



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES –
PRODUCCIÓN

SISTEMA PRÁCTICO PARA DIAGNÓSTICO DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN POZOS
PETROLEROS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JORGE ALBERTO ROJANO TOVAR

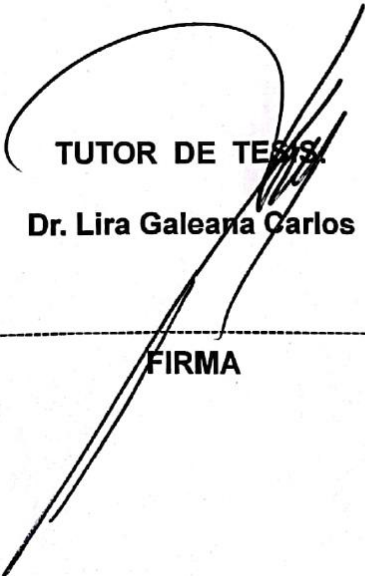
TUTOR
DR. CARLOS LIRA GALEANA
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. FEBRERO 2019

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M.I. Gómez Cabrera José Ángel
Secretario: M.I. Pérez García Tomas Eduardo
Vocal: Dr. Lira Galeana Carlos
1^{er.} Suplente: Dr. Reyes González David
2^{do.} Suplente: M.I. Trujillo Tamez Samuel Iván

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: **Instituto Mexicano del Petróleo**



TUTOR DE TESIS
Dr. Lira Galeana Carlos

FIRMA

Tesis dedicada a:

**Mi primo Jorge Antonio López
Rojano, a quien extrañaré mucho y
siempre vivirá en mi corazón.**

AGRADECIMIENTOS

- Quiero agradecer primeramente a Dios por haberme permitido concluir esta etapa de mi vida, por haberme brindado las fuerzas necesarias para afrontar este reto y por ayudarme a superar los obstáculos que se presentaron durante este camino.
- Quiero agradecer a mis padres Jorge y Leticia por haber creído en mí, por su apoyo incondicional, por estar ahí siempre que los necesito, por sus consejos y por todo aquello que hacen para que sea una mejor persona. Los amo.
- Quiero agradecer a mis hermanas Brenda y Galy por estar siempre a mi lado, por todos los momentos divertidos que hemos pasado, porque sé que siempre voy a contar con ustedes y saben que ustedes también cuentan conmigo. Saben que también las amo.
- Quiero agradecer al resto de mi familia porque siempre han contribuido para que yo sea quien ahora soy. A mi abuela Libertad por siempre encomendarme a Dios y compartir conmigo algo de su comida, al igual que mi tía Lorena, quien también siempre ha estado pendiente de mí. Al resto de mis tíos y primos quienes con sus consejos y apoyo he podido labrar el camino que llevo hasta ahora.
- Quiero agradecer a mi tutor el Dr. Carlos Lira por creer en mí y en mis capacidades para desarrollar este proyecto y por todos sus consejos y directrices en el aspecto académico, profesional y humano.
- Quiero agradecer a mis profesores y sinodales que contribuyeron con sus observaciones y correcciones para que este trabajo resultara lo mejor posible.
- Quiero agradecer a mis amigos durante esta etapa con quienes tuve grandes momentos en reuniones de trabajo, fiestas y viajes, y con quienes espero seguir teniendo contacto.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABLAS.....	xii
RESUMEN.....	1
ABSTRACT	3
1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 PRODUCCIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL.....	5
1.2 AGUAS PROFUNDAS EN MÉXICO	9
1.3 ASEGURAMIENTO DE FLUJO PARA CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS	11
1.4 LOS ASFALTENOS Y SU PROBLEMA EN LA PRODUCCION DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	15
2. CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS....	20
2.1 ENVOLVENTE CONVENCIONAL LIQUIDO-GAS.....	20
2.2 ENVOLVENTE DE PRECIPITACION DE ASFALTENOS	22
3. RENDIMIENTO DEL YACIMIENTO	28
3.1 REGÍMENES DE FLUJO	29
3.1.1 FLUJO TRANSITORIO.....	29
3.1.2 FLUJO EN ESTADO ESTACIONARIO.....	31
3.1.3 FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO.....	32
3.2 RELACIÓN DE AFLUENCIA DEL YACIMIENTO	33
3.2.1 IPR PARA YACIMIENTOS DE LÍQUIDO	34
3.2.2 IPR PARA YACIMIENTOS DE DOS FASES.....	36
3.3 IPR GENERALIZADA	37

3.4	CONSTRUCCION DE CURVAS IPR CON PUNTOS DE PRUEBA DISPONIBLES	39
3.5	CONSTRUCCION DE CURVAS IPR CUANDO NO SE CUENTA CON PUNTOS DE PRUEBA DISPONIBLES	40
4.	PERFIL DE PRODUCCION.....	42
5.	ANALISIS DE SISTEMAS NODALES EN POZOS DE HIDROCARBUROS.....	50
6.	ECUACIONES PARA PREDECIR PRESIONES DE COMIENZO DE PRECIPITACION DE ASFALTENOS Y DE BURBUJA EN YACIMIENTOS DE ACEITE	62
7.	METODO PARA LA ESTIMACION DE LA COMPOSICION SARA DE ACEITES CRUDOS A PARTIR DE PRESIONES DE BURBUJA.....	68
8.	MÉTODO PRÁCTICO PROPUESTO	73
9.	CASO DE ESTUDIO.....	79
10.	RESULTADOS.....	82
11.	CONCLUSIONES.....	104
	ANEXOS.....	106
11.1	METODO DE HAGEDORN AND BROWN.....	106
11.2	METODO DE RAMEY	116
	BIBLIOGRAFIA.....	122

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 PERFIL DE DISTRIBUCION DE LAS PRINCIPALES CUENCAS RICAS EN ACEITE Y GAS EN AGUAS PROFUNDAS EN EL MUNDO. (FUENTE: GONGCHENG ZHANG, LIJUN MI, HONGJUN QU, YANGWEI FENG, YUHAI FAN, “A BASIC DISTRIBUTIONAL FRAMEWORK OF GLOBAL DEEPWATER BASINS AND HYDROCARBON CHARACTERISTICS, ACTA PET. SIN. 32 (3) (2011) 1-10).	7
FIGURA 1.2 PRINCIPALES PAÍSES CON PRODUCCIÓN DE CRUDO EN AGUAS PROFUNDAS DEL 2005 AL 2015. (FUENTE: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION).	8
FIGURA 1.3 MAPA DE LAS 10 ÁREAS EN AGUAS PROFUNDAS DE LA RONDA 1.4 CON EMPRESAS GANADORAS.	11
FIGURA 1.4 MAPA DE LAS 29 ÁREAS EN AGUAS PROFUNDAS DE LA RONDA 2.4 CON EMPRESAS GANADORAS.	13
<i>FIGURA 1.5 PROCESO TÍPICO PARA LLEVAR A CABO UN ESTUDIO DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO (FUENTE: BOMBA, J., CHIN, D., KAK, A., AND MENG, W. (2018): “FLOW ASSURANCE ENGINEERING IN DEEPWATER OFFSHORE – PAST, PRESENT, AND FUTURE”. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE).</i>	16
FIGURA 1.6 PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN. (FUENTE: ASPHALTENES – PROBLEMATIC BUT RICH IN POTENTIAL, OILFIELD REVIEW, VOLUMEN: 19, 2007).	17
FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE FASES P-T TÍPICO PARA UN FLUIDO DE YACIMIENTO.	21
FIGURA 2.2 ENVOLVENTE GAS-LIQUIDO DE LOS CINCO TIPOS DE YACIMIENTOS.	23
FIGURA 2.3 ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.	24
FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE UN YACIMIENTO CON LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE.....	31
FIGURA 3.2 DIAGRAMA DE UN YACIMIENTO CON LÍMITE DE NO FLUJO.....	33
FIGURA 3.3 UNA CURVA DE IPR TÍPICA PARA UN POZO DE ACEITE.	35
FIGURA 4.1 DISCRETIZACIÓN Y DIRECCIÓN DEL CÁLCULO EN EL MODELO DE HAGEDORN Y BROWN (1965) CONTRA EL MODELO DE RAMEY (1962).	47

FIGURA 4.2 SOLUCIÓN AL MÉTODO COMBINADO DEL MODELO DE HAGEDORN Y BROWN (1965) Y EL MODELO DE RAMEY (1962).	49
FIGURA 5.1 LOCALIZACIÓN DE LOS NODOS MÁS COMUNES.	51
FIGURA 5.2 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE FLUJO.....	53
FIGURA 5.3 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	54
FIGURA 5.4 POZO RESTRINGIDO POR GEOMETRÍA DE LA TUBERÍA.	55
FIGURA 5.5 POZO RESTRINGIDO POR ENTRADA DE FLUJO.	57
FIGURA 5.6 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	57
FIGURA 5.7 ENCONTRANDO TAMAÑO DE TUBERÍA ÓPTIMO	58
FIGURA 5.8 EFECTO DEL GASTO DE GAS DE INYECCIÓN EN LA SALIDA DE FLUJO.....	59
FIGURA 5.9 EFECTO DEL GASTO DE INYECCIÓN EN EL GASTO DEL LÍQUIDO.	60
FIGURA 6.1 DATOS DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS DE CRUDOS VIVOS.	64
FIGURA 6.2 PRESIONES DE BURBUJA DE CRUDOS MEXICANOS.	65
FIGURA 7.1 DISTRIBUCIÓN DE LAS COMPOSICIONES SARA DEL CONJUNTO DE 341 DATOS Y SUS LÍMITES DE DISTRIBUCIÓN POR CADA TIPO DE ACEITE.	69
FIGURA 8.1 FLUJO DE LA TP, PERFILES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.	73
FIGURA 8.2 ACOPLAMIENTO DE LA EPA A LOS PERFILES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA. .	74
FIGURA 8.3 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	77
FIGURA 8.4 TIPOS DE DAÑO AL POZO Y FORMACIÓN PRODUCTORA POR PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.	78
FIGURA 9.1 MAPA DE LOCALIZACIÓN DEL POZO MAXIMINO-1 DENTRO DEL BLOQUE NOBILIS-MAXIMINO, ASIGNACIÓN DE PEMEX EN AGUAS PROFUNDAS.....	80
FIGURA 10.1 ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS POZO MAXIMINO-1.....	85
FIGURA 10.2 ANÁLISIS NODAL CON FACTOR DE DAÑO COMO VARIABLE DE SENSIBILIZACIÓN.	88

FIGURA 10.3 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DEL FACTOR DE DAÑO IGUAL A 3.	89
FIGURA 10.4 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DEL FACTOR DE DAÑO IGUAL A 2.	89
FIGURA 10.5 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DEL FACTOR DE DAÑO IGUAL A 1.	90
FIGURA 10.6 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DEL FACTOR DE DAÑO IGUAL A 0.	90
FIGURA 10.7 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DEL FACTOR DE DAÑO IGUAL A -1.	91
FIGURA 10.8 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DEL FACTOR DE DAÑO IGUAL A -2.	91
FIGURA 10.9 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DEL FACTOR DE DAÑO IGUAL A -3.	92
FIGURA 10.10 FRACCIONES DE RADIOS DE DRENE AFECTADOS POR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS PARA LOS VALORES SENSIBILIZADOS DEL FACTOR DE DAÑO.....	92
FIGURA 10.11 ANÁLISIS NODAL CON DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA COMO VARIABLE DE SENSIBILIZACIÓN.	93
FIGURA 10.12 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA IGUAL A 1.6 PG.	93
FIGURA 10.13 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA IGUAL A 1.8 PG.	94
FIGURA 10.14 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA IGUAL A 2.0 PG.	94
FIGURA 10.15 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA IGUAL A 2.2 PG.	95
FIGURA 10.16 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA IGUAL A 2.4 PG.	95
FIGURA 10.17 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA IGUAL A 2.6 PG.	96

FIGURA 10.18 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA IGUAL A 2.8 PG.	96
FIGURA 10.19 FRACCIONES DE RADIOS DE DRENE AFECTADOS POR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS PARA LOS VALORES SENSIBILIZADOS DE DIÁMETRO INTERNO DE TUBERÍA.	97
FIGURA 10.20 ANÁLISIS NODAL CON PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO COMO VARIABLE DE SENSIBILIZACIÓN.	97
FIGURA 10.21 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE LA PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO IGUAL A 175.0 <i>kgcm2</i>	98
FIGURA 10.22 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE LA PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO IGUAL A 150.0 <i>kgcm2</i>	98
FIGURA 10.23 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE LA PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO IGUAL A 125.0 <i>kgcm2</i>	99
FIGURA 10.24 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE LA PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO IGUAL A 100.0 <i>kgcm2</i>	99
FIGURA 10.25 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE LA PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO IGUAL A 75.0 <i>kgcm2</i>	100
FIGURA 10.26 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE LA PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO IGUAL A 50.0 <i>kgcm2</i>	100
FIGURA 10.27 GRAFICO PROFUNDIDAD-PRESIÓN-TEMPERATURA PARA EL VALOR SENSIBILIZADO DE LA PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO IGUAL A 25.0 <i>kgcm2</i>	101
FIGURA 10.28 FRACCIONES DE RADIOS DE DRENE AFECTADOS POR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS PARA LOS VALORES SENSIBILIZADOS DE PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO.....	101
FIGURA 10.29 VARIACIÓN DE GASTO DEL SISTEMA POR MODIFICACIÓN EN PERMEABILIDAD Y DIÁMETRO INTERNO DE LA TP POR DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.	103
FIGURA A 1 CORRELACIÓN PARA EL COEFICIENTE DEL NÚMERO DE VISCOSIDAD.	109
FIGURA A 2 CORRELACION PARA FACTOR DE COLGAMIENTO DEL LIQUIDO.	111
FIGURA A 3 CORRELACIÓN PARA FACTOR DE CORRECCIÓN SECUNDARIO.....	111

FIGURA A 4 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO GENERALIZADO DE HAGEDORN AND
BROWN (1965). 115

LISTA DE TABLAS

TABLA 6.1 PENDIENTE UNIVERSAL Y PARÁMETROS DEPENDIENTES DE LA COMPOSICIÓN PARA LAS ECUACIONES 6-2 Y 6-4.....	67
TABLA 10.1 DATOS DE ENTRADA PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PERFIL DE FLUJO OBTENIDOS DEL ESTUDIO PVT REALIZADO A LOS FLUIDOS DEL POZO, DE CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN Y GEOMETRÍA DEL POZO PROPUESTA	83
TABLA 10.2 DATOS DE ENTRADA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EPA.....	84
TABLA 10.3 COMPOSICIÓN SARA CALCULADA PARA EL FLUIDO DEL POZO MAXIMINO-1 .	85
TABLA 10.4 VALORES SENSIBILIZADOS EN EL MODELO.	88
TABLA 10.5 VARIABLES MODIFICADAS DEL MODELO POR SUPUESTA DEPOSITACIÓN.	102
TABLA A 1 VARIABLES DE ENTRADA PARA LA CORRELACIÓN DE HAGEDORN AND BROWN (1965)	113
TABLA A 2 RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN PROGRAMADA Y LA CORRELACIÓN EN PROSPER	114

RESUMEN

La precipitación y depositación de los componentes orgánicos pesados de los hidrocarburos han sido materia de extensivas investigaciones en los últimos años. Si bien existen de técnicas remediación con los cuales es posible mitigar el problema a nivel de campo, aún no ha sido posible conjuntar una metodología general y confiable con la cual se pueda predecir y diagnosticar el comportamiento de la aparición de estos depósitos en el yacimiento, pozo o instalación superficial, bajo esquemas de producción variable. Algunas de las interrogantes más comunes que el ingeniero de producción tiene sobre este tema son:

- ¿Dónde comienza la precipitación?
- ¿Está realmente afectada la formación productora por el problema de precipitación de asfaltenos?
- ¿Qué variables de producción deben moverse y en que intervalo para desplazar o aminorar el problema de precipitación?
- ¿Cuál será el mejor punto de inyección de aditivos?
- ¿Qué efectos se tendrían con la implantación de un sistema artificial de producción (SAP)?
- ¿En qué punto del aparejo debe instalarse el SAP?

Con el objetivo de proporcionar respuestas a estas interrogantes, este trabajo presenta una metodología de carácter general para estudiar el problema de la precipitación y depositación de asfaltenos en el sistema de producción. La

metodología combina una serie de herramientas científicas en el estudio en el estudio del flujo de crudos asfálticos, de reciente publicación en la literatura, las cuales permitieron desarrollar una herramienta de cómputo práctica para estimar de forma inmediata la tendencia y extensión de un problema de producción de crudos asfálticos y su impacto en la economía del proceso.

ABSTRACT

The precipitation and deposition of heavy organic components of hydrocarbon mixtures (i.e. asphaltenes) in reservoirs, oil wells and production facilities have been the subject of extensive research in recent years. Although there are methods of remediation by which it is possible to mitigate the problem at a field level (mechanical scrapings and chemicals injection, to mention a few), it has not yet been possible to develop a general and reliable methodology to diagnose the behavior of the appearance of these deposits in the field, well or surface facilities, under variable production schemes. Some of the common questions that the production engineers have on this subject are:

- Where does precipitation begin in the production system?
- Is the reservoir already affected by the problem of asphaltene precipitation?
- What production variables should be tuned in a given range in order to avoid (or lessen) the precipitation problem?
- What will be the best location (process site) for injection of chemicals?
- What effects are expecting from the implementation of an artificial lift method in the system (ALM) ?
- At what location of the rig should the ALM be best installed?

In order to provide a method to respond these questions, this work presents a practical and general methodology to study the problem of precipitation and deposition of asphaltenes in a production system. The method combines a series of

scientific tools in the study of the thermodynamics and flow of asphaltenic crudes, recently published in the literature, which allowed to develop a practical computer tool to provide accurate and fast estimates of the scope and impact that a production problem of asphaltenic crudes and their impact on the economy of the process may actually have.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PRODUCCIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL

La mayoría de los países productores de hidrocarburos definen entre 300 y 500 metros como el inicio de la producción en campos marinos en aguas profundas. Por ejemplo, China y Brasil toman mayor a 300 metros como límite de aguas profundas, Estados Unidos define el límite a una profundidad mayor a 305 metros, Francia define un límite para aguas profundas de más de 400 metros, mientras que México, Australia y el Reino Unido definen el área de aguas profundas a profundidades mayores a 500 metros, de acuerdo a *Gongcheng Zhang et al. (2011)*.

A la fecha y a nivel internacional, las actividades y descubrimientos relacionados a exploración y explotación de aceite y gas en aguas profundas se concentran principalmente en el Golfo de México, en el área costera de Brasil y en el oeste de África en el área de aguas profundas en el margen continental del Océano Atlántico, la cual se refiere como “el triángulo de oro”.

Las cuencas ricas en aceite y gas en aguas profundas en el mundo se distribuyen principalmente en 28 cuencas (figura 1.1). Las 28 cuencas están distribuidas de la manera siguiente:

- **Grupo de margen continental del Océano Atlántico:** plataforma continental en la mitad de Noruega, cuenca del Golfo de México, Cuenca

Campos y Santos en el margen continental en el este de Brasil, cuenca Aaiun-Tarfaya, cuenca Senegal, cuenca Delta de Niger, cuenca Guinea Ecuatorial, Cuenca de Gabón, cuenca Congo inferior, cuenca Kwanza, cuenca Namibia en el suroeste de África.

- **Grupo de “Neo-Tethys”:** cuenca Delta del Nilo en el Mediterráneo, cuenca de Bahía de Bengal, Cuenca Carnarvaron, cuenca Browse, cuenca Bonaparte en la plataforma continental en el noroeste de Australia, cuenca Pearl River Mouth y cuenca Qiongdongnan en el norte del mar del sur de China, cuenca Brunei-Sabah, cuenca Palawan norte, cuenca Zengmu y cuenca Wan’an en el sur del mar del sur de China.
- **Grupo de margen continental del este de África:** cuenca Somalia, cuenca Rovuma, cuenca Tanzania y cuenca Mozambique.

Las cuencas ricas en aceite en aguas profundas descubiertas en el mundo están principalmente distribuidas en la región del Atlántico desde el sur hasta el norte, incluyendo la plataforma continental en el este de Brasil, el área costera del oeste de África, el Golfo de México y la plataforma continental en el medio de Noruega como áreas clave.

La producción global costa-afuera de proyectos en aguas profundas alcanzo 9.3 millones de barriles por día en 2015. La producción ha incrementado 25%, casi 7 millones de barriles por día que hace una década. Los proyectos en aguas someras han sido relativamente menos costosos y menos desafiantes técnicamente, pero los cambios en la economía y el agotamiento de algunos recursos someros han ayudado a las empresas operadoras a voltear a zonas de aguas profundas.

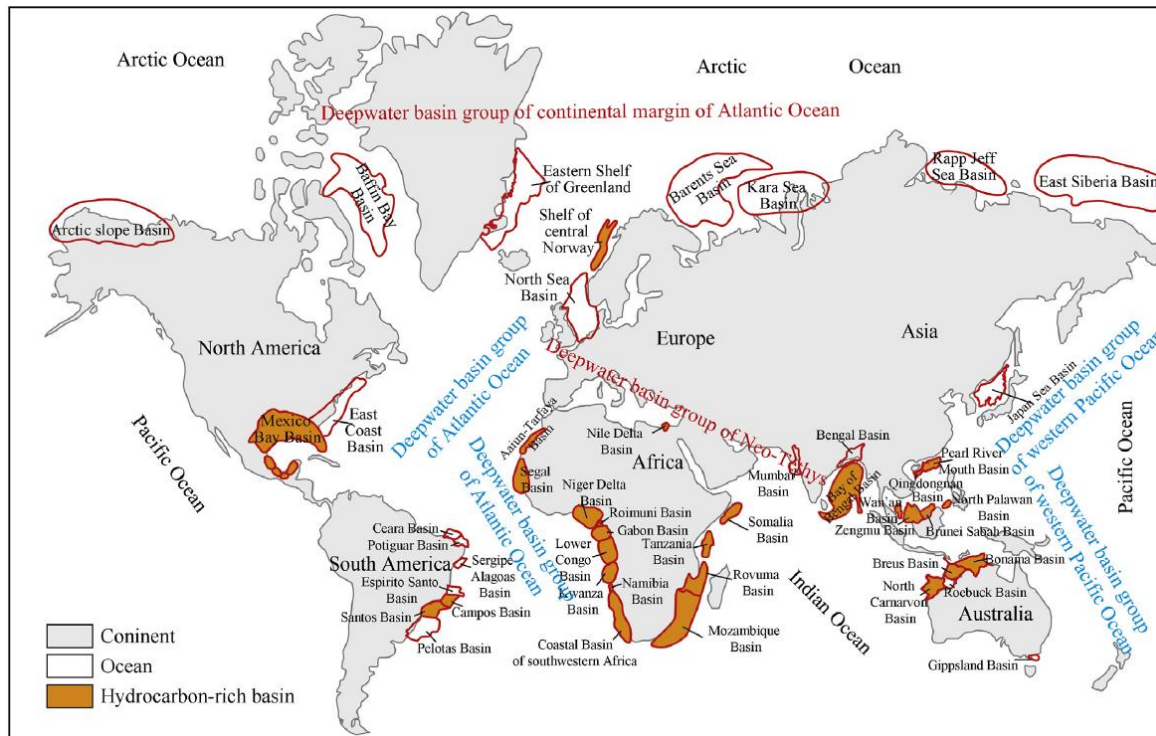


Figura 1.1 Perfil de distribución de las principales cuencas ricas en aceite y gas en aguas profundas en el mundo. (Fuente: Gongcheng Zhang, Lijun Mi, Hongjun Qu, Yangwei Feng, Yuhai Fan, "A basic distributional framework of global deepwater basins and hydrocarbon characteristics, *Acta Pet. Sin.* 32 (3) (2011) 1-10).

Los avances en tecnologías de perforación, equipo de posicionamiento dinámico, y unidades de perforación y producción flotantes han hecho que los prospectos se vuelvan viables. Sin embargo, los proyectos de aguas profundas requieren mayor inversión y tiempo comparado con los desarrollos en aguas someras o en tierra.

En las áreas donde se han desarrollado los proyectos de aguas profundas, la producción ha crecido significativamente y en muchos casos rebasa la producción en aguas someras. La mayoría de la producción en aguas profundas ocurre en cuatro países: Brasil, Estados Unidos, Angola y Noruega. Los estados unidos y Brasil juntos representan más del 90% de la producción global en aguas profundas.

Brasil encabeza los proyectos de desarrollo en aguas profundas en el mundo. Brasil ha incrementado su producción de 1.3 millones de barriles por día en 2005 a 2.2 millones de barriles por día en 2015. El incremento de producción de Brasil viene de sus recursos encontrados bajo capas gruesas de sal a grandes profundidades. La costa de Angola comparte características geológicas con la costa de Brasil debido a la separación de África y el Sur de América durante el periodo Cretácico. Esto ha guiado a los productores en Angola a explorar en cuencas con estas características.

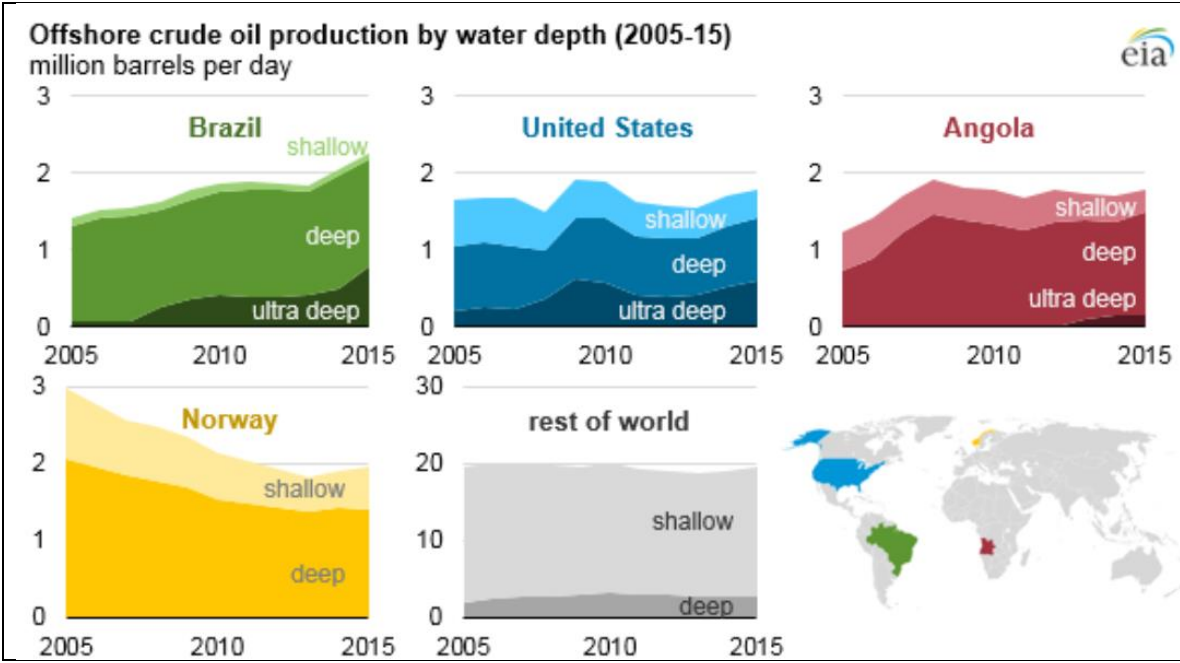


Figura 1.2 Principales países con producción de crudo en aguas profundas del 2005 al 2015. (Fuente: U.S. Energy Information Administration).

1.2 AGUAS PROFUNDAS EN MÉXICO

México es uno de los productores de aceite más grande del mundo (2.1 millones de barriles por día a noviembre del 2018) y el tercero en América después de Estados Unidos y Canadá. En 2017, Estados Unidos importó más de 212 millones de barriles de crudo pesado mexicano y exportó más de 194 millones de barriles de productos refinados del petróleo a México (más del 50% del consumo de gasolina de México). El petróleo es un componente crucial en la economía de México y las ganancias de la industria petrolera representaron cerca del 32% de los ingresos del gobierno en 2017.

En diciembre del 2013 México modificó su Constitución para permitir que la inversión privada local y extranjera se involucrara en el sector energético por primera vez desde la nacionalización en 1938. Las reformas ahora permiten a las compañías de energía extranjeras operar en México y competir por contratos de producción compartida y licencias. Además de incrementar la demanda de la tecnología y la experiencia técnica para el desarrollo de campos en aguas profundas, shale oil y shale gas, la reforma energética permite inversión en distribución de combustible.

La asignación de recursos petroleros, o proceso de farmout, fue una parte clave para los planes de PEMEX dentro de la reforma energética. La “ronda cero” fue completada en marzo del 2014 cuando PEMEX presentó a la Secretaria de Energía (SENER) las áreas donde pretendía tener derechos exclusivos para desarrollo y producción en el futuro. Esta ronda cero permitió a PEMEX retener control del 83%

de las reservas (1P, 2P, 3P) para inversión y desarrollo actual y futuro. Bajo las reformas, PEMEX puede asociarse con otras compañías privadas para desarrollar estos recursos.

El proceso de otorgamiento de campos ha continuado a través de múltiples rondas. En diciembre de 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), ayudada por la SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), completaron cuatro fases de la ronda uno. En enero de 2018 completaron el proceso de la ronda dos. La ronda uno y dos involucró la selección de sectores de recursos de hidrocarburos que incluyen campos en aguas someras, en tierra, maduros, aguas profundas y no convencionales. SENER completó la ronda 3.1 en Marzo de 2018, sin embargo en Julio del mismo año la CNH anunció posponer la ronda 3.2 y 3.3 hasta febrero de 2019.

Hasta ahora, tomando en cuenta ambas rondas y los farmouts de PEMEX, se han adjudicado un total de 78,895 km², se han comprometido 127 pozos exploratorios, se asignaron 671.26 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) como reservas 3P, un volumen remanente en sitio de 884.10 MMbpce y una suma de 14,832 MMbpce de recursos prospectivos.

La mayor parte de la inversión se encuentra concentrada en aguas profundas, ya que se trata de un ámbito que requiere el uso de infraestructura de grandes dimensiones, tecnología de punta, personal y equipo especializado. Actualmente, hay 39 contratos de exploración y extracción en aguas profundas, 10 correspondientes en la ronda 1.4 (figura 1.3) y 29 a la ronda 2.4 (figura 1.4) donde participan empresas de carácter mundial.

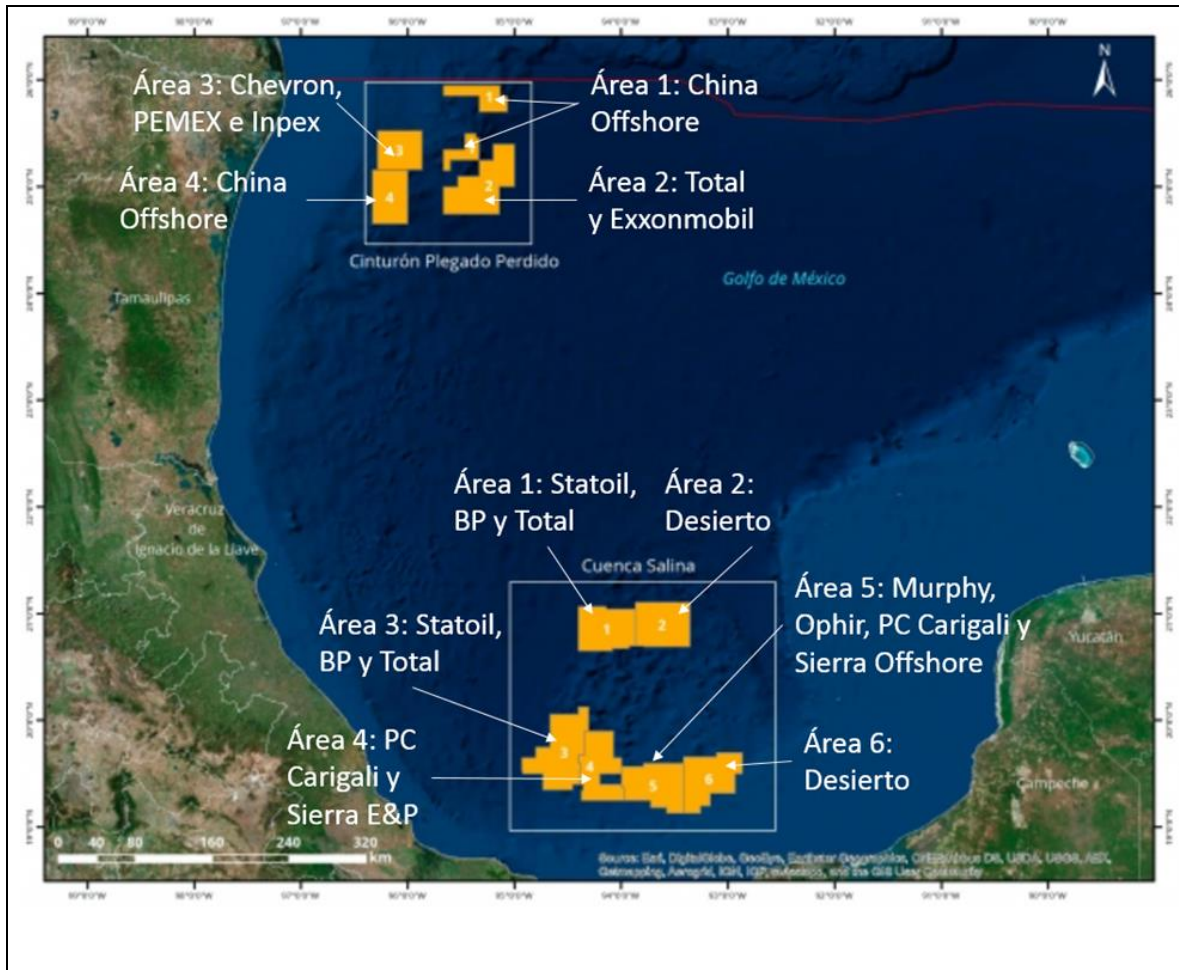


Figura 1.3 Mapa de las 10 áreas en aguas profundas de la ronda 1.4 con empresas ganadoras.

1.3 ASEGURAMIENTO DE FLUJO PARA CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

Los hidrocarburos y el agua de formación, en su estado virgen, se encuentran en equilibrio con su ambiente durante millones de años. Durante la producción, este equilibrio es perturbado abruptamente conforme el hidrocarburo y el agua de

formación salen del yacimiento al sistema de producción. Conforme los fluidos intentan alcanzar un nuevo equilibrio con los cambios del ambiente, es probable que ocurran cambios de fase, por ejemplo, el gas se desprende del aceite, hidrocarburo líquido condensa del gas, sólidos se forman en el hidrocarburo, etc. Estos fenómenos amenazan las operaciones de las instalaciones de producción. El aseguramiento de flujo trata de entender estas amenazas y desarrollar los métodos apropiados de ingeniería, de diseño y químicos para combatir o remediar estos problemas.

Se puede definir el Aseguramiento de Flujo como la disciplina técnica que garantiza que los hidrocarburos sean transportados desde el yacimiento hasta el tanque de almacenamiento o usuario final, prediciendo, previniendo y resolviendo problemas originados por el comportamiento de los fluidos que se transportan en el sistema de producción.

Los estudios de aseguramiento de flujo son fundamentales para el desarrollo de descubrimientos de aceite y gas, especialmente en aguas profundas. Esto es esencial para mantener la operatividad de las instalaciones de producción. Durante la fase de diseño, la tarea principal es la predicción y prevención de los problemas que pueden afectar el perfil de producción esperado. Algunos fenómenos pueden reducir el gasto de producción, mientras otros pueden llegar a bloquear la producción provocando paros e intervenciones costosas. Durante la fase de operación, la principal tarea es la temprana detección y resolución del problema.

