



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aseguramiento de Flujo en Crudos
Pesados y Extrapesados, Estado del
Arte de un Campo en la Cuenca
Tampico-Misantla**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Alfredo Leonardo Abrego de la Cruz

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

Dilegua, o notte!...

Tramontate stelle!



All'alba vincerò!

Vincerò, vincerò!

Giacomo Puccini, Turandot (1926)

Resumen

El diseño de las estrategias convencionales de producción se basa comúnmente en las reservas de hidrocarburos, el desempeño y las características del yacimiento, la ubicación (onshore u offshore), y el tiempo de retorno de las ganancias. Sin embargo, en los yacimientos de crudo pesado y extrapesado el término de aseguramiento de flujo se añade al conjunto de factores que intervienen en los proyectos petroleros. A pesar de que el término de aseguramiento de flujo es relativamente nuevo dentro de la industria petrolera, ha tomado gran interés dentro del desarrollo de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado ya que representa una solución técnica y económica viable para suplir el constante incremento en la demanda energética internacional.

Los precios volátiles del petróleo y las reservas a la baja de crudo ligero alrededor del mundo están sirviendo como incentivo para extraer la mayor cantidad de crudo posible sin dejar a un lado el tema económico. Además, hay un enfoque distinto sobre la adaptación de las técnicas en la producción de crudos pesados y extrapesados. No es sorprendente que haya un interés creciente en la investigación sobre el potencial para expandir los métodos de recuperación mejorada (EOR) en los yacimientos de crudo pesado y extrapesado. De hecho, durante las últimas décadas, una variedad de métodos de EOR han sido desarrollados y aplicados. En general, el desarrollo de EOR se ha expandido con éxito a nivel mundial en la recuperación de crudo pesado y extrapesado.

Es fundamental tomar en cuenta que, en el contexto convencional y no convencional de producción, hay varios parámetros que influyen directamente en las propiedades y en la recuperación de los hidrocarburos. En este trabajo se enlistan y definen dichos parámetros, tales como: el concepto del aseguramiento de flujo, los sólidos que permean en la problemática para lograr el aseguramiento de flujo, la definición y conceptualización de los crudos pesados y extrapesados, los métodos de recuperación de este tipo de hidrocarburo, las particularidades en la conducción y manejo de los crudos pesados y extrapesados y, centrando el análisis de un caso en específico, el contexto geológico regional de la cuenca Tampico-Misantla, siendo un campo que se localiza en dicha cuenca el motivo del trabajo para definir la viabilidad técnico-económica en la propuesta de aseguramiento de flujo basado en la ingeniería de yacimientos.

Palabras clave: Aseguramiento de flujo, crudo pesado y extrapesado, cuenca Tampico-Misantla.

Abstract

Strategies for conventional production design are commonly based on a combination of actual hydrocarbon reserves, the performance and characteristics of the reservoir, the location (onshore or offshore), and time to return on investment. However, the additional concept of flow assurance is included for the case of heavy and extra heavy crude oil reservoirs. Although the concept of flow assurance is relatively new in the petroleum industry, there has been great interest in research and development of it for use in heavy and extra heavy crude oil reservoirs as it represents a viable technical and economic solution to help supply the constant increase in international energy demand.

Volatile oil prices and declining reserves of light crude all over the world are serving as an incentive to extract as much crude oil as economically possible. In addition, there is a different approach on adaptation of techniques in production of heavy and extra heavy oil. Not surprisingly, there has been a growing interest in research on the potential to improve Enhanced Oil Recovery (EOR) in heavy and extra heavy oil fields. In fact, in recent decades a variety of EOR methods have been developed and applied. Overall, developments in EOR have successfully increased worldwide recovery of heavy and extra heavy oil.

It is critical to remember that, for both conventional and unconventional oil production there are several parameters that directly influence the properties and recovery of hydrocarbons. This dissertation lists and defines these parameters, such as: the concept of flow assurance, solids which complicate the ability to achieve flow assurance, the definition and concept of heavy and extra heavy oil, recovery methods for these types of hydrocarbons, and distinctive differences in the flow and management of heavy and extra heavy oils. The focus will be centered on a specific field in the Tampico-Misantla geologic basin with the aim to define the technical-economic viability of a reservoir engineering flow assurance proposal.

Keywords: Flow assurance, heavy oil, extra heavy oil, Tampico-Misantla Basin.

