un pozo inyector de nitrógeno a yacimiento que fue cerrado por el aumento exponencial de nitrógeno en los pozos productores de esta plataforma. No obstante, la concentración de nitrógeno en la corriente de gas húmedo manejado en superficie durante el año pasado rondaba en 60 [%mol]. La condición operativa anterior hizo a esta plataforma el candidato ideal para la prueba, ya que este gas no puede ser enviado a plantas y es venteado en su totalidad.

Para realizar un cambio de servicio de gas de BNC en las plataformas de la RMNE no se requiere instalar paquetes de regulación ni válvulas nuevas, sino tener una línea de suministro de nitrógeno y direccionarlo, una vez cerrado el suministro de gas residual, al cabezal de gas de inyección a pozos. Por tanto, la infraestructura necesaria para el uso de nitrógeno como gas en pozos con bombeo neumático de la plataforma PP-M se encuentra disponible y que el único costo a añadir es el de pérdida de valor por producción diferida.

Empero, durante los meses en prueba se observó un aumento promedio de 4,000 [bpd] (5% de la producción de esa plataforma) junto a una estabilidad de la presión en la cabeza de los pozos. Este resultado, contrario a lo que indica a la teoría, se ha tomado como una consecuencia de tener flujo constante a una alta presión en la red de nitrógeno. Sin embargo, no se han realizado estudios que intenten explicar este beneficio.

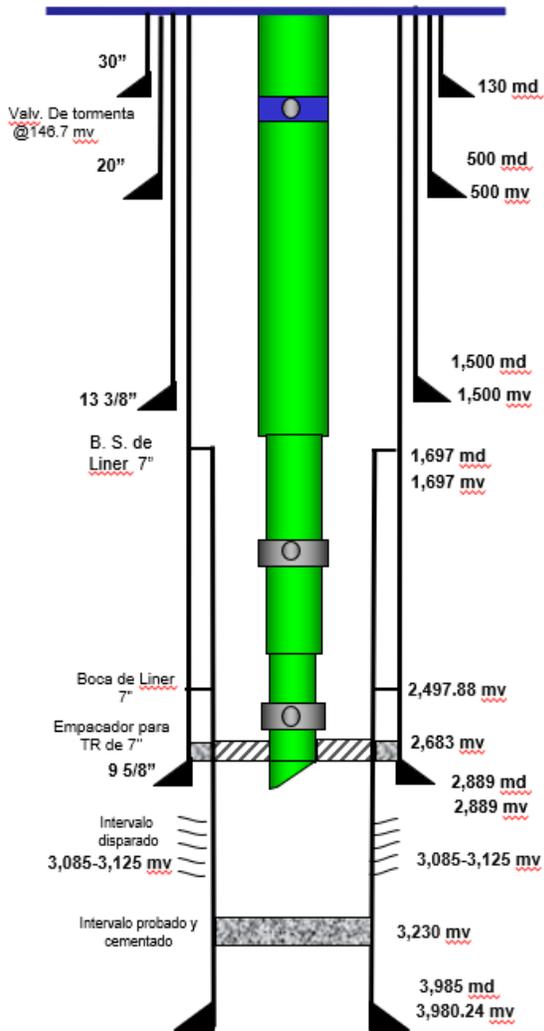
Una de las complicaciones para realizar un estudio es que irónicamente el activo no cuenta con los estados mecánicos actuales de los pozos, ni el proyecto original de diseño del anillo de BN de Ku-Maloob-Zaap. Por tanto, para conocer el gasto óptimo de inyección de gas, los ingenieros de producción realizan, durante los aforos a pozos, un análisis de sensibilidad del gasto de inyección de gas contra la producción de aceite medida en el separador remoto. Esto se debe a que no se sabe cuál es la presión de inyección y gasto de diseño para cada pozo, y a que la presión en el anillo de BN es muy variable. Además, los trabajadores con mayor antigüedad coincidían en que los pozos de la plataforma PP-M ya habían sufrido cambios de

aparejos de producción y en ciertos casos de intervalos productores, por lo que suponían que las válvulas de inyección se encuentran a mayor profundidad que lo contemplado por el proyecto original del anillo de BN

Como la información de los pozos no se encontraba disponible dentro del activo, ésta fue consultada en el cuarto de datos de la CNH durante la visita realizada el 7 de diciembre del 2018. Para el estudio se seleccionó un pozo vertical que explota el horizonte Maloob-BTPKS, al que llamaremos Maloob-1. Este pozo presenta una alta productividad con un corte nulo de agua. Además, la consulta al cuarto de datos confirmó que los puntos de inyección en todos los pozos fueron profundizados y se cambió de un diseño de seis válvulas por uno de dos válvulas. Las razones del cambio no son descritas en ningún documento de los consultados en el cuarto de datos, pero podría suponerse que se debe a un descenso del nivel dinámico de los pozos. No obstante, los años en que se realizan los cambios de aparejo entran dentro del periodo IV de explotación del AIPKMZ (Tabla 3.1) en el que se implementó una estrategia de rediseño de los aparejos de producción. En el caso del pozo Maloob-1 se realiza un cambio de aparejo de producción con una válvula de inyección en 2002 y finalmente por uno de dos válvulas en 2004.

Por tanto, este trabajo propone una comparativa entre la inyección de nitrógeno y gas residual como sistema de BNC, a partir del uso del software Pipesim, en un pozo vertical de la plataforma PP-M. El objetivo de esta comparativa es tratar de comprender el porqué del aumento de producción después de un cambio de servicio de gas residual a nitrógeno como gas de BNC.

El estado mecánico del pozo empleado se muestra en la Figura 4.11, mientras que el perfil de presión y temperatura del pozo a fondo fluyente se muestra en la Tabla 4.1. Por otro lado, las propiedades termodinámicas de los fluidos y propiedades petrofísicas del yacimiento se muestran en la Tabla 4.2, con información obtenida durante mi estancia profesional en el AIPKMZ. En tanto que las correlaciones empleadas para el análisis nodal se muestran en la Tabla 4.3. Por último, el procedimiento empleado para la construcción de un modelo de pozo con asistencia artificial, con el software Pipesim, se puede consultar en el capítulo 5 del trabajo de Lezama Hernández (2018).



POZO Maloob-1 HORIZONTE: MALOOB BTPKS

TUBERIA DE REVESTIMIENTO		
DIAM.	REAL [m]	DESCRIPCION
30"	130	K-55 94 [lb/ft] ID: 28.750"
20"	500	K-55 106.5 [lb/ft] ID: 18.937"
13 3/8"	1500	N-80 72 [lb/ft] ID: 12.259"
9 5/8"	2889	TAC-110 53.5 [lb/ft] ID: 8.379"

TUBERIA DE PRODUCCIÓN		
DIAM.	REAL [m]	DESCRIPCION
7"	1682	L-80 94 [lb/ft] ID: 28.750"
5 1/2"	2345.28	K-55 106.5 [lb/ft] ID: 18.937"
5"	2839.71	N-80 72 [lb/ft] ID: 12.259"
7"	1697-3985	Liner de producción P-110 32 [lb/ft] ID: 5.969"

ACCESORIOS	
REAL [m]	DESCRIPCION
150	Valvula de tormenta. ID: 4 1/2"
2300.3	1º mandril de 3 1/2" con orificio de 1/2"
2840.24	2º mandril de 3 1/2" con orificio de 1/2"
2850	Empacador semipermeable 7"
3230	Reten 7" Mercury para aislar intervalo

Figura 4.11 Estado mecánico del pozo Maloob-1, terminado en el horizonte Maloob-BTPKS.

Tabla 4.1 Perfil de presión y temperatura del pozo Maloob-1

TVD [m]	MVD [m]	Ángulo [°]	Presión [kg/cm ²]	Temperatura [°C]
0	0	0°	13.50	84.00
500	500	0°	21.86	101.58
750	750	0°	27.22	103.80
1000	1000	0°	32.64	105.99
1500	1500	0°	46.40	109.55
2000	2000	0°	63.55	114.60
2820	2820	0°	105.37	119.43
2860	2860	0°	108.17	120.32
3000	3000	0°	120.48	121.82
3110	3110	0°	129.88	121.38
3145	3145	0°	133.04	121.53

Tabla 4.2 Propiedades termodinámicas de los fluidos y propiedades petrofísicas del yacimiento.

Propiedades petrofísicas del yacimiento			Propiedades termodinámicas de los fluidos		
$P_{\text{yacimiento}}$	131.7	[kg/cm ²]	γ_o	0.984	adim.
$T_{\text{yacimiento}}$	117.5	[°C]	API	12.3	[°]
P_b	133.07	[kg/cm ²]	γ_o	0.78	adim.
%H ₂ O	0	[%]	$\gamma_{\text{H}_2\text{O}}$	1.002	adim.
R_{si}	290.3	[scf/stb]	γ_{N_2}	0.97	adim.
P_{ws}	130	[kg/cm ²]	$Q_{\text{iny N}_2}$	8.6	[MMpcd]
P_{wf}	112.5	[kg/cm ²]	Q_g	4.6	[MMpcd]
S	5	adim.	Q_{gt}	13.2	[MMpcd]
k	4000	[md]	Q_o	8600	[bpd]
h	411	[m]	RGA	1651	[scf/stb]
re	596	[m]	%H ₂ S	0.4	[%]
Φ_{pozo}	7	[in]	%CO ₂	0.3	[%]
$\Phi_{\text{estrangulador}}$	3 7/8	[in]	%N ₂	2.5	[%]
μ_{ob}	9.336	[cP]	μ_{or}	364	[cP]

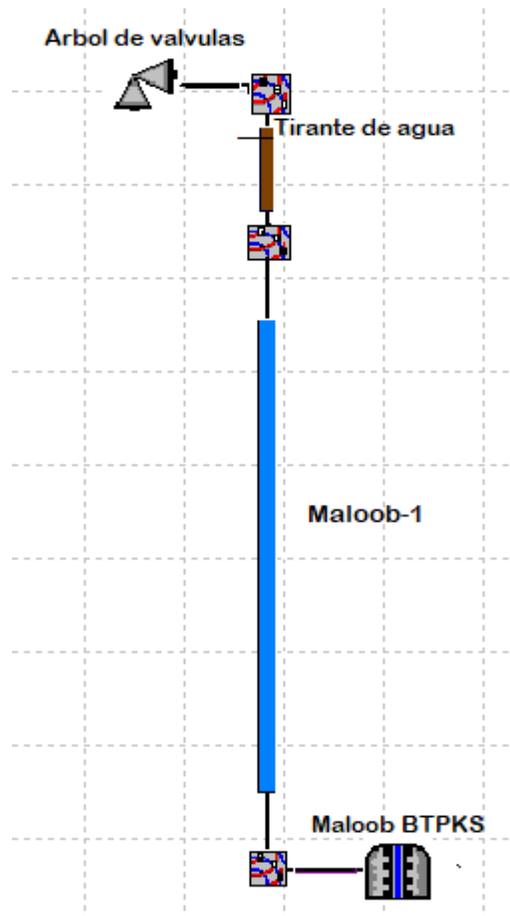


Figura 4.12 Diseño del análisis nodal en Pipesim del pozo Maloob-1

Tabla 4.3 Correlaciones empleadas en el análisis nodal del pozo Maloob-1

IPR	Darcy
R_s	Standing
P_b	Standing
μ_{or}	Beggs & Robinson
μ_{ob}	Vazquez & Beggs
Z	Beggs & Brill
Estrangulador	Ros
Flujo multifásico vertical	Duns & Ros

Quizá el problema más notorio y alarmante del uso de nitrógeno como gas de BNC sea el aumento del porcentaje mol de nitrógeno en las corrientes de gas amargo producido. Para esta problemática existen dos posibles soluciones que consisten en el venteo del gas o la recompresión a yacimiento del gas amargo como mecanismo de recuperación secundaria, en sustitución al nitrógeno que ahora será empleado como gas de BNC. En el primer caso, uno de los criterios de selección fue el de seleccionar plataformas cuyo gas ya no era aceptado ni en los centros petroquímicos ni en los cabezales de mezcla, por superar el máximo permisible, por lo que este gas de por sí era venteado.

En el caso de recompresión a yacimiento (Serrano Lozano, Alvarado Arellano, & Rojas Figueroa, 2013) realizaron una simulación numérica con tres escenarios de inyección de gas hidrocarburo. Ellos buscaban una alternativa para dejar de inyectar nitrógeno y crearon un modelo en el que, derivado del uso del propio gas amargo obtenido en superficie en KMZ, se mejoraría entre un 0.6-2% el factor de recuperación del activo. Dicho aumento sería proporcional a la calidad del gas amargo en términos del porcentaje de componentes ligeros en él (Figura A.6 del Anexo A). En estos momentos el AIPKMZ realiza una prueba piloto de un año en el centro de procesos CP-S con un volumen de inyección de 100 [MMpcd], gracias a la reconfiguración de un turbocompresor. Este mismo proceso puede llevarse a cabo en el CP-M con aquellos turbocompresores que fueron instalados para comprimir el gas amargo y que en estos momentos se encuentran en desuso. De esta forma se lograría eliminar el venteo de gas y compensar la pérdida de nitrógeno que en vez de ser usado para inyección a yacimiento se emplearía como gas en el bombeo neumático.

Sistema de monitoreo en línea de variables críticas de exportación

Con el objetivo de crear un plan de aseguramiento en la calidad de los fluidos de exportación y transferencia de custodia se dio a la tarea de definir cuáles serían aquellas variables que posiblemente impedirían la exportación o transferencia de custodia de aceite y gas. A estas variables se les definió como variables críticas ya que en caso de exceder los límites permisibles se verían afectados los procesos productivos a nivel activo. Se decidió definir distintas variables tanto para el gas como para el aceite, de acuerdo con problemas anteriores (*Figura 4.13*).

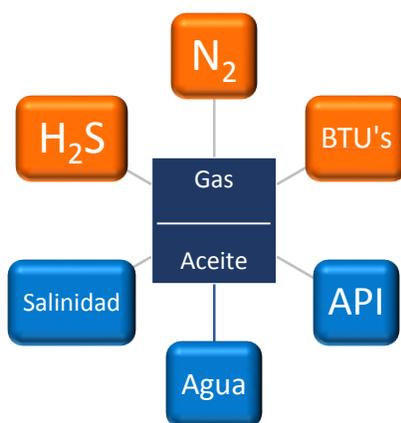


Figura 4.13 Variables críticas del aceite en la RMNE.