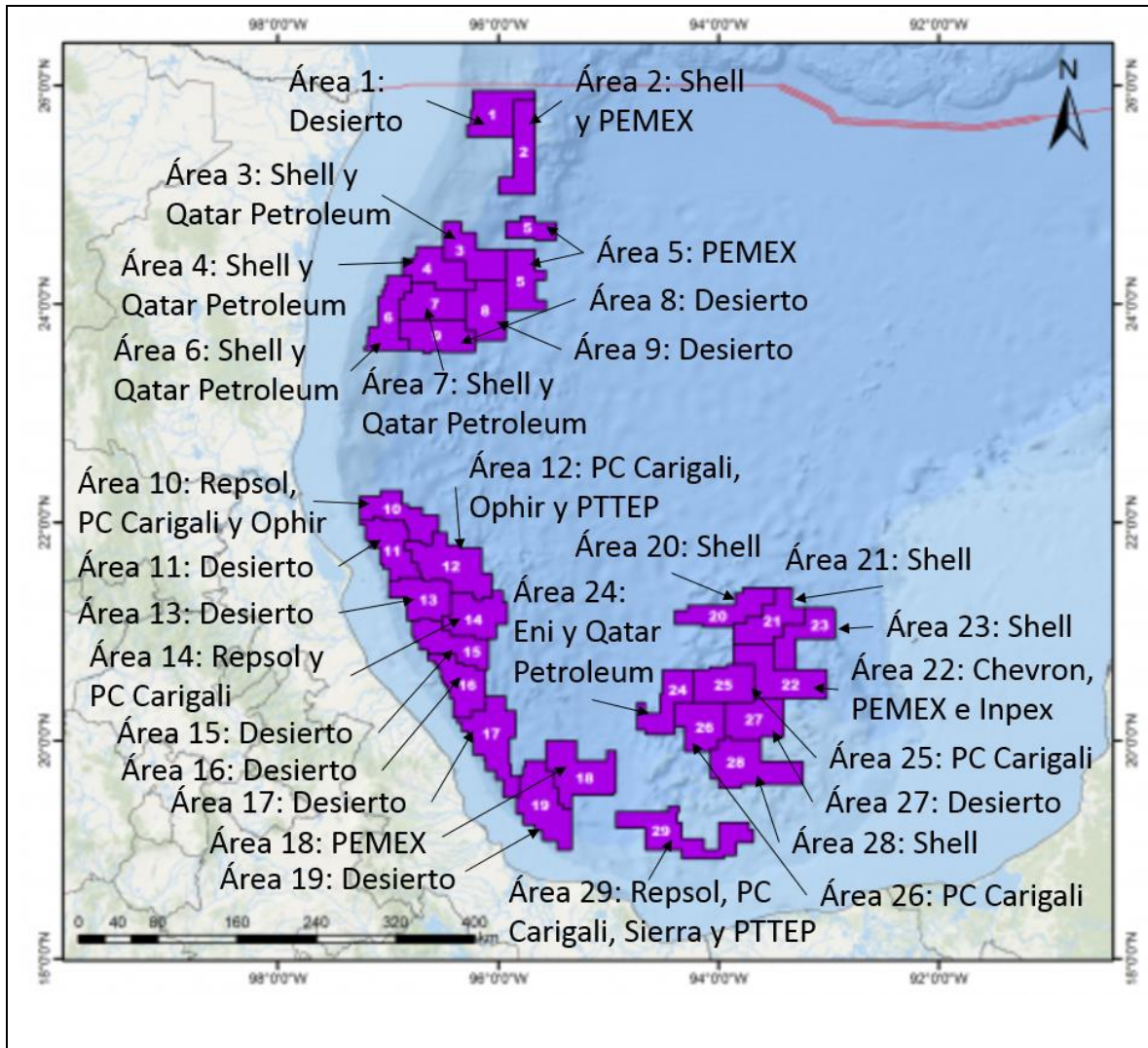


Figura 1.4 Mapa de las 29 áreas en aguas profundas de la ronda 2.4 con empresas ganadoras.

Dentro de los problemas típicos de aseguramiento de flujo se encuentran:

- Falta de energía por parte del yacimiento para empujar los hidrocarburos hasta la superficie.
- Acumulación de depósitos orgánicos e inorgánicos (ceras, asfaltenos, incrustaciones o arena).

- Formación de tapones de hidrato.
- Ocurrencia de regímenes de flujo inaceptables, como bacheo o velocidades erosionales.
- Emulsiones, fluidos con alto esfuerzo de cedencia, naftenos, lodos, etc.
- Acumulación de líquido en tuberías.
- Corrosión por acumulación de agua.

Algunas de las soluciones típicas para los problemas mencionados anteriormente son:

- Diseño óptimo de tuberías.
- Implementación de sistemas artificiales de producción, como tecnologías de bombeo y compresión, bombas multifásicas, y elevación por gas; así como sistemas híbridos o duales.
- Aislamiento térmico o calentamiento activo durante la producción estacionaria o eventos transitorios.
- Uso de aislamientos internos en la tubería.
- Control del flujo por válvulas o productos químicos.
- Uso regular de inhibidores, dispersantes o solventes.
- Inyección de inhibidores de hidratos.
- Uso de rompedores de emulsión o desespumantes en tuberías.
- Corrida de diablos para remoción de líquidos o depósitos.

Un esquema de trabajo típico de Aseguramiento de Flujo se muestra en la figura 1.5, y se puede explicar a partir de los puntos siguientes:

1. El proceso comienza con la exploración y valoración de las propiedades de los fluidos donde son medidas y se seleccionan muestras para ser sometidas a análisis de laboratorio.
2. Se realizan estudios específicos de aseguramiento de flujo dependiendo de los problemas que se anticipen.
3. Los datos de laboratorio son usados en software especializado para modelar varios escenarios para el sistema de producción.
4. Del proceso anterior, cada sistema y su apropiada estrategia de aseguramiento de flujo se define.
5. Una vez que se ha seleccionado el sistema es diseñado e instalado, el proceso de aseguramiento de flujo debe ser monitoreado y optimizado.
6. Durante la vigilancia, se recolectan datos de temperaturas, presiones y gastos de sensores colocados en distintos puntos. Los modelos obtenidos inicialmente son condicionados con los datos medidos. Estos modelos pueden ser usados para determinar el estado actual del sistema y optimizar el sistema.

1.4 LOS ASFALTENOS Y SU PROBLEMA EN LA PRODUCCIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

En los campos de aceite ligero, como los descubiertos en la zona de Perdido en el Golfo de México norte, los asfaltenos pueden ser una contingencia muy conocida que pueden obstruir pozos, líneas de flujo, instalaciones superficiales e incluso la

formación (figura 1.6). Estos se producen por las variaciones existentes durante la producción de aceite, como son los cambios de presión y temperatura, o los cambios producidos en la composición como resultado de la mezcla de fluidos incompatibles durante la producción.

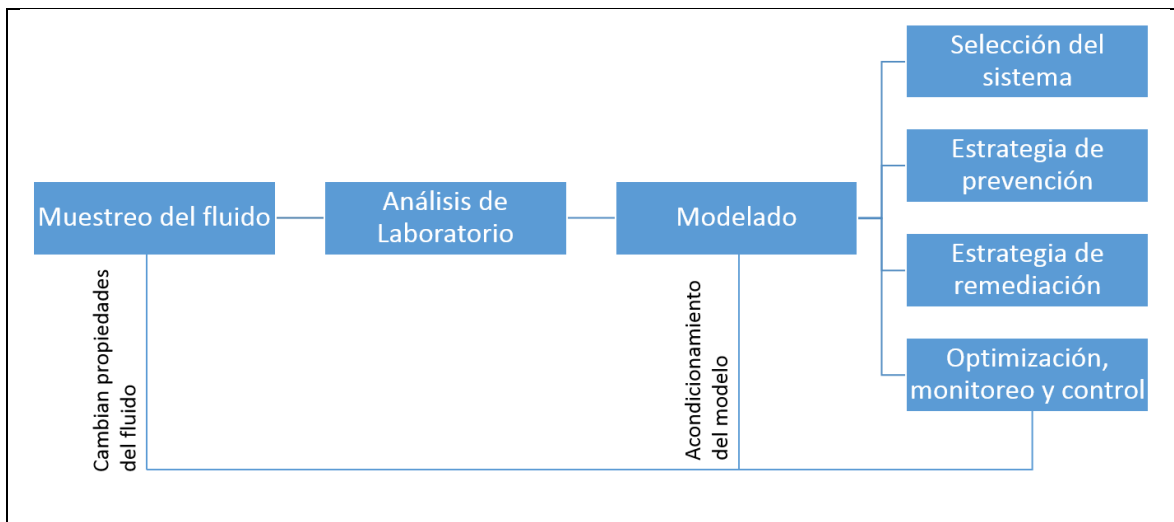
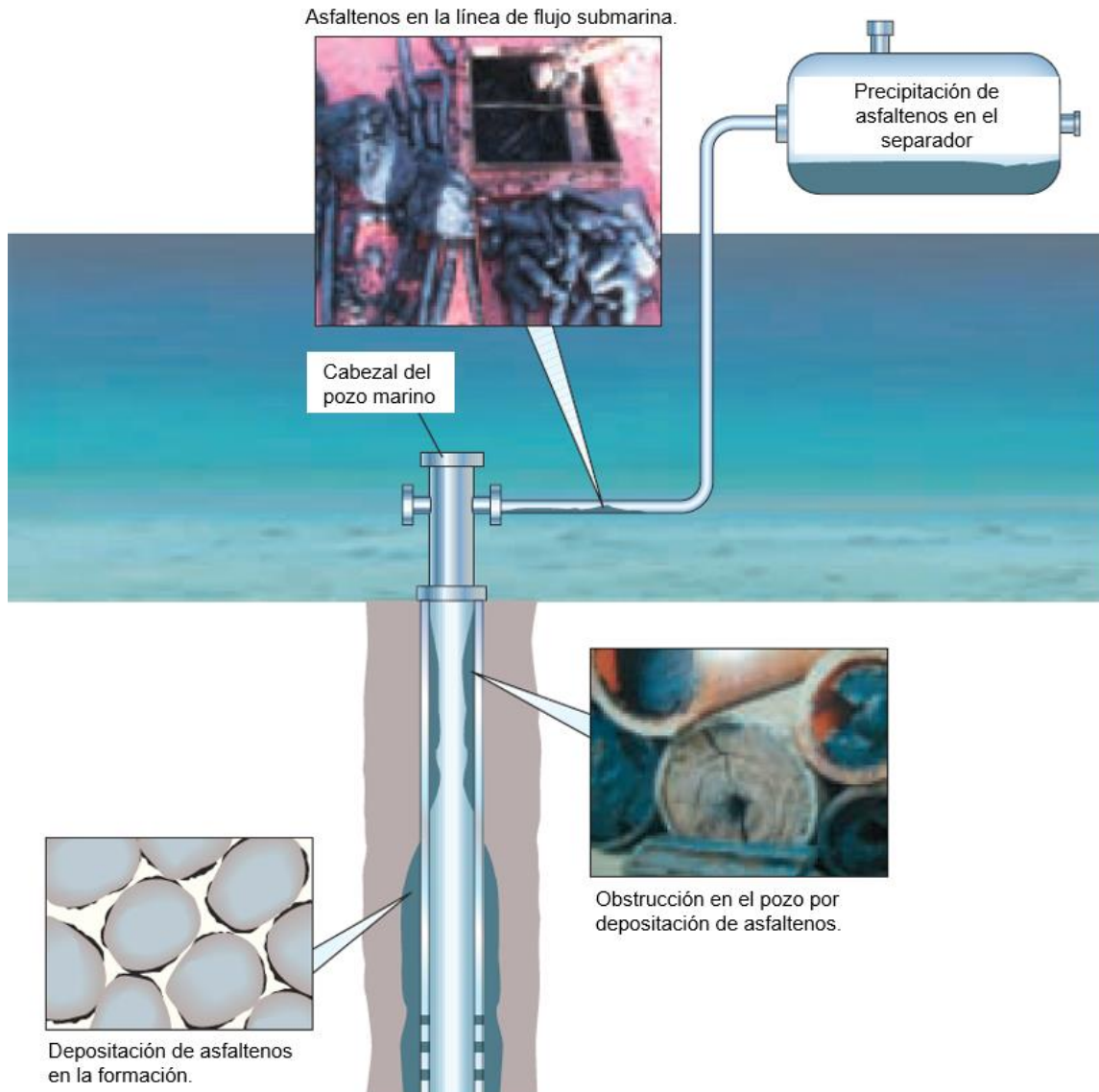


Figura 1.5 Proceso típico para llevar a cabo un estudio de aseguramiento de flujo (Fuente: Bomba, J., Chin, D., Kak, A., and Meng, W. (2018): “Flow Assurance Engineering in Deepwater Offshore – Past, Present, and Future”. Offshore Technology Conference).

La mera presencia de asfaltenos en el aceite no quiere decir que existan problemas de producción relacionados con los asfaltenos. Los aceites pesados, que contienen mayores concentraciones de asfaltenos, son usualmente estables durante la producción, y no presentan obstrucciones. Los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en aceites ligeros que contienen menores cantidades de asfaltenos y que se encuentran en yacimientos con presiones por encima del punto de burbuja.



*Figura 1.6 Precipitación y deposición de asfaltenos en el sistema de producción.
(Fuente: Asfaltenos – Problematic but Rich in Potential, Oilfield Review,
Volumen: 19, 2007).*

Típicamente se define a los asfaltenos como aquel componente del petróleo que es insoluble en n-alcanos como n-pentano y n-heptano, y soluble en tolueno (Boussingault 1837). Los asfaltenos que se obtienen de esta manera son sólidos débiles de color oscuro. Un método de laboratorio conveniente para cuantificar la

fracción de asfalteno es la separación SARA. Esta técnica separa el aceite muerto en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos dependiendo de su solubilidad y polaridad. La ventaja del método SARA es que es un procedimiento simple que puede ser desarrollado en muchos laboratorios. Sin embargo, este análisis tiene varias desventajas como que el aceite muerto no representa el comportamiento a condiciones de yacimiento debido a la falta de los componentes gaseosos y que la composición SARA de un aceite puede variar dependiendo del precipitante que se utilice.

Afortunadamente, existen estrategias para obtener buenas muestras que reducen el potencial para la contaminación y el cambio de fases. En el pasado, las muestras de fondo caían debajo del punto de burbuja conforme la temperatura y la presión disminuyen mientras el muestreador era llevado a superficie. Las primeras cámaras muestreadoras eran diseñadas para resistir las presiones del fondo, pero no eran diseñadas para mantener dicha presión en el fluido mismo. Actualmente, las cámaras muestreadoras se llenan con fluido monofásico a condiciones del yacimiento, entonces una carga de nitrógeno proporciona una sobrepresión que compensa cualquier cambio de temperatura inducido por la caída de presión conforme la muestra es llevada a superficie. Esto previene la separación de fases de la muestra manteniendo el fluido en una sola fase. Las muestras en superficie son transportadas en botellas presurizadas por gas. Posteriormente se llevan a cabo análisis iniciales para dictaminar el curso de las pruebas subsecuentes. Primero, se analiza la composición y las propiedades básicas del fluido de la muestra. Después,

las muestras son sujetas a pruebas más específicas como es la detección de sólidos (hidratos, ceras y asfaltenos).

2. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

2.1 ENVOLVENTE CONVENCIONAL LÍQUIDO-GAS

El comportamiento de fases de yacimientos de hidrocarburos ha sido estudiado y reportado extensivamente por *McCain (1990)*. Una de las herramientas termodinámicas usada para describir y representar el comportamiento de fases de los hidrocarburos de un yacimiento es el diagrama de fases presión-temperatura. Un diagrama típico de de una mezcla de hidrocarburos se muestra en la figura 2.1. La envolvente consiste de una línea de puntos de burbuja y una línea de puntos de rocío, que intersectan en el punto crítico. El punto crítico es el punto de presión y temperatura en el cual las propiedades del gas y del líquido son idénticas, es decir, hay una sola fase. Para las condiciones que caen dentro de la envolvente, la mezcla de fluidos existe como dos fases en equilibrio. Las cantidades relativas de gas y líquido dependen de la temperatura, presión y composición total.

La forma exacta de la envolvente de fases y del punto crítico depende de la composición del fluido. Dependiendo de la composición de la mezcla de fluidos, estos se pueden clasificar en cinco categorías ya muy conocidas:

- Aceite negro
- Aceite volátil
- Gas y condensado
- Gas húmedo

- Gas seco

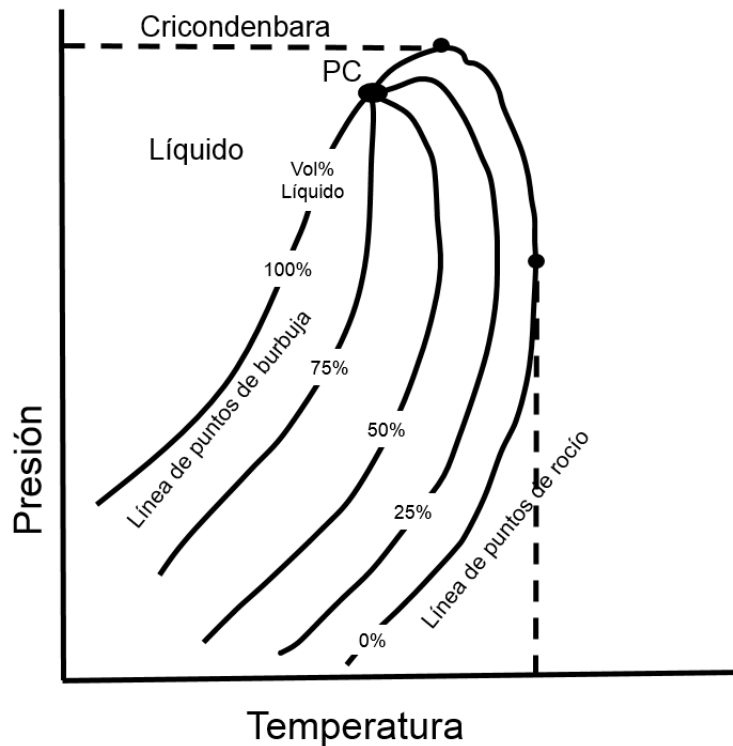


Figura 2.1 Diagrama de fases P-T típico para un fluido de yacimiento.

Conocer el tipo de yacimiento es importante para la toma de decisiones en cuanto a la recuperación del crudo, como por ejemplo, el muestreo y el manejo del fluido, técnicas de laboratorio, planes de explotación, equipo superficial y subsuperficial, diseño y otros.

Una diferencia clave en los diagramas P-T de los cinco tipos de yacimientos es la localización de la presión y temperatura del yacimiento (p_y, T_y), con respecto al punto crítico (p_c, T_c). Para los cinco tipos de yacimientos la localización de (p_y, T_y) con respecto al punto crítico (p_c, T_c) es:

- Aceite negro. La T_y está muy alejada a la izquierda de la T_c ($T_y \ll T_c$)

- Aceite volátil. La T_y está a la izquierda pero cerca de la T_c ($T_y < T_c$)
- Gas y condensado. La T_y está a la derecha pero cerca de la T_c ($T_y > T_c$), pero $T_y < T_{crico}$, donde T_{crico} es la cricondenterma del fluido (la temperatura más alta con dos fases coexistentes).
- Gas húmedo. La T_y está muy alejada a la derecha de la T_c ($T_y \gg T_c$), pero las condiciones de separación caen dentro de la envolvente de fases. En otras palabras, a condiciones de separación existe producción de condensado.
- Gas seco. La T_y está muy alejada a la derecha de la T_c ($T_y \gg \gg T_c$). Las condiciones de separación caen fuera de la envolvente de fases, y como resultado, no hay producción de condensado.

La figura 2.2 resume las características mencionadas anteriormente de los cinco yacimientos.

2.2 ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Leontaritis (1996) define a la envolvente de precipitación de asfaltenos (EPA) como la presión a la cual la precipitación de los asfaltenos dispersos se detecta a diferentes temperaturas dadas. Usualmente, las temperaturas consideradas son la temperatura del yacimiento y temperaturas de interés en el pozo. Los yacimientos que presentan precipitación y deposición de asfaltenos durante su producción primaria son los bajosaturados.

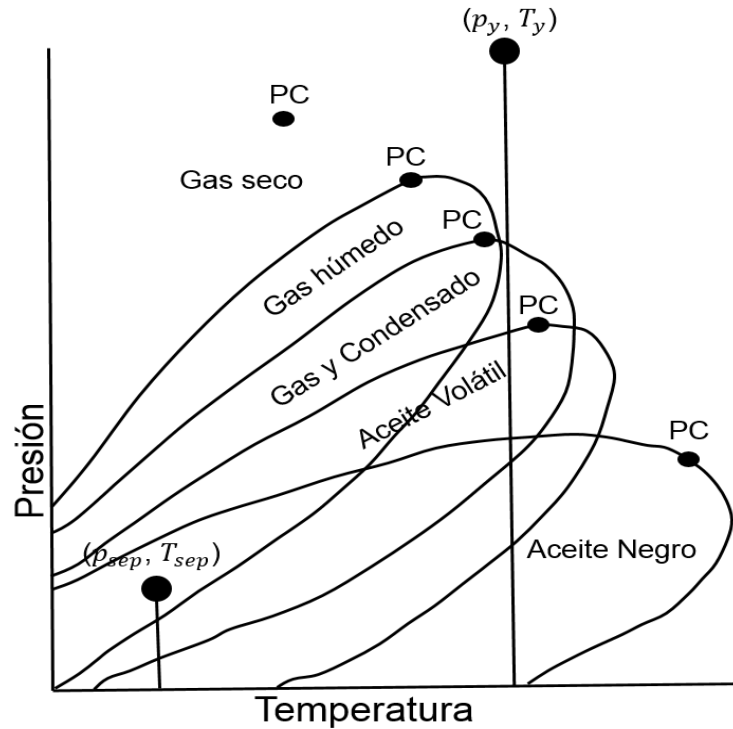


Figura 2.2 Envolvente gas-liquido de los cinco tipos de yacimientos.

La precipitación de los asfaltenos comienza a presiones entre la presión del yacimiento y la presión de burbuja del aceite. Comúnmente, la cantidad de asfalteno precipitado incrementa conforme la presión disminuye. La cantidad de precipitación alcanza su máximo se llega a la presión de burbuja. La cantidad de precipitado disminuye conforme se disminuye aún más la presión debajo de la presión de burbuja. La región Presión-Temperatura que define las condiciones de precipitación por encima de punto de burbuja es definida como el límite superior de precipitación de asfaltenos, P_{pas} . En la figura 2.3 se muestra la envolvente de precipitación de asfaltenos.

Debajo del punto de burbuja, P_b , el aceite se hace más denso conforme el gas en solución es liberado del aceite. Esto guía a la redisolución de los asfaltenos precipitados previamente. La región Presión-Temperatura debajo del punto de burbuja se define como el límite inferior de precipitación de asfaltenos, P_{pai} .

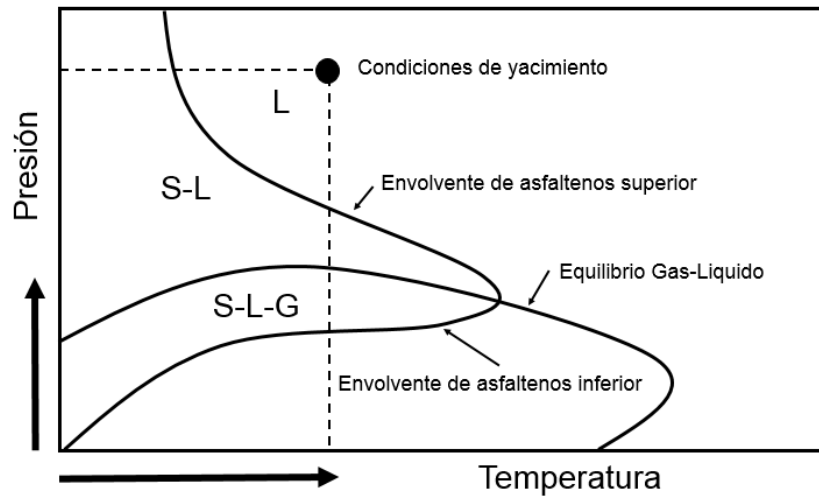


Figura 2.3 Envoltorio de precipitación de asfaltenos.

Para una determinación precisa del aseguramiento de flujo por asfaltenos, se debe conocer la Envoltorio de Precipitación de Asfaltenos (EPA). Para obtener mediciones confiables de la EPA, se deben tomar muestras de aceite vivo en el fondo del pozo. Estas muestras son costosas de obtener, y su volumen es limitado comparado con muestras de aceite muerto. La ventaja de recolectar muestras de aceite vivo utilizando muestreadores de fondo es, que hacen posible mantener la presión del yacimiento en la superficie y mientras se transfiere la muestra al laboratorio. Cuando se requiere la muestra a otra botella o acumulador en el laboratorio, el procedimiento se lleva a cabo bajo estrictos controles de supervisión para evitar la precipitación de asfaltenos. Posteriormente, se obtienen sub-muestras

que se utilizan para la obtención de las mediciones de las EPA's. una vez que las muestras se colocan en el equipo de medición, se lleva a cabo un proceso para colocar las condiciones iniciales (presión y temperatura del yacimiento o valores mayores a estos) antes de la medición inicial. Además de la calidad de la muestra, la técnica de medición es importante. Muchas técnicas de evaluación se han propuesto, unas con procedimientos más convenientes y rápidos que otros. *Hideharu Yonebayashi et al. (2018)* describen las técnicas de medición típicas para la obtención de las EPA's:

1. **Trasmisión de luz.** Los cambios en la trasmisión de intensidad de luz son función de la concentración de asfaltenos precipitados en el crudo. Este cambio se utiliza como criterio del comienzo de la precipitación de asfaltenos.
 - Esta técnica puede ser desarrollada bajo los valores de presión y temperatura deseadas.
 - Solo se requiere una pequeña cantidad de muestra.
2. **Resonancia acústica.** El comienzo de la precipitación de asfaltenos se estima por los cambios en las propiedades acústicas del fluido. La resonancia acústica generada por un transductor pasa a través del fluido, y es captado por un receptor.
3. **Método visual.** Las partículas de asfalteno precipitado son visualmente observadas con un microscopio. Este método puede ser difícil de aplicar a crudos pesados.

4. **Mediciones de tensión interfacial.** Esta técnica puede cuantificar el comienzo de precipitación de asfaltenos entre el aceite y el agua en disolución con un agente precipitante.

- Se puede aplicar para crudos intermedios y pesados.
- La tensión interfacial típicamente muestra un incremento repentino cuando el asfalteno precipita.
- Es difícil desarrollar esta medición a valores elevados de presión y temperatura.

5. **Análisis gravimétrico.** Asfalteno sólido es segregado al fondo de la muestra; por lo tanto, una sub-muestra tomada después de la precipitación debería contener menos asfalteno.

- La cantidad de asfalteno precipitado puede ser evaluado a diferentes presiones experimentales.
- Esta técnica es poco confiable para sistemas que contienen gas porque es necesario liberar el gas antes del análisis, lo cual podría guiar a la redisolución del asfalteno.
- Es un método que requiere mucho tiempo.

6. **Filtración.** El cambio en el contenido de asfalteno se calcula midiendo su contenido en una muestra antes y después de la precipitación. Cuando se presenta la precipitación, el asfalteno sólido es atrapado por un filtro y el asfalteno estabilizado en la fase líquida debería disminuir.

- La cantidad de asfalteno precipitado puede ser evaluado a cada presión experimental. Esta técnica es más rápida que el análisis

gravimétrico; sin embargo, toma más tiempo en obtener un cierto número de datos para adecuadamente definir las regiones de precipitación y las de no-precipitación.

- Esta técnica se aplica para detectar los límites superior e inferior de precipitación de asfaltenos.

7. **Medición de conductividad eléctrica.** La precipitación de asfaltenos se refleja por los cambios en la conductividad del crudo.

- Un gran momento dipolar puede existir en la fracción de asfalteno porque contiene nitrógeno, sulfuro, oxígeno, vanadio y níquel. En principio, dos electrodos colocados en una muestra de aceite homogéneo podrían guiar a la depositación en uno de los electrodos. La EPA puede ser obtenida con base en este fenómeno.

8. **Mediciones de viscosidad.** La viscosidad es medida como una diferencia de presión utilizando una técnica de flujo capilar; la depositación de los asfaltenos en el tubo capilar disminuye la inyectividad.

- Este método puede ser aplicable para suspensiones, como una mezcla de aceite y asfalteno sólido, porque la mayoría de los líquidos puros y muchas suspensiones tienen viscosidades bien definidas a valores de presiones y temperaturas dadas.

3. RENDIMIENTO DEL YACIMIENTO

El rendimiento del yacimiento se define como el gasto de producción de aceite que se obtiene del yacimiento a una presión de fondo fluyendo dada. Un buen conocimiento de la productividad del yacimiento es esencial para los ingenieros de producción.

El rendimiento del yacimiento depende de varios factores entre los que se encuentran:

- Presión del yacimiento.
- Espesor de la zona productora y permeabilidad absoluta.
- Tipo de límite del yacimiento y distancia del mismo.
- Radio del pozo.
- Propiedades de los fluidos.
- Condición en las cercanías del pozo.
- Permeabilidades relativas.

El rendimiento del yacimiento puede ser matemáticamente modelado con base en los regímenes de flujo como son flujo transitorio, flujo estacionario, y flujo pseudo-estacionario. Una relación analítica entre la presión de fondo y el gasto de producción se puede formular para cada régimen de flujo *Dake (1978)* *Craft, Hawkins, and Terry (1991)* y *Lee and Wattenbarger (1996)*. Esta relación se conoce

como “Relación de Afluencia del Yacimiento” o por sus siglas en inglés “IPR” (Inflow Performance Relationship)

3.1 REGÍMENES DE FLUJO

3.1.1 FLUJO TRANSITORIO

El flujo transitorio se define como el régimen de flujo cuando la onda de propagación de presión desde el pozo no ha alcanzado ningún límite de yacimiento. El yacimiento actúa como un yacimiento infinitamente largo desde un punto de vista para el análisis.

Asumiendo flujo de una sola fase de aceite en el yacimiento, se han desarrollado varias soluciones analíticas para describir este comportamiento. La relación frecuentemente usada por los ingenieros de producción donde se supone gasto constante es la expresada por la ecuación 3-1:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6qB_o\mu_o}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu_o C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right), \quad (3-1)$$

donde

p_{wf} = presión de fondo fluyendo, psia

p_i = presión inicial del yacimiento, psia

q = gasto de aceite, STB/día

μ_o = viscosidad del aceite, cp

k = permeabilidad horizontal al aceite, md

h = espesor del yacimiento, ft

t = tiempo de producción, horas

ϕ = porosidad, fracción

C_t = compresibilidad total, 1/psi

r_w = radio del pozo, ft

S = factor de daño a la formación

Debido a que los pozos productores de aceite normalmente son operados a presión de fondo constante porque se impone presión constante en el cabezal por medio de un estrangulador, una solución de presión a fondo constante es más deseable para análisis de afluencia del yacimiento. Despejando q de la ecuación 3-1, resulta:

$$q = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{162.6B_o\mu_o \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu_o C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right)}, \quad (3-2)$$

la cual es usada para análisis de afluencia del yacimiento en régimen transitorio. La ecuación 3-2 indica que el gasto de aceite disminuye con el tiempo de producción. Lo anterior es porque la onda de presión sobre el cual $p_i - p_{wf}$ actúa, incrementa con el tiempo, esto es, el gradiente de presión total en el yacimiento cae con el tiempo.

3.1.2 FLUJO EN ESTADO ESTACIONARIO

El flujo en estado estacionario se define como el régimen de flujo donde la presión en cualquier punto en el yacimiento permanece constante con el tiempo. Esta condición prevalece cuando la onda de presión se propaga a un límite de presión constante. El límite de presión constante puede ser un acuífero o un pozo de inyección de agua. Suponiendo flujo en una sola fase, la ecuación 3-3 representa el régimen de flujo estacionario para un límite de presión constante circular con radio r_e desde el pozo:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (3-3)$$

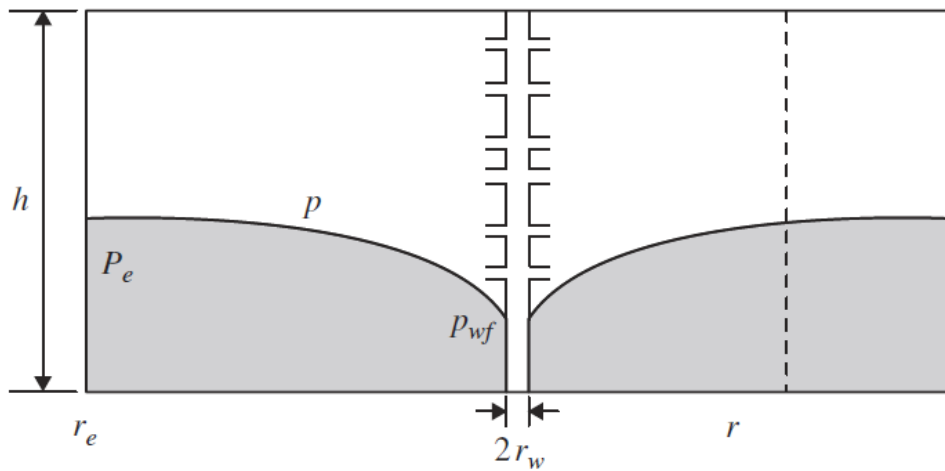


Figura 3.1 Diagrama de un yacimiento con límite de presión constante.

3.1.3 FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO

El flujo pseudo-estacionario se define como el régimen de flujo donde la presión en cualquier punto en el yacimiento declina con el tiempo de manera constante. Esta condición de flujo prevalece cuando después de que la onda de presión ha alcanzado un límite de no flujo. Un límite de no flujo puede ser una falla sellante o límites de área de drene de otros pozos productores. Asumiendo flujo en una sola fase, la ecuación 3-4 representa la condición de flujo pseudo-estacionario de un yacimiento circular con límite de no flujo a la distancia r_e desde el pozo:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)} \quad (3-4)$$

debido a que p_e en la ecuación 3-4 no se conoce a cualquier tiempo dado, la expresión siguiente que utiliza la presión promedio del yacimiento es más útil:

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \quad (3-5)$$

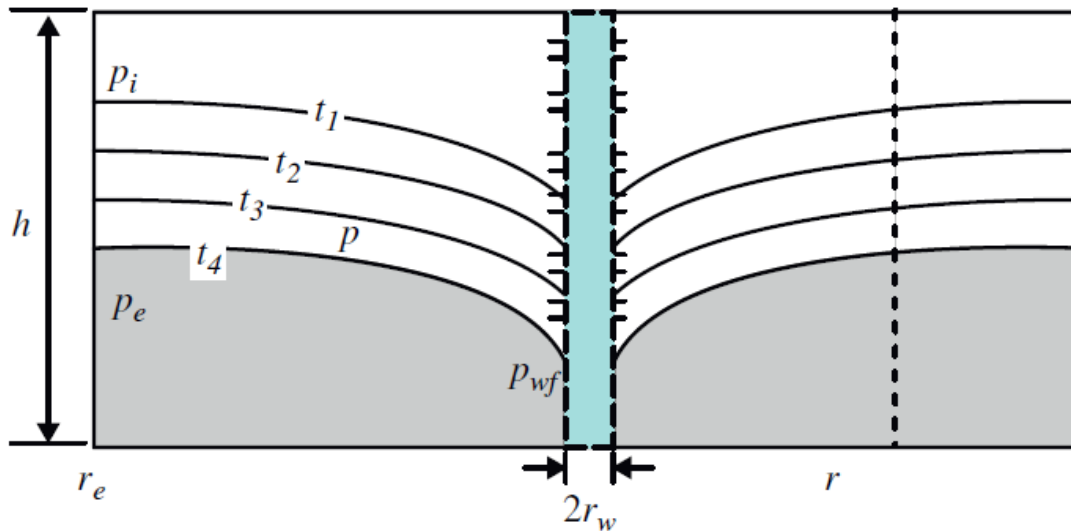


Figura 3.2 Diagrama de un yacimiento con límite de no flujo.

3.2 RELACIÓN DE AFLUENCIA DEL YACIMIENTO

Como se mencionó anteriormente, el IPR se utiliza para evaluar el rendimiento del yacimiento por los ingenieros de producción. La curva de IPR es una representación gráfica de la relación entre la presión de fondo fluyendo y el gasto de líquido (figura 3.3). La magnitud de la pendiente de la curva IPR se le conoce como “Índice de Productividad” y se representa por la letra J , esto es,

$$J = \frac{q}{p_e - p_{wf}}. \quad (3-6)$$

Evinger y Muskat (1942) señalan que para flujo de un solo fluido J permanece constante, en cambio para flujo de dos fases J no es constante.

Las curvas de IPR comúnmente son construidas utilizando modelos de afluencia del yacimiento que pueden tener bases teóricas o empíricas. Es esencial validar estos modelos con puntos de prueba en aplicaciones de campo.

3.2.1 IPR PARA YACIMIENTOS DE LÍQUIDO

Todos los modelos de afluencia de yacimiento representados por las ecuaciones 3-3, 3-4 y 3-5 fueron derivados con la suposición de flujo en una sola fase. Esta suposición es válida para yacimientos de aceite bajo saturado, es decir con yacimientos con presión mayor a la presión de burbuja. Estas ecuaciones definen el índice de productividad (J^*) para presiones de fondo fluyendo mayores a la presión de burbuja como:

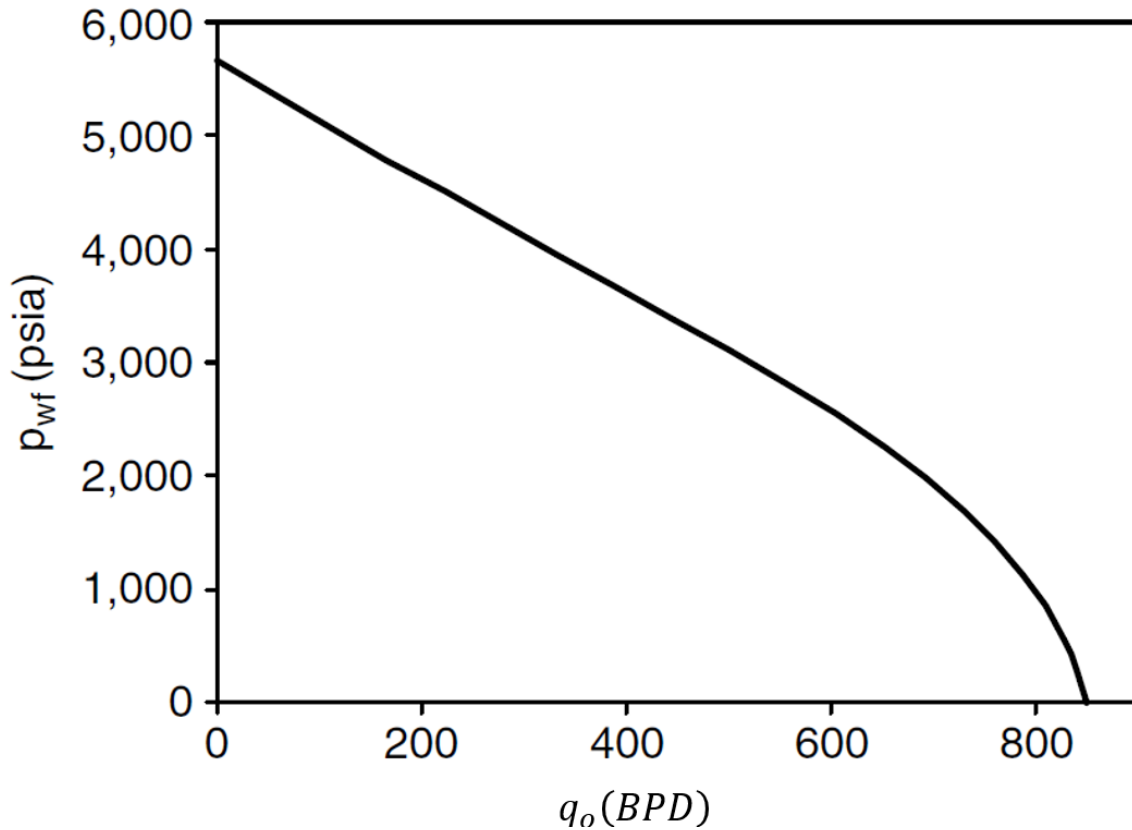


Figura 3.3 Una curva de IPR típica para un pozo de aceite.

$$J^* = \frac{q}{p_i - p_{wf}} = \frac{kh}{162.6B_o\mu_o \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu_o C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right)}, \quad (3-7)$$

para flujo radial transitorio alrededor de un pozo vertical,

$$J^* = \frac{q}{p_e - p_{wf}} = \frac{kh}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}, \quad (3-8)$$

para flujo radial en estado estacionario alrededor de un pozo vertical, y

$$J^* = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{kh}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)}, \quad (3-9)$$

para flujo radial en estado pseudo-estacionario alrededor de un pozo vertical.

Ya que el índice de productividad (J^*) arriba de la presión de burbuja es independiente del gasto, la curva de IPR para un yacimiento de líquido es simplemente una línea recta desde la presión del yacimiento hasta la presión de burbuja.

3.2.2 IPR PARA YACIMIENTOS DE DOS FASES

Debajo de la presión de burbuja, el gas en solución escapa del aceite para convertirse en gas libre. El gas libre ocupa una porción del espacio de poro, el cual reduce el flujo de aceite. Este efecto es cuantificado por la permeabilidad relativa reducida. También, la viscosidad del aceite incrementa conforme el contenido de gas en solución disminuye. La combinación del efecto de la permeabilidad relativa y el efecto de la viscosidad resulta en una menor producción de aceite para una presión de fondo fluyendo dada. Esto hace que la curva de IPR se desvíe de su tendencia lineal debajo de la presión de burbuja. Entre menor sea la presión, mayor la desviación.

Solamente ecuaciones empíricas están disponibles para modelar IPR's en yacimientos de dos fases. Estas ecuaciones empíricas incluyen *Vogel (1968)*, la ecuación de Vogel extendida por *Standing (1971)*, la ecuación de *Fetkovich (1973)*, la ecuación de *Bandakhlia y Aziz (1989)*, la ecuación de *Chang (1992)* y la ecuación de *Retnanto y Economides (1998)*. La ecuación de Vogel es aun la más utilizada en la industria y se puede escribir como:

$$q = q_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right], \quad (3-10)$$

o

$$p_{wf} = 0.125\bar{p} \left[\sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{max}} \right)} - 1 \right], \quad (3-11)$$

donde q_{max} es una constante empírica y su valor representa el valor máximo posible de rendimiento del yacimiento. El q_{max} puede ser teóricamente estimado basado en la presión de yacimiento y el índice de productividad arriba de la presión de burbuja. En flujo pseudo-estacionario se tiene que

$$q_{max} = \frac{J^* \bar{p}}{1.8}. \quad (3-12)$$

3.3 IPR GENERALIZADA

Si la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja y la presión de fondo fluyendo esta debajo de la presión de burbuja, un modelo de IPR generalizada puede ser formulado como fue explicado por *Wiggins (1994)*. Esto se hace combinando la línea recta del modelo de IPR para flujo en una sola fase con el modelo IPR de Vogel para flujo en dos fases.

De acuerdo al modelo lineal de IPR, el gasto a la presión de burbuja es

$$q_b = J^*(\bar{p} - p_b). \quad (3-13)$$

Basado en el modelo de IPR de Vogel, el gasto adicional causado por una presión por debajo de la presión de burbuja se expresa como

$$\Delta q = q_v \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]. \quad (3-14)$$

Por lo tanto, el gasto a una presión de fondo fluyendo dada que está debajo de la presión de burbuja se expresa como

$$q = q_b + q_v \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]. \quad (3-15)$$

Porque

$$q_v = \frac{J^* p_b}{1.8}, \quad (3-16)$$

La ecuación 3-15 se convierte en

$$q = J^*(\bar{p} - p_b) + \frac{J^* p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]. \quad (3-17)$$

3.4 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR CON PUNTOS DE PRUEBA DISPONIBLES

Se ha demostrado anteriormente que las curvas IPR pueden ser construidas usando parámetros del yacimiento que incluyen la permeabilidad de la formación, la viscosidad del fluido, área de drene, radio del pozo, y factor de daño del pozo. Estos parámetros determinan las constantes en el modelo de IPR. Sin embargo, los valores de estos parámetros no están siempre disponibles. Por lo tanto, los valores medidos de presión y gasto son frecuentemente usados para construir las curvas de IPR.

Construir las curvas IPR utilizando puntos de prueba involucra calcular las constantes en los modelos de IPR. Para un yacimiento bajo saturado, la constante J^* puede ser determinada por

$$J^* = \frac{q_1}{\bar{p} - p_{wf1}}, \quad (3-18)$$

donde q_1 es el gasto de producción de prueba a la presión de fondo fluyendo de prueba p_{wf1} .

Si la presión de fondo fluyendo de prueba es menor que la presión de burbuja, la constante J^* debe ser determinada de la manera siguiente

$$J^* = \frac{q_1}{\left((\bar{p} - p_b) + \frac{p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf1}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf1}}{p_b} \right)^2 \right] \right)}. \quad (3-19)$$

3.5 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR CUANDO NO SE CUENTA CON PUNTOS DE PRUEBA DISPONIBLES

Frecuentemente es necesario estimar la afluencia de un pozo antes de que el pozo haya sido terminado, y por lo tanto no se tienen pruebas disponibles. Todos los métodos descritos anteriormente para construir las curvas IPR requieren al menos una prueba estabilizada. La construcción de una curva IPR antes de la terminación se requiere para determinar la geometría de la tubería de producción, el número de disparos, la necesidad de estimulación, y para el dimensionamiento del equipo superficial. Si todos los parámetros en la ecuación 2-15 pudieran ser determinados, y si el punto de burbuja p_b , del yacimiento fuera conocido, q_b podría ser calculado, y después utilizar el método de Vogel para calcular para construir un a IPR, usando $p_{wf} = p_b$ y $q_o = q_b$ como punto de prueba. Si se dispone de una muestra de fluido, entonces B_o y μ_o pueden determinarse. El radio del pozo r_w , se conoce del diámetro de la barrena y r_e se puede estimar dependiendo del espacio de pozo anticipado. La permeabilidad y el factor de daño pueden ser determinados de pruebas transitorias del pozo como una "Drill Steam Test". También la presión del yacimiento \bar{p} , puede ser obtenida de la prueba anterior. El procedimiento es el siguiente:

1. Usando los datos de propiedades de los fluidos y los valores de kh y s de la prueba transitoria calcular:

$$J = \frac{0.00708 kh}{\mu_o B_o [\ln(.472 r_e / r_w) + s]} \quad (3-20)$$

2. Generar la IPR para los valores de $p_{wf} < p_b$ usando la ecuación 2-17. Si $p_b \geq \bar{p}$, usar $p_b = \bar{p}$ en la ecuación. La IPR es lineal para valores de $p_{wf} \geq p_b$. Si p_b no se conoce, asumir $p_b = \bar{p}$.

4. PERFIL DE PRODUCCIÓN

Uno de los componentes más importantes en el sistema integral de producción es la tubería de producción. Hasta el 80% de la caída de presión total puede ser consumida en elevar los fluidos desde el fondo del pozo a la superficie. Muchas correlaciones han sido desarrolladas en los últimos años para predecir los gradientes de caída de presión en dos fases en pozos productores.

Los modelos de flujo vertical son difíciles de desarrollar porque se necesitan desarrollar cálculos para los diferentes patrones de flujo, y tienen que ser determinados cuando cada patrón de flujo ocurre. Los modelos empíricos parecen ser la manera más común de atacar este problema. *Poetmann y Carpenter (1952)* propusieron un modelo de flujo vertical en tuberías ajustando el modelo con datos experimentales. *Duns y Ros (1963)* hicieron varios experimentos para proponer un método que definiera los patrones de flujo, y aun se considera que es un buen modelo para flujo burbuja y bache. *Rao (1988)* realizó estudios comparativos entre varios modelos de flujo vertical en tuberías, y concluyó que los modelos de *Hagedorn y Brown (1965)* y *Orkizewski (1967)* produjeron mejores resultados. Esto es porque el modelo de *Hagedorn y Brown (1965)* fue desarrollado con datos de campo, a diferencia de otras que fueron desarrolladas con datos experimentales de laboratorio. El modelo de *Orkizewski (1967)* combina los modelos de *Duns y Ros (1963)*, *Hagedorn y Brown (1965)*, *Griffith (1962)*, y *Griffith y Wallis (1961)*. Este método produce mejores predicciones para situaciones de flujo extremas, como flujo anular y flujo niebla.

Sin embargo, todos estos modelos calculan los perfiles de presión, gasto y colgamiento del líquido bajo la suposición de que la temperatura en el fluido permanece constante. Este no es el caso, ya que, conforme el fluido del yacimiento caliente fluye hacia arriba, el calor se transmite a los alrededores del pozo. Este proceso ocurre continuamente, y por lo tanto, la temperatura del fluido dentro del pozo también cambia continuamente. Es importante utilizar el perfil de temperatura correcto en el modelo vertical, porque este cambia los perfiles calculados de presión, gasto y colgamiento de líquido. En este trabajo, se utiliza un modelo separado para calcular el perfil de temperatura. El modelo de temperatura más conocido para un pozo vertical fue propuesto por *Ramey (1962)*. Debido a que este modelo aplica los principios fundamentales de balance de calor, es raro que otro modelo existente de temperatura se desvíe sustancialmente del modelo de *Ramey (1962)*. *Lindeloff y Krejberg (2002)* usaron una forma simplificada, de una sola fase y analítica del modelo de *Ramey (1962)*, porque es ampliamente aceptado para producir resultados superiores. *Hagoort (2004)* quiso dar el mismo mensaje, pero propuso un método diferente de aproximar la solución a periodos de tiempo tempranos para hacer coincidir mejor con datos de campo. *Hasan y Kabir (1994)* propuso una solución para flujo en dos fases en estado estacionario del balance de calor que incluye transferencia de calor por conducción y convección. Sin embargo, este modelo requiere el uso de modelos mecánico de flujo multifásico.

El modelo vertical utilizado en este trabajo es una combinación del método de *Hagedorn y Brown (1965)* y el método de *Ramey (1962)*. Los perfiles finales de presión, gasto, colgamiento del líquido y temperatura son calculados iterando entre

los dos modelos, es decir, resolviéndolos secuencialmente hasta que las soluciones converjan.

El aspecto más importante del modelo vertical es considerar los grandes cambios en presión y temperatura desde el fondo del pozo hasta la cima del mismo, y explicar correctamente el cambio de fases y las condiciones de flujo que ocurren como resultado. Esto es muy importante para asegurar que los valores correctos de temperatura, presión y fracciones mol sean calculados a lo largo de la longitud vertical del pozo, el cual es el propósito de este modelo.

Las presiones y las fracciones de líquido y gas son calculadas con la correlación de *Hagedorn y Brown (1965)*, la cual es ampliamente utilizada en la industria para flujo multifásico. Este modelo es una correlación desarrollada de hacer coincidir datos experimentales a la ecuación de balance de momentum, en la cual las unidades son unidades de campo. La ecuación de balance de momentum utilizada para desarrollar esta correlación es:

$$144 \frac{g_c}{g} V dp + dh + \frac{v dv}{g} + dW_f + dW_e = 0. \quad (4-1)$$

La correlación de Hagedorn y Brown está dada en la ecuación 4-2. Esta es una relación entre una cierta caída de presión en la sección vertical y la profundidad correspondiente del pozo que es necesaria para un fluido en específico, temperatura ambiente, y condiciones de operación del pozo:

$$144 \frac{\Delta p}{\Delta z} = \bar{\rho}_m + \frac{f q_L^2 M^2}{2.9652 \times 10^{11} D^5 \bar{\rho}_m} + \bar{\rho}_m \frac{\Delta \left(\frac{v_m^2}{2g_c} \right)}{\Delta z}, \quad (4-2)$$

Donde

$$\bar{\rho}_m = \bar{\rho}_L H_L + \bar{\rho}_g (1 - H_L). \quad (4-3)$$

Para usar la ecuación 4-2 se necesita evaluar todas las variables en diferentes ubicaciones a lo largo del pozo. Esto es desarrollado por una serie de cálculos definidos por *Hagedorn y Brown (1965)*, y esto involucra el uso de propiedades de los fluidos precisas. Las propiedades de los fluidos explican los cambios de fase causados por las caídas de presión y temperatura en pozos verticales, y de ahí que sea importante el uso de datos precisos. El procedimiento de cálculo se puede apreciar de manera detallada en el apéndice A.

Sin embargo, esto nos guía al problema de no conocer la temperatura a la cual calcular las propiedades. Esto es porque el objetivo de este modelo es calcular el perfil de presión, las fracciones de líquido y gas, y temperatura por sí mismo en el pozo vertical. Un problema similar surge cuando se utiliza el modelo de temperatura de *Ramey (1962)* para un pozo vertical. Ramey desarrolló su modelo desde los principios de balance de calor con la siguiente ecuación en unidades de campo:

$$\frac{\Delta H}{\Delta z} + \frac{g}{Jg_c} + \frac{\Delta v^2}{2Jg_c\Delta h} = \frac{-Q_{out} + Q_{friccion}}{q_L} \quad (4-4)$$

Donde

$$\Delta H = c_p(T_1 - T_2) - \eta c_p(p_1 - p_2),$$

$$\Delta z = z_1 - z_2,$$

$$\Delta v^2 = \Delta v_1^2 - \Delta v_2^2.$$

Después del proceso de derivación descrito en el apéndice B se puede simplificar la ecuación a la siguiente forma:

$$T_f = (T_{ei} - g_e L \sin\theta) + (T_{bh} - T_{ei}) \exp(-L/A) + g_e A \sin\theta [1 - \exp(-L/A)] + \frac{1}{C_p \rho} \frac{dp}{dz} \phi A [1 - \exp(-L/A)] \quad (4-5)$$

Como se muestra en la ecuación 4-5 para calcular el perfil de temperatura con el método de Ramey, se debe conocer el perfil de presión en el pozo vertical. Por lo tanto, aunque el propósito de este modelo es calcular los perfiles de presión, fracción mol y temperatura al mismo tiempo, esto no se logra fácilmente porque cada modelo necesita del otro para poder resolverse. En trabajos previos (*Lindeloff y Krejberg 2002*), este problema fue resuelto asumiendo que el perfil de temperatura del fluido en el pozo era el mismo que el gradiente geotérmico. Sin embargo, esto

es solo una aproximación, porque conforme el fluido caliente fluye a lo largo de la tubería vertical, este calienta los alrededores de la roca con el tiempo.

Existe otra complejidad adicional en cuanto a que los cálculos del modelo de Hagedorn y Brown comienzan en la cabeza del pozo y continúan hacia abajo a través de la discretización de la profundidad del pozo. Esto es porque, en pozos verticales, la condición de frontera que conocemos es la presión en la cabeza. Sin embargo, para el modelo de Ramey los cálculos comienzan con la temperatura de fondo y continua hacia arriba a través de la discretización de la profundidad del pozo. Esto es porque nosotros conocemos que la temperatura de fondo es la misma que la temperatura de la formación. Esta diferencia se ilustra en la figura 4.1.

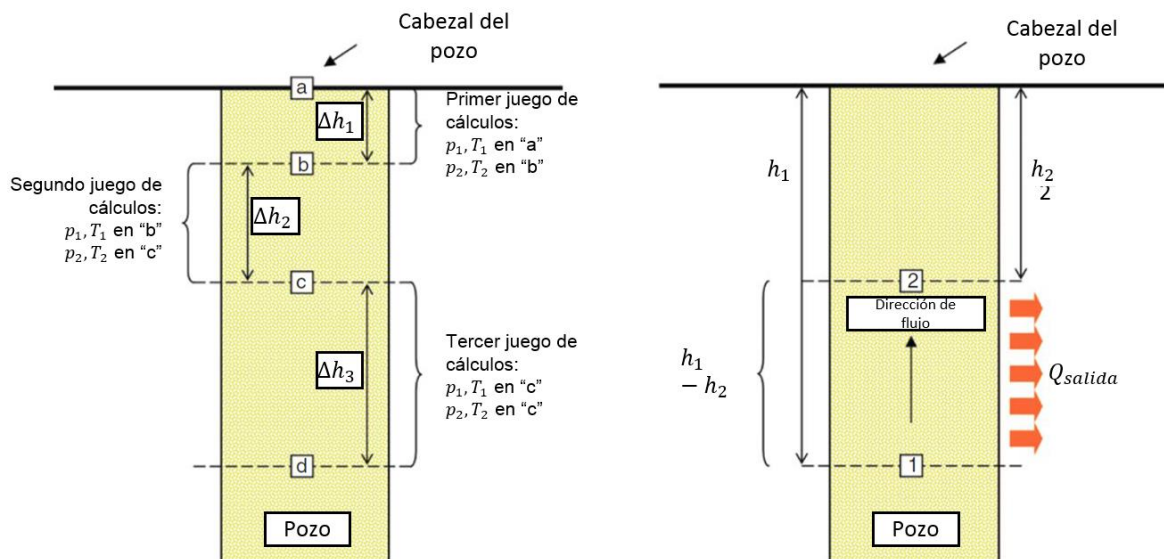


Figura 4.1 Discretización y dirección del cálculo en el modelo de Hagedorn y Brown (1965) contra el modelo de Ramey (1962).

En este trabajo, se emplea un esquema iterativo para atacar este problema de combinar la forma completa de ambos métodos. Esto se describe con el diagrama

de flujo de la figura 4.2. En este método el gradiente de temperatura geotérmico se usa como primera suposición para el perfil de temperatura del fluido en la tubería de producción. Esto hace que el proceso de cálculo comience con el modelo de Hagedorn y Brown. Después, los perfiles de presión, gasto y fracción mol de la correlación de Hagedorn y Brown se utilizan para calcular el perfil de temperatura de Ramey. Si el perfil de temperatura calculado es el mismo que el utilizado en los cálculos de la correlación de Hagedorn y Brown. Estos serán los perfiles calculados aceptados. Por el contrario, el proceso realizara diversas iteraciones hasta converjer.

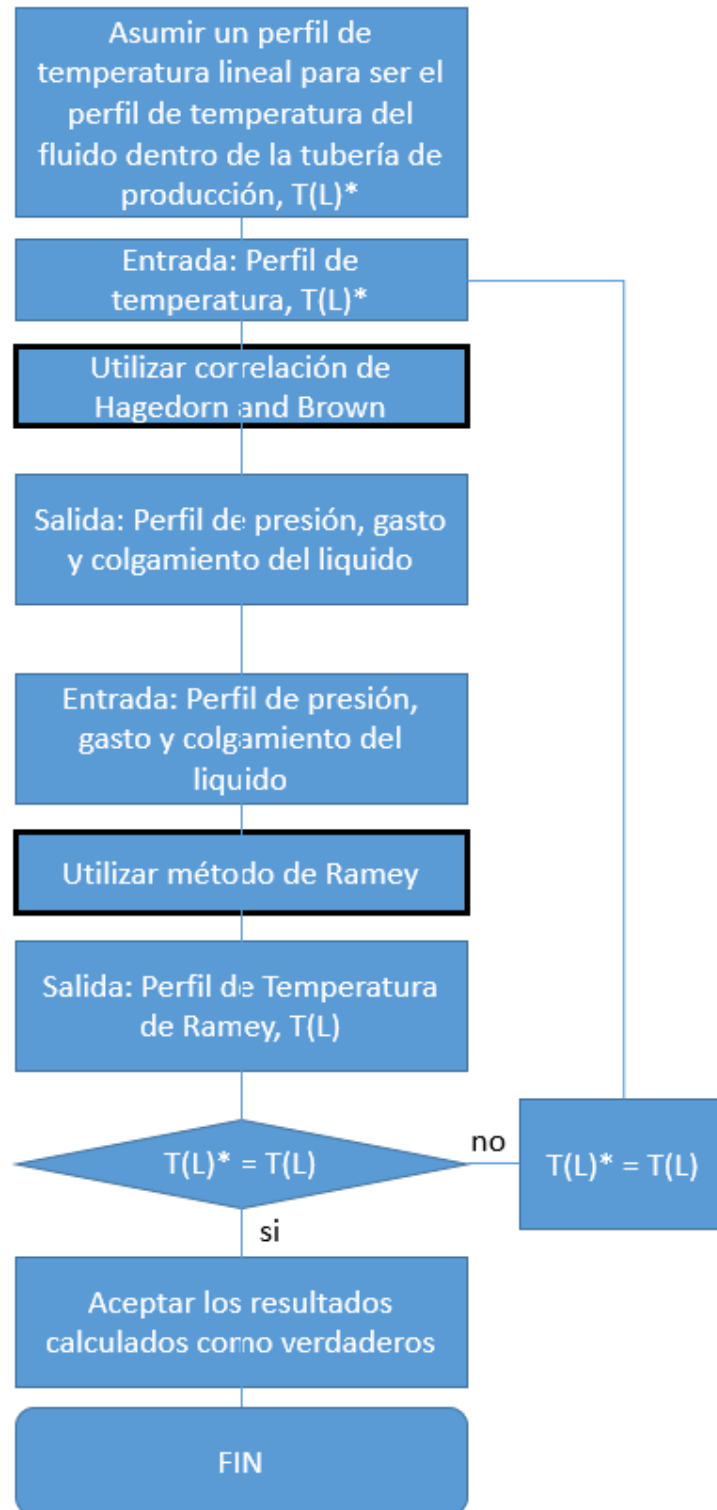


Figura 4.2 Solución al método combinado del modelo de Hagedorn y Brown (1965) y el modelo de Ramey (1962).

5. ANALISIS DE SISTEMAS NODALES EN POZOS DE HIDROCARBUROS

El análisis Nodal, se define como un sistema de aproximamiento a la optimización de pozos que producen hidrocarburos, el cual se utiliza para evaluar minuciosamente un sistema de producción completo según *Dale Beggs (2008)*. Cada componente en un pozo productor dentro de un sistema de producción puede ser optimizado para alcanzar el objetivo de gasto de la manera más económica. Todos los componentes presentes pueden ser analizados, comenzando con la presión estática del yacimiento y terminando con la presión del separador.

El procedimiento consiste en seleccionar un nodo y dividir el sistema a este punto. Las ubicaciones comúnmente usadas como nodos se muestran en la figura 5.1. Todos los componentes corriente-arriba del nodo comprenden la sección de entrada de flujo o mejor conocida en la industria como “inflow”, mientras que la sección de salida de flujo o “outflow” comprende todos los componentes corriente-abajo del nodo. Una relación entre el gasto y la caída de presión debe estar disponible para cada componente en el sistema. El gasto en el sistema puede ser determinado una vez que se satisfagan los requerimientos siguientes:

1. El flujo que entra al nodo es igual al flujo que sale del mismo.
2. Únicamente un valor de presión puede existir en el nodo.

Para todo tiempo en la vida del pozo, existen siempre dos presiones que permanecen fijas y no son funciones del gasto de flujo. Una de estas presiones es

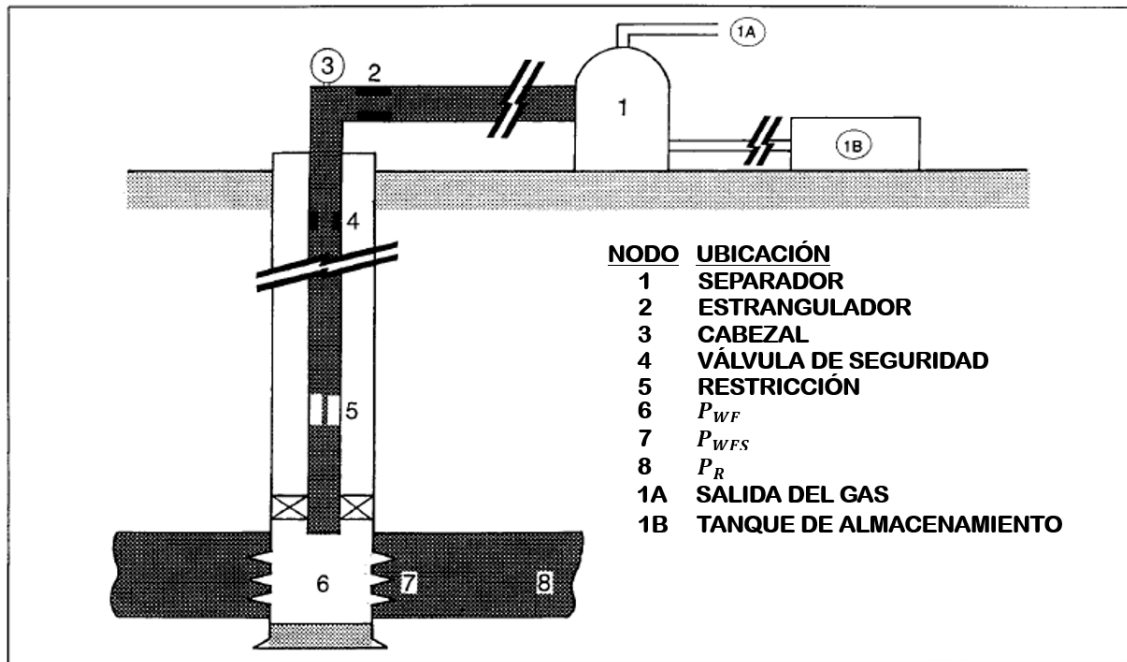


Figura 5.1 Localización de los nodos más comunes.

la presión promedio del yacimiento, \bar{P}_R , y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es usualmente la presión del separador, P_{sep} , pero si el pozo es controlado por un estrangulador superficial, la presión fija de salida puede ser la presión en la cabeza del pozo, P_{wh} .

Una vez que el nodo es seleccionado, la presión del nodo es calculada por ambas direcciones, empezando desde las presiones fijas.

Entrada de flujo al nodo:

$$\bar{P}_R - \Delta P(\text{componentes corriente} - \text{arriba}) = P_{nodo} \quad (5-1)$$

Salida de flujo hacia el nodo:

$$P_{sep} + \Delta P(\text{componentes corriente} - \text{abajo}) = P_{nodo} \quad (5-2)$$

La caída de presión, ΔP , en cualquier componente varia con el gasto, q . Por lo tanto, un gráfico del nodo de presión contra el gasto producirá dos curvas, cuya intersección nos dará las condiciones que satisfacen los requerimientos dados anteriormente. Lo anterior se muestra gráficamente en la figura 5.2.

El efecto de cambiar algún componente puede ser analizado recalculando el nodo presión contra el gasto usando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si se realiza un cambio en algún componente corriente-arriba, la curva “salida de flujo” permanecerá sin cambio. Sin embargo, si cualquier curva cambia, la intersección también lo hará, y se tendrá una nueva capacidad de flujo y un nuevo nodo de presión. Las curvas también cambiarán si cualquiera de las dos presiones fijas cambia, lo cual puede ocurrir con el agotamiento o un cambio en las condiciones de separación.

El procedimiento de análisis más usado es seleccionar el nodo entre el yacimiento y la tubería de perforación, esto es, el nodo de presión, P_{wf} . Seleccionar el nodo en este punto esencialmente divide el pozo en componentes dominados por el yacimiento y componentes dominados por el sistema de tuberías.

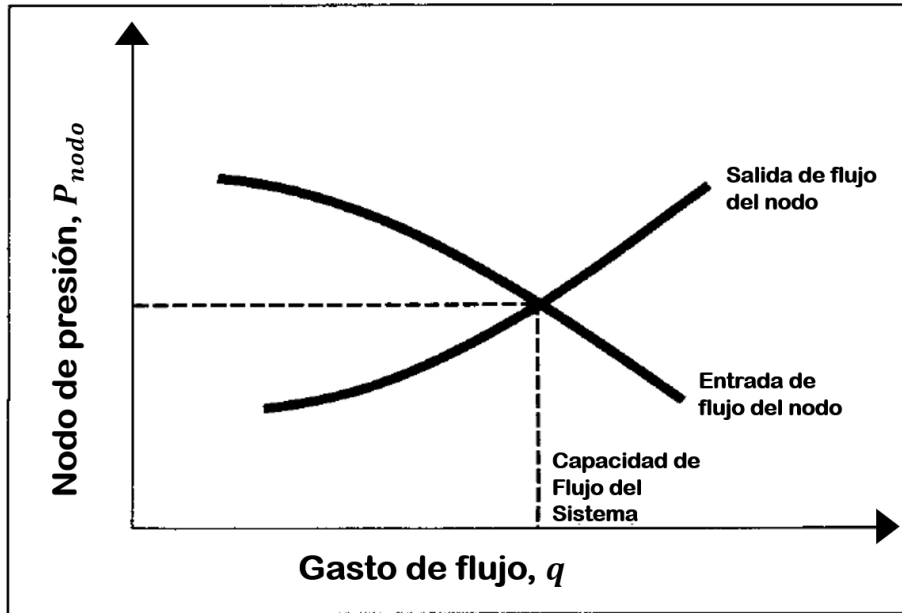


Figura 5.2 Determinación de la capacidad de flujo.

Las expresiones “entrada de flujo” y “salida de flujo” para este sistema nos queda:

Entrada de flujo al nodo:

$$\bar{P}_R - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad (5-3)$$

Salida de flujo hacia el nodo:

$$P_{sep} + \Delta P_{LF} + \Delta P_{TP} = P_{wf} \quad (5-4)$$

El efecto de cambiar el tamaño de la tubería de producción en el sistema de producción cuando P_{wf} es el nodo presión, se muestra en la figura 5.3.

Un sistema puede ser optimizado seleccionando la combinación de las características del componente que dará el máximo gasto de producción al menor costo. Aunque la caída de presión total disponible para un sistema, $\bar{P}_R - P_{sep}$, puede

estar fija para un tiempo en particular, la capacidad de producción del sistema depende de donde la caída de presión ocurre. Si existe mucha caída de presión en un componente o modulo, puede haber insuficiente caída de presión remanente para hacer eficiente el desempeño de los otros módulos. Esto se ilustra en la figura 5.4 para un sistema en el cual la tubería de producción es demasiado pequeña. Aunque el yacimiento puede ser capaz de producir mayor cantidad de fluido, si mucha caída de presión ocurre en la tubería de producción, el rendimiento del pozo se ve afectado. Para este tipo de configuración del pozo, es obvio que mejorar el rendimiento del yacimiento con una estimulación sería un desperdicio a menos que una tubería de producción más grande fuera instalada.