En el caso del aceite porcentajes mayores a 0.5% de agua en las corrientes de aceite hacen que este no sea candidato a exportación. Sin embargo, la declinación de la presión en los yacimientos de la BTPKS y altos gastos de producción en los campos Maloob y Zaap han permitido que el contacto agua-aceite continúe avanzando hasta obtener valores de 10% de agua en la batería CP-A-2, por ejemplo. Por tanto, se propone el estrangulamiento o mejorar la segregación de corrientes de acuerdo con su calidad. Siendo así que los pozos con alto corte de agua sean redirigidos hacia las líneas que van a deshidratación en Cantarell o a Terminal Marítima Dos Bocas. En caso de que la plataforma no tenga esta flexibilidad se propone un estrangulamiento y, si el problema persiste, se propone un cambio de intervalo productor. En caso de no ser candidato a ninguna de las propuestas anteriores se debe programar su cierre. El control de la salinidad va de la mano de la segregación de corrientes con alto porcentaje de agua hacia las plantas de deshidratación en vez del barco de exportación FPSO. No obstante, existe el caso de pozos con alta salinidad y muy bajo porcentaje de agua. Tal es el caso de los pozos de la plataforma PP-M que, a pesar de cumplir sin restricciones con casi todos los criterios

de calidad, la alta salinidad de ciertos pozos impide que este pueda ser exportado.

Como actualmente sólo se exporta una pequeña parte de la producción del AIPKMZ, que tiene que ser mezclada con crudo ligero marino del litoral de Tabasco, la segregación de corrientes ha resultado ser una formidable medida. No obstante, la reducción de la densidad promedio manejada en los centros de procesos y la reducción en la disponibilidad de crudo ligero marino para ser mezclado, han ocasionado casos esporádicos en que se incumple con la densidad API mínima requerida para exportación. Por ello, se decidió realizar un sistema de monitoreo en línea que permita a los líderes del proyecto definir día a día que corrientes se irán a exportación y cuáles a deshidratación. Además, en caso de presentarse un cambio brusco en cualquiera de las variables críticas del aceite, se podría actuar al instante, previendo sanciones por incumplimiento de calidad.

Por otro lado, el aumento en la producción de gas amargo con alto contenido de nitrógeno ha ocasionado problemas operativos que ya han sido descritos. Además de esto, dentro del AIPKMZ hubo un proceso de reconfigurado de las turbomáquinas para que operaran con gas residual que es extraído del anillo de BN en vez de turbosina, para reducir las emisiones de gases contaminantes. El gas residual proveniente de las plantas petroquímicas a inicios del proyecto estaba limpio de impurezas y no representaba problemas como combustible. Sin embargo, debido al aumento de porcentaje mol de nitrógeno y el procesamiento del gas del campo Ayatsil, que contiene altas concentraciones de ácido sulfhídrico, el gas húmedo amargo enviado a plantas contiene, contrario a lo esperado, altos porcentajes de impurezas. Esto origina que el nitrógeno no pueda ser eliminado en su totalidad en la unidad eliminadora de nitrógeno de la planta petroquímica de Ciudad Pemex, que fue diseñada para operar con una concentración no mayor al 19.2 [%mol] de nitrógeno. Es así como el gas residual que llega al anillo de BN contiene una concentración de nitrógeno entre 15-25 [%mol]. Estos altos porcentajes de impurezas afectan la operatividad de las turbomáquinas, pues se alimentan en la actualidad con un gas deficiente en su poder calorífico.

Para evitar el paro de turbomáquinas se optó en un inicio por definir un porcentaje máximo de nitrógeno permisible en el gas residual que entraba al anillo de bombeo neumático. No obstante, se ha presentado casos de paro en turbomáquinas, aun estando por debajo del rango. Los equipos que principalmente se ven afectados han sido los turbogeneradores de la

plataforma de generación del AIPKMZ que se encargan de abastecer energía a los equipos BEC y a ciertas plataformas satélites como las del campo Ayatsil. Estos equipos, una vez que han activado la alarma, se protegen y dejan de abastecer energía hasta que la corriente se haya limpiado. Como consecuencia de un paro inmediato del suministro de energía se ha llegado a observar problemas de aterrizado o desbalance de fases en los equipos BEC, representando altos costos de reparación y producción diferida. Por estos motivos se ha definido la unidad de energía BTU como la variable crítica en las turbinas que operan las turbomáquinas.

Se proponen distintas alternativas de solución a las distintas escalas: pozo, plataforma, centro de procesos y activo. En el análisis a nivel pozo, con el propósito de evitar la formación de conificaciones de gas y por lo tanto invasión prematura de los pozos, se propone llevar un control riguroso y periódico sobre los aforos a pozos, detectando aquellos que superan el límite RGA. Aquellos que sean detectados se les recomienda el estrangulamiento o cambio de intervalo productor. En caso de persistir el problema se le podrá programar su cierre en cuanto un nuevo pozo entre en producción, para seguir el principio de que por cada boca cerrada una nueva es abierta. Las variables analizadas más importantes a nivel pozo son la presión, temperatura, gastos de aceite y de inyección de bombeo neumático.

A nivel plataformas se definió porcentajes máximos de cada una de las variables críticas y en caso de superarse, se recurrirá al cierre temporal de pozos estratégicos. A futuro se prevé nuevos esquemas de direccionamiento de flujo de plataformas satélites hacia los centros de procesos de acuerdo con sus rangos de operación con respecto a las variables críticas. De esta forma se cuida que las corrientes limpias se junten y se envíen a endulzamiento mientras que las corrientes altamente contaminadas con nitrógeno se envíen a los centros de procesos que ventean gas.

Por tanto, aquellas plataformas que presenten flexibilidad deben prever que los pozos con alta salinidad y corte de agua se dirijan a los centros de proceso que envían producción a la planta deshidratadora, mientras que los pozos con altas concentraciones de nitrógeno en el gas se dirigirán a los centros de procesos con mayor manejo de nitrógeno, para ser venteados.

A nivel activo se decidió implementar un sistema de monitoreo en tiempo real por medio del Software PI ProcessBook, el cual permite enlazar señales leídas en plataformas a la red de PEMEX por medio de un servidor OPC. En el caso del gas se instalarán cromatógrafos

automatizados en las principales líneas de gas y pantallas de captura en la aplicación institucional: PROMAR, para ingresar análisis que no pueden ser realizados de manera automatizada que posteriormente serán convertidos al formato PI ProcessBook. En el caso del aceite se crearon pantallas de captura en la aplicación institucional: PROMAR, para ingresar los análisis que se realizan cada hora que posteriormente serán convertidos al formato PI ProcessBook.

Por último, se realizaron esquemas gráficos en los que aparecen las principales plataformas, centros de procesos y líneas de transporte para el caso de aceite, gas amargo y gas dulce. En cada uno de ellos se definió los rangos óptimos, de alerta e indeseables a partir de los cuales se crearon sistemas de alarmas que se monitorearán por medio de un semáforo que irá de verde-amarillo-rojo, respectivamente.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS

La libranza en la batería CP-A-2 se llevó a cabo en un periodo de 12 días. Durante ese tiempo se realizó la sustitución de elementos internos a los separadores, así como el cambio de válvulas y tuberías dañadas por la operación continua de la batería de producción a lo largo de los 20 años. Los dos días posteriores a la libranza se empleó en el restablecimiento de la producción en los pozos que alimentan la batería, sin embargo problemas en el suministro de gas de BN postergó el restablecimiento de la producción. En la Figura 5.1 se observa el comportamiento de la presión de separación en un periodo de diez días antes y después de la libranza. En ella se observa que la presión de separación en ambos separadores decreció $1.4 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$ en el separador de primera etapa y $1.8 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$ en el separador de segunda etapa. Es decir, una reducción en la presión de separación de 25 y 41%, respectivamente.

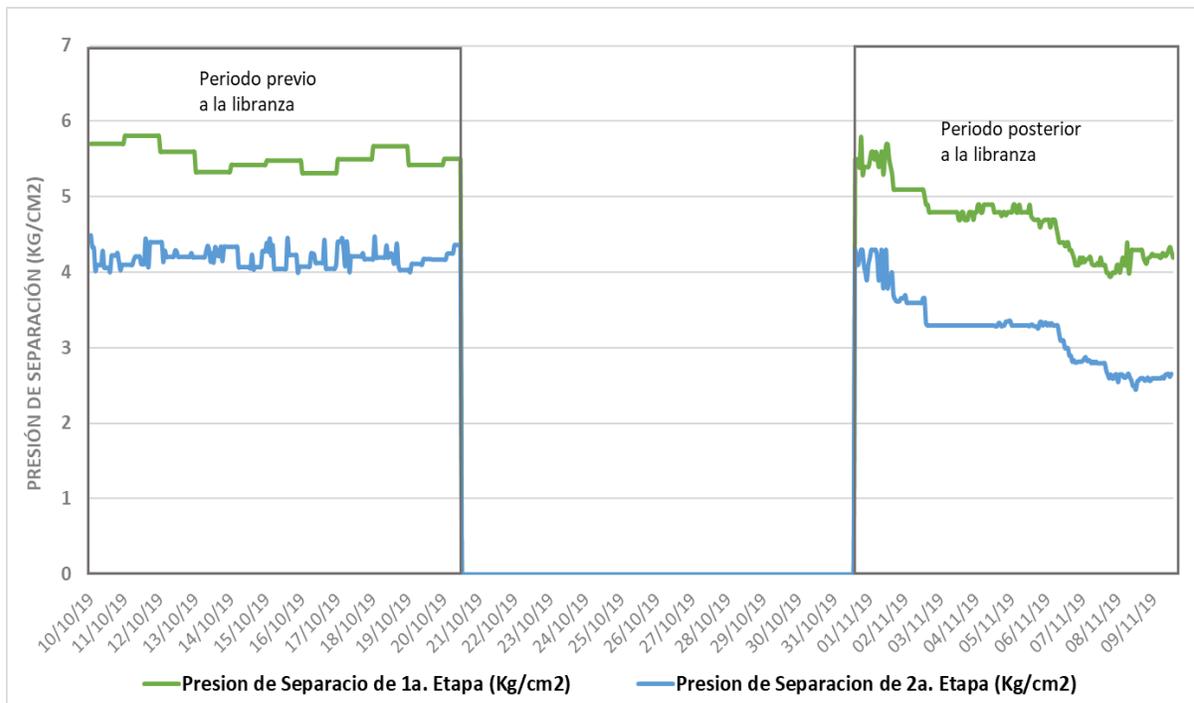


Figura 5.1 Comportamiento de la presión de separación en los separadores de primera y segunda etapa, antes y después de la libranza.

Además, se observó un comportamiento más estable de la medición del aceite en la batería

CP-A-2 (*Figura 5.2 y Figura 5.3*). Una posible explicación es que al instalar internos de alta eficiencia, se logra una separación de fases cercana a la ideal (85%), por lo que el aceite obtenido llega a la etapa de bombeo con un menor porcentaje de gas. En el pasado, este gas en solución solía hinchar el aceite o viajaba en un patrón de flujo tipo burbuja, generando interferencia en la medición. La mejora en la precisión de la amplitud de medición fue de 20,000-25,000 [bpd] a 3,000-8,000 [bpd] (*Figura 5.2 y Figura 5.3*). Esto se traduce en una mayor precisión en la medición del crudo de transferencia de este centro de procesos a otras subsidiarias de la empresa. Además, como se observa en la *Figura 5.3*, la batería CP-A-1 también se vio beneficiada en la precisión de la medición de aceite.

Un problema que persistió durante los días posteriores a la libranza fue el paro de turbobombas por alta vibración. Se le atribuyó la causa a los problemas de suministro de gas de BN que ocasionó problemas de cabeceo en pozos, sobre todo en los pozos del yacimiento Ku-BTPKS, que alimentan esta batería. El cabeceo en pozos acarrea problemas como golpes de ariete y cavitación, fenómenos capaces de ocasionar daño mecánico a las turbobombas como erosión y alta vibración, por lo que las turbobombas vienen equipadas con sensores de alarma para estos problemas. Un problema similar se observó posterior al inicio de operaciones del centro de procesos CP-Z en el año 2009. El problema fue resuelto al rediseñar las líneas de descarga de los separadores que tenían forma de “u” invertida y cambiar las mallas de los filtros en la succión a las turbobombas por unas de mayor tamaño, para reducir la caída presión. Los problemas en el CP-Z cesaron y las baterías actualmente operan de forma estable con esporádicos paros por alarma de alta vibración.

En el caso de la batería CP-A-2, la línea de descarga del separador de segunda etapa hacia las turbobombas también tiene una forma de “u” invertida (*Figura 5.4*) y como el problema persistía y la libranza en la batería CP-A-2 había concluido, impidiendo la modificación en líneas de descarga, se decidió reducir la producción manejada, de tal forma que permitiese realizar paulatinamente el cambio de mallas de los filtros de succión de bombas. Posterior al cambio de filtros se observó un diferencial de presión cercano a cero dentro de ellos y cesaron los problemas de paro de turbobombas por alarma de alta vibración. No se descarta que la causa haya sido originada totalmente por los problemas de suministro de gas de BN por parte de otro activo pues los problemas de suministro cesaron el mismo día que se realizó el cambio de filtros.

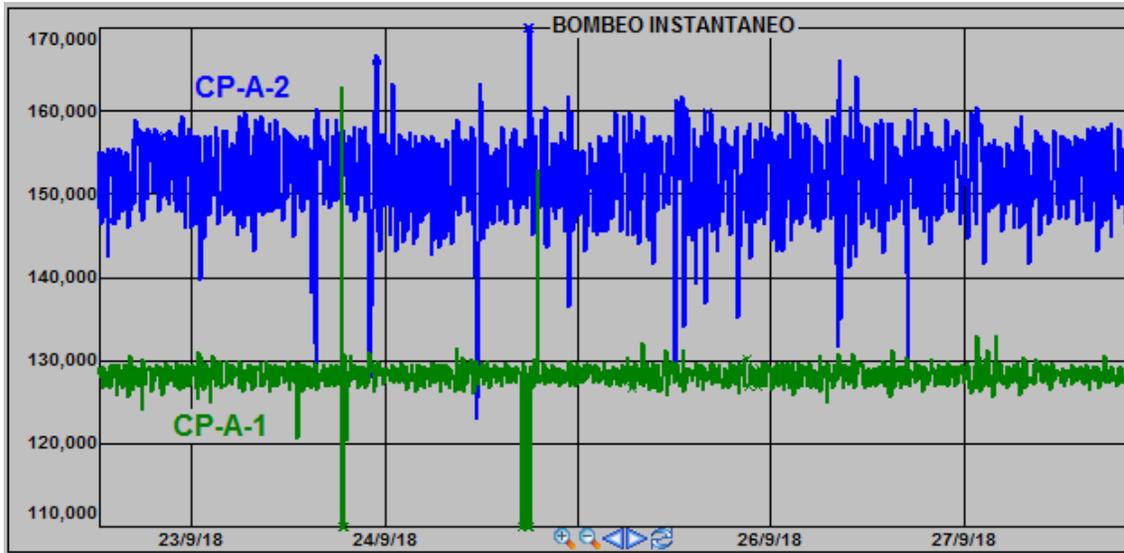


Figura 5.2 Bombeo instantáneo en las baterías del CP-A previo al cambio de elementos internos en la batería CP-A-2.

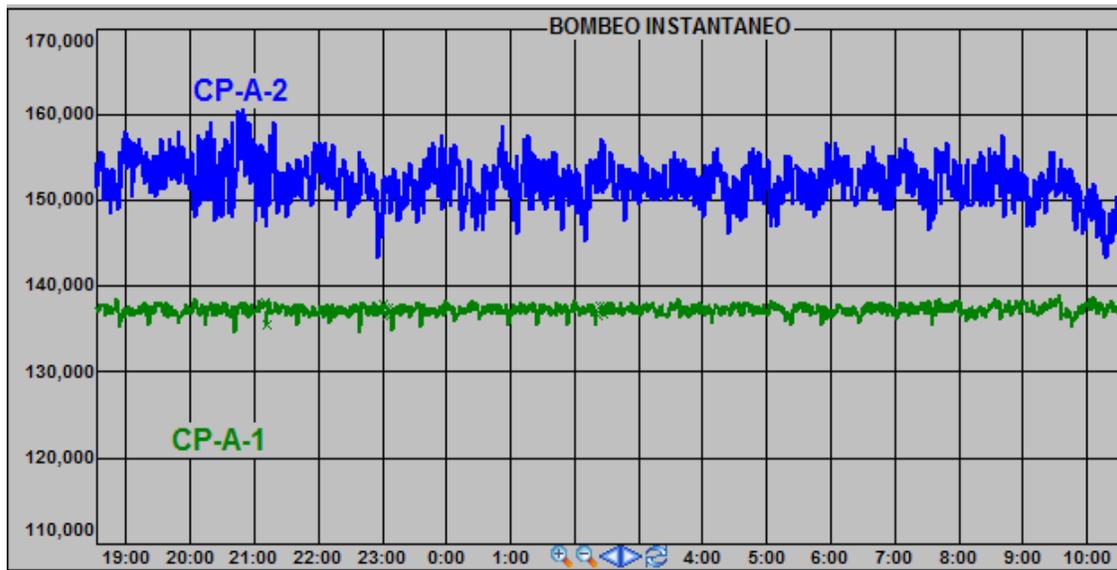


Figura 5.3 Bombeo instantáneo en las baterías del CP-A posterior al cambio de elementos internos en la batería CP-A-2.

Posterior al periodo de restablecimiento de la producción se hizo un balance de producción en el AIPKMZ y se considera que se perdió a nivel activo una medición de aproximadamente 1000 [bpd] que no pudo ser restablecida. Este volumen quizás era contabilizado anteriormente y no era más que gas en solución que alteraba las mediciones por hinchamiento del aceite. Por otra parte, el restablecimiento del volumen total procesado en esta batería no pudo ser concretado en brevedad por movimientos operativos dentro del activo. El comportamiento del volumen procesado antes y después del cambio de elementos internos en la batería CP-A-2 se muestra en la Figura 5.5

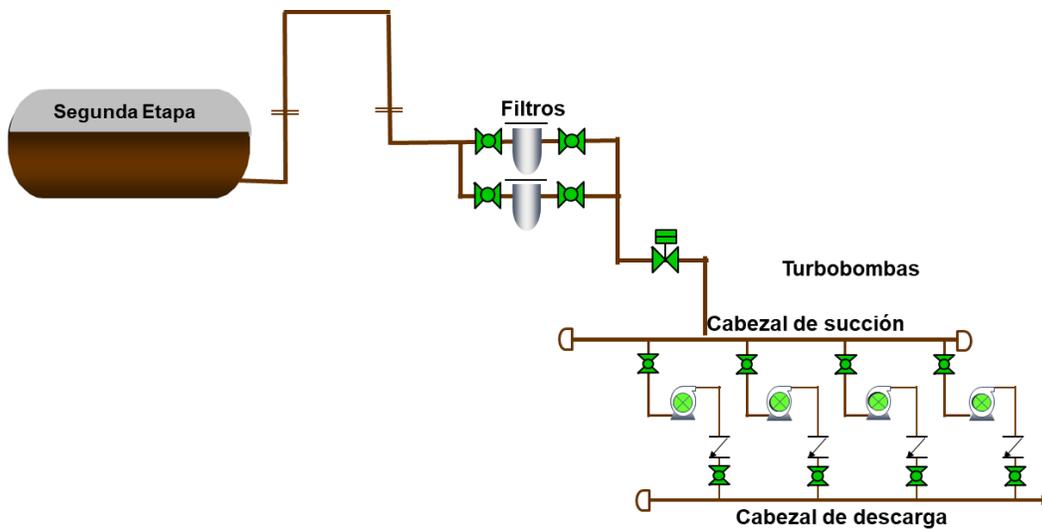


Figura 5.4 Diagrama de tubería e instrumentación del separador de segunda etapa hacia los cabezales de descarga de crudo del CP-A-2

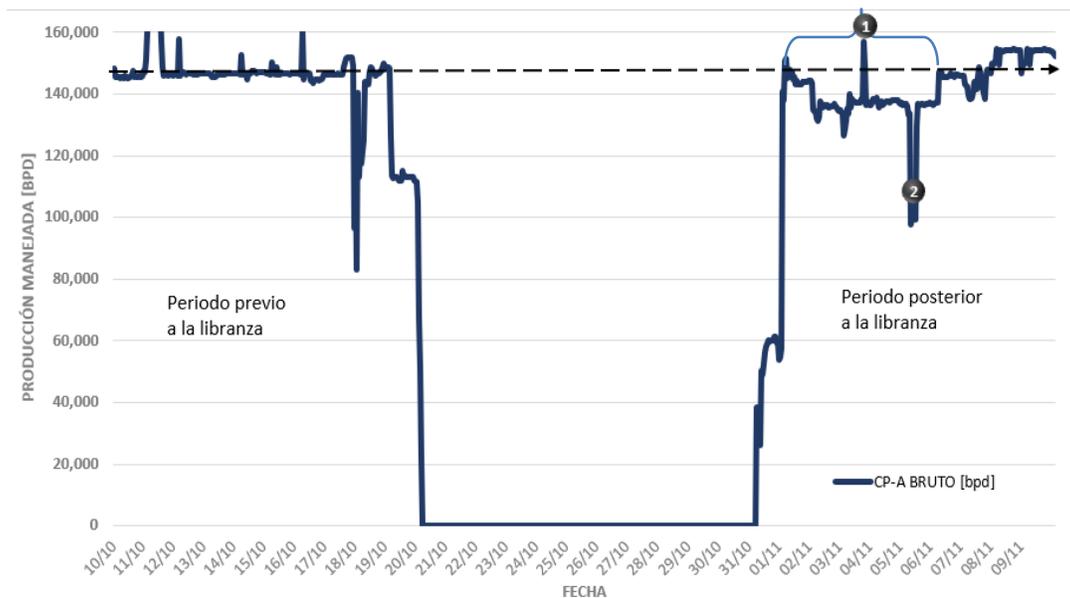


Figura 5.5 Comportamiento de la producción manejada en la batería CP-A-1, periodo 10 de octubre al 9 de noviembre del 2018. 1.-Problemas de suministro de BN por parte de otro activo, un bache de gas residual con alto contenido de nitrógeno sale de la central petroquímica e inunda el anillo de BN, se detiene por unas horas la plataforma de generación eléctrica y por tanto el abastecimiento a los equipos de BEC 2.- Se reduce el volumen procesado en la batería para permitir el cambio de mallas en los filtros.

Por último, una limitación para el análisis de los resultados obtenidos con la modificación de elementos internos es el corto periodo de recopilación de resultados al que este trabajo tuvo acceso, por conclusión de las prácticas profesionales que incidió con el tiempo de adquisición de datos y estudio de la información.

Por otro lado, en el análisis del pozo Maloob-1, una vez que se cargó la información petrofísica y termodinámica del fluido al modelo del pozo perteneciente al yacimiento Maloob-

BTPKS, se determinó la curva del potencial del pozo a partir de la ecuación de flujo pseudo-estacionario de Darcy (Figura 5.6). En este caso, el pozo Maloob-1 tiene un IPR de 1930 [bpd] en el caso que la presión de fondo fluente (P_{wf}) sea igual a cero. Posteriormente se ajustó la correlación de flujo multifásico que más se asemejaba al comportamiento del registro de presión de fondo fluente más reciente. La correlación de Duns & Ros presentó el mejor ajuste al comportamiento de presión (Figura 5.7), por lo que es la correlación empleada para el análisis nodal y de comportamiento del sistema de BNC. El modelo de pozo cargado al software Pipesim es idéntico tanto para el gas residual como para el nitrógeno, con la excepción de diferir, siendo las variables a analizar en el software Pipesim.

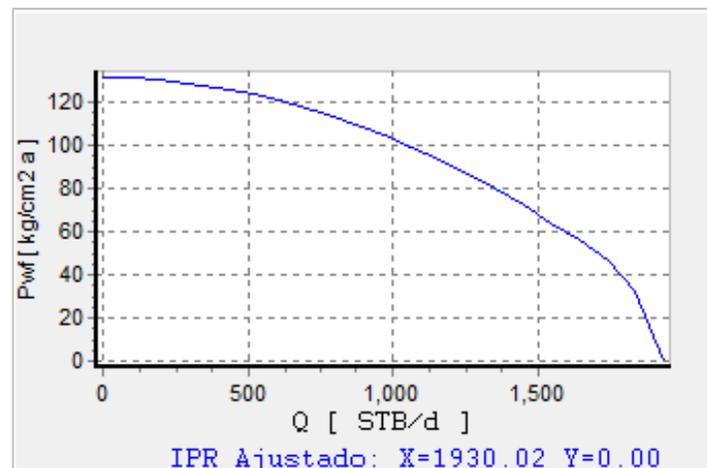


Figura 5.6 Cálculo del potencial del pozo Maloob-1.

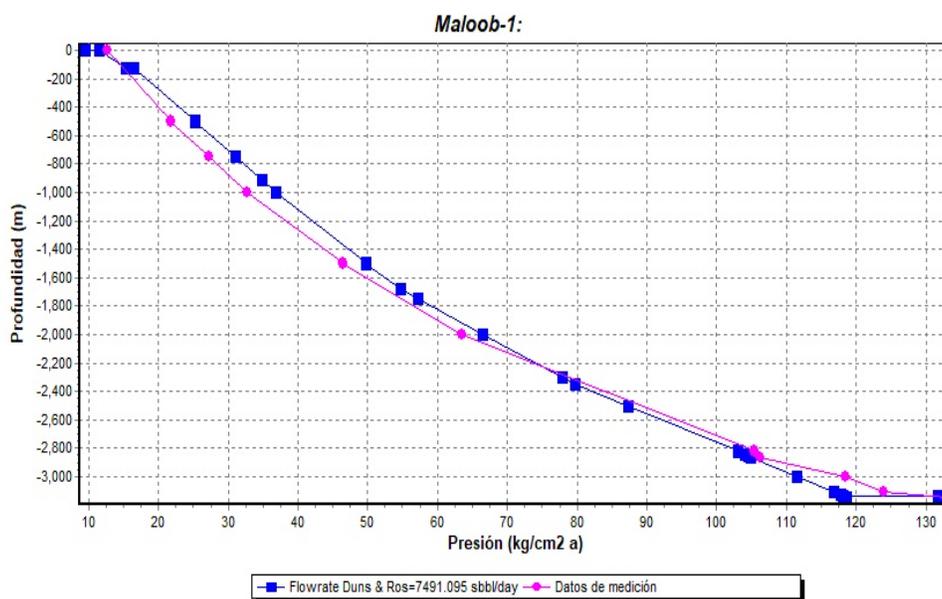


Figura 5.7 Ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical con prueba de presión de noviembre de 2012.

En las Figuras 5.8 Y 5.9 se muestran los análisis nodales para gas residual y nitrógeno, respectivamente. Se insertó en el nodo solución la presión de salida del sistema en 10 [kg/cm²], a partir del último aforo del pozo el 11 de noviembre de 2018. Los gastos en superficie calculados son de 8,060 [bpd] para el gas residual y 7,458 [bpd] para el nitrógeno.

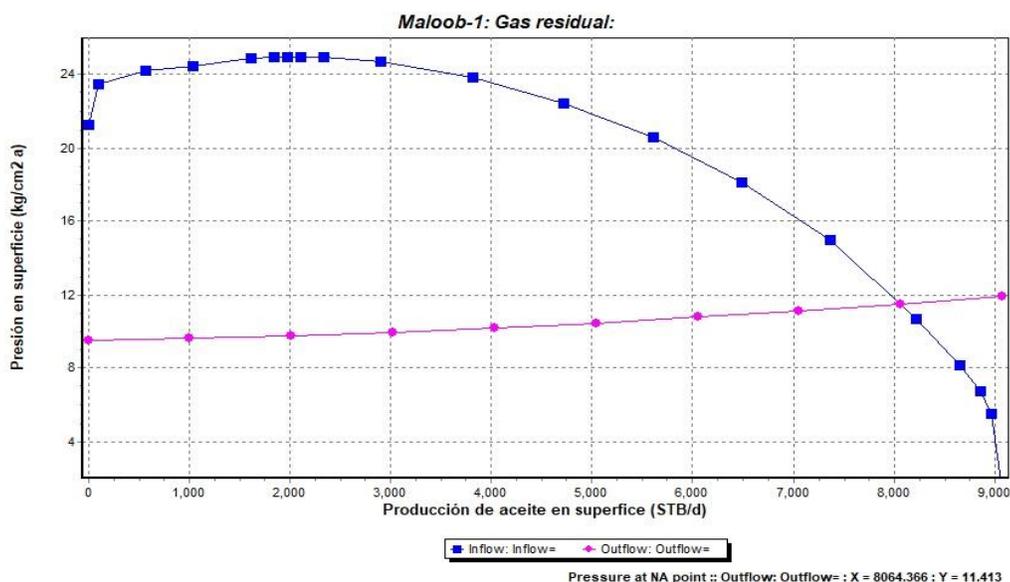


Figura 5.8 Análisis nodal de la inyección de 7 [MMpcd] de gas residual a una presión de 70 [kg/cm²]

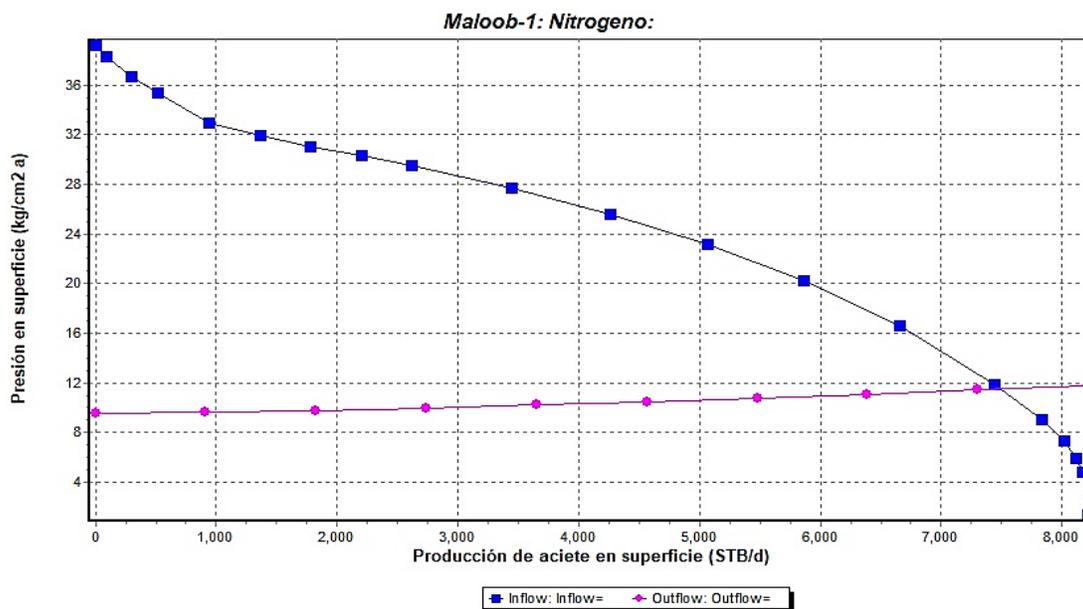


Figura 5.9 Análisis nodal de la inyección de 8.6 [MMpcd] de nitrógeno a una presión de 130 [kg/cm²]

En el caso del análisis de la respuesta de inyección con distintos gases en el pozo Maloob-1, en la Figura 5.10 se muestra el comportamiento que se observaría con la inyección de 7

[MMpcd] de gas residual con una densidad relativa de 0.77⁶ a una presión de 70 [Kg/cm²]. Dicha presión de 70 [kg/cm²], que es la promedio en el anillo de BN, es incapaz de ingresar en la segunda válvula de BN que se encuentra a una profundidad de 2,860 [m]; sin embargo, esta presión, según el software Pipesim, es suficiente para ingresar por la primera válvula y elevar un total 8,603 [bpd]. Además, se observa que el perfil de presión de fondo fluyente calculado y de temperatura es muy semejante al último registro del pozo.