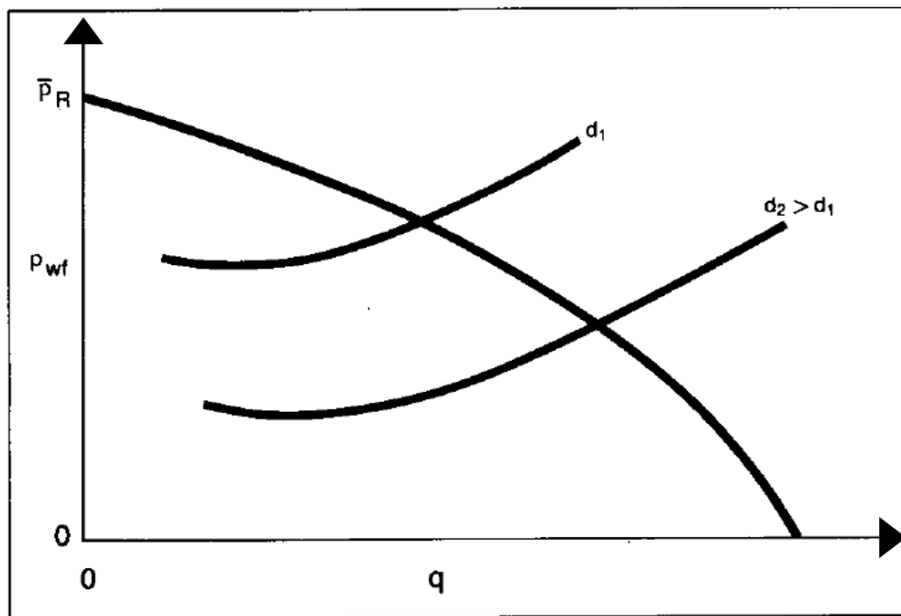


Figura 5.3 Efecto del tamaño de la tubería de producción.

Un caso en el cual el rendimiento del pozo es controlado por la “entrada de flujo” se muestra en la figura 5.5. En este caso la caída de presión excesiva podría ser causada por daño a la formación o disparos inadecuados. Se puede observar de la gráfica que mejorar el desempeño del sistema de tuberías o colocando un sistema artificial de producción sería inútil al menos que el desempleo de la “entrada de flujo” fuera también mejorado.

Un incremento en el gasto de producción se logra incrementando el tamaño de la tubería de producción como se ilustra en la figura 5.6. Sin embargo, si la tubería es demasiado grande, la velocidad del fluido puede ser muy baja para elevar los líquidos a la superficie.

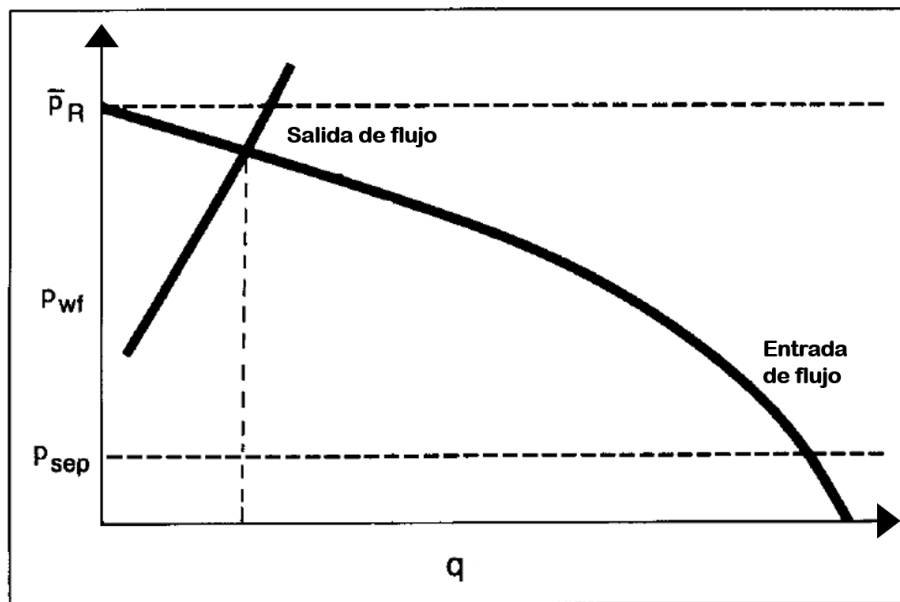


Figura 5.4 Pozo restringido por geometría de la tubería.

Esto puede ser causado por tuberías grandes o bajos gastos de producción. Un ejemplo de la selección del tamaño de tubería óptimo para un pozo que produce aceite y gas se muestra en las figuras 5.6 y 5.7.

Conforme el tamaño de la tubería de producción incrementa, las pérdidas por fricción disminuyen, lo cual resulta en una baja P_{wf} , y por lo tanto en un gasto más grande. Sin embargo, entre más va incrementando el tamaño de la tubería, el pozo comienza a cargarse con líquido y el flujo comienza a ser intermitente o inestable. Conforme el nivel de líquido en el pozo se acumula, el pozo eventualmente dejará de producir, esto se aprecia gráficamente en la figura 5.7.

Una vez que un pozo que está produciendo líquidos junto con gas alcanza una etapa en la cual ya no fluirá naturalmente, es común que se instale un sistema artificial de producción. Un ejemplo para determinar el gasto de inyección de gas óptimo para un pozo con levantamiento por gas, se muestra en las figuras 5.8 y 5.9. El propósito de inyectar gas dentro de la tubería de producción es disminuir la densidad de la mezcla fluyente y por lo tanto, disminuir la presión de fondo fluyendo requerida. Sin embargo, conforme el gasto de gas incrementa, la velocidad del fluido, y por ende las caídas de presión por fricción también incrementan. Se alcanzará un punto en el que las caídas por fricción incrementan más que las caídas por presión hidrostática.

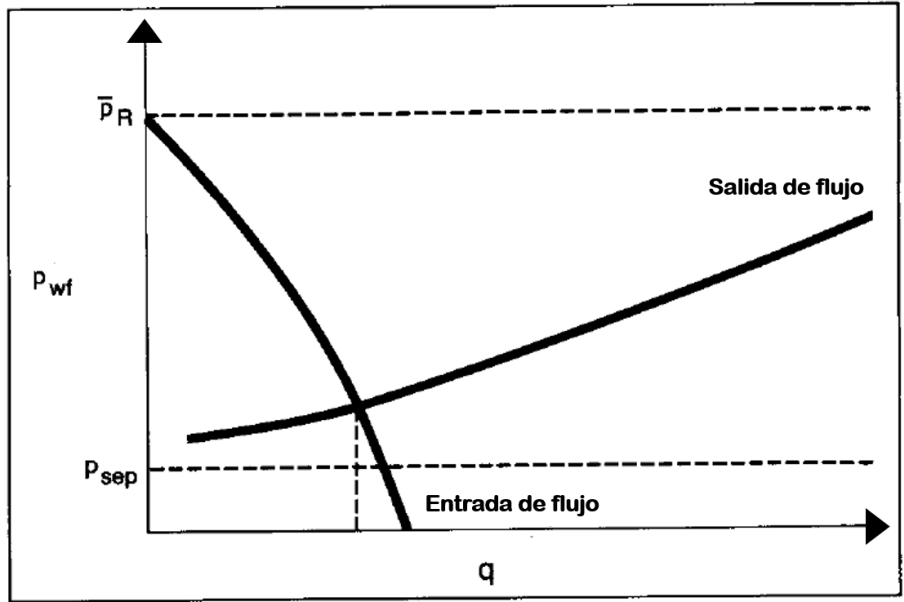


Figura 5.5 Pozo restringido por entrada de flujo.

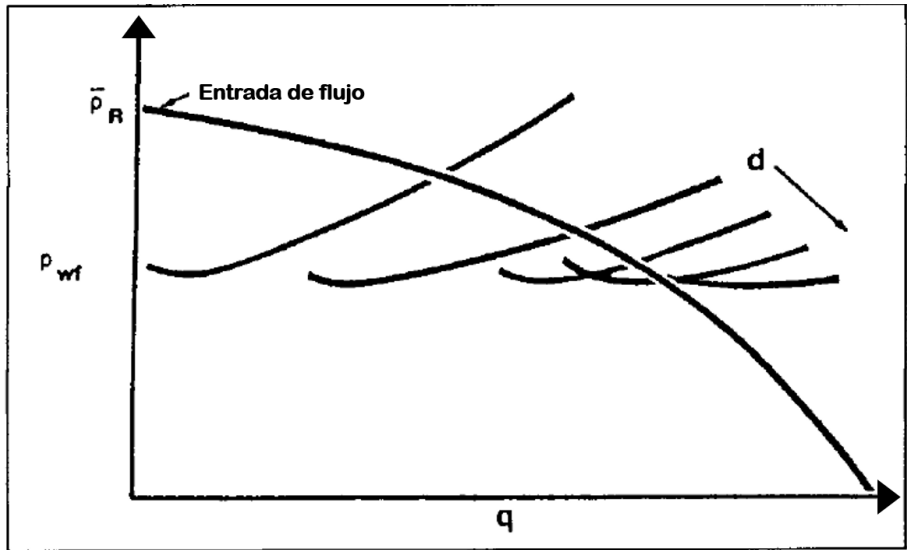


Figura 5.6 Efecto del tamaño de la tubería de producción.

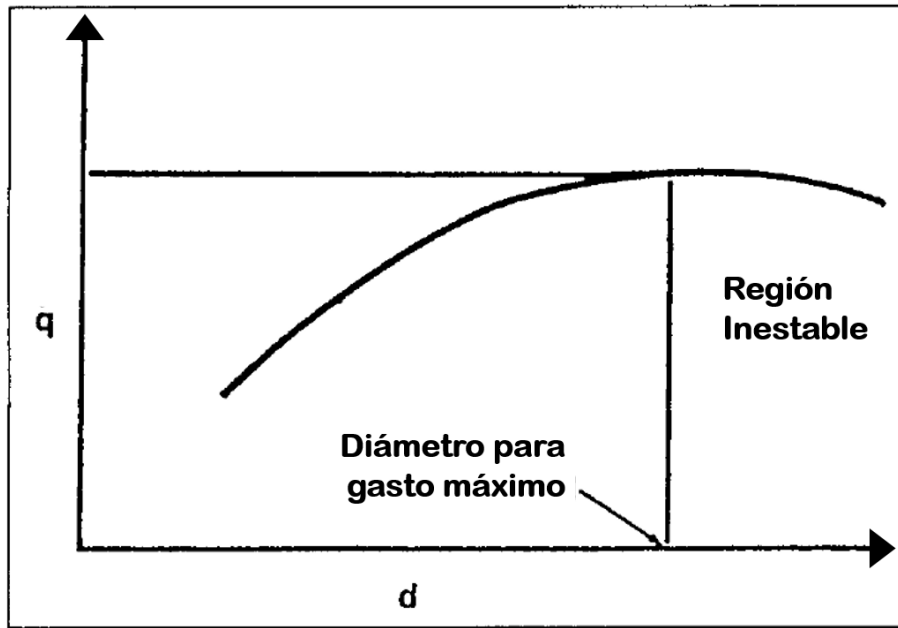


Figura 5.7 Encontrando tamaño de tubería óptimo

Un gráfico de gasto de líquido contra gas de inyección se puede construir leyendo las intersecciones de las curvas “entrada de flujo” y “salida de flujo” para varios gastos de inyección. Un gráfico con estos datos se muestra en la figura 5.9.

Un procedimiento sugerido para aplicar el análisis Nodal se da a continuación:

1. Determinar cuál de los componentes en el sistema puede ser cambiado. Los cambios están limitados en algunos casos por decisiones previas.
2. Seleccionar un componente para ser optimizado.
3. Seleccionar la localización del nodo que mejor enfatice el efecto de cambio en los componentes seleccionados. Esto no es un factor crítico, porque el mismo resultado total será predicho a pesar de la localización del nodo.
4. Desarrollar expresiones para el “inflow” y el “outflow”.

5. Obtener información requerida para calcular la caída de presión contra el gasto para todos los componentes. Esto puede requerir más datos de los que están disponibles, lo cual puede necesitar desarrollar análisis sobre posibles rangos de condiciones.
6. Determinar el efecto de cambiar las características del componente seleccionado graficando el “inflow” contra el “outflow” y ubicando la intersección.
7. Repetir el procedimiento para cada componente que desea ser optimizado.

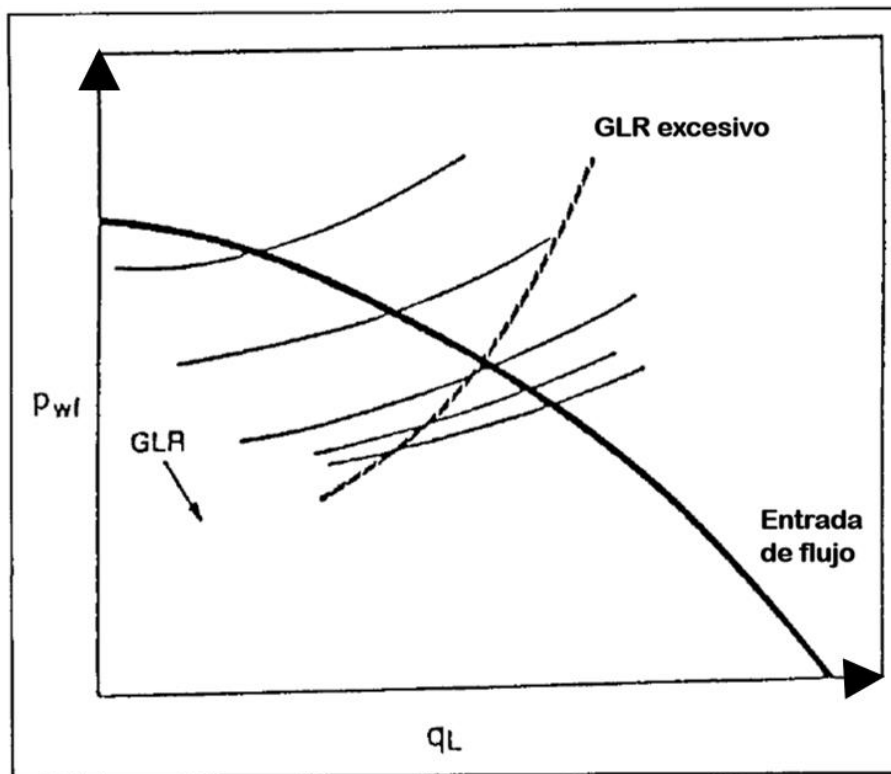


Figura 5.8 Efecto del gasto de gas de inyección en la salida de flujo.

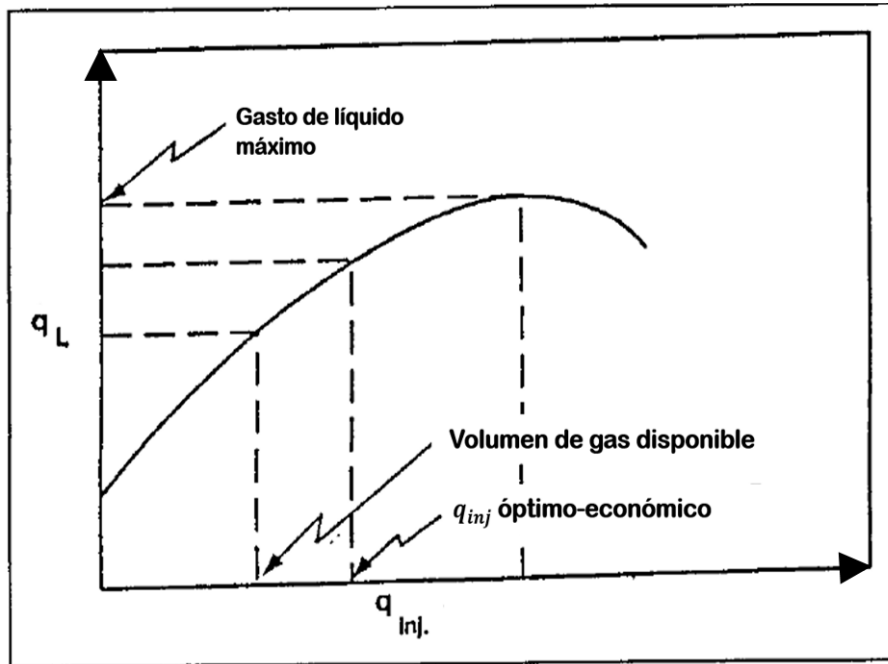


Figura 5.9 Efecto del gasto de inyección en el gasto del líquido.

El sistema de análisis nodal puede ser usado para estudiar muchos problemas de pozos productores de hidrocarburos. El procedimiento puede ser aplicado para pozos que fluyen naturalmente o aquellos que fluyen con algún método de producción artificial, si el efecto del método artificial en la presión puede ser expresado como función del gasto. El procedimiento también puede ser aplicado al análisis de pozos de inyección con las modificaciones apropiadas en las expresiones de "entrada de flujo" y "salida de flujo". Una lista parcial de posibles aplicaciones es la siguiente:

1. Selección de la geometría de la tubería de producción.
2. Selección de la geometría de la línea de flujo.
3. Diseño de "gravel pack".
4. Tamaño del estrangulador de fondo.

5. Tamaño de la válvula de seguridad.
6. Analizar un sistema existente por restricciones de flujo anormales.
7. Diseño de sistemas artificiales de producción.
8. Evaluación de estimulación del pozo.
9. Determinar el efecto de la compresión del gas en el desempeño del pozo.
10. Analizar los efectos de la densidad de los disparos.
11. Predecir el efecto de agotamiento en la capacidad de los pozos productores.
12. Asignación de la inyección de gas entre los pozos con levantamiento por gas.
13. Analizar un sistema con varios pozos productores.
14. Relacionar el desempeño del campo con el tiempo.

6. ECUACIONES PARA PREDECIR PRESIONES DE COMIENZO DE PRECIPITACION DE ASFALTENOS Y DE BURBUJA EN YACIMIENTOS DE ACEITE

Como se comenta en el capítulo 3, la envolvente de precipitación de asfaltenos (EPA) puede ser obtenida en laboratorio utilizando distintas técnicas. Sin embargo, el tiempo requerido para medir una EPA completa puede tardar varias semanas, dependiendo de la restauración de la muestra. Además los protocolos de laboratorio para mediciones de EPA confiables involucra la recuperación de muestras de aceite vivas y preservadas en campo donde, por un sin número de razones, no siempre esto esta garantizado. Entonces un método fácil y rápido para la estimación de las EPA's era altamente deseable.

Del Rio et al (2009), desarrollaron un juego de correlaciones para predecir la envolvente de precipitación de asfaltenos en un amplio rango de temperaturas. Para esto se analizaron datos de laboratorio de aceites vivos de 11 crudos mexicanos y 12 más del resto del mundo. La figura 6.1a muestra las presiones de comienzo de la precipitación de asfaltenos de 9 de los 11 aceites mexicanos medidos. Se encontró que si la relación de temperatura-presión de precipitación, T/P^{upp} , de cada aceite se grafica con respecto a su temperatura, un juego de líneas rectas se forman como se muestra en la figura 6.1b quedando una ecuación de la forma

$$\frac{T}{P^{upp}} = f^{upp}(C^{upp}) + B^{upp}T. \quad (6-1)$$

En la ecuación 6-1 B^{upp} es una pendiente común para todas las líneas rectas, mientras que $f^{upp}(C^{upp})$ es una intercepción particular, la cual se hace función de la composición del aceite, C^{upp} . El valor de B^{upp} y los valores individuales de $f^{upp}(C^{upp})$ para cada crudo son calculados por un procedimiento de regresión de mínimos cuadrados modificado. Posteriormente, si se grafican los valores experimentales de $T/P^{upp} - f^{upp}(C^{upp})$ contra la temperatura para cada aceite estudiado se presenta el comportamiento de la figura 6.1c, la cual muestra que todos los aceites caen en una función lineal. Cabe destacar que se añadieron otros valores de presión de precipitación de asfaltenos ajenos a los estudiados y concuerdan con el comportamiento ilustrado. Como resultado se puede resolver la ecuación 6-1 para $P^{upp}(T)$ para dar

$$P^{upp}(T) = \frac{T}{f^{upp}(C^{upp}) + B^{upp}T} \quad (6-2)$$

Como B^{upp} es una constante, se puede correlacionar $f^{upp}(C^{upp})$ con la composición del aceite a través del siguiente vector

$$C^{upp} = (x_{H_2S}, x_{N_2}, x_{CO_2}, x_{C_{1-4}}, t_{sat}, t_{arom}, t_{res}, t_{asph}),$$

donde $x_{H_2S}, x_{N_2}, x_{CO_2}$ y $x_{C_{1-4}}$ son las fracciones mol de los gases ligeros del aceite H_2S , N_2 y CO_2 , respectivamente, $x_{C_{1-4}}$ son las fracciones mol del metano, C_1 , al butano, C_4 , y $t_{sat}, t_{arom}, t_{res}$ y t_{asph} son las fracciones peso de los componentes saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de un aceite en el tanque tal como se reporta en un análisis SARA, respectivamente.

La expresión $f^{upp}(C^{upp})$ se correlacionó con la composición del aceite quedando la relación siguiente

$$f^{upp}(C^{upp}) = f_{H_2S}^{upp} x_{H_2S} + f_{N_2}^{upp} x_{N_2} + f_{CO_2}^{upp} x_{CO_2} + f_{C_{1-4}}^{upp} x_{C_{1-4}} + f_{sat}^{upp} t_{sat} + f_{arom}^{upp} t_{arom} + f_{res}^{upp} t_{res} + f_{asph}^{upp} t_{asph}. \quad (6-3)$$

Se realizó un tratamiento similar a los valores experimentales de presión de burbuja. Se observó también una tendencia lineal paralela, entonces una pendiente universal, B^{bp} , puede existir para todos los valores. Por lo tanto, todas las curvas en la figura 6.2 pueden ser representadas por la expresión siguiente

$$p^{bp} = f^{bp}(C^{bp}) + B^{bp}T. \quad (6-4)$$

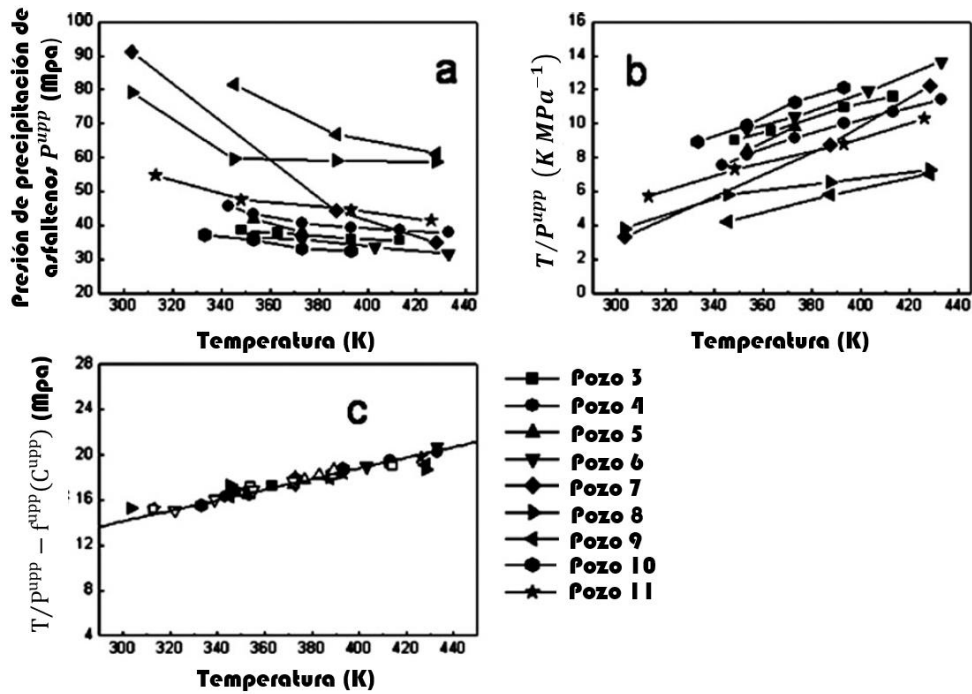


Figura 6.1 Datos de precipitación de asfaltenos de crudos vivos.

En la ecuación 6-4 $f^{bp}(C^{bp})$ es una intercepción particular, la cual depende del aceite en consideración y se correlaciona con la expresión siguiente

$$f^{bp}(C^{bp}) = f_{H_2S}^{bp} x_{H_2S} + f_{N_2}^{bp} x_{N_2} + f_{CO_2}^{bp} x_{CO_2} + f_{sat}^{bp} t_{sat} + f_{arom}^{bp} t_{arom} + f_{res}^{bp} t_{res} + f_{asph}^{bp} t_{asph}. \quad (6-5)$$

El contenido de C_{1-4} tiene una contribución muy pequeña a las propiedades de esta ecuación; por lo tanto se excluye.

Para utilizar las expresiones 6-3 y 6-5 se requieren de los parámetros de correlación, estos se muestran en la tabla 6.1.

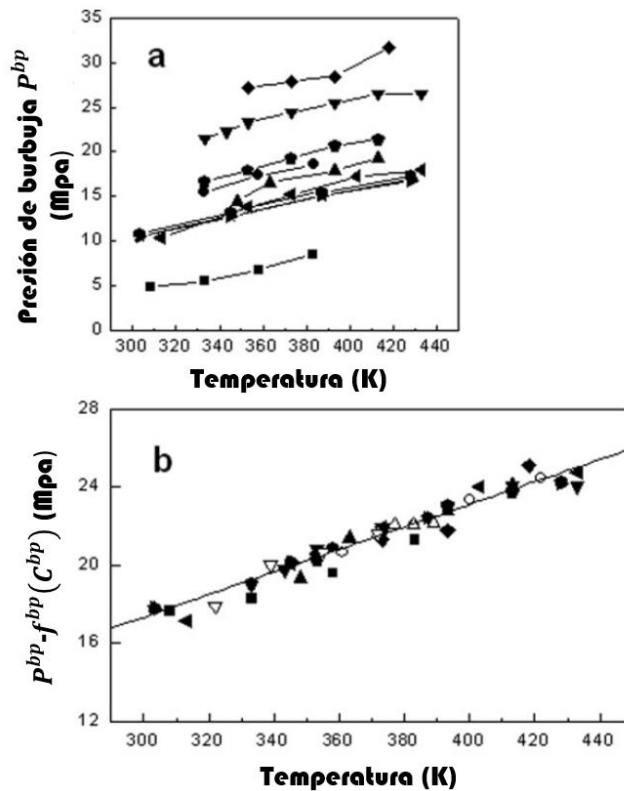


Figura 6.2 Presiones de burbuja de crudos mexicanos.

Una propiedad interesante de la ecuación 6-2 asumiendo que se cuenta con un solo punto experimental de comienzo de la precipitación de asfaltenos (p_o^{upp}, T_o) , es que podemos calcular el término $f^{upp}(C^{upp})$ mediante

$$f^{upp}(C^{upp}) = \frac{T_o}{p_o^{upp}} - B^{upp}T_o. \quad (6-6)$$

Entonces sustituyendo la ecuación 6-6 en 6-2, resulta

$$p^{upp}(T) = \frac{T}{\frac{T_o}{p_o^{upp}} + B^{upp}[T - T_o]}. \quad (6-7)$$

La ecuación 6-7 declara que para un punto experimental de comienzo de precipitación de asfaltenos (p_o^{upp}, T_o) se puede predecir la curva de precipitación a cualquier valor de temperatura T . De manera similar, si se conoce un solo punto de presión de burbuja experimental (p_o^{bp}, T_o) se puede usar la ecuación 6-4 para derivar una expresión que pueda predecir la curva entera de presión de burbuja en función de la temperatura. La expresión final es

$$p^{bp}(T) = p_o^{bp} + B^{bp}[T - T_o]. \quad (6-8)$$

Tabla 6-1 Pendiente universal y parámetros dependientes de la composición para las ecuaciones 6-2 y 6-4.

Coeficientes para la ecuación de comienzo de la precipitación de asfaltenos		Coeficientes para la ecuación de presión de burbuja	
$B^{upp}(MPa^{-1})$	0.047408719	$B^{bp}(K^{-1}MPa)$	0.057778821
$f_{H_2S}^{upp}(K MPa^{-1})$	-3.364315662	$f_{H_2S}^{bp}(K MPa^{-1})$	-1.0265795
$f_{N_2}^{upp}(K MPa^{-1})$	0.590476022	$f_{N_2}^{bp}(K MPa^{-1})$	-2.708388597
$f_{CO_2}^{upp}(K MPa^{-1})$	-3.3379344227	$f_{CO_2}^{bp}(K MPa^{-1})$	8.593888235
$f_{C_{1-4}}^{upp}(K MPa^{-1})$	-1.125509198	$f_{sat}^{bp}(K MPa^{-1})$	0.308387207
$f_{sat}^{upp}(K MPa^{-1})$	1.325877421	$f_{arom}^{bp}(K MPa^{-1})$	-0.143981998
$f_{arom}^{upp}(K MPa^{-1})$	-0.515158363	$f_{res}^{bp}(K MPa^{-1})$	-0.998941672
$f_{res}^{upp}(K MPa^{-1})$	0.576495619	$f_{asph}^{bp}(K MPa^{-1})$	-2.98440823
$f_{asph}^{upp}(K MPa^{-1})$	2.118534736		

7. METODO PARA LA ESTIMACION DE LA COMPOSICION SARA DE ACEITES CRUDOS A PARTIR DE PRESIONES DE BURBUJA

Para el caso en donde a las pruebas del aceite no se le hayan realizado estudios SARA se contempla el método de *Reyes-González et al (2016)*, el cual proporciona estimados razonables de la composición SARA de aceites a partir de datos de presiones de burbuja y fracciones mol de los componentes no hidrocarburos como son N_2 , CO_2 y H_2S . En el desarrollo de esta correlación se recolectaron composiciones SARA de más de 341 aceites de lugares diferentes. Se cuenta con una base de datos que contiene la composición SARA, el tipo de aceite, la región geográfica de origen, y la referencia bibliográfica para cada uno de los 341 aceites disponibles. La composición SARA se distribuye en regiones de acuerdo al tipo de aceite (ligero, mediano, pesado y bitumen) como se observa en la figura 7.1. Algunas regiones se traslapan en algunas partes, matemáticamente esto quiere decir que, la misma composición SARA puede satisfacer diferentes tipos de aceite. Para prevenir este problema se desarrollaron diferentes densidades de probabilidad para cada tipo de aceite.

La composición SARA más probable se obtiene buscando la probabilidad máxima de acuerdo al tipo de aceite, junto con los valores de presión de burbuja experimentales. Los resultados que muestra la correlación son valores razonables de composición SARA de un aceite en caso de que solo se tengan presentes composiciones de no-hidrocarburos y presiones de burbuja.

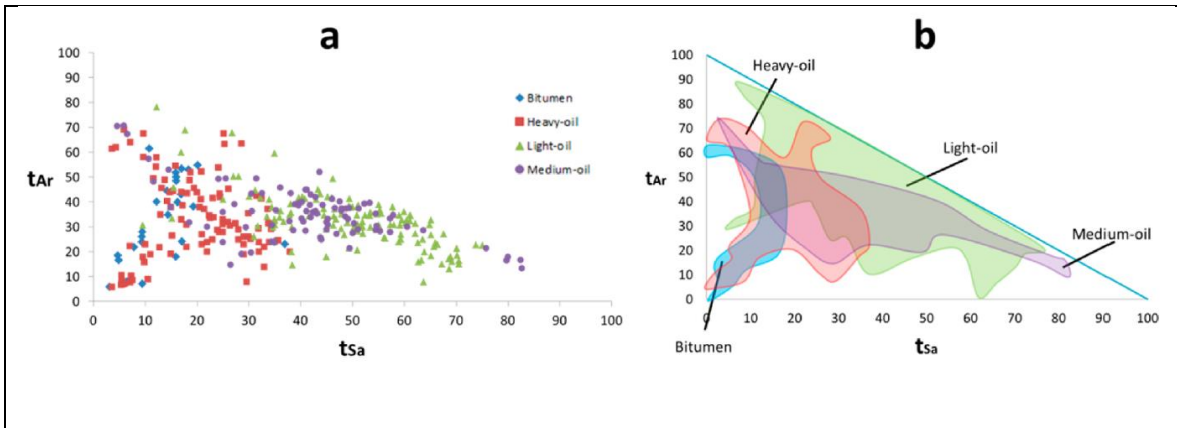


Figura 7.1 Distribución de las composiciones SARA del conjunto de 341 datos y sus límites de distribución por cada tipo de aceite.

Para este caso, las funciones restricción para las composiciones SARA son las siguientes:

- Primero, todas las composiciones deben ser positivas

$$t_{sat}, t_{arom}, t_{res}, t_{asph} \geq 0. \quad (7-1)$$

- Segundo, la suma de las composiciones SARA debe ser 100% fracción peso.

$$t_{sat} + t_{arom} + t_{res} + t_{asph} = 100. \quad (7-2)$$

- Tercero, todas las composiciones SARA deben ser consistentes con el comportamiento de la curva de presión de burbuja considerada. Esta condición se obtiene despejando la ecuación 6-4 del capítulo anterior.

$$\begin{aligned}
& f_{sat}^{bp} t_{sat} + f_{arom}^{bp} t_{arom} + f_{res}^{bp} t_{res} + f_{asph}^{bp} t_{asph} \\
& = P^{bp} - B^{bp} T - f_{H_2S}^{bp} x_{H_2S} - f_{N_2}^{bp} x_{N_2} - f_{CO_2}^{bp} x_{CO_2}. \quad (7-3)
\end{aligned}$$

Dos de las composiciones SARA pueden ser expresadas como función de las otras dos, en este caso se escogió t_{sat} y t_{arom} como variables independientes, esto se obtiene combinando las ecuaciones 7-2 y 7-3.

$$\begin{aligned}
& t_{res}(t_{sat}, t_{arom}) \\
& = 100 - \frac{K}{f_{asph}^{bp} - f_{res}^{bp}} - \left[1 + \frac{f_{sat}^{bp}}{f_{asph}^{bp} - f_{res}^{bp}} \right] t_{sat} \\
& \quad - \left[1 + \frac{f_{arom}^{bp}}{f_{asph}^{bp} - f_{res}^{bp}} \right] t_{arom}, \quad (7-4)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& t_{asph}(t_{sat}, t_{arom}) \\
& = \frac{K}{f_{asph}^{bp} - f_{res}^{bp}} - \frac{f_{sat}^{bp}}{f_{asph}^{bp} - f_{res}^{bp}} t_{sat} - \frac{f_{arom}^{bp}}{f_{asph}^{bp} - f_{res}^{bp}} t_{arom}, \quad (7-5)
\end{aligned}$$

donde K se obtiene de

$$K = P^{bp} - B^{bp} T - f_{H_2S}^{bp} x_{H_2S} - f_{N_2}^{bp} x_{N_2} - f_{CO_2}^{bp} x_{CO_2}.$$

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Conocer el tipo de aceite (ligero, mediano o pesado), la composición de los componentes no-hidrocarburos y los datos de presión de burbuja.
2. Calcular el termino $f^{bp}(C^{bp})$ de los datos de presión de burbuja, de la manera siguiente:

$$f^{bp}(C^{bp}) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_i^{bp} - B^{bp}T_i) \quad (7-6)$$

donde n es el número de datos de presión de burbuja.