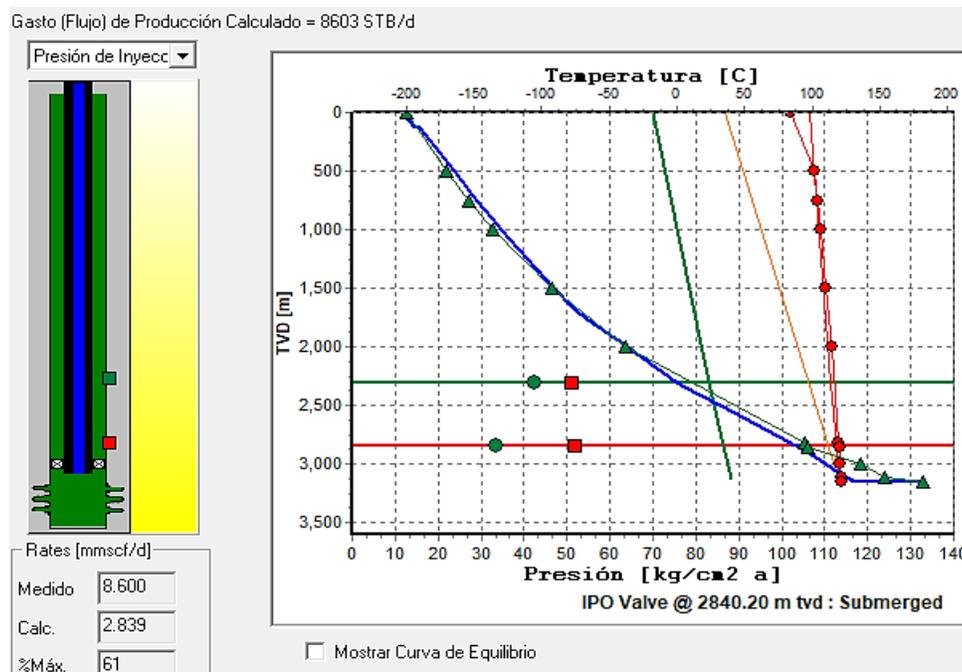
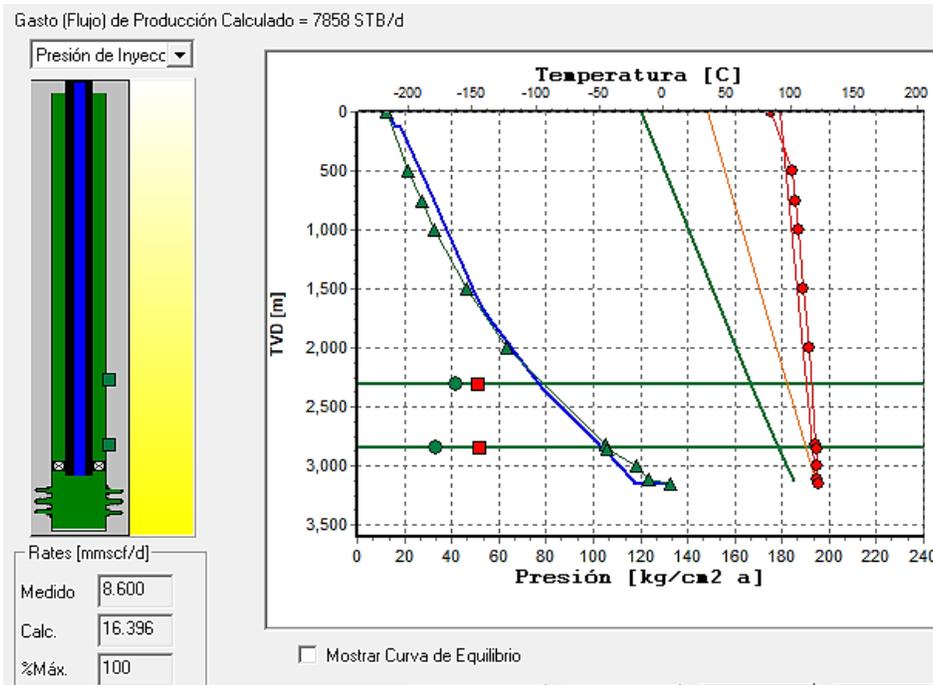


Figura 5.10 Respuesta de la inyección de gas residual a una presión de 70 [kg/cm²].

Al analizar la inyección de 8.6 [MMpcd] de nitrógeno con una densidad relativa de 0.97 a una presión de 130 [kg/cm²] como gas de BNC en el pozo Maloob-1, el software Pipesim obtiene la Figura 5.11. En esta figura se muestra que el gasto calculado en superficie sería de 7,858 [bpd] y que la presión de inyección bastaría para entrar en las dos válvulas de BN. Sin embargo, contrario a lo esperado por la hipótesis de este trabajo, el software determina una producción de aceite menor con el nitrógeno que en el caso del gas residual. Esto tal vez se deba a que considera la presión de inyección muy alta, que origina problemas de represión dentro del pozo, limitando el aporte de aceite del yacimiento al pozo.

⁶ Densidad promedio del gas residual que entra al anillo de BN considerando una concentración de nitrógeno aproximada de 15-20 [%mol] dentro del gas residual.



5.11 Respuesta de la inyección de nitrógeno a una presión de 130 [kg/cm²]

Por otro lado, la variación de la productividad del pozo de acuerdo con la densidad del gas utilizado para el BNC se muestra en la Figura 5.12. Esta figura nos dice que a menor densidad del gas empleado mayor será la producción de aceite. Por ende, estima que con el uso de nitrógeno se perdería un buen potencial del pozo. Este gráfico coincide con lo indicado por la teoría y de igual forma refuta la hipótesis planteada por este trabajo.

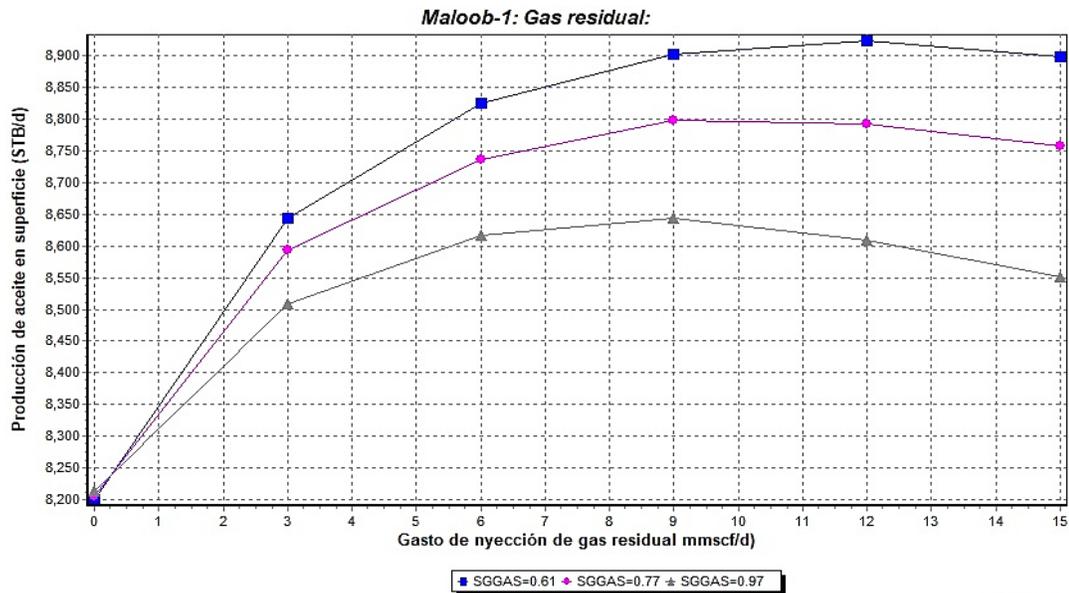


Figura 5.12 Comportamiento de la producción de aceite con distintas densidades relativas de gas de BNC

Otro análisis de sensibilidad que se realizó es el del comportamiento de la producción de acuerdo con la presión disponible en superficie para la inyección de nitrógeno o gas residual. En la Figura 5.12 se muestra que los mejores resultados para el gas residual en el pozo Maloob-1 se obtendrían con una presión de 65 [kg/cm²], sin embargo, esta presión está muy cerca a la presión mínima requerida para obtener beneficios con el BNC (60 [kg/cm²]). Por ello, se concluye que es recomendable operar cerca de los 70 [kg/cm²], para evitar problemas de producción diferida. En el caso del nitrógeno, no se presenta este mismo problema, pues la presión disponible será siempre superior a la presión mínima requerida. Empero, se observa que por arriba de los 90 [kg/cm²] la productividad del pozo decrece, a tal grado que a la presión actual de inyección se obtiene un menor aporte. Esto tal vez se deba a que el software estima una represión dentro del pozo a presiones superiores a los 90 [kg/cm²], limitando el aporte de fluidos por parte del yacimiento al pozo.

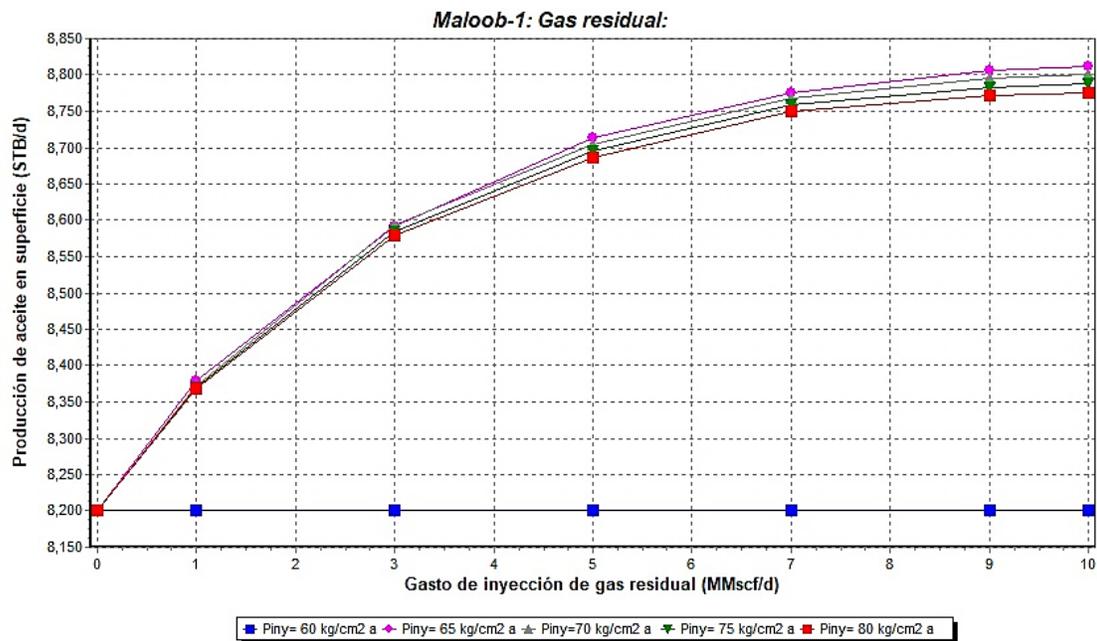


Figura 5.13 Análisis nodal de la producción con inyección de gas natural a distintas presiones de inyección

Una posible explicación al beneficio en la producción observada en la plataforma PP-M es que esta no se deba a una presión mayor disponible para la inyección de nitrógeno como gas de BNC, sino a fenómenos fisicoquímicos. Estos fenómenos se han observado en la inyección a yacimiento de nitrógeno como método de recuperación secundaria, porque si bien se inyectaba el nitrógeno a una presión menor a la de miscibilidad, se ha observado en pruebas PVT que la

concentración de nitrógeno del aceite in situ ha aumentado de forma considerable. Esto hace creer que el nitrógeno por alguna otra propiedad se está mezclando con el aceite en yacimiento. Por otro lado, la función del nitrógeno cuando es utilizado como método de recuperación mejorada es el de hinchar el aceite para permitir que este fluya más fácilmente. Por ende, si dentro del proceso de BNC se está presentando este fenómeno de miscibilidad, es probable que esté apoyando al aceite a fluir. Esto explicaría el aumento cercano al 5% observado en la plataforma PP-M por el cambio de servicio de gas residual por nitrógeno. Sin embargo, para afirmar esta hipótesis habría que realizar pruebas de laboratorio al aceite in situ y al obtenido en superficie.

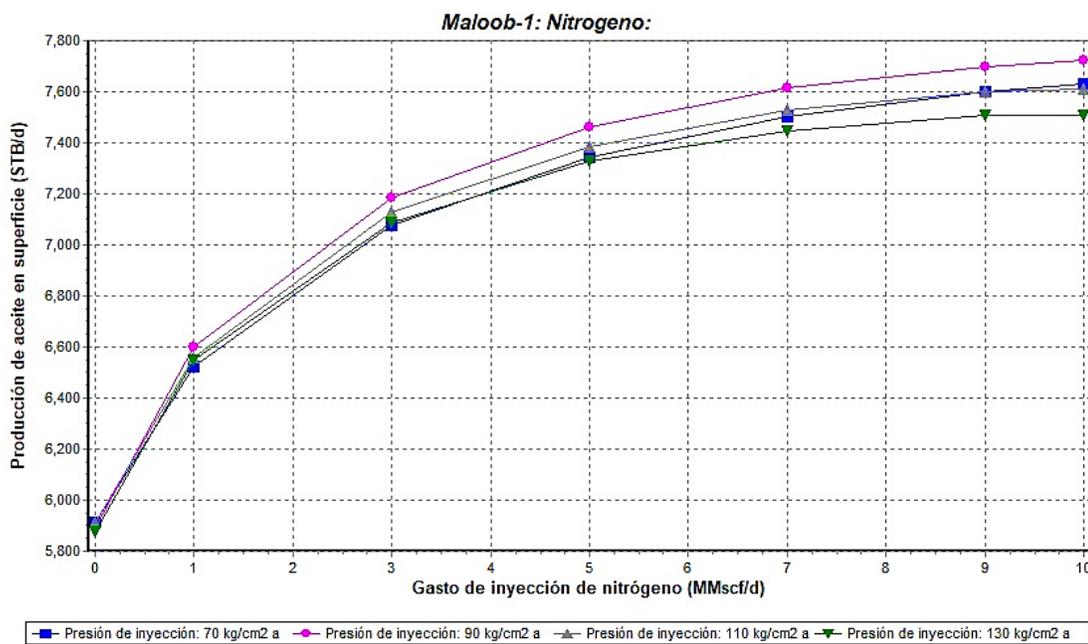


Figura 5.13 Análisis nodal de la producción con inyección de nitrógeno a distintas presiones de inyección

Por otro lado, para el diseño de un sistema en línea de monitoreo de variables críticas se optó por generar mapas de acuerdo con el fluido manejado (Figuras 5.14, 5.15 y 5.16). En estos gráficos aparecen las principales plataformas, centros de procesos y líneas de transporte de acuerdo con los puntos de monitoreo definidos para el aceite, gas amargo y gas dulce.

Los puntos de monitoreo se representan en los gráficos con el símbolo . Para cada punto de monitoreo se definió los rangos de operación óptimos, de alerta e indeseables. A partir de estos rangos se diseñó un sistema de alarma que opera por medio de un semáforo que cambia de color según sea el rango de operación en verde-amarillo-rojo, respectivamente. Por ello, si

alguna propiedad crítica sale del rango óptimo de operación el semáforo parpadeará en color amarillo en forma de alerta, para que el usuario informe a los demás centros de procesos y a sus superiores para adoptar medidas preventivas. En caso de que el semáforo llegue al rango indeseable de operación se tendrá que tomar medidas inmediatas para evitar que las demás corrientes se vean afectadas en su calidad.

Una de las complicaciones actuales para el monitoreo en línea del gas es que los cromatógrafos están en desuso, desactualizados y no cuentan con la infraestructura necesaria para transmitir las lecturas hacia los servidores en tierra. En estos momentos sólo existen dos cromatógrafos que operan con muestras previamente tomadas en cada una de las plataformas. Se espera que para el próximo año se instalen cromatógrafos capaces de analizar hasta cuatro corrientes de gas en un centro de proceso y de transferir los resultados en tiempo real a los servidores en tierra.

En el presente trabajo no es posible dar más detalles de los valores críticos colocados en el sistema para cada centro de procesos, por confidencialidad de la empresa. Así mismo, no es posible colocar las capturas de pantallas elaboradas en el Software proMAR por ser un software de uso exclusivo para la empresa.



Figura 5.15 Gráfico propuesto para el análisis a nivel activo de las variables críticas del aceite dentro del Software PI Process Book.



Figura 5.16 Gráfico propuesto para el análisis a nivel activo de las variables críticas del gas residual dentro del Software PI Process Book.



Figura 5.17 Gráfico propuesto para el análisis a nivel activo de las variables críticas del gas húmedo amargo dentro del Software PI Process Book.

CONCLUSIONES

El campo Ku se encuentra en su etapa final de explotación, por lo que se espera que continúe el aumento en la producción de gas con alto contenido de nitrógeno y la reducción de la densidad API en los centros de procesos, que ahora manejarán mucha mayor producción de los campos pesados Maloob, Zaap y Ayatsil. Por tanto, las actuales instalaciones superficiales de procesos no son las óptimas para esta nueva etapa en la que predominarán aceites pesados y extrapesados, con muy altas viscosidades en superficie. Será conveniente analizar los demás centros de procesos y definir si requieren de un rediseño en los procesos de producción, acondicionamiento y manejo.

En tanto que las conclusiones particulares derivadas de alternativas de solución propuestas este trabajo son:

1. La reclasificación de los fluidos demostró que la producción manejada en el AIPKMZ es casi en su totalidad un fluido pesado, incluso el aceite de los yacimientos Ku-BTPKS, Ku-CCE y Zaap-CCE, que típicamente suelen considerarse como de aceite negro por sus densidades API.
2. Se debe cuidar en los procesos operativos reducir la temperatura de operación para evitar que los fluidos aumenten de viscosidad y se llegue a un punto de no flujo y sobredeposición de elementos orgánicos.
3. El cambio de elementos internos permitió regresar la batería de separación a condiciones cercanas de diseño, por lo que se obtuvo una mejor separación de gas y una reducción en los problemas de cavitación y alta vibración en las turbobombas.
4. Se redujo la producción diferida y se mejoró la precisión en la medición de crudo de transferencia como consecuencia del punto anterior.
5. Se ha observado una mayor productividad de los pozos con la inyección de nitrógeno como gas de BNC en la plataforma PP-M. Sin embargo, el modelo de un pozo de esta plataforma en el software Pipesim considera que este incremento en la producción no

se debe a una mayor presión de inyección disponible con el uso del nitrógeno que con gas residual.

6. Se hace una invitación a continuar el estudio del comportamiento de los pozos asistidos con nitrógeno como sistema artificial, sobre todo en el desarrollo de mapas de estabilidad de BNC acordes a los campos de la Región Marina Noreste.
7. Los Activos Integrales Cantarell y Ku-Maloob-Zaap han demostrado que la inyección de nitrógeno es una tecnología de vanguardia con éxito comprobado pero que requiere de una adaptación temprana a los problemas derivados de su uso.
8. En el caso del sistema de monitoreo en línea de las variables críticas del gas, por limitación de cromatógrafos en línea fue imposible analizar los resultados, sin embargo, quedaron establecidas las pantallas de operación.
9. En el caso de monitoreo de las variables de aceite, el sistema quedó en la fase de transcripción de variables de un software llamado PROMAR a un sistema en línea llamado PI ProcessBook, por lo que se espera que en lo próximo se esté empleando.

GRÁFICOS DE APOYO

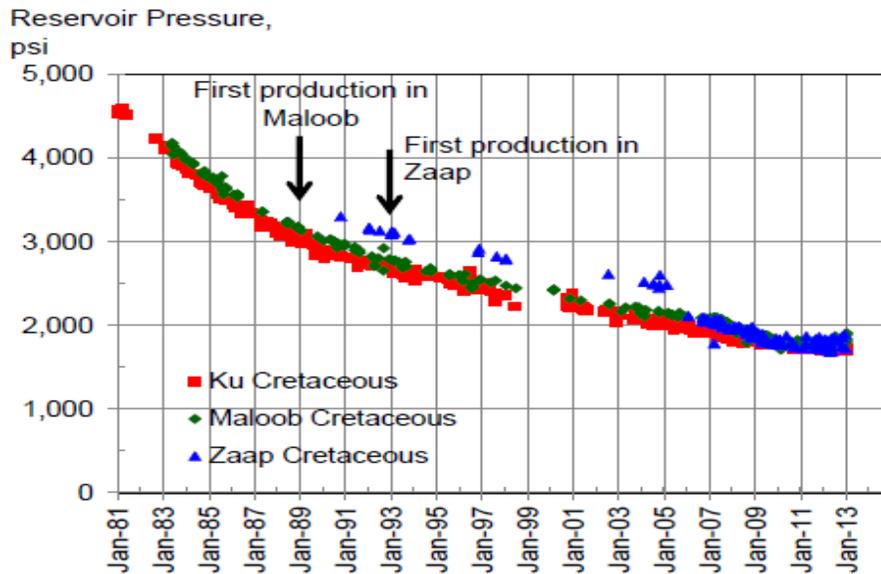


Figura A.1 Comportamiento de la presión en yacimientos de la BTPKS de los campos Ku-Maloob-ZAAP. Obtenido de (Pérez Martínez, Prado Morales, Rojas Figueroa, & Correa López, 2013)

PRODUCCION DEL CAMPO AKAL EN MÉXICO DEL AÑO 1980 AL AÑO 2017

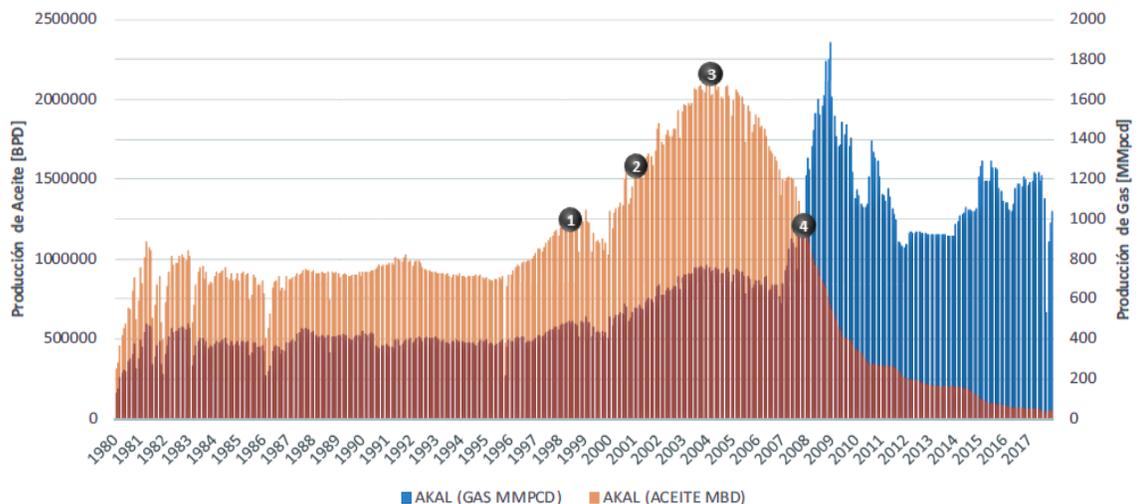


Figura A.2 Comportamiento anual de la producción de aceite y gas del Campo Akal, periodo 1980-2018. 1.- Comienza inyección de 1200 [MMpcd] de nitrógeno en el horizonte BTPKS y nuevo programa de perforación de pozos, previo a esto se había logrado una plataforma de 800[Mbpd] a partir de pozos de alta productividad e inyección de gas de BNC. 2.- Comienza a observarse los efectos de la inyección de nitrógeno y la producción de gas aumenta en 200 [MMpcd] 3.- Se alcanza el pico de producción de 2.1 [MMbpd] y logra sostenerse por dos años. 4.- Comienza periodo de declinación abrupta de la producción de aceite e incremento de gas producido y porcentaje mol de nitrógeno. Obtenido de: (Oropeza Bonfanti, et. al., 2018).

Figura A.3 Comportamiento de los gráficos especializados que muestran tendencia clara en la clasificación de los fluidos.

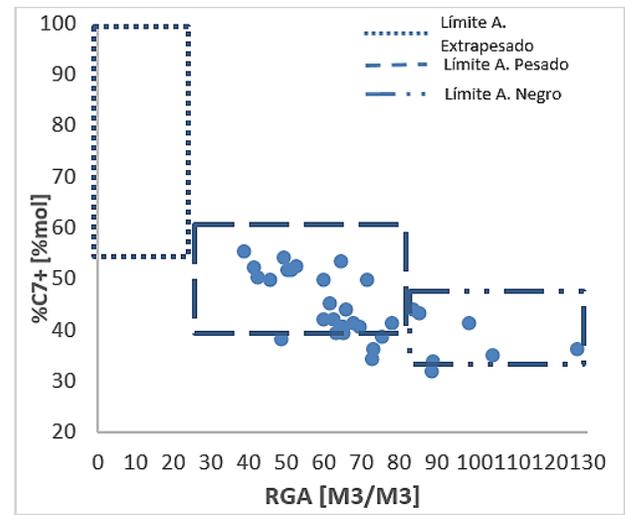
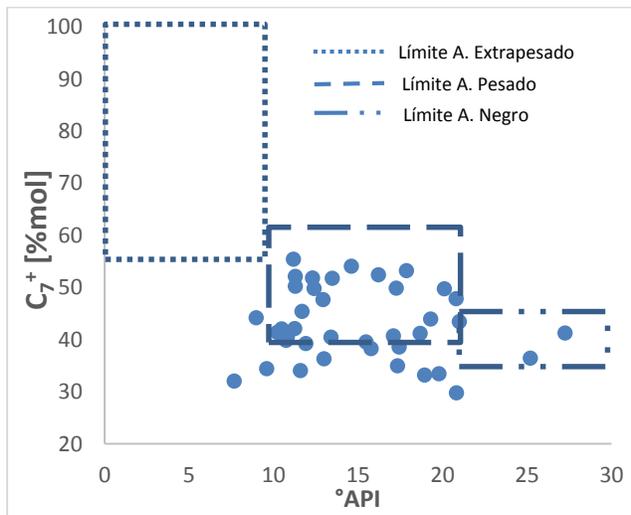
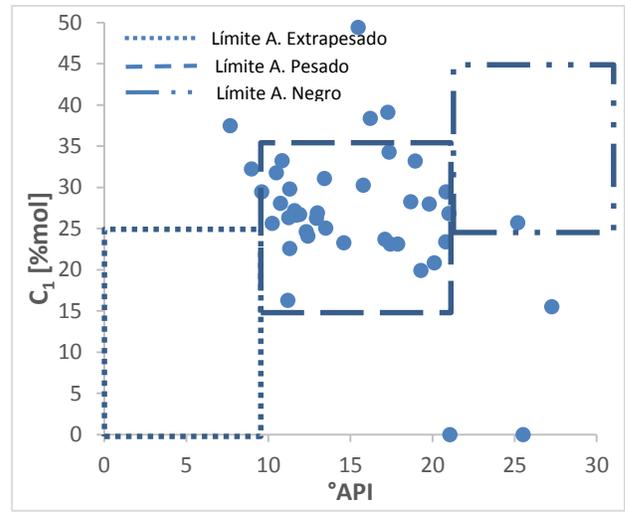
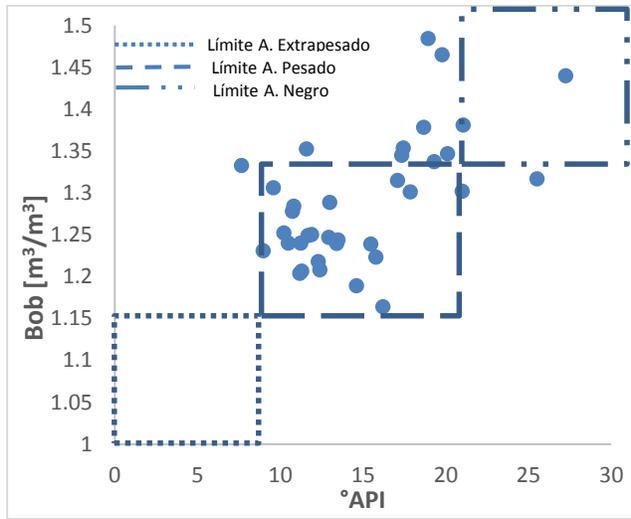
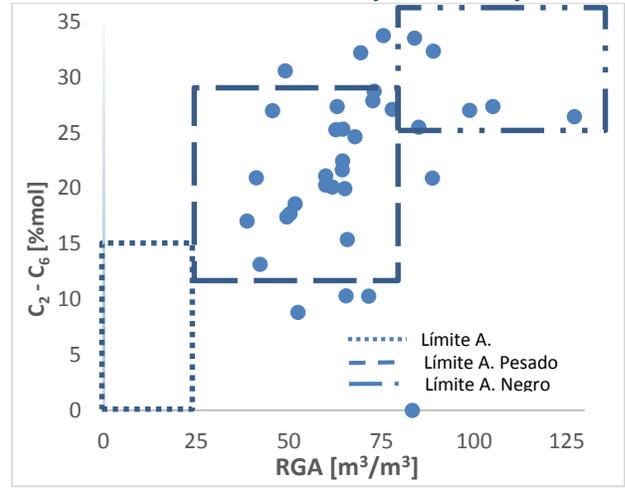
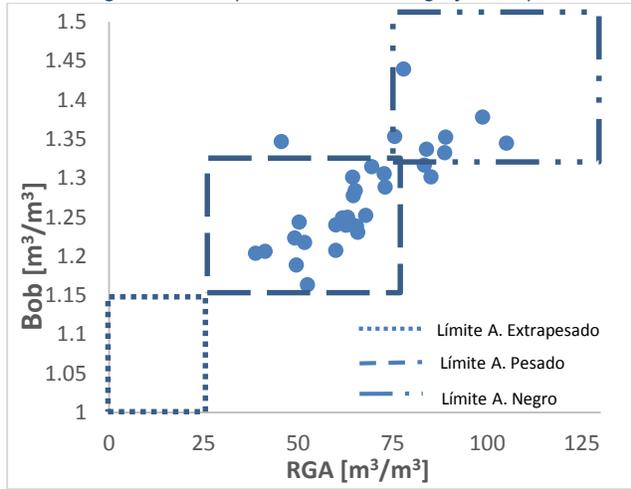