3. Realizar un barrido doble de posibles composiciones t_{sat} y t_{arom} , y en cada opción del doble barrido se calculan las dos composiciones restantes (t_{res}, t_{asph}) .
4. Para cada par de (t_{sat}, t_{arom}) los valores de t_{res} y t_{asph} compatibles con los datos de presión de burbuja se calculan usando las ecuaciones 7-4 y 7-5.
5. Verificar si existe más de una composición SARA con frecuencia absoluta máxima. Si solo un caso cumple la condición ir al paso 8, de lo contrario continuar con el paso 6.
6. El criterio que se utiliza para elegir la composición SARA más adecuada es calcular la presión de burbuja utilizando la ecuación 7-7. De esta manera se calcula un error para cada composición SARA

$$error = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |p_i^{bpEXP} - p_i^{bpCALC}|. \quad (7-7)$$

7. Selecciona la composición SARA con menor error.
8. Se terminan los cálculos.

8. MÉTODO PRÁCTICO PROPUESTO

Los gradientes de presiones y temperaturas por flujo multifásico se presentan por medio de un diagrama triaxial en coordenadas presión-profundidad-temperatura como lo hizo por primera vez *Zapata et al. (1998)*. Por medio del ajuste de un simulador de flujo multifásico en tubería vertical a los valores de presión y temperatura medidos en el pozo, es posible obtener los perfiles de presión y temperatura en estado estacionario. Estos conceptos se muestran en la figura 8.1.

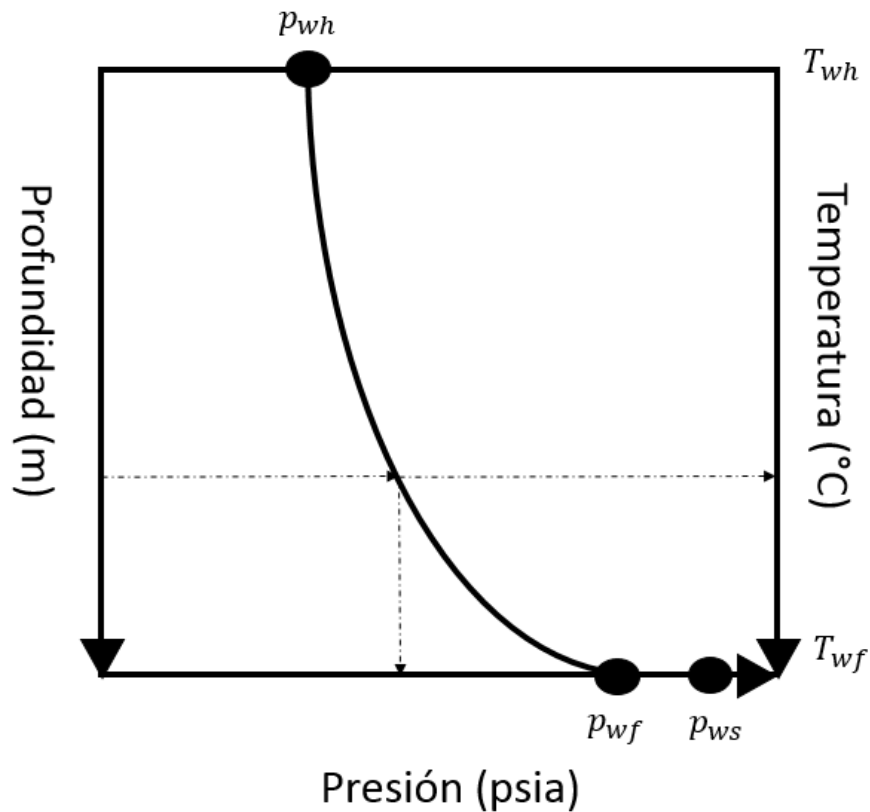


Figura 8.1 Flujo de la TP, perfiles de presión y temperatura.

La interrelación de presiones y temperaturas existente en los diagramas de las figuras 8.1 y 2.3, constituye una forma de detectar los espacios del yacimiento o pozo en los que se presenta el fenómeno de la precipitación de asfaltenos. Para ello resulta importante identificar las temperaturas T_{wh} y T_{wf} en la figura 2-3 que limitan la porción de la EPA que se manifiesta desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo. Para el caso de precipitación de asfaltenos. La proyección de T_{wh} y T_{wf} hacia las curvas de burbuja y de comienzo de precipitación de asfaltenos brindan las coordenadas extremas en presión, las cuales al proyectarse en el diagrama profundidad-presión-temperatura de la figura 8.1 superponen la porción de la EPA que ocurre dentro del sistema de producción. Estos conceptos se muestran dentro de la figura 8.2.

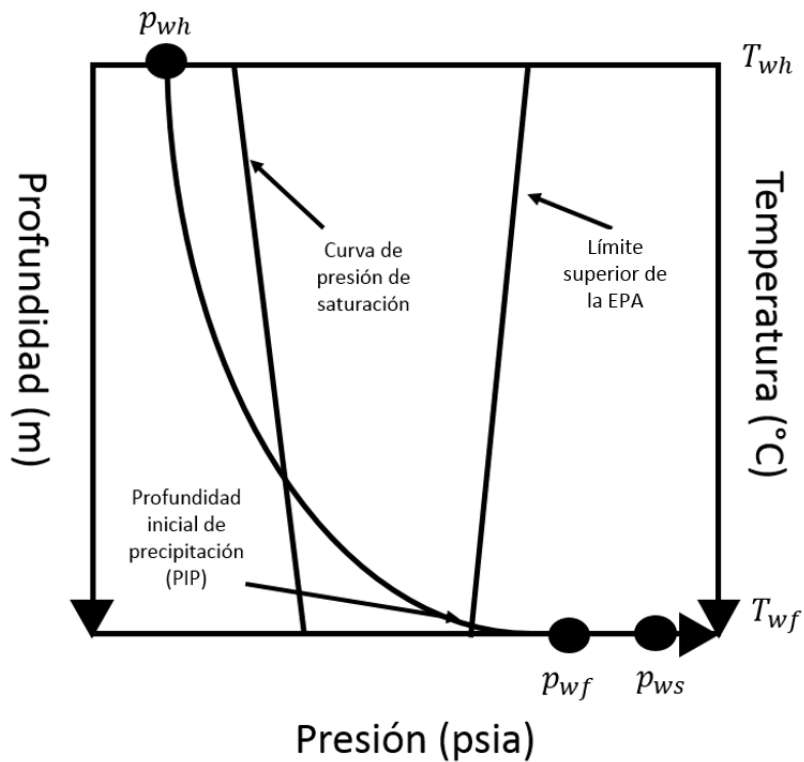


Figura 8.2 Acoplamiento de la EPA a los perfiles de presión y temperatura.

Los pasos para la metodología propuesta se enumeran a continuación:

- Construcción de las curvas de comienzo de precipitación de asfaltenos y la curva de burbujeo; y si se requiere estimación del análisis SARA.
- Análisis Nodal.
- Construcción del perfil de producción P-t-h.
- Localización de la precipitación en el sistema de producción y condiciones del daño.
- Análisis económico.

En la figura 8.3 se muestra el diagrama de flujo de la metodología propuesta. Con la metodología descrita, se pueden detectar de manera general cinco casos de daño por precipitación orgánica en el sistema yacimiento-pozo, en función del nivel de superposición de la figura 8.2. Estos casos se muestran en las figuras 8.4a a 8.4e. En el caso de la figura 8.4a, el diagnóstico indica que la precipitación de asfaltenos ocurre enteramente en la tubería de producción, ya que tanto la p_{wf} y la p_{ws} se localizan fuera de la EPA; la profundidad inicial de precipitación (PIP) se encuentra bien definida. Para sistemas donde la p_{wf} se localiza dentro de la EPA, como se ilustra en la figura 8.4b, la precipitación ocurre tanto en un tramo de la tubería de producción, como en una fracción de radio de drenaje del yacimiento. La extensión del daño en el radio de drenaje está limitada por la diferencia de presiones $\Delta p = p - p_{wf}$. El caso mostrado en la figura 8.4c es el más crítico: el fenómeno de la precipitación ocurre desde el yacimiento hasta un punto final en la tubería de

producción, ya que tanto la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , así como la presión de fondo estática, p_{ws} , se encuentran dentro de la EPA. En el caso de la figura 8.4d, tanto el pozo como una fracción del radio de drene se encuentran libres del problema de precipitación. La porción dañada del yacimiento se identifica en el intervalo delimitado correspondiente a la diferencia de presión $p_{ws} - p$ mostrada en la figura. El caso menos crítico se ilustra en la figura 8.4e, en donde la EPA se encuentra en el yacimiento pero lejos del radio de drene. Con el tiempo un sistema 8.4a se convertirá en un sistema 8.4e, de donde una adecuada predicción de las condiciones presentes o futuras en el pozo es importante en la vida productiva del yacimiento.

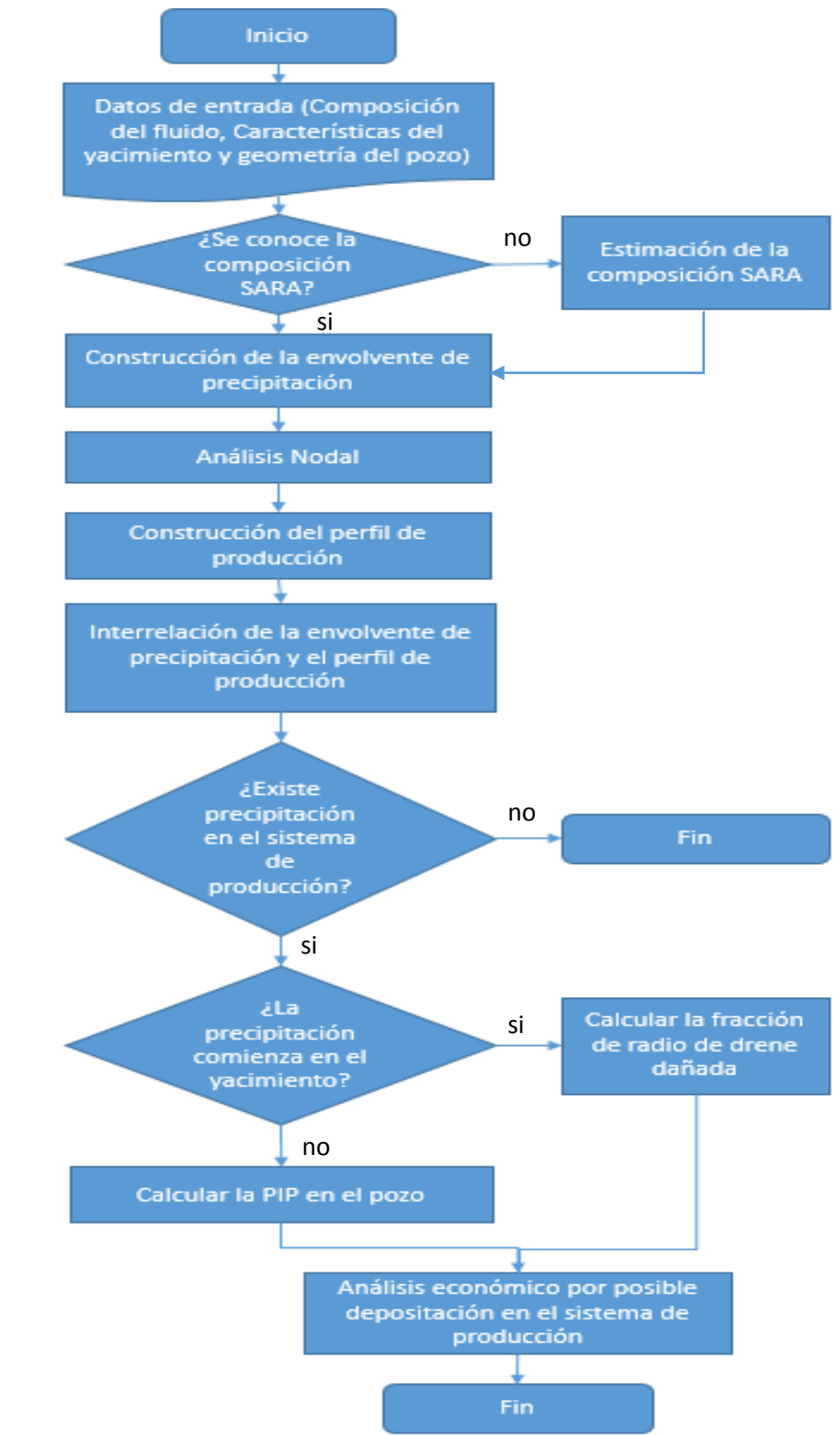


Figura 8.3 Diagrama de flujo de la metodología propuesta para la estimación de precipitación de asfaltenos en el sistema de producción.

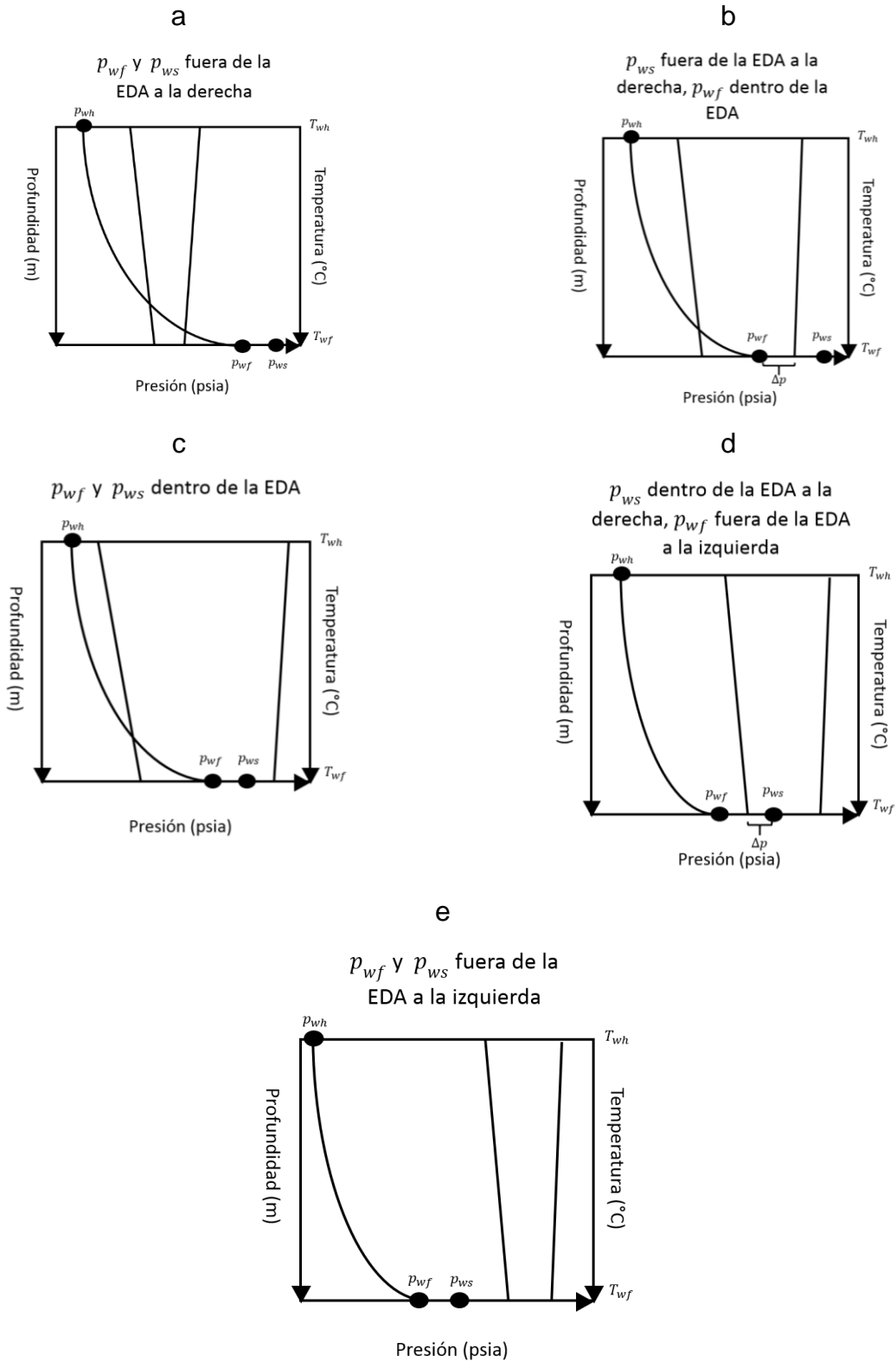


Figura 8.4 Tipos de daño al pozo y formación productora por precipitación de asfaltenos.

9. CASO DE ESTUDIO

Las actividades exploratorias realizadas durante el año 2012, han permitido a Petróleos Mexicanos (Pemex) alcanzar una incorporación de reservas 3P por 1,731.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, valor muy semejante a la cifra record de 1,773.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de 2009, valores máximos alcanzados desde la adopción de los lineamientos internacionales. Los trabajos exploratorios se continúan realizando en todas las cuencas petroleras de México, pero durante 2012 destacaron los realizados en aguas profundas del Golfo de México.

Los resultados descritos anteriormente, fueron el resultado de las grandes inversiones que Pemex Exploración y Producción destinó para la ejecución de actividades exploratorias. Durante 2012, se invirtieron 33 mil 345 millones de pesos, mismos que fueron destinados principalmente a la terminación de 36 pozos exploratorios y 1 delimitador, la adquisición sísmica 3D de 26,533 kilómetros cuadrados y la adquisición sísmica 2D de 3,505 kilómetros. Todas estas actividades sin duda alguna están agregando valor a través de una mejora gradual en la restitución de reservas, estrategia que se debe continuar, considerando que el periodo de maduración de los proyectos exploratorios es de varios años, principalmente si consideramos los proyectos en aguas profundas del Golfo de México.

El pozo Maximino-1 perforado en la cuenca del área de Perdido en el Golfo de México se declaró comercialmente productivo en el 2013 (figura 9.1). De acuerdo

con el último informe de exploración de la CNH, se detectaron concentraciones comerciales de petróleo y gas en un intervalo productivo entre los 5.262m y los 5.286m. Se han estimado reservas 3P de 118.7 MMb y 344.7 MMMpc.

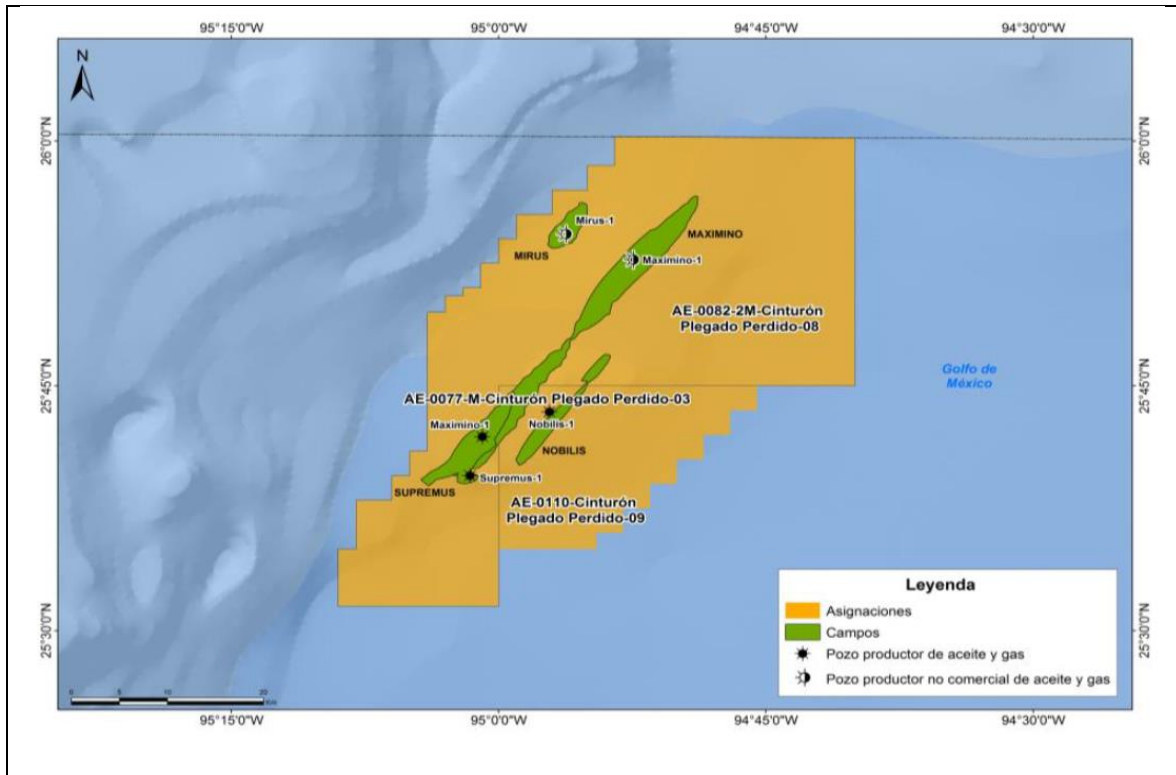


Figura 9.1 Mapa de localización del pozo Maximino-1 dentro del bloque Nobilis-Maximino, asignación de Pemex en aguas profundas.

En Julio del 2013 se tomaron muestras de fondo del fluido del pozo en el intervalo encontrado como comercial para el cual se definieron una serie de actividades tomando en cuenta el siguiente alcance:

- Homogeneizar la muestra de fondo a las condiciones de yacimiento.
- Llevar a cabo un estudio preliminar para evaluar la muestra de fondo, lo cual incluye:

- Determinación del grado de contaminación de la muestra con filtrado de lodo (OBM).
- Relación Gas-Aceite (RGA) a partir de un flash hasta condición atmosférica, composición del fluido de yacimiento, (líquido de flash, gas de flash) y las propiedades del fluido monofásico.
- Llevar a cabo un estudio de Expansión a Masa Constante (CCE) a la temperatura del yacimiento.
- Llevar a cabo actividades de rastreo de envolvente de fases a las siguientes condiciones de temperatura incluyendo la del yacimiento: 76.5 °C; 55.0 °C; 35.0 °C y 20.0 °C.
- Llevar a cabo un estudio de Agotamiento a Volumen Constante (CVD) a la temperatura del yacimiento.
- Llevar a cabo mediciones de Viscosidad del aceite vivo y del líquido de tanque a la temperatura del yacimiento.
- Llevar a cabo Pruebas de Separación Multi-Etapas (MSST).
- Llevar a cabo Pruebas de análisis de Presión de Precipitación de Asfaltenos (Asphaltenes Onset Pressure (AOP) – por sus siglas en Ingles) de la muestra a las siguientes condiciones de temperatura incluyendo la del yacimiento: 76.5 °C; 25.0 °C y 15.0 °C.

Con la información recolectada del fluido del pozo y de las propiedades del yacimiento se llevó a cabo el estudio para determinar si el sistema integral de producción compuesto por yacimiento-pozo presenta precipitación de asfaltenos.

10. RESULTADOS

Para realizar el estudio de precipitación de asfaltenos en el sistema de producción se desarrolló una herramienta de cómputo en lenguaje de programación FORTRAN que contiene todos los procesos necesarios que se trataron en los capítulos anteriores.

El programa de cómputo necesita de dos archivos de entrada. En el primero de ellos se deben colocar datos del fluido del pozo, del yacimiento y geometría del pozo. Esto nos va a servir para construir el perfil de presiones y temperaturas desde el fondo del pozo hasta la cabeza de pozo. En el otro archivo de entrada se requieren todos los parámetros necesarios para construir la curva de comienzo de precipitación de asfaltenos (EPA), como son las fracciones mol de los componentes ligeros, la composición SARA del fluido (si se cuenta con ella), y los datos experimentales de presión de burbuja. Para el caso de estudio tomado, pozo Maximino-1, los dos archivos de entrada se conformaron como se muestra en las tablas (10.1) y (10.2).

Como se explicó en el capítulo 6, se necesitan conocer las fracciones peso de los componentes SARA para construir la envolvente de precipitación de asfaltenos (EPA). El programa de cómputo de manera automática reconoce si existen o no valores de SARA experimentales introducidos. Si no existen, realiza el cálculo de estas fracciones con el método descrito en el capítulo 7. En caso de existir utiliza el método del capítulo 6 para construir la envolvente. La composición SARA calculada para el caso del fluido del pozo Maximino-1 se muestra en la tabla (10.3).

Tabla 10-1 Datos de entrada para la construcción del perfil de flujo obtenidos del estudio PVT realizado a los fluidos del pozo, de características de la formación y geometría del pozo propuesta

Variable	Valor	Unidades
Presión promedio del yacimiento	698.85	kg/cm^2
Temperatura del yacimiento	76.5	$^{\circ}C$
Presión en la cabeza del pozo.	100.0	kg/cm^2
Temperatura estimada en la cabeza del pozo	30.0	$^{\circ}C$
Presión de burbuja a la temperatura del yacimiento	389.5	kg/cm^2
Profundidad del pozo	5270.0	m
Diámetro interno de la tubería.	1.995	pg
Densidad API del aceite	40	
Viscosidad del aceite	1.47	cP
Gravedad específica del gas	0.762	
Tensión superficial gas-aceite	30	Dinas/cm
Permeabilidad absoluta	25	mD
Espesor neto de la formación	30	m
Radio del pozo	0.123	m
Radio de drene	450	m
Daño a la formación	0.0	
Relación gas-aceite	582.75	m^3/m^3
Factor de volumen del aceite	2.4	m^3/m^3

Tabla 10-2 Datos de entrada para la construcción de la envolvente de precipitación de asfaltenos EPA.

Fracciones mol de los componentes ligeros			
% H ₂ S	% N ₂	% CO ₂	% C ₁ -C ₄
0.0	0.34	0.15	81.46
Fracciones peso de la composición SARA			
%wt Saturados	%wt Aromáticos	% wt Resinas	%wt Asfaltenos
0.0	0.0	0.0	0.0
Puntos de burbuja y de onset experimentales			
Temperatura	Presión de burbuja	Presión onset	
°C	<i>kg/cm²</i>	<i>kg/cm²</i>	
76.5	389.50	630.00	
55.0	383.93	-	
35.0	375.89	-	
20.0	365.17	-	

Con la composición SARA calculada y las fracciones mol de los componentes ligeros es posible construir las curvas de precipitación de asfaltenos y la de presión de burbuja. La envolvente para el fluido del pozo Maximino-1 se muestra en la figura 9.1. Como se puede apreciar las curvas calculadas con el procedimiento del capítulo 5 concuerdan de manera adecuada con los valores experimentales de presión de burbuja y con el único valor experimental de precipitación onset de asfaltenos.

Tabla 10-3 Composición SARA calculada para el fluido del pozo Maximino-1

%wt Saturados	%wt Aromáticos	%wt Resinas	%wt Asfaltenos
75.0	24.0	0.7989	0.201

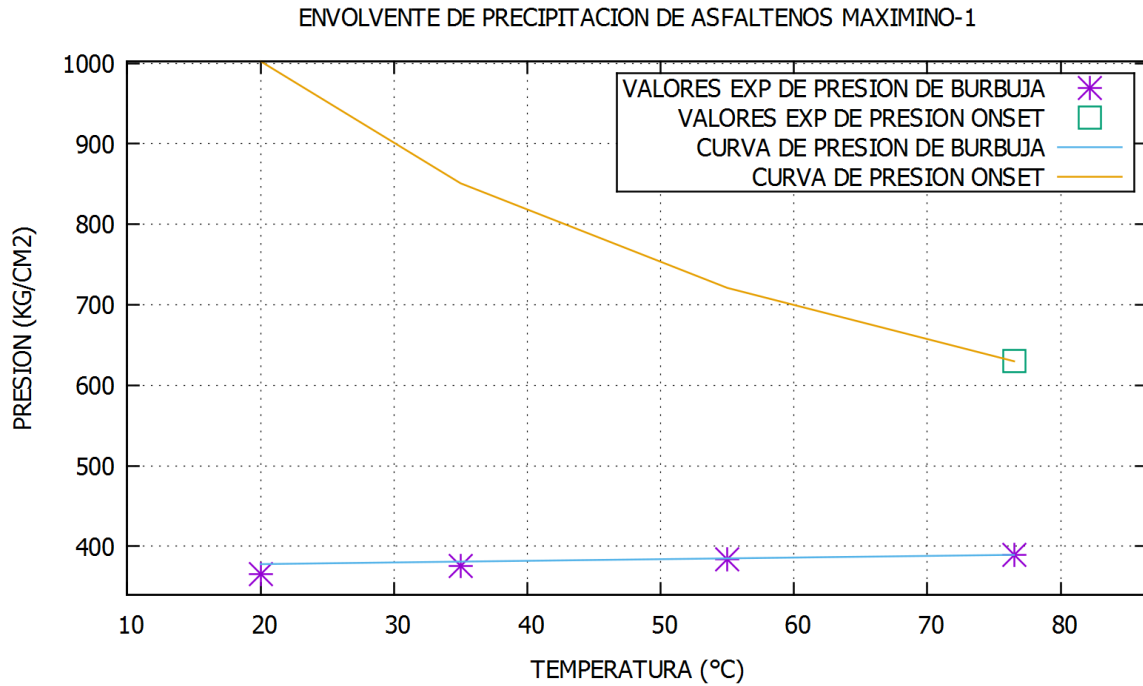


Figura 10.1 Envoltorio de precipitación de asfaltenos pozo Maximino-1

Para obtener las mejores condiciones de producción del sistema integral yacimiento-pozo se lleva a cabo un análisis nodal en donde el nodo solución es el fondo del pozo P_{wf} , como se explica en el capítulo 5. Se maneja la posibilidad de sensibilizar las variables como: (1) El factor de daño, (2) El diámetro de la tubería de producción y (3) La presión en cabeza del pozo. Esto con el fin de conocer cómo se altera la ubicación donde comienza la precipitación de asfaltenos dentro del sistema de producción.

Cada una de las variables mencionadas anteriormente se sensibiliza de manera individual. La tabla 10.4 nos muestra los valores de las variables que se sensibilizan. Mediante el estudio de análisis nodal aplicado a cada variable sensibilizada se pueden obtener las condiciones de presión de fondo y gasto en superficie que satisfacen cada sistema. Para el caso donde la variable sensibilizada es el daño a la formación, las condiciones se presentan en la figura 10.2, para el diámetro de tubería se presentan en la figura 10.11 y para la presión en cabeza se presentan en la figura 10.20. Estas condiciones son las que se utilizan para construir el perfil de flujo desde el fondo del pozo hasta la cabeza del pozo. A las condiciones resultantes de presión y temperatura entre los límites de fondo y cabeza del pozo se le añade la porción de la envolvente que está en esas condiciones para mostrar la ubicación en donde la precipitación comenzaría dentro del sistema yacimiento-pozo mediante la intersección de las curvas de comienzo de precipitación y de perfil de producción. Esto se observa en las figuras 10.3 a 10.9 para el caso de sensibilizar el factor de daño, 10.12 a 10.18 para el caso del diámetro de tubería, y 10.21 a 10.27 para el caso de presión en cabeza. Como se observa para los diferentes casos, no existe intersección entre las curvas mencionadas anteriormente, por lo que puede ser que la precipitación comience en el yacimiento. Lo anterior se rectifica al observar que el valor de comienzo de precipitación, P_{onset} , cae entre la P_{ws} y P_{wf} a temperatura del yacimiento. Entonces es posible calcular la porción de radio de drenaje que es afectada por el asfalteno precipitado a partir de la ecuación de flujo radial en estado estacionario, la cual es la más conveniente para obtener valores de distancia a una presión dada entre el diferencial de presión que se tiene en la formación ($P_{ws} - P_{wf}$). De la ecuación 3-3 del capítulo 3 se despeja r_e , y se utiliza P_{onset} en lugar de P_e .

Este valor de radio es el que está asociado al valor de presión onset de precipitación.

La ecuación que describe lo anterior queda

$$r_e = r_w \exp(x), \quad (10-1)$$

donde x está dado por

$$x = \frac{(p_{onset} - p_{wf})kh}{141.2qB_o\mu_o} - s. \quad (10-2)$$

Para cada caso de sensibilización se obtiene una porción del radio de drene que es afectada por la precipitación de los asfaltenos. En las figuras 10.10, 10.19 y 10.28 se representan estas porciones del radio de drene donde comienza la precipitación de asfaltenos para los casos donde se sensibiliza el factor de daño, el diámetro de tubería y la presión en cabeza, respectivamente. Como se puede observar en las gráficas, el círculo de mayor tamaño representa el radio de drene, r_e , y el círculo de menor tamaño representa el radio del pozo, r_w . Los demás círculos representan la zona afectada por precipitación de asfaltenos dentro del yacimiento para las distintas sensibilizaciones

Las zonas afectadas del yacimiento se encuentran entre el pozo y el radio de la circunferencia para cada sensibilización, esto quiere decir que la zona del yacimiento donde empieza la precipitación hacia la cara del pozo puede ser una zona afectada por posible depositación de asfaltenos, dependiendo de las condiciones dinámicas de flujo.

Tabla 10-4 Valores sensibilizados en el modelo.

Sensibilidad	Factor de daño	Diámetro de la tubería (pg)	Presión en cabeza kg/cm^2
1	3	1.6	175
2	2	1.8	150
3	1	2.0	125
4	0	2.2	100
5	-1	2.4	75
6	-2	2.6	50
7	-3	2.8	25

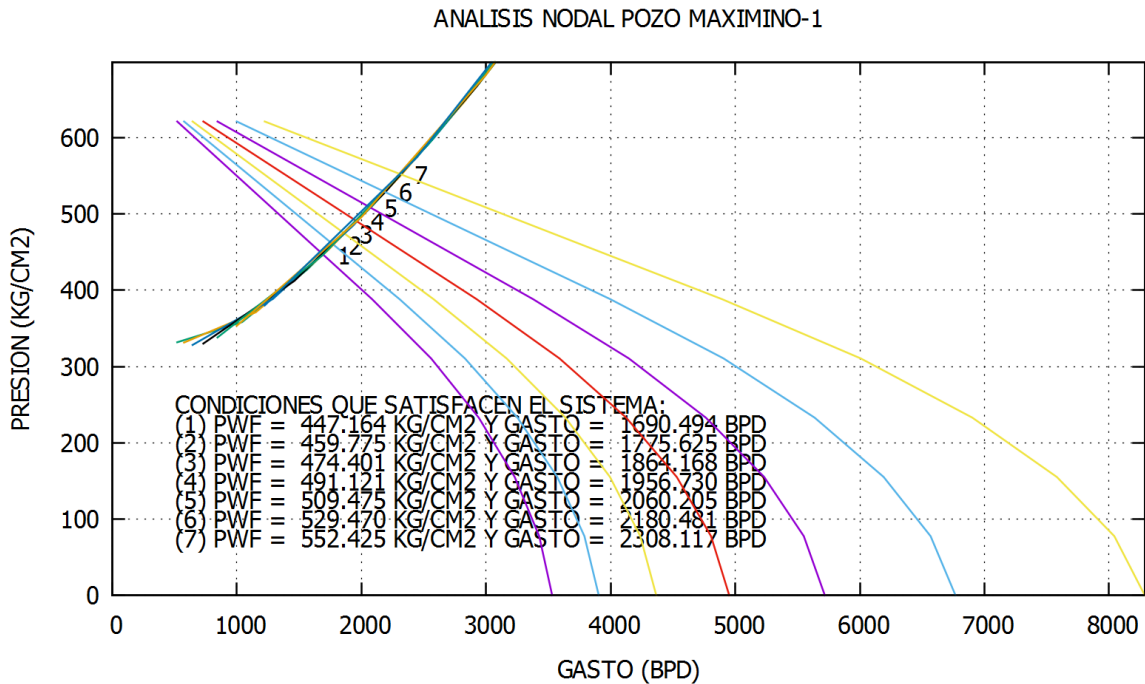


Figura 10.2 Análisis nodal con factor de daño como variable de sensibilización.

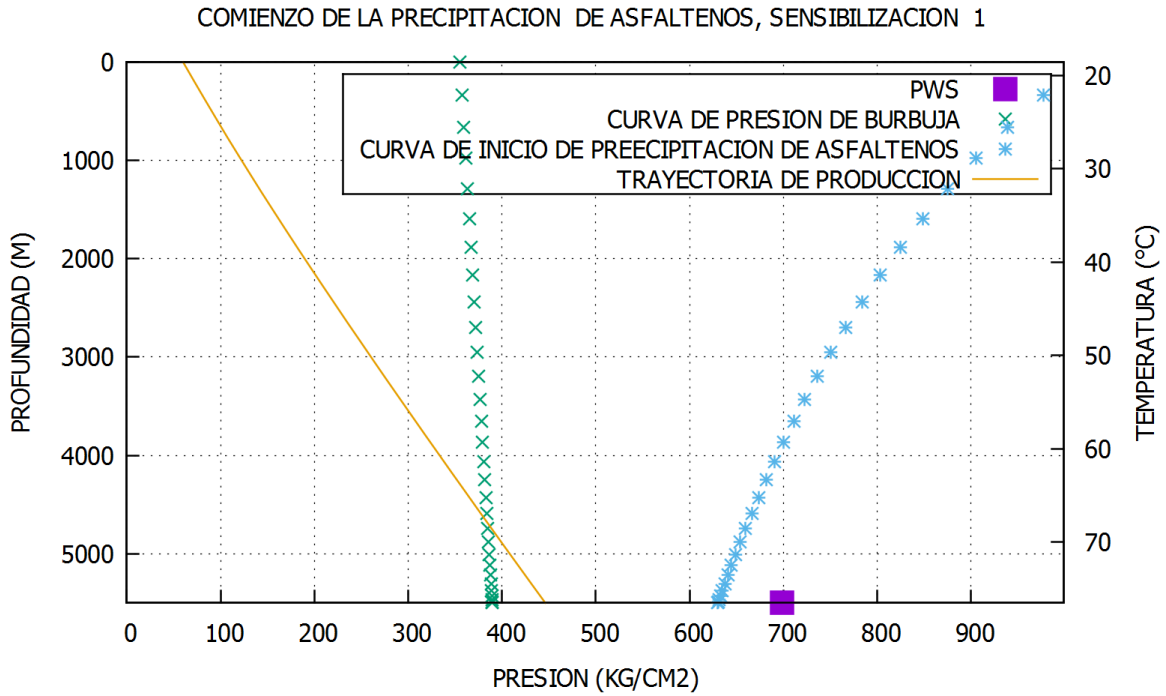


Figura 10.3 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado del factor de daño igual a 3.

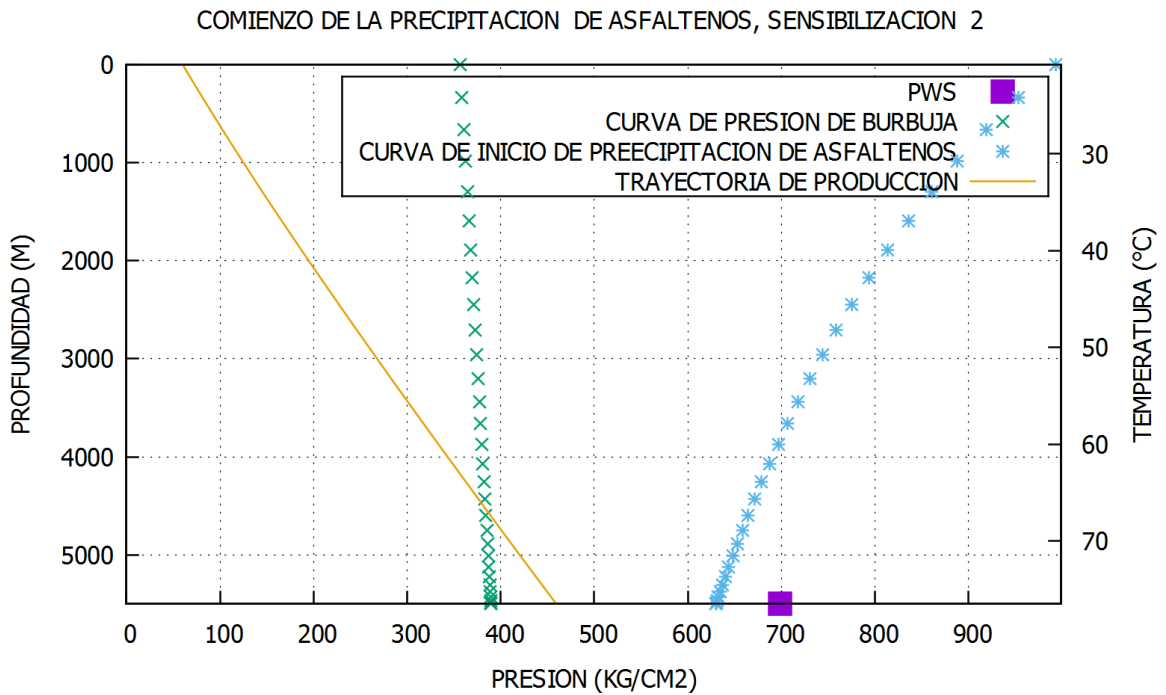


Figura 10.4 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado del factor de daño igual a 2.

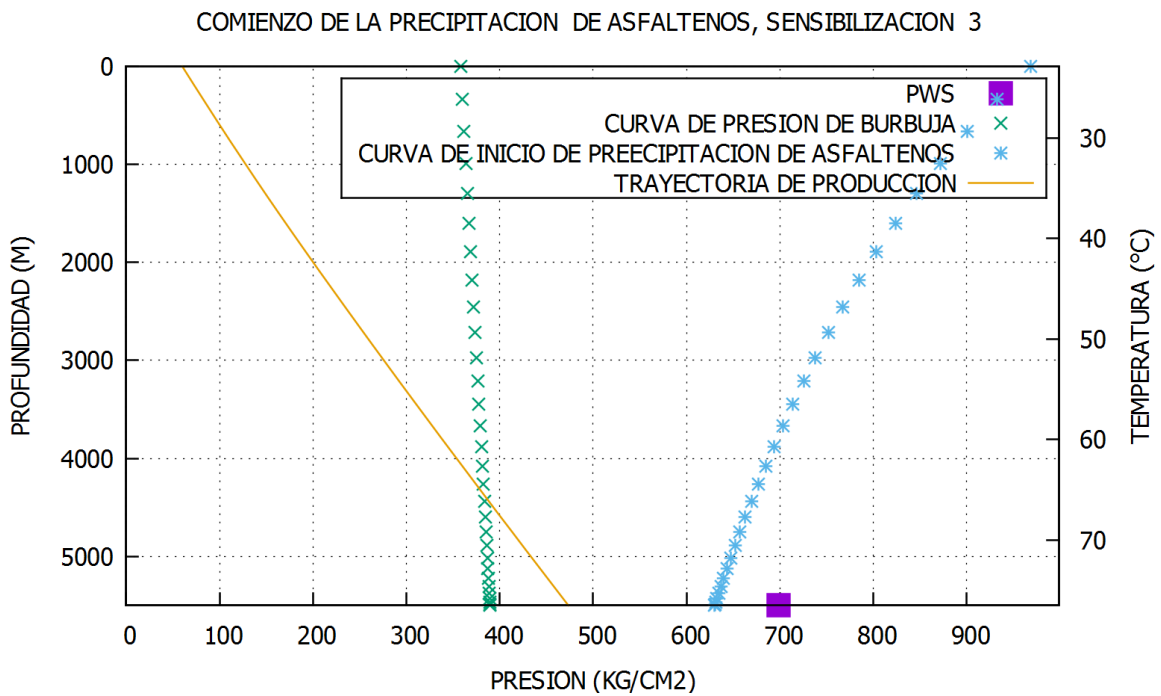


Figura 10.5 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado del factor de daño igual a 1.

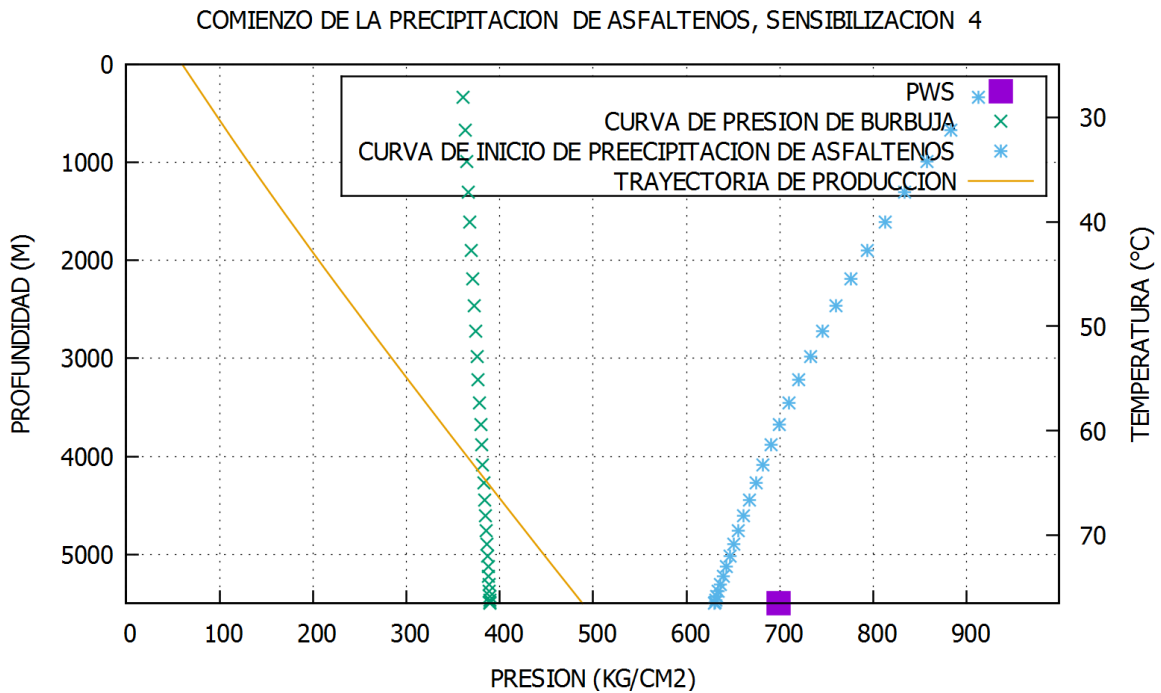


Figura 10.6 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado del factor de daño igual a 0.

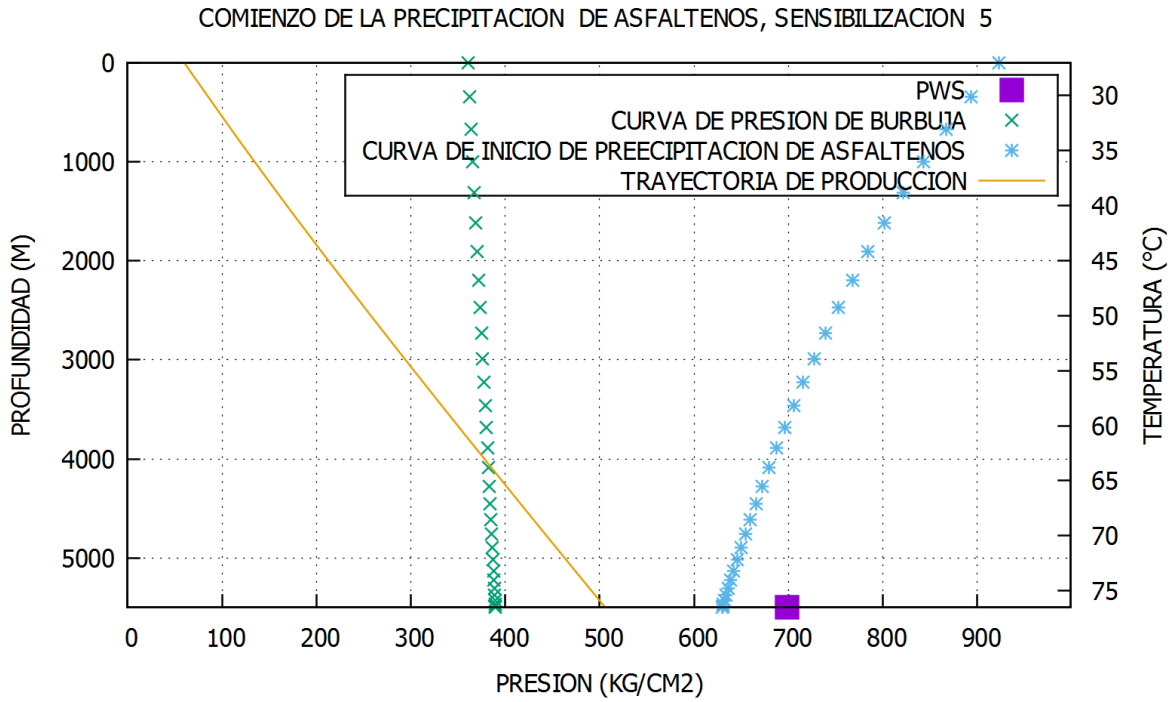


Figura 10.7 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado del factor de daño igual a -1.

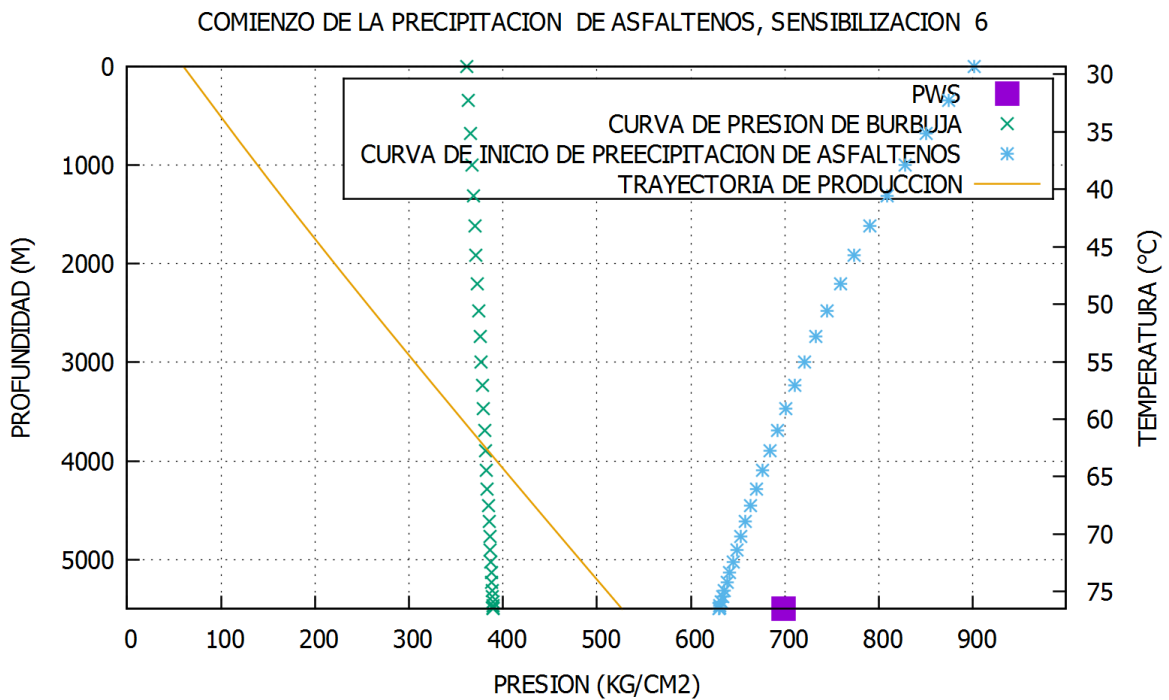


Figura 10.8 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado del factor de daño igual a -2.

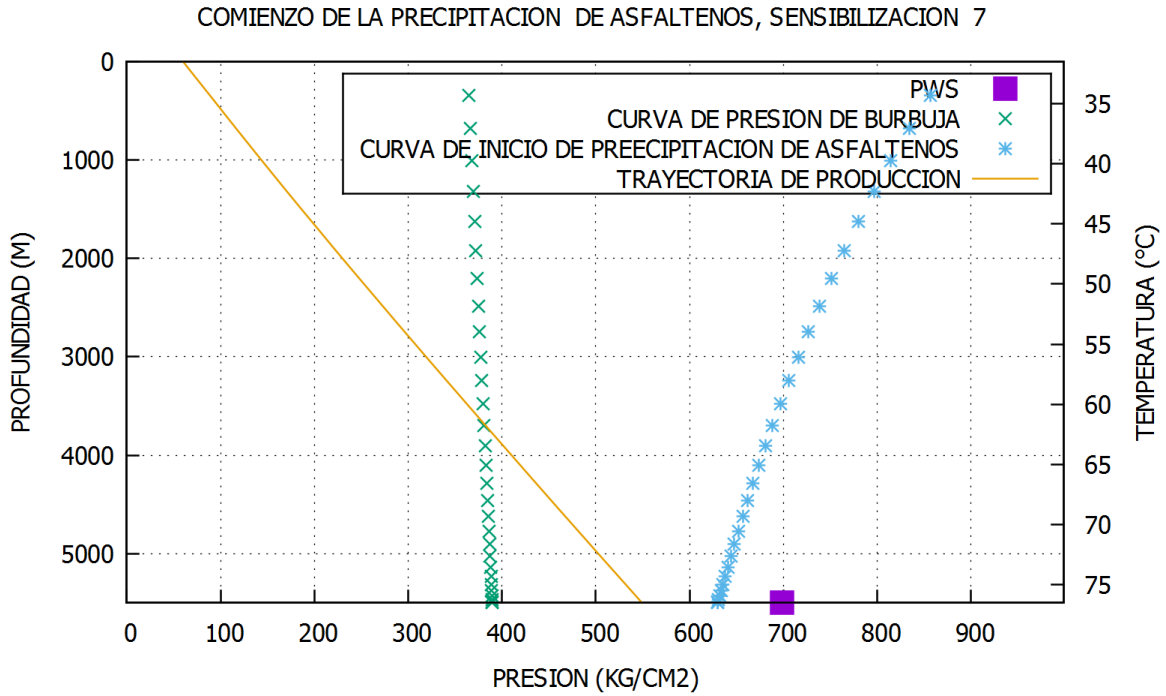


Figura 10.9 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado del factor de daño igual a -3.

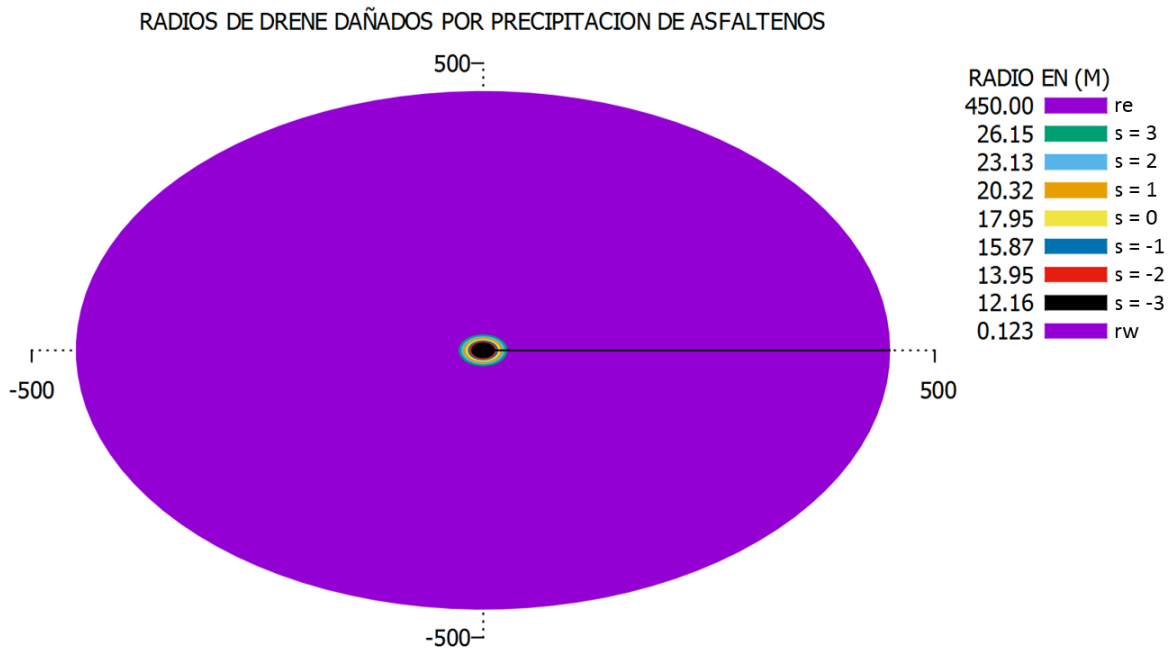


Figura 10.10 Fracciones de radios de drenaje afectados por la precipitación de asfaltenos para los valores sensibilizados del factor de daño.

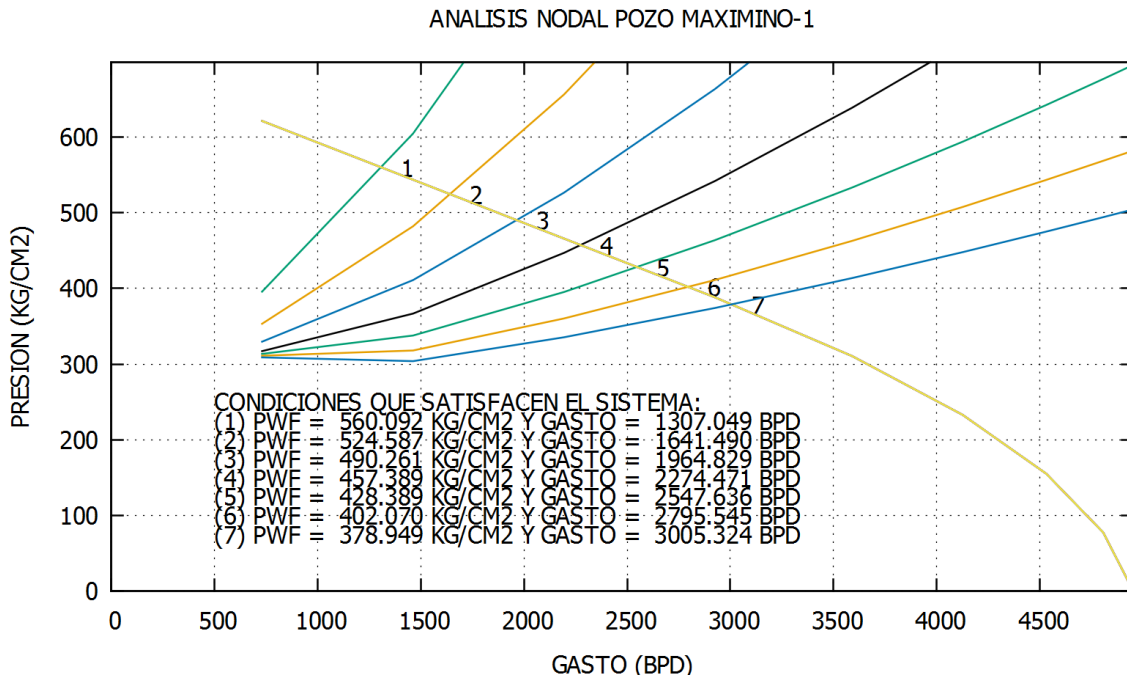


Figura 10.11 Análisis nodal con diámetro interno de tubería como variable de sensibilización.

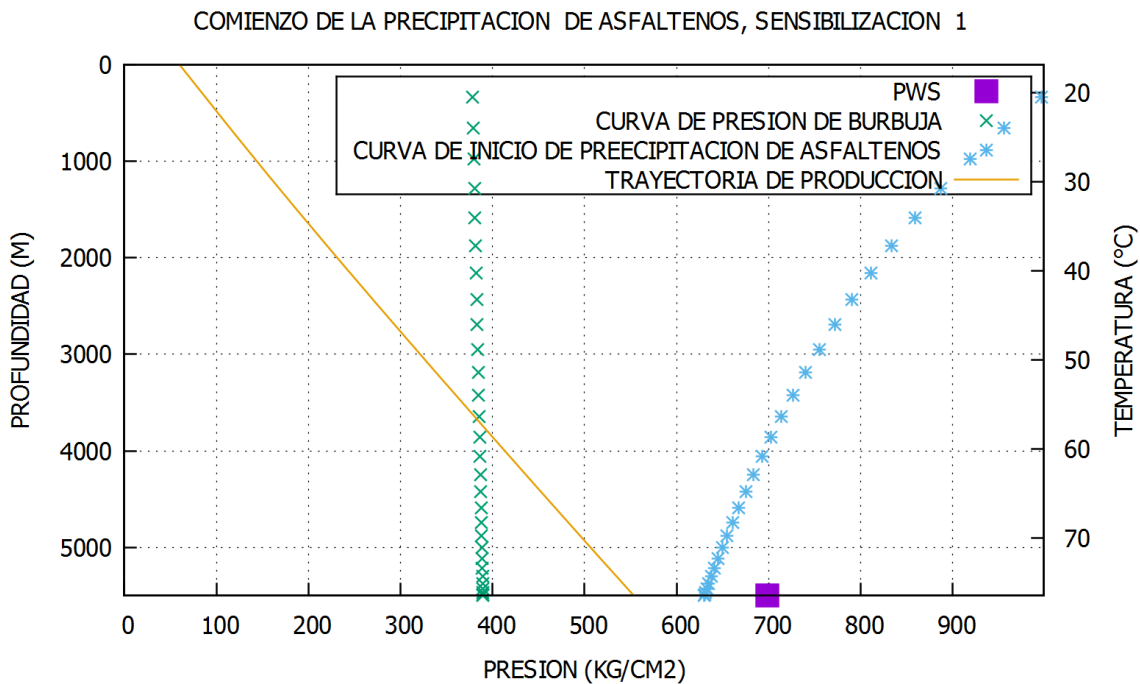


Figura 10.12 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de diámetro interno de tubería igual a 1.6 pg.

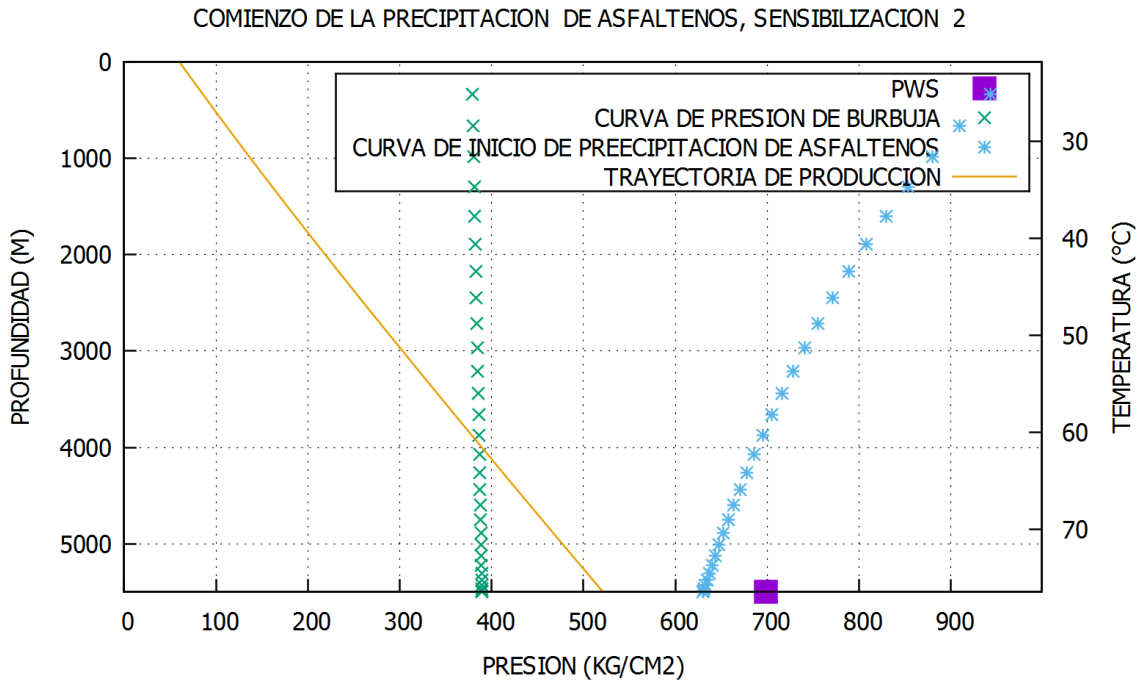


Figura 10.13 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de diámetro interno de tubería igual a 1.8 pg.

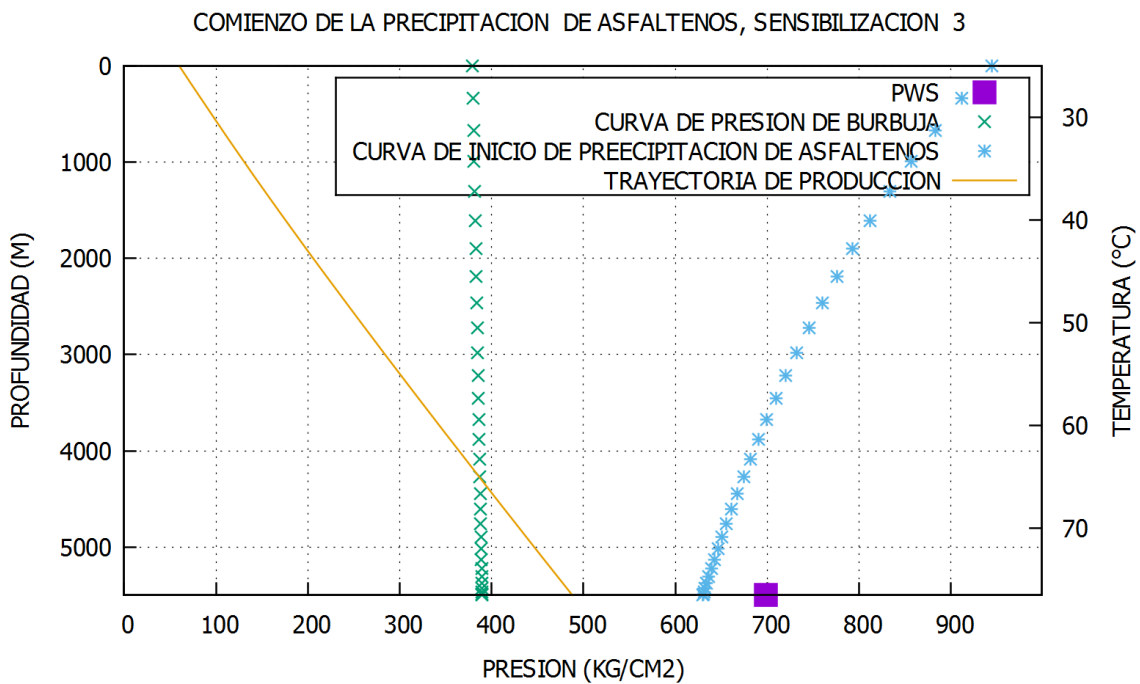


Figura 10.14 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de diámetro interno de tubería igual a 2.0 pg.

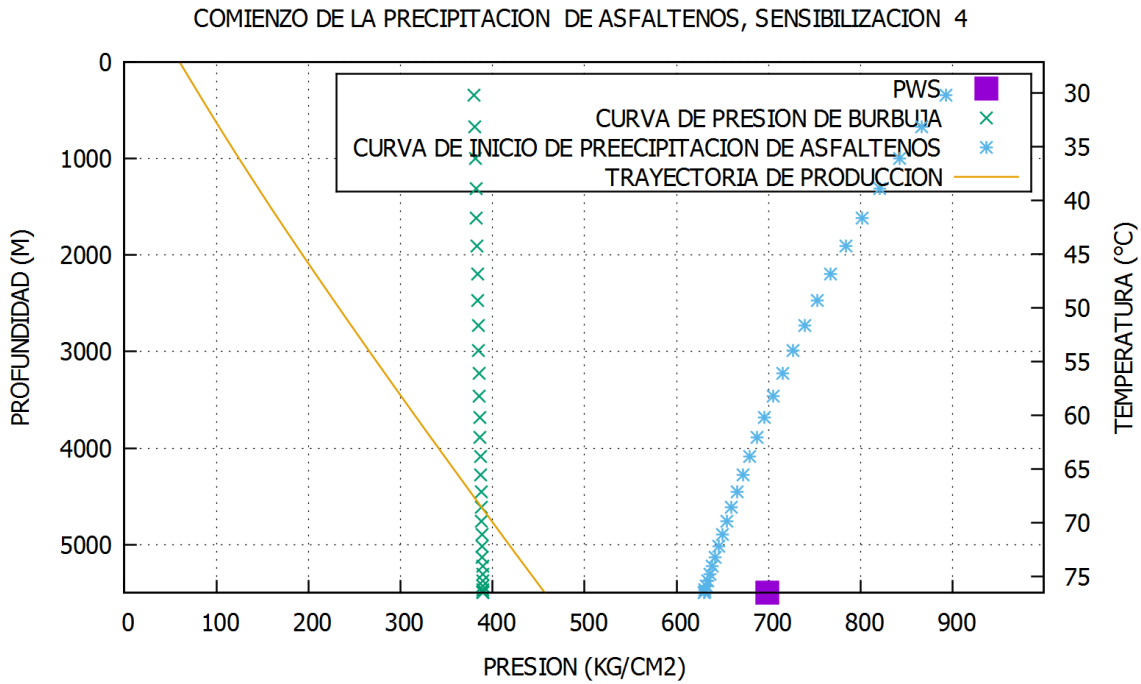


Figura 10.15 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de diámetro interno de tubería igual a 2.2 pg.

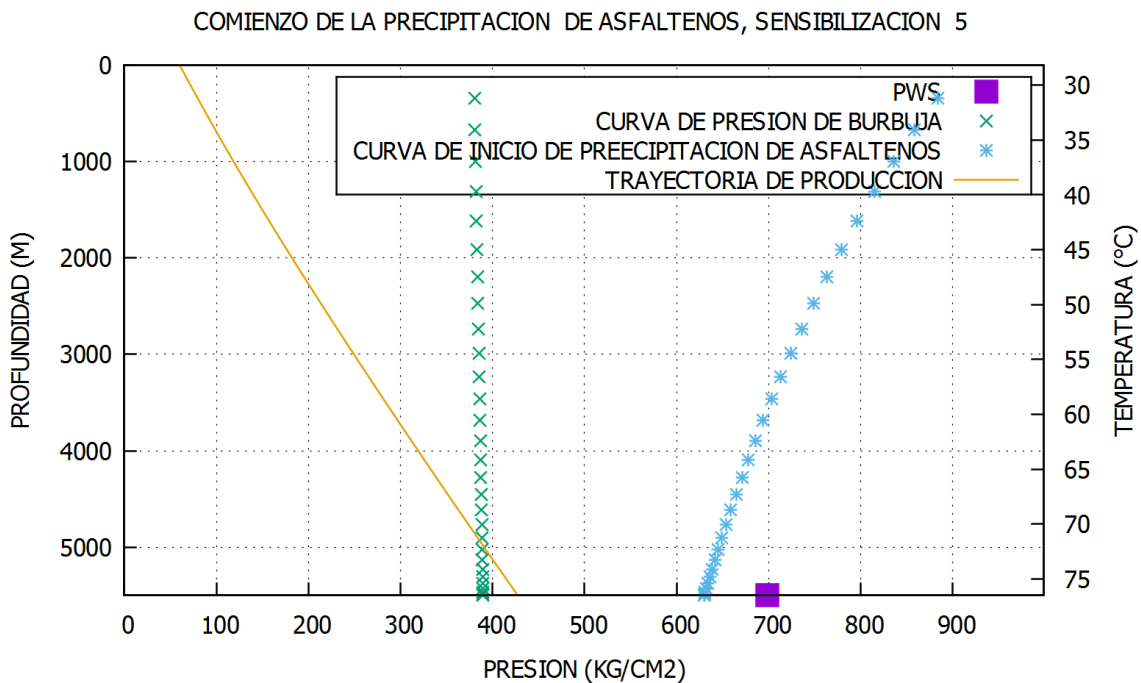


Figura 10.16 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de diámetro interno de tubería igual a 2.4 pg.