Figura A.4 Comportamiento de los gráficos especializados que no muestran tendencia clara en la clasificación de los fluidos.

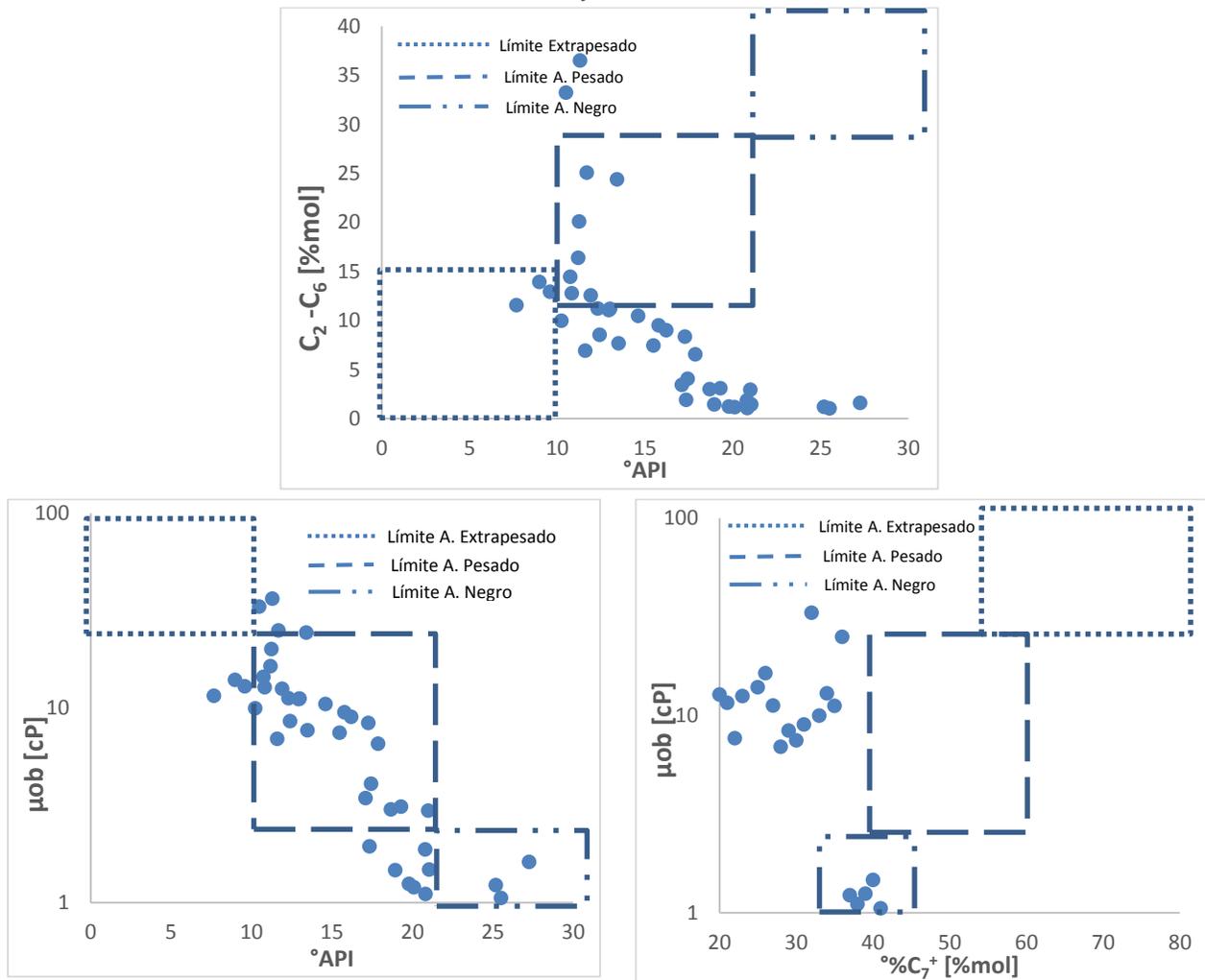


Figura A.5 Deposición de residuos orgánicos en líneas de proceso superficiales.



Figura A.6 Deposición de sedimentos y residuos orgánicos en líneas de proceso superficiales.

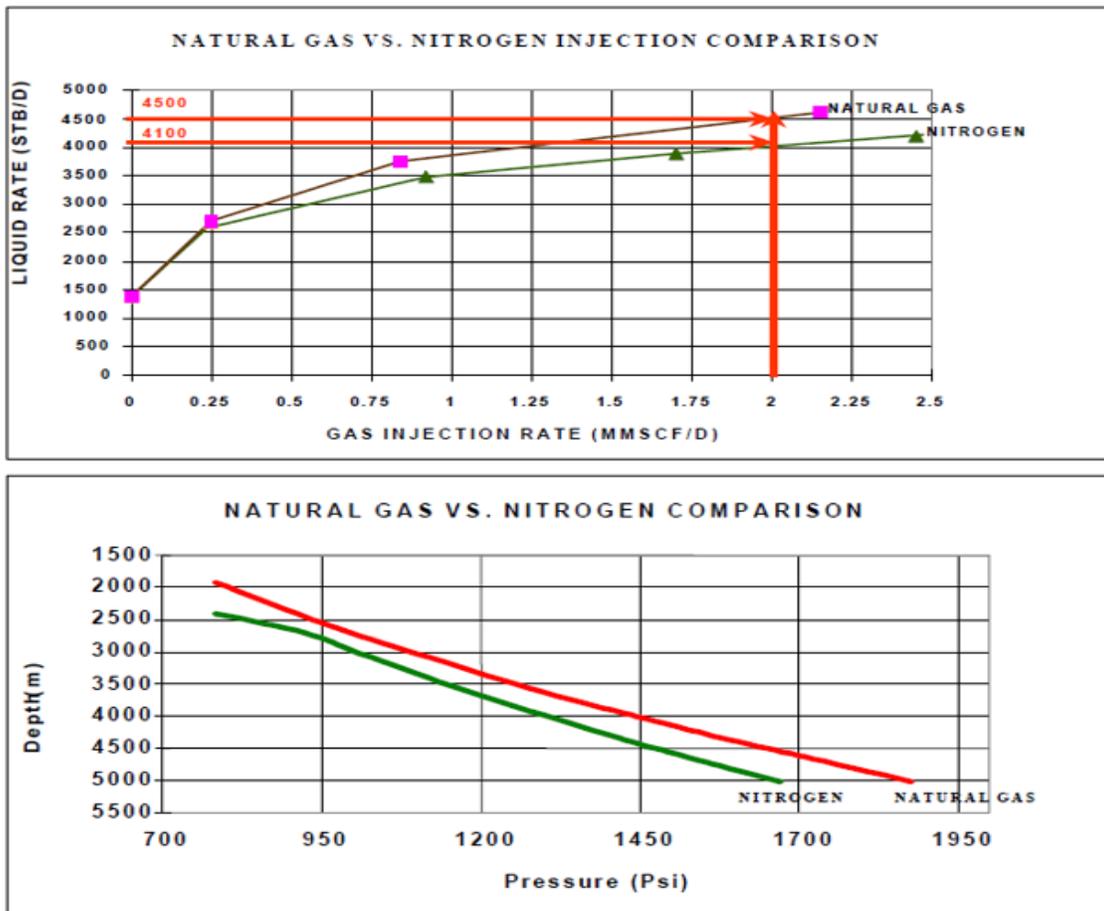


Figura A.7 Comparativa, en función de su productividad, de los fluidos de inyección de BN analizados en el campo Bellota. (Lozada Aguilar & Arredondo Monarrez, 2000)

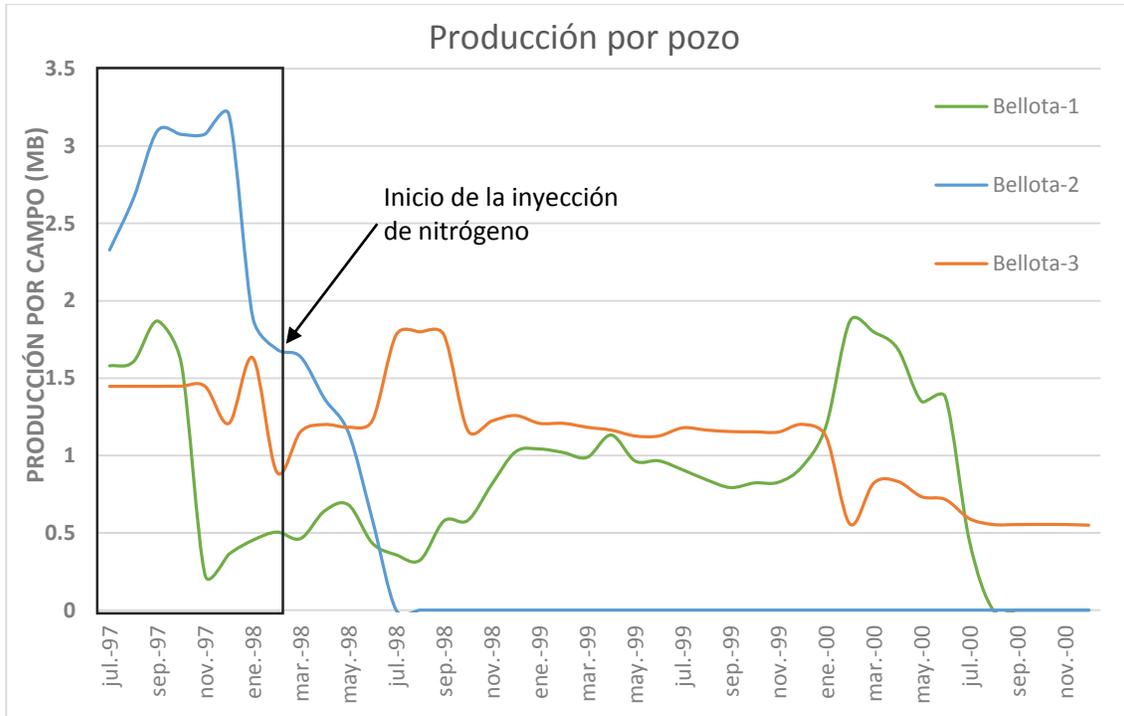


Figura A.8 Resultados de la inyección de nitrógeno generado in situ a tres pozos del campo Bellota. Se analiza un periodo de dos años posterior a la fecha de inicio de la inyección indicada por (Lozada Aguilar & Arredondo Monarrez, 2000). Elaborado a partir de información obtenida del portal web del CNIH.