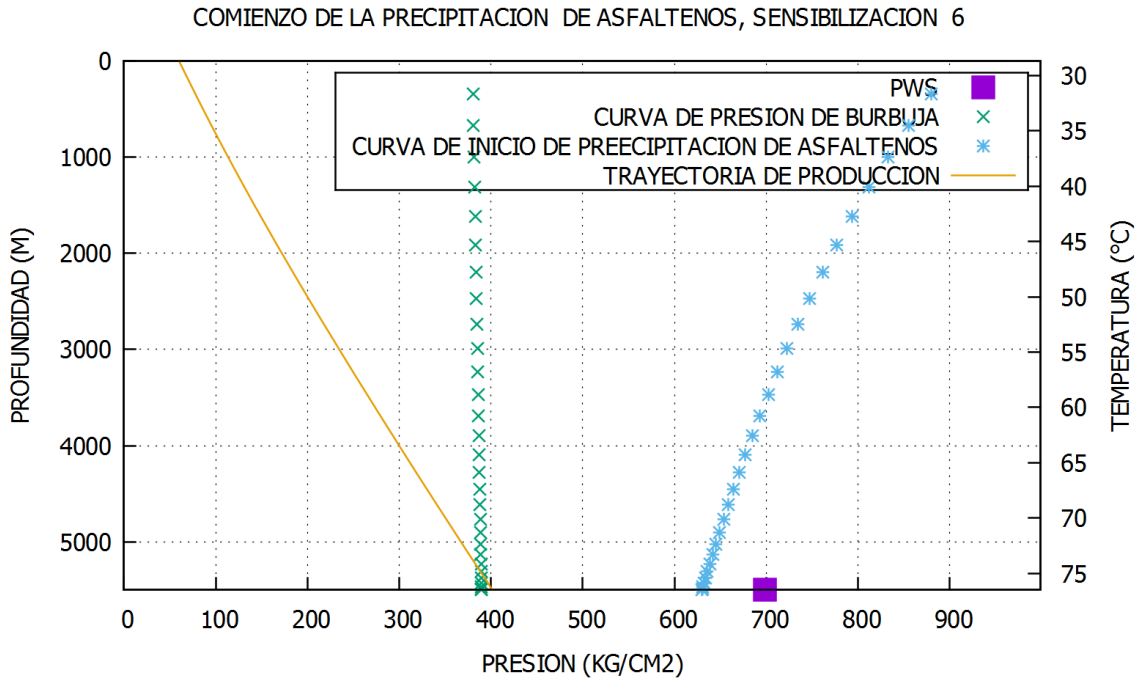


Figura 10.17 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de diámetro interno de tubería igual a 2.6 pg.

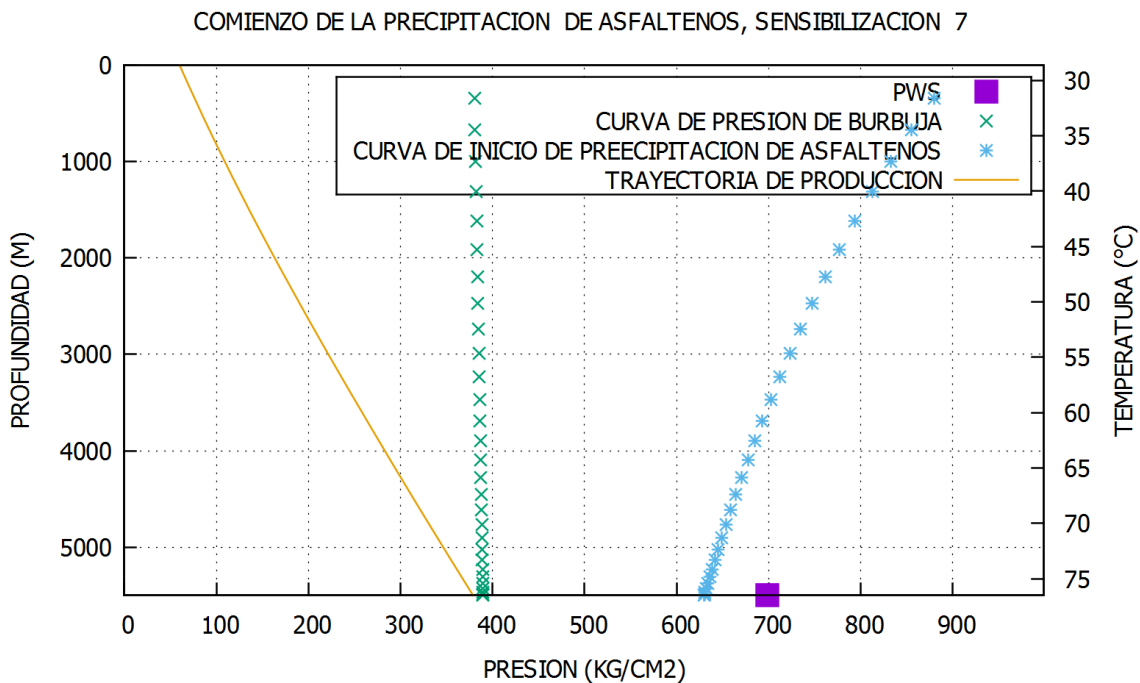


Figura 10.18 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de diámetro interno de tubería igual a 2.8 pg.

RADIOS DE DRENE DAÑADOS POR PRECIPITACION DE ASFALTENOS

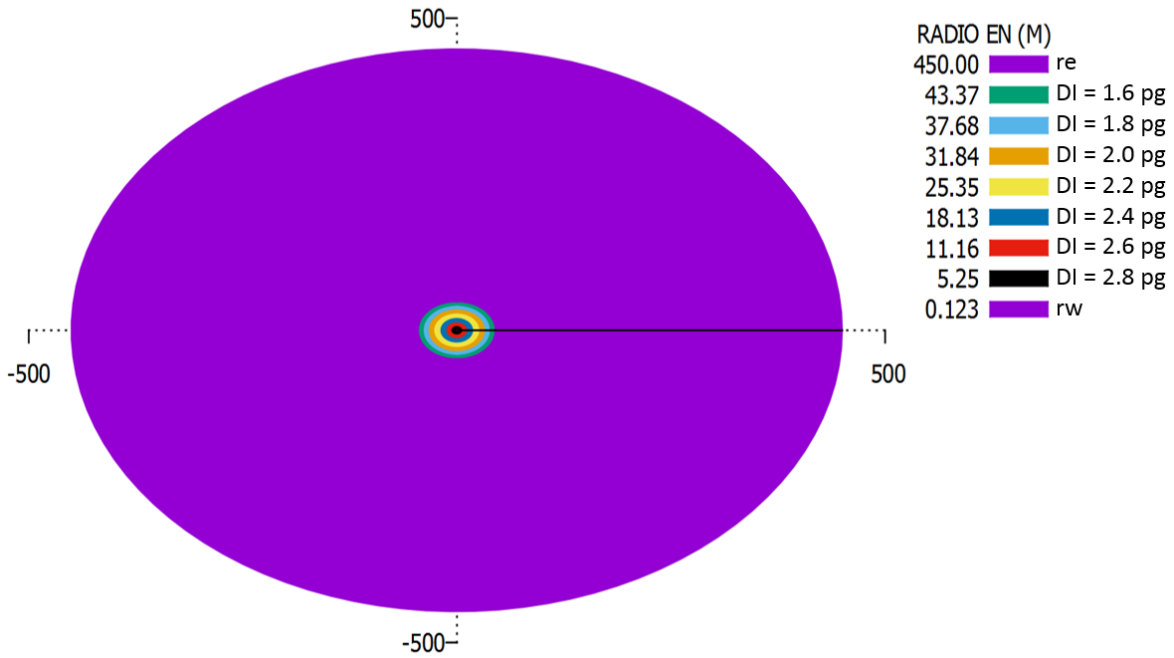


Figura 10.19 Fracciones de radios de drenaje afectados por la precipitación de asfaltenos para los valores sensibilizados de diámetro interno de tubería.

ANALISIS NODAL POZO MAXIMINO-1

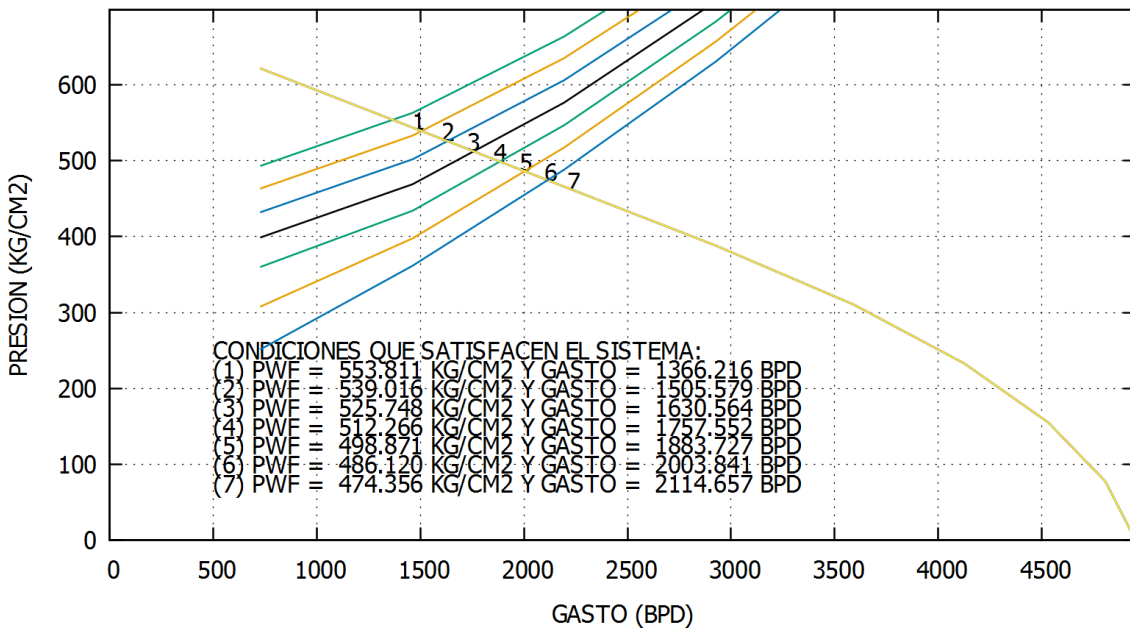


Figura 10.20 Análisis nodal con presión en la cabeza del pozo como variable de sensibilización.

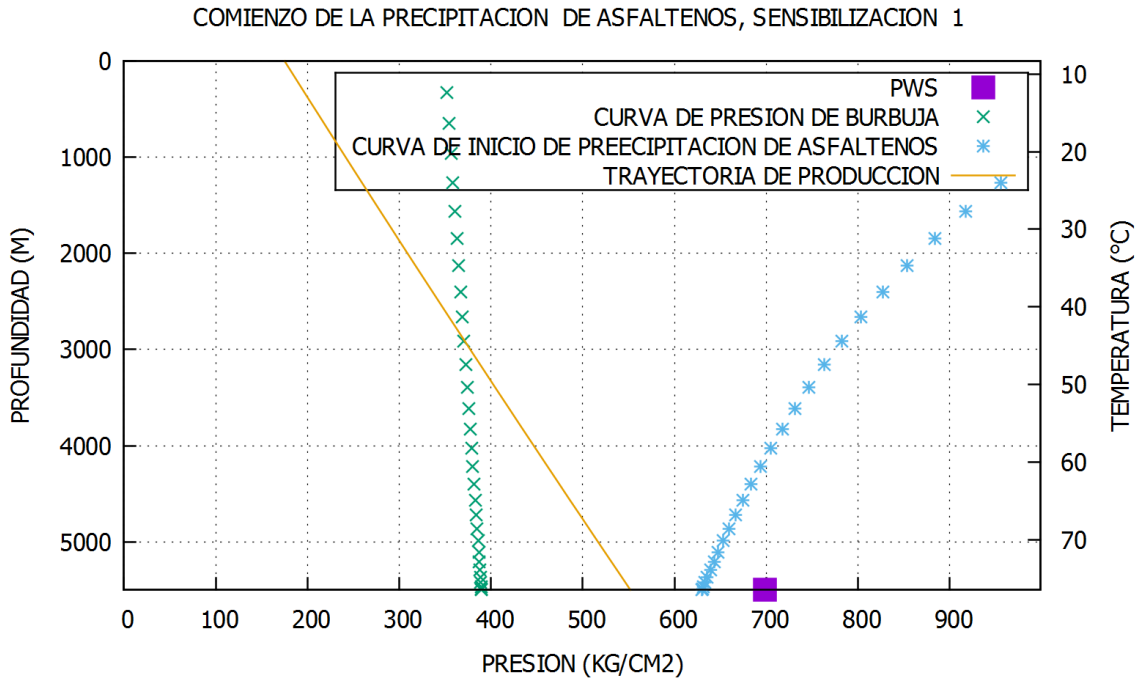


Figura 10.21 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de la presión en la cabeza del pozo igual a 175.0 kg/cm^2 .

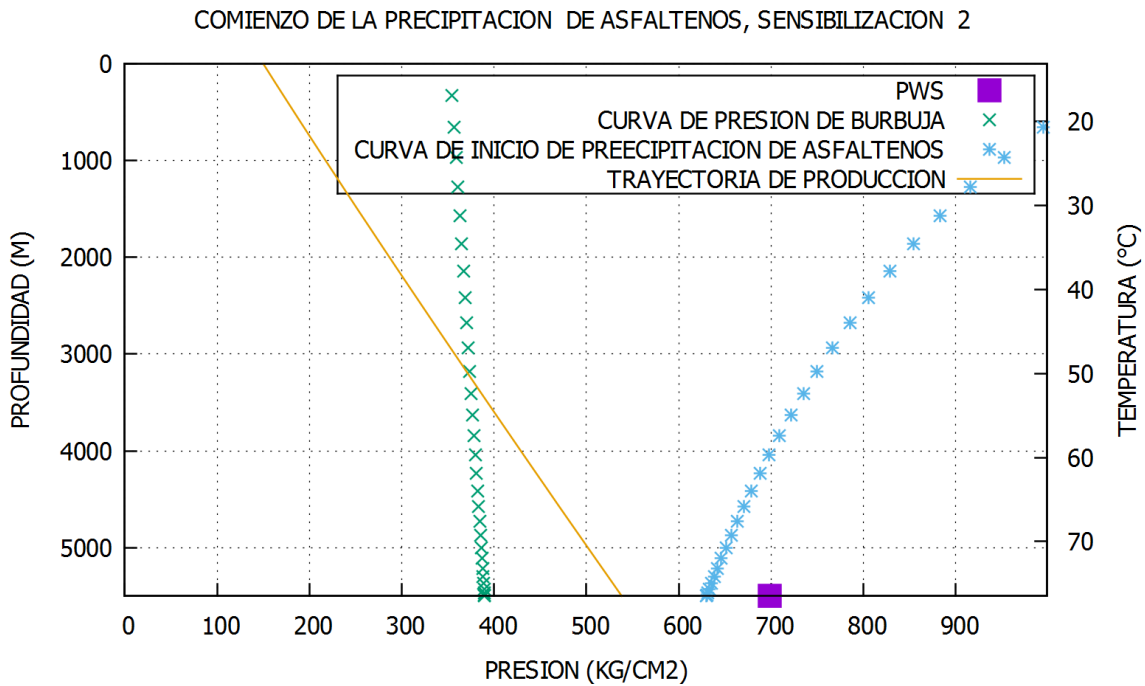


Figura 10.22 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de la presión en la cabeza del pozo igual a 150.0 kg/cm^2 .

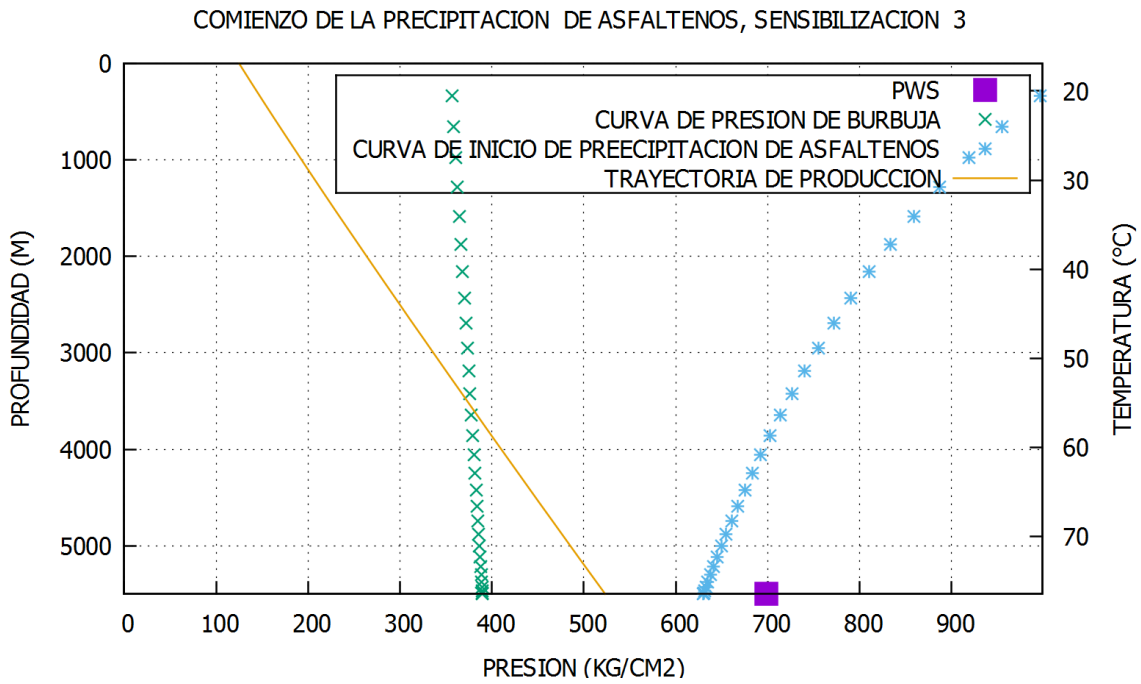


Figura 10.23 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de la presión en la cabeza del pozo igual a 125.0 kg/cm^2 .

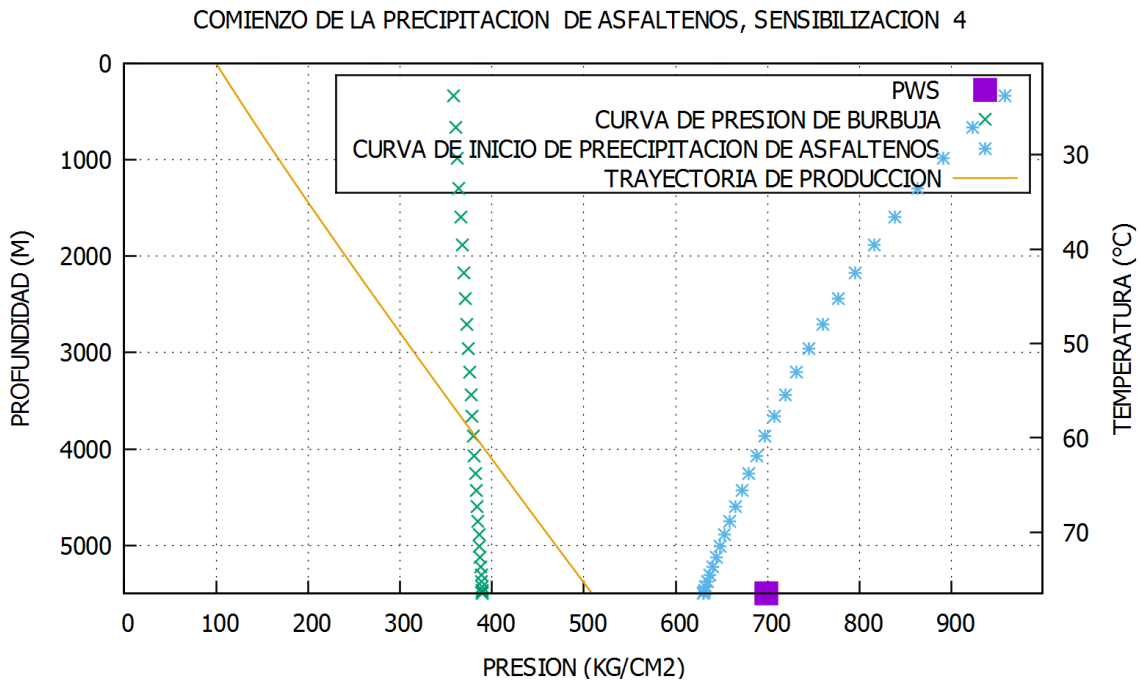


Figura 10.24 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de la presión en la cabeza del pozo igual a 100.0 kg/cm^2 .

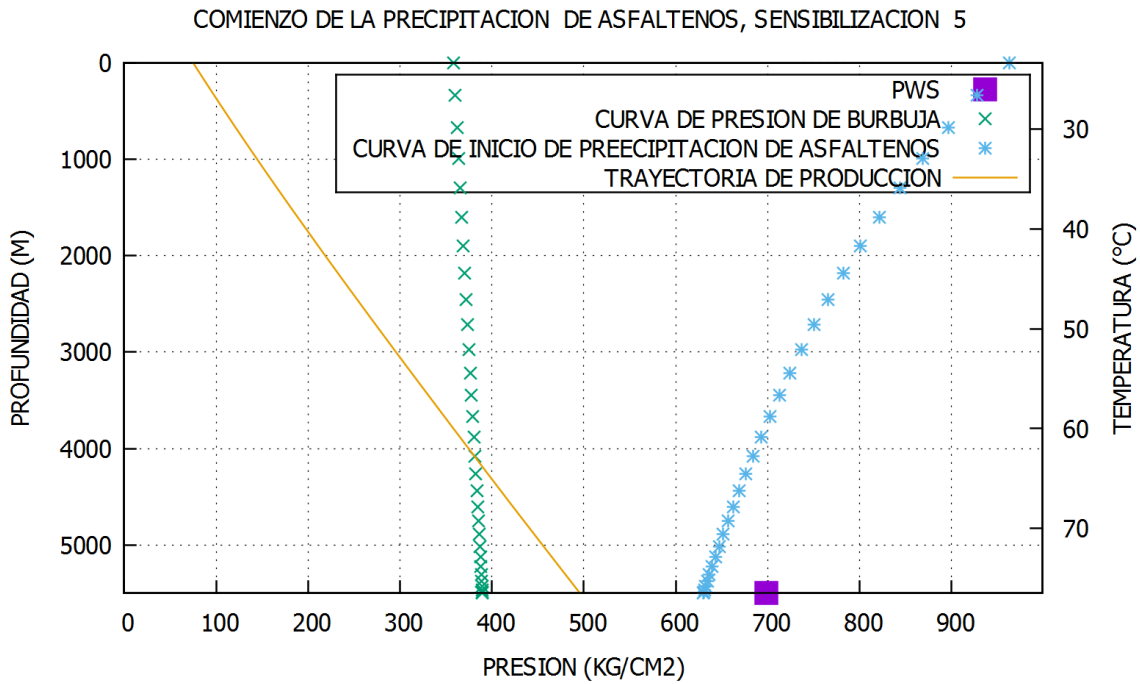


Figura 10.25 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de la presión en la cabeza del pozo igual a 75.0 kg/cm^2 .

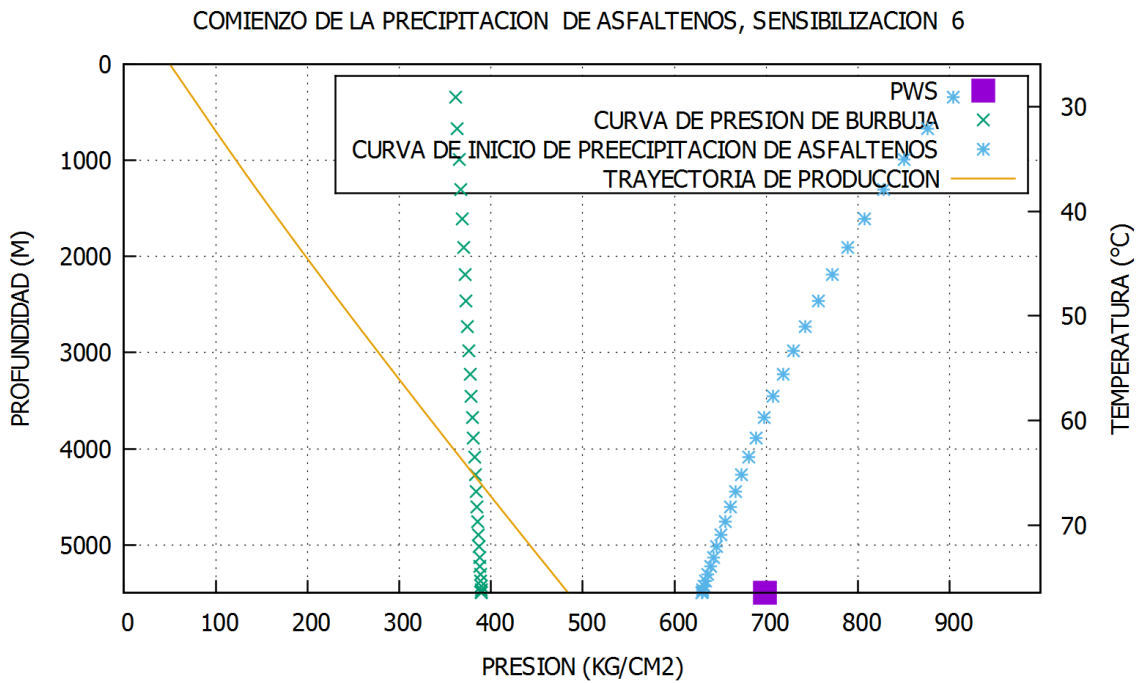


Figura 10.26 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de la presión en la cabeza del pozo igual a 50.0 kg/cm^2 .

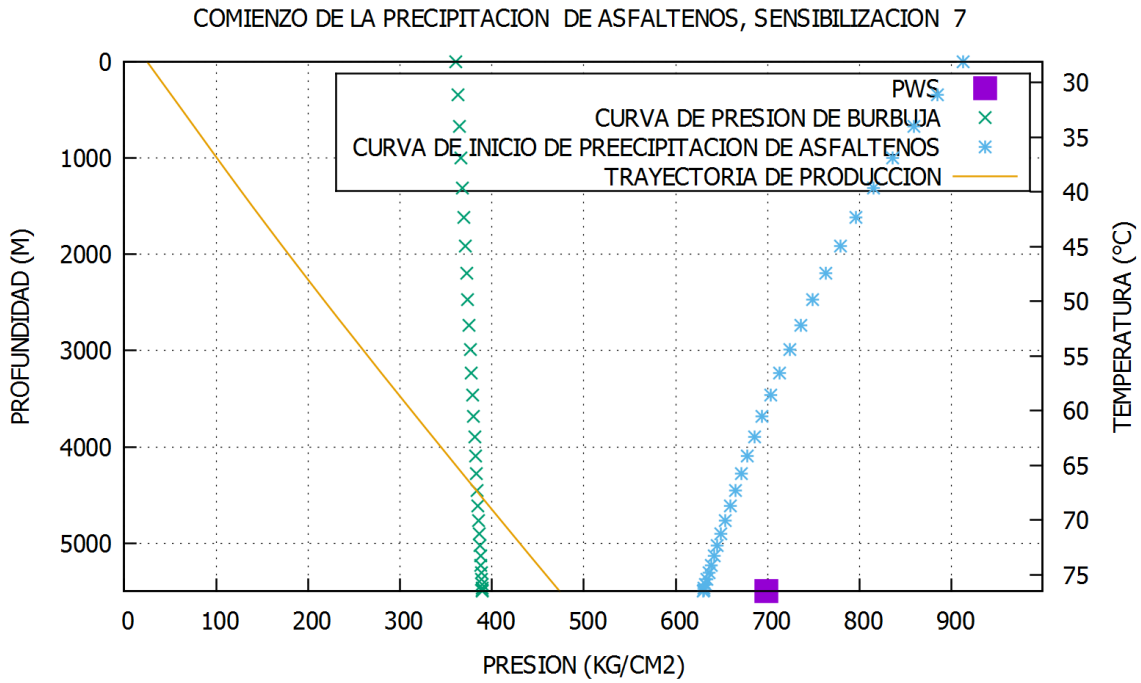


Figura 10.27 Gráfico Profundidad-Presión-Temperatura para el valor sensibilizado de la presión en la cabeza del pozo igual a 25.0 kg/cm^2 .

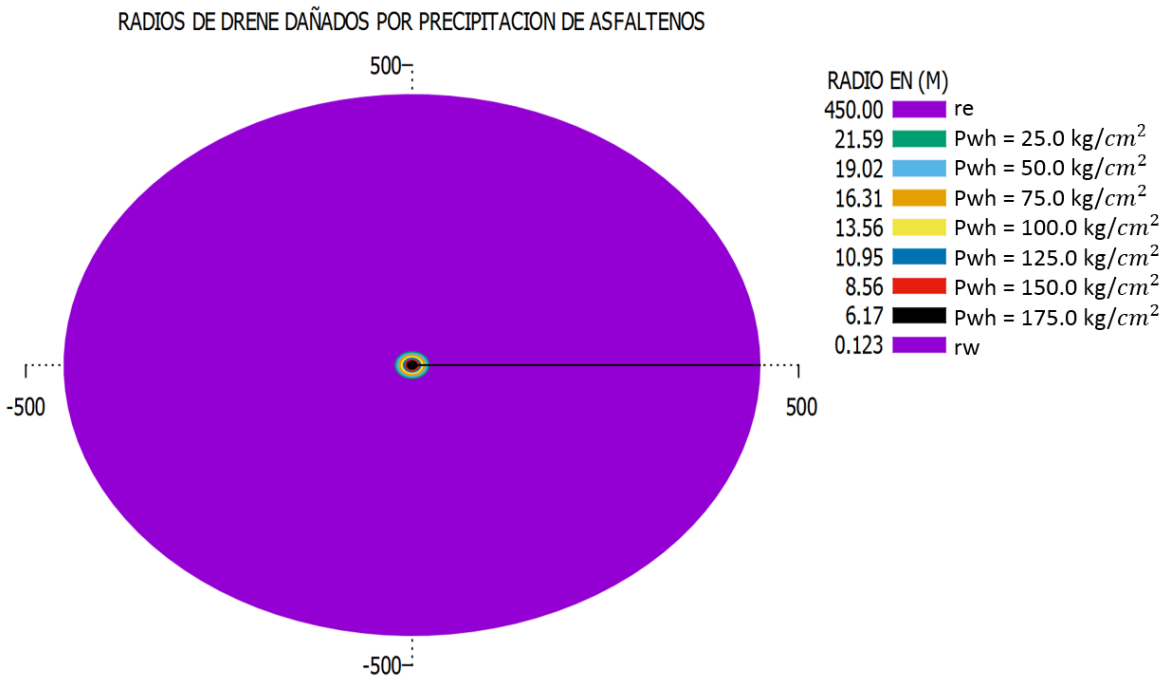


Figura 10.28 Fracciones de radios de drenaje afectados por la precipitación de asfaltenos para los valores sensibilizados de presión en la cabeza del pozo.

Como se ha observado, la precipitación de asfaltenos para el caso del pozo Maximino-1 comienza en el yacimiento. Entonces, la depositación se puede presentar tanto en el yacimiento como en la tubería de producción. Si se llegase a presentar depositación de asfaltenos en el yacimiento, la principal variable afectada sería la permeabilidad de la formación, k . Si la depositación también está presente en la tubería de producción, aquí se tendría una reducción del diámetro efectivo de flujo. El mecanismo de depositación de asfaltenos tanto en la tubería como en el yacimiento está fuera del alcance de este trabajo, pero se realiza un somero análisis de manera cualitativa en el cual se ocupará nuevamente el análisis nodal para observar el comportamiento del gasto de producción con la disminución de los valores de permeabilidad y diámetro de la tubería. Las suposiciones son que la toda la zona permeable es afectada por la depositación y que todo el largo de la tubería presenta reducción de diámetro por la depositación. La tabla 10.5 muestra los valores de permeabilidad y los espesores de asfalteno depositado supuesto.

Tabla 10-5 Variables modificadas del modelo por supuesta depositación.

Espesor (pg)	Permeabilidad (mD)
0.0	25
0.05	22
0.1	20

La grafica resultante del análisis nodal se muestra en la figura 10.11. Se pueden observar los distintos comportamientos de las curvas IPR y las curvas VLP, por la modificación de las variables ya mencionadas. De cada intersección de las curvas obtenemos el gasto de producción asociado a ese sistema yacimiento-pozo y se le multiplica por un costo de barril asociado para observar la pérdida de manera

monetaria en cada uno de los casos. El primer caso considera las condiciones normales donde no existe deposición de asfaltenos en el sistema. Los casos subsecuentes son una combinación de las variables modificadas, con su gasto asociado; así como la cantidad en pesos diarios de cada combinación.

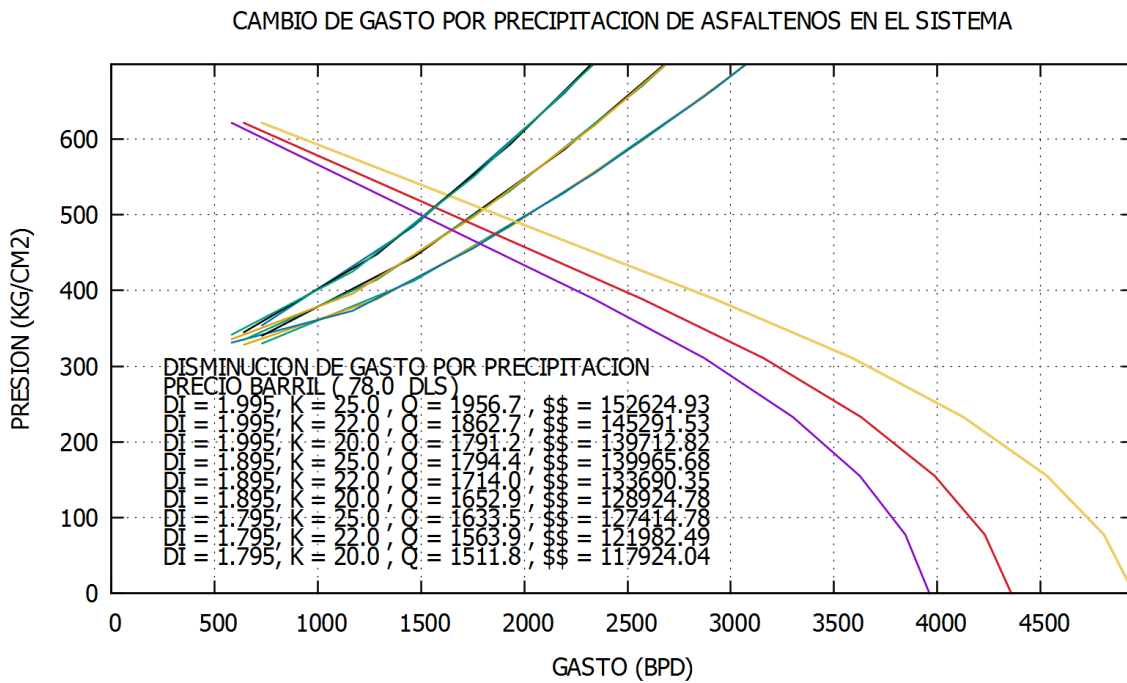


Figura 10.29 Variación de gasto del sistema por modificación en permeabilidad y diámetro interno de la tp por deposición de asfaltenos.