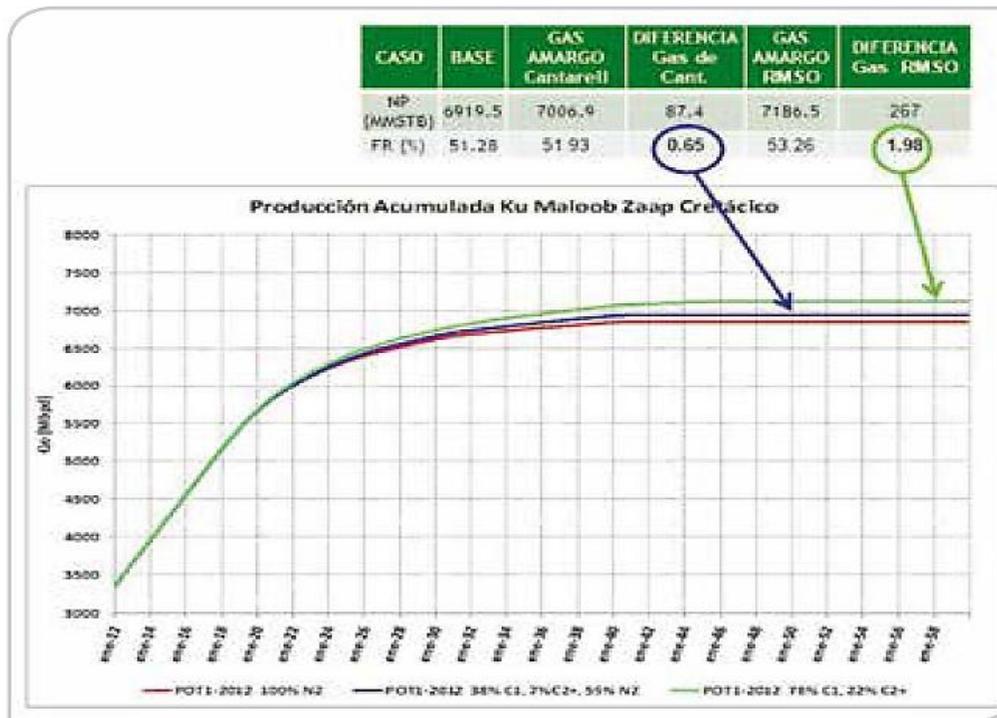


Figura A.9 Comparativa del beneficio obtenido sobre la producción acumulada por la inyección de gas amargo y nitrógeno en los campos del AIPKMZ. Obtenido de: (Rojas Figueroa, Rodríguez Román, Velázquez Bueno, Pérez Martínez, & Calderón Avendaño, 2013)

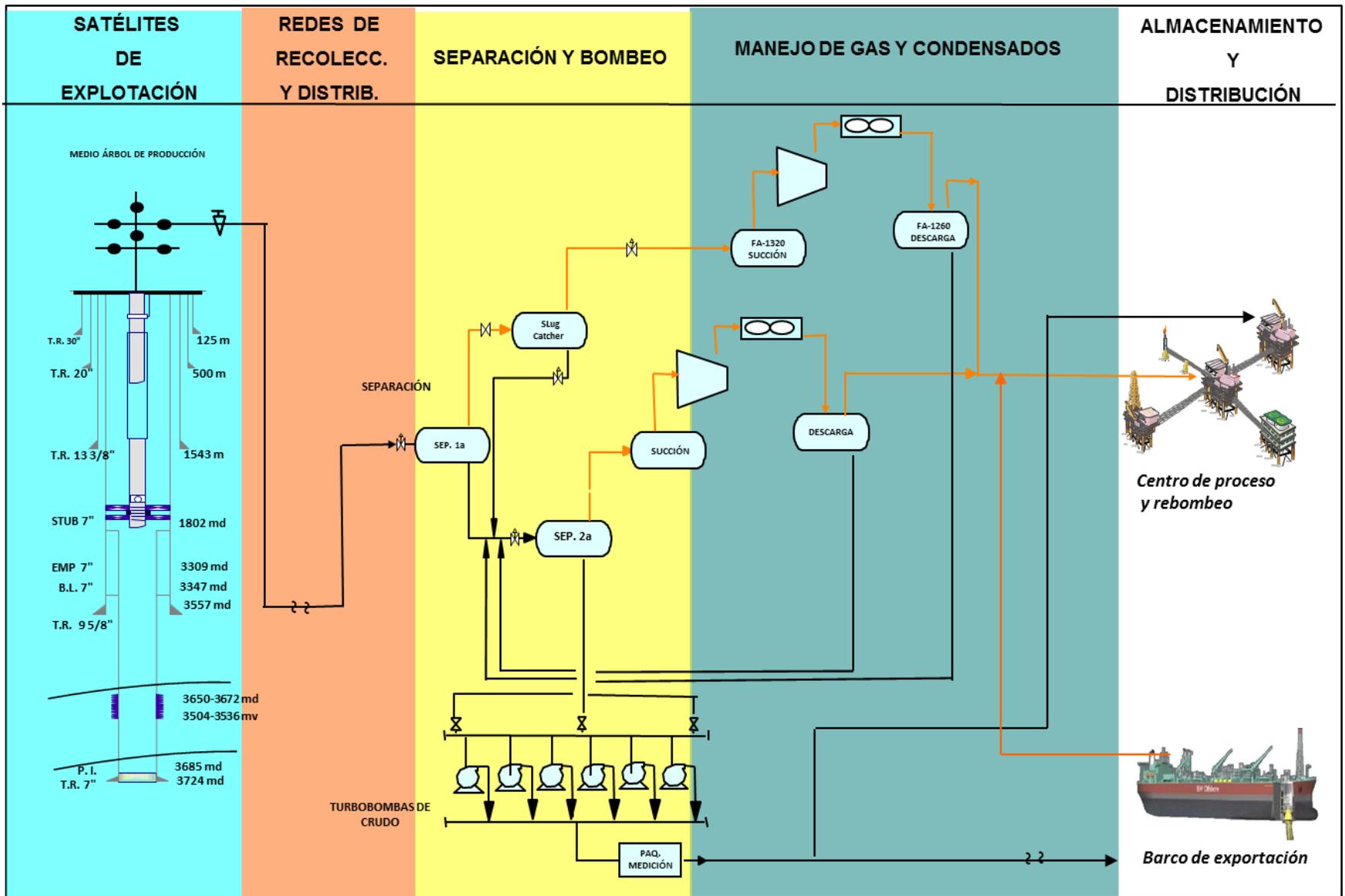


Fig. A.10 Diagrama del proceso de conducción y manejo de la producción en el AIPKMZ. Obtenido de (Larios González, 2016)

ANEXO B

PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO MÁS GRANDE DEL MUNDO

El nitrógeno es un elemento presente en la naturaleza que compone cerca del 78% del aire de la atmósfera. Es un gas incoloro, insípido, inodoro e inerte. Esta última propiedad asegura que su uso en operaciones industriales sea sin riesgo a explosiones o accidentes derivado de su uso. Su peso molecular es 28.12 [gr/cm³] y posee una densidad relativa de 0.97. Para su generación a nivel industrial existen tres métodos principales: membrana, cogeneración y combustión y separación. El método tipo membrana permite obtener del aire grandes volúmenes de nitrógeno a un costo bajo (*Figura B.1*), por lo que se adecua al uso para la industria petrolera. A continuación, se describe el estado del arte de la selección y manejo de nitrógeno para el proyecto de inyección de nitrógeno más grande del mundo.

En 1996 comienzan estudios de mantenimiento de presión en el proyecto Cantarell donde el 80% de los pozos operaban con BNC a una productividad de hasta 75% menor a la original. Además, la presión original del yacimiento había caído en más de la mitad de su presión original y el contacto agua-aceite había avanzado 500 [m] en el lado sur del anticlinal. Por medio de un modelado de yacimiento se determinó que de seguir así sólo se alcanzaría un factor de recuperación final de 24% (Arévalo V., Samaniego Verduzco, López C., & Urquieta S., 1996).

Los estudios centrados en el mantenimiento de la presión por medio de un fluido de inyección demostraron que el resultado más efectivo se lograría por medio de la inyección de nitrógeno. El nitrógeno presentó ventajas sobre los demás gases por ser más económico, no presentar problemas de corrosión en tuberías, ser inflamable y al ser más denso, requerir un menor volumen de inyección con menor potencia de compresión (*Tabla B.1*). Se descartó el uso de agua ya que, de acuerdo con los estudios de mojabilidad, donde algunas muestras de roca eran mojadas por aceite, se concluyó que se tendrían malas eficiencias de barrido (García Olvera, 2004). Además, los modelos matemáticos demostraron una efectividad menor al 20% con la inyección del agua que con inyección de gas (Limón Hernández, et. Al, 2001). Este modelo determinó que las condiciones de inyección debían ser un gasto de 1,200 [MMpcd] a 1,520

[psia], que era la presión en ese momento en yacimiento. En el año en que se hizo el diseño del proyecto, el activo Cantarell tan sólo producía un tercio del gas natural que se necesitaría, por lo que este fue otro de los factores importantes a tomar en cuenta, pues no existían campos cercanos que pudiesen aportar este volumen de gas.

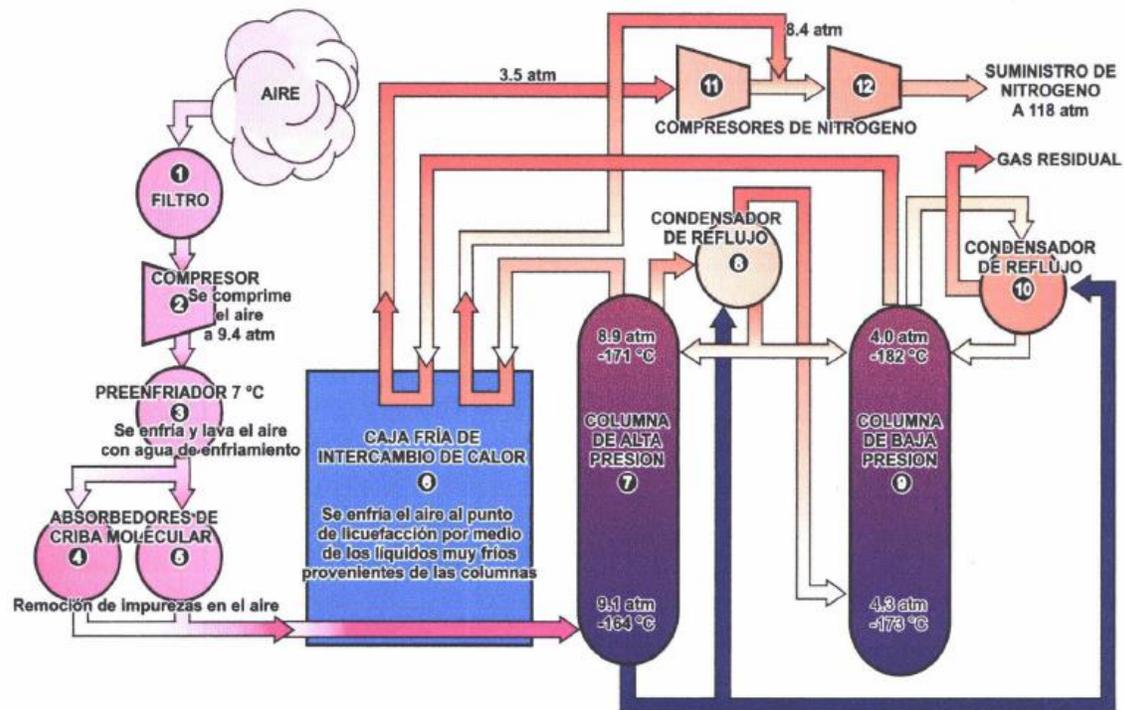


Figura B.1 Diagrama del proceso de generación de nitrógeno "tipo membrana", empleado en la planta de Atasta, Cd. del Carmen. Fuente: (García Olvera, 2004)

El inicio de la inyección en el yacimiento Akal se da en 1999 y la producción de nitrógeno e inversión de la infraestructura se da por el consorcio Grupo Linde, conformado por cinco empresas internacionales. En el periodo 1995-1997 la empresa Canpetro realiza estudios de administración integral de yacimientos en los campos Ku-Malob-Zaap y se determina que la inyección de gas daría los mejores resultados. De todas las alternativas analizadas, la de inyección de nitrógeno resultó ser la más adecuada de acuerdo con la disponibilidad de nitrógeno, costo y aprovechamiento de la infraestructura del activo Cantarell. El gasto inicial de inyección estimado por simulación consistía en 700 [MMpcd] de gas natural, cuya conversión a nitrógeno serían 560 [MMpcd] (García Olvera, 2004).

Tabla B.1 Comparativo del uso de distintos gases como recuperación secundaria en el horizonte geológico BTPKS
(P. Guzmán, 2014)

Tipos de gas:	Nitrógeno (N₂)	Dióxido de Carbono (CO₂)	Gas Natural (C₁>90%)	Gas asociado (C₁<90%)	Gas de combustión
Peso Molecular (g/mol)	28.01	44.01	16.46	23.43	30.96
Factor de compresibilidad (Z)	1.018	0.689	0.915	0.703	0.996
Densidad (lb/pcd)	6.00	13.93	3.92	6.45	6.77
Volumen requerido (MMpcd)	1,200	1,774	1,336	1,543	1,227
Costo por unidad (\$/Mpcd)	0.23-0.56	1.00-1.25	2.10-2.20	1.25-1.50	0.55-0.82

En 2005 comienza las labores de ampliación de la planta generadora de nitrógeno para satisfacer la demanda de ambos proyectos que en total consistiría en 1,500 [MMpcd]. El proyecto más grande de inyección de nitrógeno estaba en acción y sin duda alguna ha demostrado buenos resultados. En el yacimiento Akal se estima que tan sólo el uso de nitrógeno aumentó la plataforma de producción base en 630 [Mbpd] (Sánchez L., A., F., & J., 2005) y un acumulado de 6 [MMMbl] (P. Guzmán, 2014). Por tanto, la recuperación extra derivado del proyecto de mantenimiento de la presión fue de 9.7 [MMMbl] para el 2013, un 28% extra en el factor de recuperación, con respecto a 1999 (P. Guzmán, 2014). El factor de recuperación actual es de 42.5% y el último factor estimado por simulación es del 50% (Daltaban, Lozada, Villavicencio, & Torres, 2008).

En el caso de los campos del AIPKMZ la reducción en la declinación de la presión ha evolucionado de 4.45 a 1.36 [kg/cm²/año] en Ku, de 6.1 [kg/cm²/año] a 0.2 [kg/cm²/año] en Maloob (*Figura B.3*) y de 2.5 [kg/cm²/año] a 0.8 [kg/cm²/año] en Zaap (Serrano Lozano, Alvarado Arellano, & Rojas Figueroa, 2013). Por otro lado, el uso de nitrógeno aumentó la plataforma de producción base de 300[Mbpd] en 2006 a 850 [Mbpd] en 2009. Además, el comportamiento actual de la producción es muy similar a la simulación numérica que se realizó para predecir el beneficio del proyecto de recuperación secundaria (*Figura B.4*).

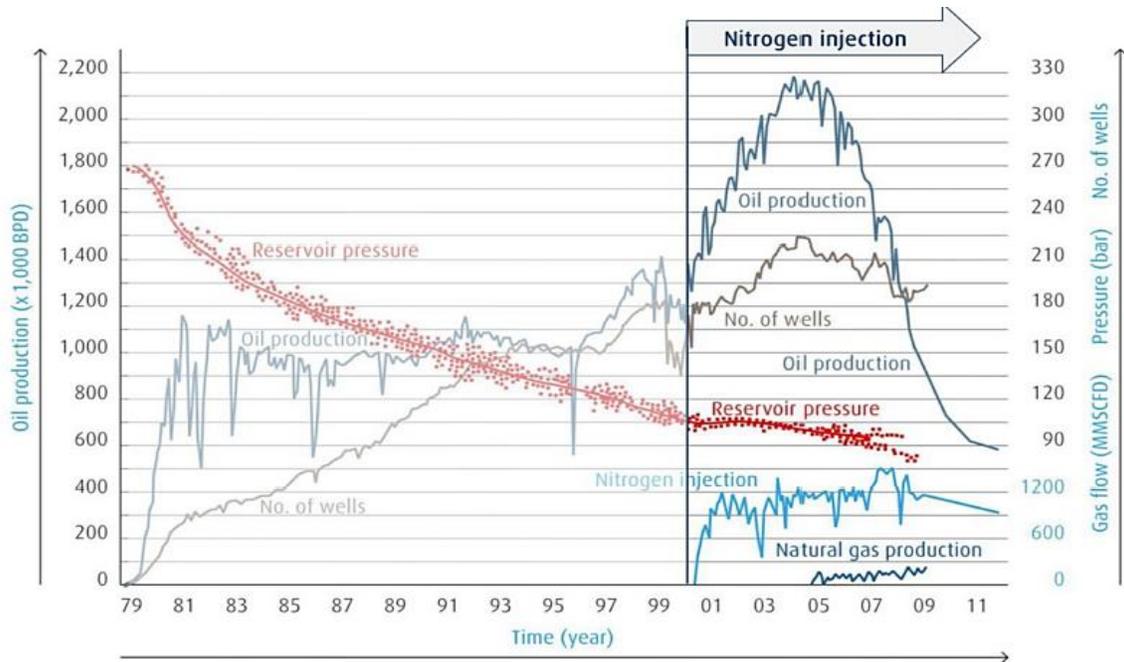


Figura B.2. Comportamiento de la producción del proyecto Cantarell en función de la inyección de nitrógeno al casquete de gas secundario. Se observa que posterior al inicio de inyección la caída de la presión se estabiliza y el aumento de la producción asciende en forma considerable. La inyección de nitrógeno se sitúa en promedio en 1,200 [MMpcd] hasta el año 2009. En esa misma fecha el proyecto había perdido la mitad de su producción y se realiza la simulación del comportamiento futuro de la producción. Obtenido de (Daltaban, Lozada, Villavicencio, & Torres, 2008)

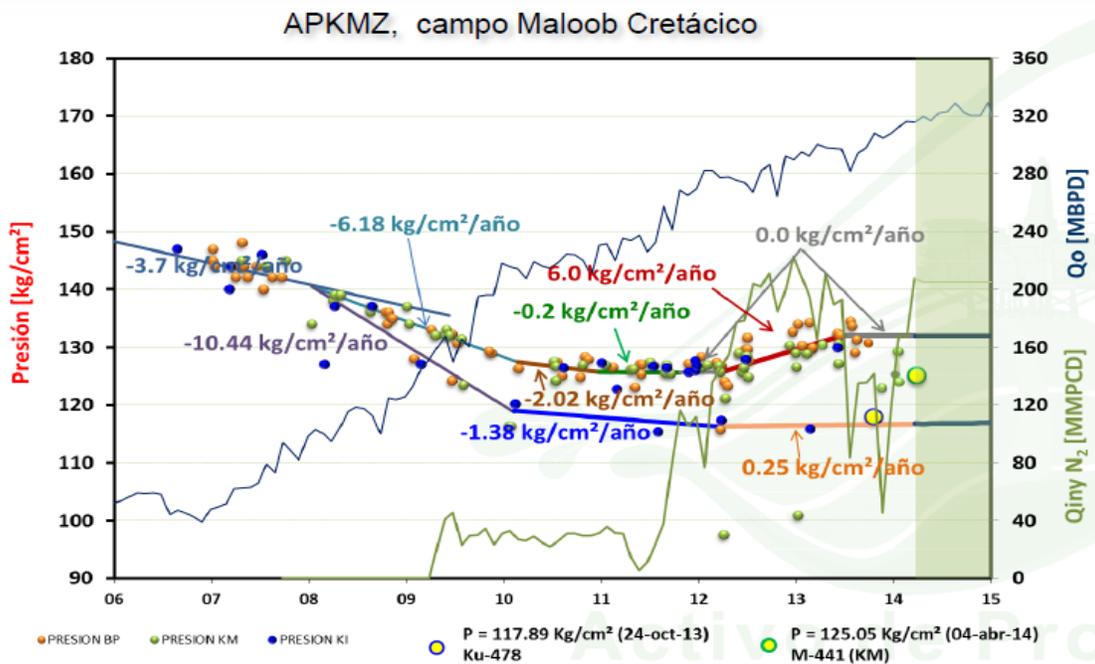


Figura B.3 Comportamiento de la presión en el yacimiento Maloob BTPKS antes y después de la inyección de nitrógeno a yacimiento. En este yacimiento se ha observado dos tendencias de presión distintas a causa de una falla impermeable que divide el campo en zona este y oeste. En el año 2009 comienza la inyección de nitrógeno y se logra estabilizar significativamente la presión a partir del año 2012. Se ha observado un mantenimiento mayor en el bloque oeste que en el este. Obtenido de: (Serrano Lozano, Alvarado Arellano, & Rojas Figueroa, 2013).

Actualmente, el mantenimiento de la presión en la BTPKS de Ku-Maloob-Zaap tiene un doble propósito, tanto mantener la productividad de los pozos como evitar el movimiento de los contactos agua-aceite (CAA) y gas aceite (CGA), manteniendo fija la ventana operativa de aceite el mayor tiempo posible. Una de las medidas para evitar la invasión y garantizar la cuota, es la de perforar pozos de restitución, cuyo objetivo es compensar las bocas que hay que cerrar por problemas de conificación, sustituyendo la producción de un pozo a otro.

Se ha redefinido un volumen de inyección de 650 [MMpcd] que es repartido, según los requerimientos, a los tres yacimientos de la BTPKS. Durante la inyección se busca un factor de remplazo del 105% a cada yacimiento, considerando producción constante y nula producción de gas libre. Sin embargo, fallas en los módulos de compresión han provocado gran variabilidad en los volúmenes inyectados por lo que no logra cumplirse el factor de reemplazo establecido (Serrano Lozano, Alvarado Arellano, & Rojas Figueroa, 2013)

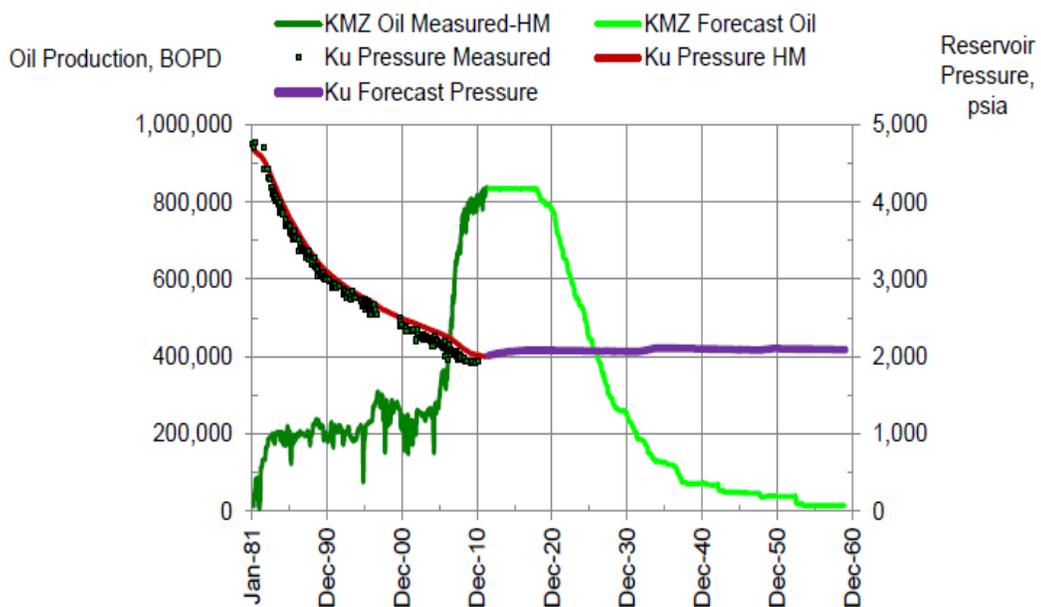


Figura B.4 Predicción de la producción por medio de simulación numérica considerando un proceso de recuperación secundaria a un gasto de 650 [MMpcd] de nitrógeno. Se predice un mantenimiento de la presión y una plataforma de producción de 850 [MMbpd] hasta el año 2019. Obtenido de: (Pérez Martínez , Rojas-Figueroa, E. Carreras, P. Sizer, & Segura-Cornejo, 2013)

BIBLIOGRAFÍA

- Arévalo V., J., Samaniego Verduzco, F., López C., J., & Urquieta S., E. (Marzo de 1996). On the exploitation conditions of the Akal reservoir considering gas cap nitrogen injection. *Society of Petroleum Engineers*(SPE-35319), 1-11.
- BP Statistical Review. (Junio de 2018). *BP Statistical Review of World Energy*. British Petroleum, Londres, Reino Unido.
- Brown, K. E. (1984). *The technology of artificial lift methods* (Vol. 1). Tulsa, Oklahoma: Penwell Publishing Company.
- Cárdenas Vences, G. (2008). *Evaluación petrolera y métodos de explotación en el complejo Ku-Maloob-Zaap*. Tesis de Licenciatura, FI-UNAM, México, D.F.
- Chávez López, F., & Torres Trinidad, S. (2016). *Sistemas Artificiales de Producción híbridos BEC-BN*. TESIS DE LICENCIATURA, UNAM, MÉXICO, D.F.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Análisis de las reservas de hidrocarburos 2P y 3P al 1 de Enero de 2018*. Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada. Ciudad de México, México: CNH.
- Cuautli Hernández, M. E. (2005). *Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*. UNAM, Departamento de Ingeniería Petrolera, Ciudad de México, México.
- Daltaban, T., Lozada, A., Villavicencio, P., & Torres, F. (Noviembre de 2008). Managing water and gas problems in Cantarell: A giant carbonate reservoir in gulf of México. *SPE-117233*.
- García Olvera, G. (2004). *Inyección de nitrógeno en la Brecha Paleoceno del Activo Ku Maloob Zaap*. Tesis de Especialidad en RSM de hidrocarburos, FI-UNAM, México, D.F.
- Gómez Cabrera, J. Á., Becerril Cardenas, F., & Flores Sánchez, L. (1986). *Apuntes manejo de la producción en superficie*. México, D.F.: DICT-UNAM.
- Jurado Gallardo, J. (2008). *Separadores bifuncionales (1a y 2a etapa) en baterías de producción costa afuera*. Tesis de licenciatura, UNAM, Departamento de Ingeniería Petrolera, Ciudad de México, México.
- Kirtley Bechtel, J. R. (Mayo de 1999). Nitrogen from cryogenic air separation process to be used for pressure maintenance and to enhance recovery at Cantarell complex in Campeche Bay,

- México. *Offshore Technology Conference*(OTC-10864), 1-8.
- Larios González, J. (2016). *Análisis lineal y no lineal de estabilidad de flujo en pozos con Bombeo Neumático de los campos Maloob y Zaap*. Tesis de Maestría, UNAM, México, D.F.
- León García, A., Alamilla Carrillo, N., & García Hernández, F. (Julio de 2013). Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque. *Ingeniería Petrolera*, 53(7), 388-409.
- Lezama Hernández, R. I. (2018). *Optimización del volumen de inyección de gas para el pozo A-362, con Bombeo Neumático asistido con Motocompresor, mediante Análisis Nodal*. Informe de actividades profesionales, UNAM, Departamento de Ingeniería Petrolera, Ciudad de México, México.
- Limón Portillo, A. (23 de Julio de 2018). *Factores que inciden en la industria de refinación en México: a través de tres generaciones*. Centro de Investigación Económica y Presupuestaria. Ciudad de México, México: CIEP.
- López Escobar, F. A., & Ortiz Mayen, I. M. (2013). *Ingeniería de producción y productividad de pozos*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Departamento de Ingeniería Petrolera, Ciudad de México, México.
- López Samado, F., & Villegas García, N. (julio de 2014). Problemáticas y Soluciones para la separación y bombeo de crudo pesado 13°API en el activo de Producción Ku-Maloob-Zaap. (PEP, Ed.) *Ingeniería Petrolera*, 54(7), 400-412.
- Lozada Aguilar, M., & Arredondo Monarrez, M. (Febrero de 2000). Gas lift with nitrogen injection generated in situ. *Society of Petroleum Engineers* (SPE-59028), 1-10.
- Meneses de Gyves, J. (1980). *Geología de la Sonda de Campeche*. Boletín, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), México, D.F.
- Morán Montiel, E., & Ramírez Arriaga, O. (2012). *Yacimientos petroleros en brechas cálcareas*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Ciudad Universitaria, D.F.
- P. Guzmán, M. (Octubre de 2014). Review of a forgotten technology with high potencial -The world largest nitrogen based IOR project in the supergiant field Cantarell, México. *Society of Petroleum Engineers*(SPE-171239-MS), 1-12.
- PEMEX. (2015). *Glosario de términos petroleros*. Glosario, PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP), México D.F.
- Pérez Martínez, E., Rojas-Figueroa, A., E. Carreras, P., P. Sizer, J., & Segura-Cornejo, V. (Junio

- de 2013). Full-Field simulation supports reservoir management decisions in a giant carbonate complex. *Society of Petroleum Engineers*(SPE-165542), 1-20.
- Pérez Martínez, E., Prado Morales , G. E., Rojas Figueroa , A., & Correa López, M. d. (Mayo de 2013). Desarrollo de campos marginales- Caso de estudio: Campo Ku-Maloob-Zaap formación Eoceno Medio, México. (PEP, Ed.) *Ingeniería Petrolera*, 53(5), 298-315.
- Ramírez, M., Zdenkovick, N., & Medina, E. (2000). Technical/Economical Evaluation of Artificial Lift Systems for Eight Offshore Reservoirs. Villahermosa, México: Society of Petroleum Engineer (SPE-59026).
- Rangel Germán, Edgar. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. Ciudad de México, México: CNH.
- Reyes Ruíz , M. G., León García, A., & López Bautista , G. (Noviembre de 2017). Nueva clasificación para yacimientos de aceites pesados y extrapesados de México. *Ingeniería Petrolera*, 57(6), 421-436.
- Rojas Figueroa, A., Rodríguez Román, J., Velázquez Bueno, L. N., Pérez Martínez, E., & Calderón Avendaño, J. A. (Diciembre de 2013). Sistema de administración de yacimientos en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap. *Ingeniería Petrolera*, 53(12), 702-715.
- Samaniego Verduzco, F. (2011). *Apuntes de mecánica de yacimientos*. UNAM, Departamento de Ingeniería Petrolera, Ciudad de México, México.
- Sánchez L., J., Astudillo, A., Rodríguez F., & Morales J. (Junio de 2005). Nitrogen injection in the Cantarell complex: Results after four years of operation. *SPE-97385*.
- Serrano Lozano, J., Alvarado Arellano, F., & Rojas Figueroa, A. (Enero de 2013). Capitalizando lecciones aprendidas y mejores prácticas en el desarrollo del proyecto Ku-Maloob-Zaap. (PEP, Ed.) *Ingeniería Petrolera*, 53(4), 211-232.