11. CONCLUSIONES

Como ya se ha venido observando y analizando en el capítulo anterior, con la información de los fluidos del pozo Maximino-1 que se tiene del PVT; así como la información de geometría del pozo y de información obtenida de pozos de correlación, se aprecia a través del estudio realizado que la precipitación de asfaltenos inicia enteramente en el yacimiento.

Mediante el uso de correlaciones basadas en el comportamiento de curvas de precipitación de asfaltenos y una base de datos de crudos asfálticos, se pudo estimar con gran precisión la composición SARA del fluido y la curva de precipitación de asfaltenos. Lo anterior se verificó con la concordancia que se logró con los datos experimentales de presión de burbuja y de onset de precipitación obtenidos del fluido del pozo Maximino-1. Lo anterior es una gran ventaja que permite, hasta cierto punto, eliminar las operaciones de muestro de fluido vivo-preservado y los análisis de laboratorio.

De acuerdo a los análisis de sensibilidad practicados, el estimular las cercanías del pozo mediante una acidificación o un fracturamiento hidráulico ayudaría a que la caída de presión en el yacimiento fuera menos severa; y así disminuir la porción de radio de drene en donde comienza la precipitación de asfaltenos.

Para el caso donde la variable sensibilizada fue el diámetro interno de la tubería, se apreció que el ir de un diámetro pequeño hacia un diámetro de mayor tamaño provoca que la presión en el fondo del pozo disminuya, y como consecuencia, la

porción de radio de drene que es afectada por precipitación de asfaltenos aumente. En este trabajo se observó que esta variable es la que más efecto tiene en cuanto a un cambio en la porción de radio de drene afectada, es decir, un ligero aumento en el diámetro interno de la tubería y el radio de drene dañado puede crecer hasta en mínimo unos 10 metros.

Para la tercera variable sensibilizada, la presión en la cabeza del pozo, se observó que mantener una presión en cabeza alta nos ayuda a mantener una presión en el fondo también alta, y esto ayuda a disminuir la porción de radio de drene afectada por precipitación. Sin embargo, el gasto de producción es el que se ve afectado debido a que existe una disminución.

Con estas tres variables sensibilizadas se debe de jugar para obtener el mayor gasto de producción posible y la menor proporción de radio de drene afectada. Debido a que la precipitación de asfaltenos es inminente, tener un menor radio afectado, hará que la vida productiva del pozo sea mayor, y en caso de querer inyectar algún tipo de inhibidor de asfaltenos a la formación haga el proyecto costable.

Para el control de la depositación en el pozo es conveniente implementar tecnologías de control como pueden ser una herramienta magnética, inyectar productos químicos con tubería flejada, un bombeo electrocentrífugo, entre otras.

ANEXOS

11.1 METODO DE HAGEDORN AND BROWN

El método de Hagedorn and Brown fue desarrollado de la obtención de caídas de presión y gastos de flujo experimentales en pozos instrumentados de hasta 1500 pies de profundidad. Las presiones fueron medidas para flujos en tuberías que van desde 1.25 a 2.875 pulgadas de diámetro. Un amplio rango de gastos de gas y líquido fueron incluidos, y los efectos de viscosidad fueron estudiados usando agua y aceite como la fase líquida. Los aceites tenían valores de viscosidad a condiciones de tanque de 10, 35 y 110 cp.

Ni el colgamiento del líquido ni patrones de flujo fueron medidos durante el estudio, aunque se presenta una correlación para calcular el colgamiento del líquido. Las correlaciones fueron desarrolladas asumiendo que el factor de fricción de dos fases podría ser obtenido del diagrama de Moody basado en un número de Reynolds de dos fases. Este número de Reynolds de dos fases requiere un valor de colgamiento de líquido, H_L , en el término de viscosidad.

La correlación original de Hagedorn and Brown tiene la siguiente forma:

$$\frac{dP}{dz} = \frac{g}{g_c} \bar{\rho} + \frac{2f_F \bar{\rho} u_m^2}{g_c D} + \bar{\rho} \frac{\Delta(u_m^2)}{2g_c \Delta z} \quad (A-0-1)$$

la cual expresada en unidades de campo queda como

$$144 \frac{dP}{dz} = \bar{\rho} + \frac{f_F M_t^2}{7.413 \times 10^{10} D^5 \bar{\rho}} + \bar{\rho} \frac{\Delta(u_m^2)}{2g_c \Delta z} \quad (A-0-2)$$

donde

M_t = flujo másico total, lb_m/d

$\bar{\rho}$ = densidad promedio in-situ, lb_m/ft^3

u_m = velocidad de la mezcla, ft/s

y

$\bar{\rho} = H_L \rho_L + (1 - H_L) \rho_G,$

$u_m = u_{SL} + u_{SG},$

donde

ρ_L = densidad del líquido, lb_m/ft^3

ρ_G = densidad del gas, lb_m/ft^3

u_{SL} = velocidad superficial de la fase líquida, ft/s

u_{SG} = velocidad superficial de la fase gas, ft/s

La velocidad superficial de una fase dada está definida como el gasto de la fase dividido entre el área transversal de flujo. El tercer término del lado derecho de la ecuación A-2 representa el cambio de presión debido al cambio de energía cinética, el cual en la mayoría de las veces es despreciable para pozos de aceite.

Para la determinación del colgamiento del líquido se utilizan tres gráficos que usan los números adimensionales siguientes:

Numero de velocidad del líquido, N_{vL} :

$$N_{vL} = 1.938u_{SL} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (A-0-3)$$

Numero de velocidad del gas, N_{vG} :

$$N_{vG} = 1.938u_{SG} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (A-0-4)$$

Numero de diámetro de tubería, N_D :

$$N_D = 120.872D \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (A-0-5)$$

Numero de viscosidad del líquido, N_L :

$$N_L = 0.15726\mu_L \sqrt[4]{\frac{1}{\rho_L\sigma^3}} \quad (A-0-6)$$

donde

D = diámetro de la tubería, *ft*

σ = tensión interfacial gas-liquido, *dina/cm*

μ_L = viscosidad del líquido, *cp*

μ_G = viscosidad del gas, *cp*

El grafico de la figura A.1 se usa para determinar el parámetro (CN_L) basado en N_L . Se ha encontrado que este grafico puede ser remplazado por la correlación siguiente con aceptable precisión:

$$(CN_L) = 10^Y, \quad (A-0-7)$$

donde

$$Y = -2.69851 + 0.15841X_1 - 0.55100X_1^2 + 0.54785X_1^3 - 0.12195X_1^4$$

y

$$X_1 = \log[(N_L) + 3]$$

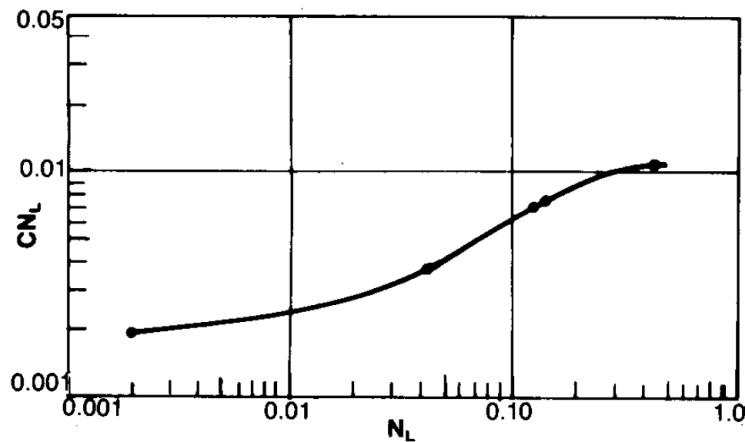


Figura A 1 Correlación para el coeficiente del número de viscosidad.

Una vez que el valor del parámetro (CN_L) se determina, se usa para calcular el valor del grupo $\frac{N_{vL}p^{0.1}(CN_L)}{N_{vG}^{0.575}p_a^{0.1}N_D}$, donde p es la presión absoluta en el punto donde el gradiente de presión es calculado, y p_a es la presión atmosférica. El valor de este grupo se utiliza como entrada en el grafico de la figura A.2 para determinar el parámetro

(H_L/ψ) . Se ha encontrado que el segundo grafico puede ser representado con la correlación siguiente con buena precisión:

$$\begin{aligned} \frac{H_L}{\psi} = & -0.10307 + 0.61777[\log(X_2) + 6] - 0.63295[\log(X_2) + 6]^2 \\ & + 0.29598[\log(X_2) + 6]^3 - 0.0401[\log(X_2) + 6]^4, \end{aligned} \quad (A-0-8)$$

donde

$$X_2 = \frac{N_{vL} p^{0.1} (CN_L)}{N_{vG}^{0.575} p_a^{0.1} N_D}$$

De acuerdo con Hagedorn and Brown (1965) el valor del parámetro ψ puede ser determinado del grafico de la figura A.3 usando el valor del grupo $\frac{N_{vG} N_L^{0.38}}{N_D^{2.14}}$.

Se ha encontrado que para $\frac{N_{vG} N_L^{0.38}}{N_D^{2.14}} > 0.01$ el grafico A.3 puede ser remplazado por la correlación siguiente con buena precisión:

$$\psi = 0.91163 - 4.82176X_3 + 1,232.25X_3^2 - 22,253.6X_3^3 + 116,174.3X_3^4, \quad (A-0-9)$$

donde

$$X_3 = \frac{N_{vG} N_L^{0.38}}{N_D^{2.14}}$$

Sin embargo, $\psi = 1.0$ debería ser usado para $\frac{N_{vG} N_L^{0.38}}{N_D^{2.14}} \leq 0.01$. Finalmente, el colgamiento del líquido puede ser calculado mediante $H_L = \psi \left(\frac{H_L}{\psi} \right)$.

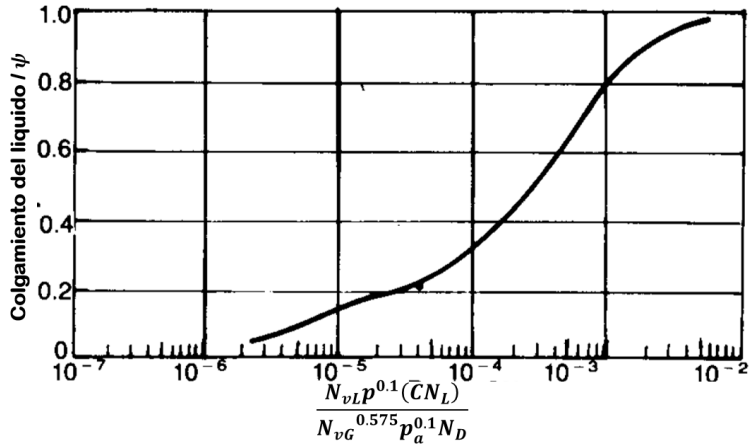


Figura A 2 Correlacion para factor de colgamiento del liquido.

El número de Reynolds para flujo multifásico puede ser calculado mediante

$$N_{Re} = \frac{2.2 \times 10^{-2} M_t}{D \mu_L^{H_L} \mu_G^{(1-H_L)}} \quad (A-0-10)$$

donde M_t es el gasto másico.

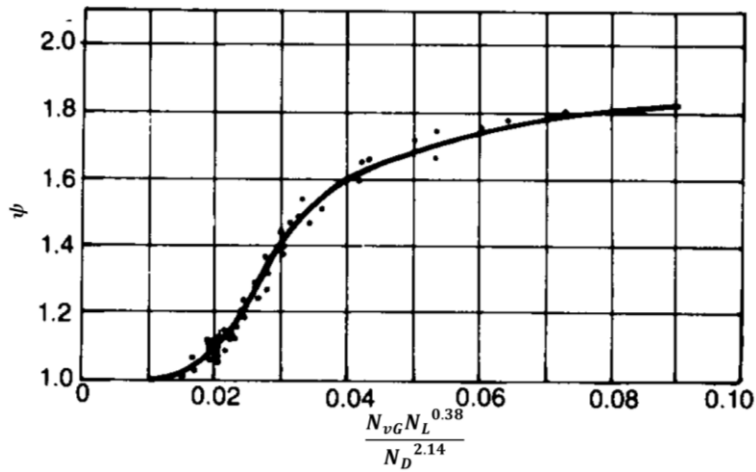


Figura A 3 Correlación para factor de corrección secundario.

Dos modificaciones se han hecho al método original de Hagedorn and Brown que han extendido el rango de aplicación considerablemente. Se ha encontrado que para algunos casos el valor calculado de H_L era menor que el colgamiento sin resbalamiento λ_L . Esto es físicamente imposible en un flujo bifásico hacia arriba, entonces un límite inferior fue impuesto en H_L . Esto es que H_L debe ser más grande o igual a λ_L . La segunda modificación involucra determinar si el flujo cae dentro del patrón de flujo de burbuja. Si existe flujo de burbuja, se utiliza la correlación de Griffith** para determinar el gradiente de presión en la zona de la tubería en consideración.

El régimen de flujo de burbuja se observa que existe cuando $\lambda_G < L_B$,

donde

$$\lambda_G = \frac{u_{SG}}{u_m} \quad (A-0-11)$$

y

$$L_B = 1.071 - 0.2218 \left(\frac{u_m^2}{D} \right), \quad (A-0-12)$$

El cual es válido para $L_B \geq 0.13$. Cuando el valor de L_B dado por la ecuación A-12 es menor que 0.13, debe usarse $L_B = 0.13$.

Despreciando el término de caída de presión por energía cinética, la correlación de Griffith en unidades de campo puede ser expresada como

$$144 \frac{dP}{dz} = \bar{\rho} + \frac{f_F M_L^2}{7.413 \times 10^{10} D^5 \rho_L H_L^2}, \quad (A-0-13)$$

donde M_L es el gasto másico del líquido. El colgamiento del líquido en la correlación de Griffith está dada por la expresión siguiente:

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} \left[1 + \frac{u_m}{u_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{u_m}{u_s}\right)^2 - 4 \frac{u_{sG}}{u_s}} \right], \quad (A-0-14)$$

donde $u_s = 0.8 \text{ ft/s}$. El número de Reynolds usado para obtener el factor de fricción se basa en la velocidad del líquido in-situ, esto es,

$$N_{Re} = \frac{2.2 \times 10^{-2} M_L}{D \mu_L}. \quad (A-0-15)$$

Para verificar que la correlación de Hagedorn and Brown fue programada correctamente, se compara el perfil de presión contra profundidad con los resultados arrojados por un software comercial como es PROSPER. Los datos de entrada utilizados para la comparación se muestran en la tabla A.1

Tabla A 1 Variables de entrada para la correlación de Hagedorn and Brown (1965)

DATOS DE PRUEBA		
Profundidad	17000	ft
Diámetro interno de la tubería	1.8	pg
Gravedad API	40	°API
Viscosidad del aceite	1.47	cp
Relación gas-aceite total	1800	scf/bbl
Gravedad específica del gas	0.7	aire =1
Presión en la cabeza del pozo	711	psi
Temperatura en la cabeza del pozo	80	°F
Temperatura en el fondo	300	°F
Gasto de líquido	3000	BPD
Tensión interfacial	30	dinas/cm

La tabla A.2 muestra los valores de presión y profundidad obtenidos de la correlación programada y de la correlación que se encuentra en PROSPER. Adicionalmente, se puede observar de manera grafica el comportamiento de los valores tabulados en la figura A.4. Se puede apreciar que prácticamente las dos curvas coinciden, por lo que la correlación programada es adecuada.

Tabla A 2 Resultados de la correlación programada y la correlación en PROSPER

CORRELACION PROGRAMADA		CORRELACION PROSPER	
PROFUNDIDAD (FT)	PRESION (PSIA)	PROFUNDIDAD (FT)	PRESION (PSIA)
0	711	0	711
586.2068966	1010.460757	586.2068966	1012.072377
1172.413793	1311.109229	1172.413793	1309.245132
1758.62069	1612.590782	1758.62069	1609.540813
2344.827586	1914.777936	2344.827586	1912.075249
2931.034483	2218.287244	2931.034483	2215.518039
3517.241379	2523.207968	3517.241379	2519.499069
4103.448276	2829.489539	4103.448276	2824.099375
4689.655172	3137.012807	4689.655172	3129.504489
5275.862069	3445.643248	5275.862069	3435.731228
5862.068966	3755.25326	5862.068966	3742.788541
6448.275862	4065.728103	6448.275862	4050.61685
7034.482759	4376.970156	7034.482759	4359.134477
7620.689655	4688.896198	7620.689655	4668.256675
8206.896552	5001.436391	8206.896552	4977.909128
8793.103448	5314.530847	8793.103448	5288.025271
9379.310345	5628.130542	9379.310345	5598.605136
9965.517241	5942.193798	9965.517241	5909.730675
10551.72414	6256.685468	10551.72414	6221.406063
11137.93103	6571.575742	11137.93103	6533.623531
11724.13793	6886.839299	11724.13793	6846.351164
12310.34483	7202.452785	12310.34483	7159.594401
12896.55172	7518.397542	12896.55172	7473.322341
13482.75862	7834.656347	13482.75862	7787.501723
14068.96552	8151.213679	14068.96552	8102.10417
14655.17241	8468.055322	14655.17241	8417.101778
15241.37931	8785.168088	15241.37931	8732.468024
15827.58621	9102.539528	15827.58621	9048.17847
16413.7931	9420.157818	16413.7931	9364.211287
17000	9738.011628	17000	9680.547656

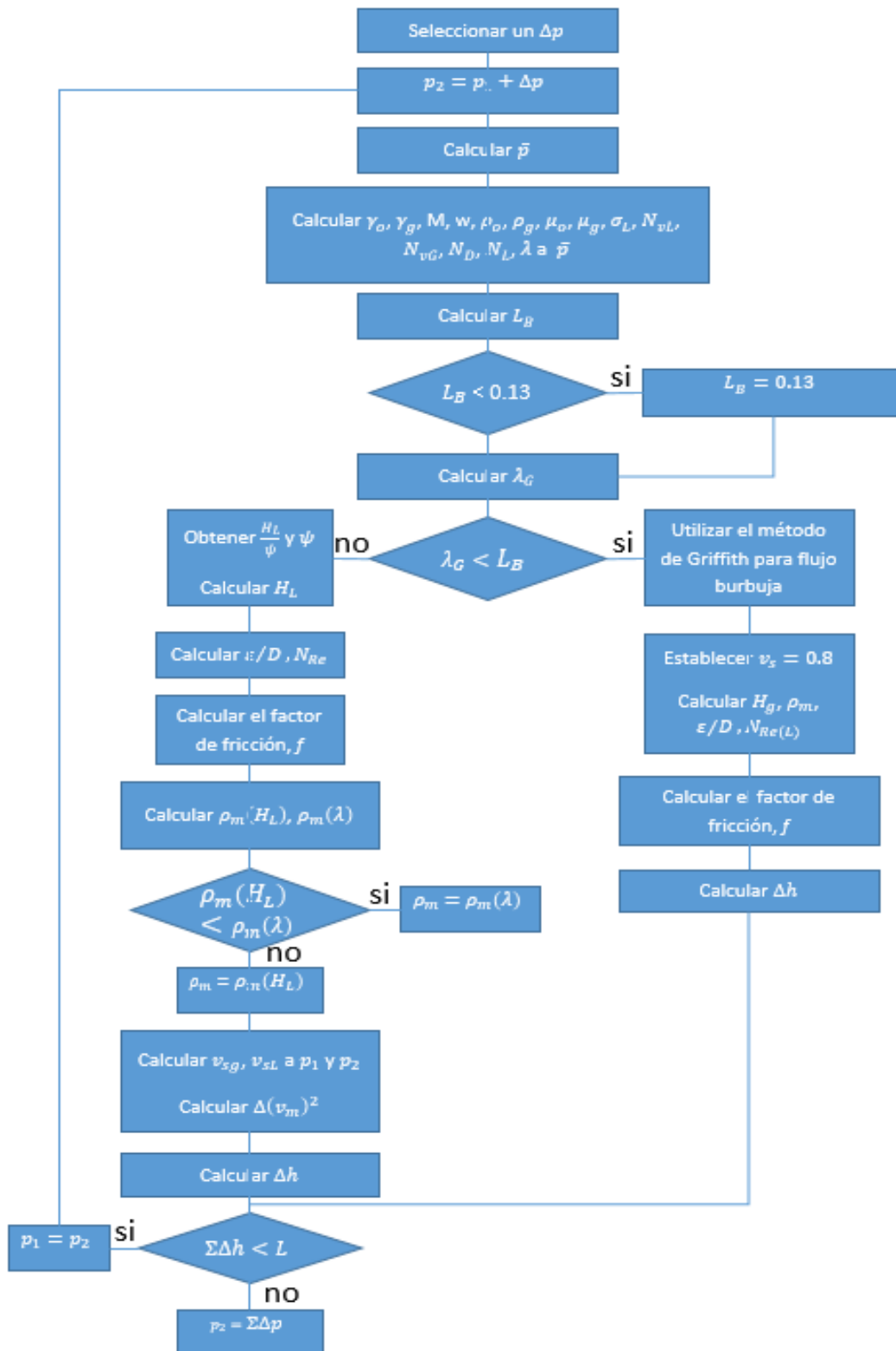


Figura A 4 Diagrama de flujo del método generalizado de Hagedorn and Brown (1965).

11.2 METODO DE RAMEY

La derivación del modelo de predicción de temperatura involucra las leyes de conservación de masa, de momentum y energía aplicadas a un volumen de control de una tubería y estas son la base para todo cálculo de flujo de fluidos en tuberías.

Aplicando las ecuaciones de balance de masa, momentum y energía en estado estacionario a un volumen de control diferencial, nos da como resultado

$$\frac{d}{dz}(\rho v) = 0 \quad (0-16)$$

$$\frac{d}{dz}(\rho v^2) = -\frac{dp}{dz} - \rho g \operatorname{sen}\theta - \frac{\tau \pi d}{A_p} \quad (0-17)$$

$$\frac{d}{dz} \left[\rho v \left(e + \frac{1}{2} v^2 \right) \right] = -\frac{d}{dz}(\rho v) - \rho v g \operatorname{sen}\theta - \frac{\hat{q} \pi d}{A_p} \quad (0-18)$$

Usando la ecuación de conservación de masa B-1, se puede escribir la ecuación B-2 como

$$\frac{dp}{dz} = -\rho v \frac{d}{dz}(v) - v \frac{d}{dz}(\rho v) - \rho g \operatorname{sen}\theta - \frac{\tau \pi d}{A_p} \quad (B-0-19)$$

$$\frac{dp}{dz} = -\rho v \frac{d}{dz}(v) - \rho g \operatorname{sen}\theta - \frac{\tau \pi d}{A_p} \quad (B-0-20)$$

Se sabe que $\frac{1}{2} \rho v^2 = p$, sustituyendo lo anterior en la ecuación B-3 nos queda

$$\rho v \frac{d}{dz} \left(e + \frac{p}{\rho} \right) = -\rho v v \frac{dv}{dz} - \rho v g \sin \theta - \frac{\hat{q} \pi d}{A_p} \quad (B-0-21)$$

La entalpia por unidad de masa está definida como

$$h = e + \frac{p}{\rho}. \quad (B-0-22)$$

La derivada de la entalpia con respecto a z es

$$\frac{dh}{dz} = \frac{d}{dz} \left(e + \frac{p}{\rho} \right). \quad (B-0-23)$$

Sustituyendo la ecuación B-8 en B-6, resulta

$$\frac{dh}{dz} = -v \frac{dv}{dz} - g \sin \theta - \frac{\hat{q} \pi d}{W}. \quad (B-0-24)$$

La transferencia de calor a los alrededores es función de la temperatura promedio del fluido y la temperatura del material que lo rodea. Esto se determina utilizando el coeficiente de transferencia de calor total, U :

$$\hat{q} = U(T - T_e). \quad (B-0-25)$$

El coeficiente de transferencia de calor total es una combinación de la conducción de calor a través de los alrededores, la conducción de calor a través de la tubería y las capas aislantes y la transferencia de calor conectiva de la pared de la tubería al fluido.

La configuración del pozo o de la tubería y todos los mecanismos de transferencia involucrados deben ser considerados cuidadosamente en la determinación de U .

Sustituyendo la ecuación B-10 en B-9, nos queda

$$\frac{dh}{dz} = -v \frac{dv}{dz} - g \operatorname{sen} \theta - \frac{U \pi d}{W} (T - T_e) \quad (\text{B-0-26})$$

La entalpia, h , es función de la presión y temperatura, y matemáticamente se define como

$$h = h(T, p), \quad (\text{B-0-27})$$

$$dh = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p dT + \left(\frac{\partial h}{\partial p} \right)_T dp. \quad (\text{B-0-28})$$

Utilizando la definición de $C_p = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p$ y evaluando la entalpia en términos de gradientes de presión y temperatura, nos queda

$$\frac{dh}{dz} = C_p \frac{dT}{dz} - \eta C_p \frac{dp}{dz} \quad (\text{B-0-29})$$

Donde C_p es la capacidad calorífica a presión constante y η es el coeficiente de Joule-Thompson.

Combinando las ecuaciones B-11 y B-14, y arreglando términos, nos queda

$$\frac{dT}{dz} + \frac{U \pi d}{W C_p} T = \frac{U \pi d}{W C_p} T_e + \frac{1}{C_p} \left[\eta C_p \frac{dp}{dz} - g \operatorname{sen} \theta - v \frac{dv}{dz} \right]. \quad (\text{B-0-30})$$

Ramey define a la distancia de relajación, A , como

$$A = \frac{W C_p}{U \pi d}. \quad (\text{B-0-31})$$

Se define un parámetro adimensional, ϕ , de la manera siguiente

$$\phi = \left(\rho \eta C_p \frac{dp}{dz} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{dv}{dz} \right) / \frac{dp}{dz}. \quad (B-0-32)$$

Usando las ecuaciones B-16 y B-17, se puede reescribir la ecuación B-15, resultando

$$\frac{dT}{dz} + \frac{1}{A} T = \frac{1}{A} T_e + \frac{1}{C_p \rho} \frac{dp}{dz} \phi. \quad (B-0-33)$$

Se asume que la temperatura de los alrededores tiene una función lineal con la profundidad

$$T_e = T_{ei} - g_e L \sin \theta, \quad (B-0-34)$$

donde g_e es el gradiente geotérmico, θ es el Angulo de inclinación con respecto a la horizontal y L es la profundidad en dirección z .

Sustituyendo la ecuación B-19 en B-18, se encuentra

$$\frac{dT}{dz} + \frac{1}{A} T = \frac{1}{A} T_{ei} - \frac{1}{A} g_e L \sin \theta + \frac{1}{C_p \rho} \frac{dp}{dz} \phi. \quad (B-0-35)$$

Integrando la ecuación B-20 se puede obtener la temperatura para un segmento de tubería dado mediante la expresión siguiente

$$T_f = (T_{ei} - g_e L \sin \theta) + (T_{bh} - T_{ei}) \exp(-L/A) + g_e A \sin \theta [1 - \exp(-L/A)] + \frac{1}{C_p \rho} \frac{dp}{dz} \phi A [1 - \exp(-L/A)]. \quad (B-0-36)$$

De definiciones termodinámicas y considerando flujo en dos fases de un gas real y un líquido incompresible, la capacidad calorífica de la mezcla se define como

$$\bar{C}_p = \frac{W_g C_{pg} + W_l C_{pl}}{W} \quad (B-0-37)$$

Donde \bar{C}_p es la capacidad calorífica de dos fases a presión constante, C_{pg} es la capacidad calorífica del gas a presión constante, C_{pl} es la capacidad calorífica del líquido a presión constante, W es el gasto másico total, W_g es el gasto másico del gas y W_l es el gasto másico del líquido.

El coeficiente de Joule-Thompson promedio está dado por la expresión siguiente

$$\bar{\eta} = -\frac{1}{\bar{C}_p W} \left\{ \frac{W_g}{\rho_g} \left[-\frac{T_f}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial T_f} \right)_p \right] + \frac{W_l}{\rho_l} \right\}, \quad (B-0-38)$$

donde Z es el factor de compresibilidad del gas.

Se puede mostrar que la ecuación B-21 para flujo de dos fases, en unidades de campo es equivalente a

$$\begin{aligned} T_f = & (T_{ei} - g_e L \sin\theta) + (T_{bh} - T_{ei}) \exp(-L/A) \\ & + g_e A \sin\theta [1 - \exp(-L/A)] \\ & + \frac{144}{\bar{C}_p \rho_m} \frac{dp}{dz} \frac{\phi A}{J} [1 - \exp(-L/A)], \end{aligned} \quad (B-0-39)$$

donde J es igual a 778.2 (ft - lb_f/BTU) y T_f es la temperatura de los fluidos.

La distancia de relajación, A , en unidades de campo es igual a

$$A = \frac{3600 W \bar{C}_p}{\pi d U}, \quad (B-0-40)$$

donde A esta en (ft) , W en (lbm/seg) , \bar{C}_p está en $(BTU/lbm - ^\circ F)$, U está en $(BTU/hr - ft^2 - ^\circ F)$.

BIBLIOGRAFIA

- Gongcheng Zhang, Lijun Mi, Hongjun Qu, Yangwei Feng, Yuhai Fan (2011): “A basic distributional framework of global deepwater basins and hydrocarbon characteristics”, *Acta Pet. Sin.*, 32 (3), pp. 1-10
- Hongjun Qu, Gongcheng Zhang and Shuo Chen (2018): “Distribution Pattern and Main Factors Controlling Hydrocarbon Accumulation of Global OIL and Gas-Rich Deepwater Basins”, *Journal of Natural Gas Geoscience*, <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2018.07.002>.
- Matthew M. (28 Octubre, 2016). *Offshore Oil Production in Deepwater and Ultra-Deepwater is Increasing*. Obtenido en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552>
- Bomba, J., Chin, D., Kak, A., and Meng, W. (2018): “Flow Assurance Engineering in Deepwater Offshore – Past, Present, and Future”. *Offshore Technology Conference*.
- Hammami A., Allenson S., Jamaluddin A., Marshall A. (2007): “Asphaltenes – Problematic but Rich in Potential”. *Oilfield Review*, Volumen: 19, 2007
- McCain WD Jr. (1990): “The Properties of Petroleum Fluids”. Second edition. Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell Publishing Co. Inc.
- Kosta J. Leontaritis (1996): “*The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes*”, *Fuel Science and Technology International*, 14:1-2, 13-39
- Hideharu Yonebayashi, Yoshihiro Miyagawa, Masayuki Ikashira, Takumi Watabe, Haruo Maeda, and Nintoku Yazawa (2018): “Determination of

Asphaltene-Onset Pressure Using Multiple Techniques in Parallel,” paper SPE 181278 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai.

- Dake, L.P. (1978): “Fundamentals of Reservoir Engineering”. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science Publishers
- Craft, B.C., Hawkins, M., and R.E., T. (1991): “Applied Petroleum Reservoir Engineering”. Second edition. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall.
- Lee, W.J. and Wattenbarger, R.A. (1996): “Gas Reservoir Engineering”, Vol. 5. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
- Evinger, H.H. and Muskat, M. (1942): “Calculation of Theoretical Productivity Factor”. Trans., AIME 146: 126.
- Vogel, J.V. (1968): “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells”. J Pet Technol 20 (1): 83–92. SPE 1476-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1476-PA>.
- Standing, M.B. (1971): “Concerning the calculation of inflow performance of wells producing from solution gas drive reservoirs”. J. Petroleum Technol.; Sep.:1141–1142.
- Fetkovich, M.J. (1973): “The isochronal testing of oil Wells”. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held 30 September–3 October, Las Vegas, Nevada. Paper SPE 4529.
- Bandakhlia, H. and Aziz, K: (1989) “Inflow performance relationship for solution-gas drive horizontal wells”. Presented at the 64th SPE Annual

Technical Conference and Exhibition held 8–11 October, in San Antonio, Texas. Paper SPE 19823.

- Chang, M. (1992): “Analysis of inflow performance simulation of solution-gas drive for horizontal/slant vertical Wells”. Presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting held 18–21 May, in Casper, Wyoming. Paper SPE 24352.
- Retnanto, A. and Economides, A. (1998): “Inflow performance relationships of horizontal and multibranch wells in a solution gas drive reservoir”. Presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held 27–30 September, in New Orleans, Louisiana. Paper SPE 49054.
- Wiggins, M.L. (1994): “Generalized Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow”. SPE Res Eng 9 (3): 181-182. SPE-25458-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/25458-PA>.
- Poettman, F.H. and Carpenter, P.G. (1952): “The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Installations”. Drill. & Prod. Prac, 257-317. Dallas, Texas: API.
- Duns, H. Jr. and Ros, N.C.J. (1963): “Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures from Boreholes”. Proc., Sixth World Petroleum Congress, Frankfurt, Germany, Sec. II, Paper 22-PG.
- Rao, B. (1998): “Multiphase Flow Models Range of Applicability”. Texas, CETS. Available from: <http://www.ctes.com/Documentation/technotes/Tech%20Note%20Multiphase%20Flow%20Models.pdf>

- Hagedorn, A.R. and Brown, K.E. (1965): "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits," JPT, Apr.
- Orkiszewski, J. (1967): "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe". J Pet Technol 19 (6): 829–838. SPE-1546-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1546-PA>.
- Griffith, P. (1962): "Two phase flow in pipes". Special Summer Program. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts.
- Griffith, P. and Wallis, G. (1961): "Two phase slug flow". J. Heat Transfer 83 (3): 318-319. <http://dx.doi.org/10.1115/1.3682269>.
- Ramey, H. 1962. "Wellbore Heat Transmission." J Pet Technol 14 (4): 427-435. SPE-96-PA.
- Hagoort, J. (2004): "Ramey's wellbore heat transmission revisited". SPE J. 9 (4): 465-474. SPE-87305-PA.
- Hasan, A. and Kabir, C. (1994): "Aspects of wellbore heat transfer during two-phase flow". SPE Prod & Fac 9 (3): 211-216. SPE-87305-PA.
- H. Dale Beggs (2008): "Production Optimization Using NODAL Analysis". Second edition, Tulsa, Oklahoma, USA: OGCI Publications.
- J. M. del Rio, E. Ramirez-Jaramillo, and C. Lira-Galeana (2009): "Equations to Predict Precipitation Onset and Bubblepoint Pressures of Asphaltenic Reservoir Fluids," Published on behalf of the AIChE Journal, Vol. 55, No. 7.

- D. Reyes-Gonzalez, E. Ramirez-Jaramillo, O. Manero, C. Lira-Galeana,, and J. M. del Rio (2016):"Estimation of SARA Composition of Crude Oils from Bubblepoint Pressure Data." *Energy Fuels*, 30 (9), pp 6913–6922.
- Zapata C., Lira-Galeana C., Firó-Reyes J., Lucero-Aranda F., Garcia-Hernandez F. (1998): "Metodología para la Predicción y Control de la Depositación de Asfaltenos en Pozos." Artículo de la revista Ingeniería Petrolera, Delegación México.