Contenido

Resumen	i
Abstract	ii
Contenido	iii
Lista de Tablas	vi
Lista de Figuras	vii
Introducción	x
Objetivo general	xi
Objetivos específicos.....	xi
Metodología	xi
Capítulo 1. Aseguramiento de flujo	1
1.1 Conceptos fundamentales del aseguramiento de flujo	1
1.2 Relevancia del aseguramiento de flujo.....	4
1.3 Principales restricciones de flujo.....	5
1.3.1 Asfaltenos.....	6
1.3.2 Parafinas	13
1.3.3 Hidratos de gas	17
1.3.4 Naftenatos.....	20
1.3.5 Emulsiones	24
Capítulo 2. Crudos pesados y extrapesados	28
2.1 Composición del petróleo crudo	29
2.2 Definición de crudo pesado y extrapesado.....	32
2.3 La alta viscosidad en los crudos pesados y extrapesados.....	35
2.4 Características de los yacimientos de crudo pesado.....	38
2.5 Costos, intereses económicos e inversión en los crudos pesados y extrapesados.....	42
Capítulo 3. Aseguramiento de flujo en la producción de crudos pesados y extrapesados	45
3.1 Problemáticas asociadas a la producción de crudos pesados y extrapesados	46
3.2 Métodos no térmicos de recuperación de crudos pesados y extrapesados	47
3.2.1 Recuperación primaria	47

3.2.2	Recuperación secundaria.....	50
3.2.2.1	Inyección de agua	50
3.2.2.2	Inyección de gas.....	52
3.2.3	Recuperación mejorada (EOR)	54
3.2.4	Esquema tradicional de métodos de recuperación	56
3.3	Métodos térmicos de recuperación de crudos pesados y extrapesados	57
3.3.1	Calentadores de fondo.....	58
3.3.2	Inyección de fluidos calientes	59
3.3.2.1	Inyección de agua caliente	59
3.3.2.2	Inyección de vapor	61
3.3.3	Procesos de combustión	62
Capítulo 4.	Conducción y manejo de crudos pesados y extrapesados	64
4.1	Transporte de crudos pesados y extrapesados por tuberías.....	65
4.2	Métodos para el mejoramiento de las características de flujo en tuberías	69
4.2.1	Calefacción.....	70
4.2.2	Dilución.....	70
4.2.3	Mejora parcial	71
4.2.4	Emulsión (transporte lubricado).....	71
4.2.5	Flujo anular	72
Capítulo 5.	Caso de estudio.....	74
5.1	Contexto Geológico Regional de la Cuenca Tampico-Misantla.....	74
5.1.1	Ubicación	74
5.1.2	Marco tectónico y geología estructural	75
5.1.3	Marco estratigráfico y ambientes de depósito.....	78
5.1.4	Marco convencional	81
5.1.5	Geología petrolera.....	83
5.2	Estado del Arte del campo	87
5.2.1	¿Qué es el Estado del Arte?.....	87

5.2.2	Información general	87
5.2.2.1	Ubicación geográfica	88
5.2.3	Descripción del campo	89
5.2.4	Núcleos.....	89
5.2.5	Registros geofísicos.....	91
5.2.6	Propiedades de los fluidos.....	92
5.2.7	Análisis de producción del campo	93
5.2.8	Aseguramiento de Flujo en el campo	96
5.2.8.1	Factibilidad técnica de las operaciones.....	96
5.2.8.1.1	Condiciones superficiales y estado actual de los pozos	97
5.2.8.1.2	Estado mecánico de los pozos	98
5.2.8.2	Propuesta operativa utilizando mejoradores de flujo.....	99
5.2.8.2.1	Teoría de los mejoradores de flujo	100
5.2.8.3	Evaluación económica	102
5.2.8.4	Resultados del muestreo	104
5.2.8.5	Pruebas de botella	104
5.2.8.5.1	Inicio (hora cero - 0).....	105
5.2.8.5.2	Inicio (hora uno - 1).....	105
5.2.8.5.3	Inicio (hora doce - 12)	106
5.2.8.5.4	Inicio (hora veinticuatro - 24).....	106
5.2.8.6	Cambio en la viscosidad del crudo	107
5.2.8.7	Equipo empleado	108
5.2.8.8	Resultados finales y sugerencias operativas	109
	Conclusiones	110
	Recomendaciones.....	111
	Nomenclatura	112
	Referencias	114
Apéndice A -	Teoría y desarrollo matemático del Análisis de Curvas de Declinación	118
Apéndice B -	Relación Agua-Aceite (RAA) vs. Producción acumulada (Np)	129
Apéndice C -	Gráficos de producción	132
Apéndice D -	Evaluación económica	142

Lista de Tablas

Tabla 1.3.1 Composición típica de elementos presentes en moléculas de asfalteno (Alayón, 2004).	9
Tabla 1.3.2 Porcentaje en peso de los componentes nafténicos del crudo (Makogon, 2019).	23
Tabla 2.1.1 Clasificación de los tipos de crudo según la °API @ 60 °F y presión atmosférica.	30
Tabla 2.1.2 Clasificación generalizada del crudo según el contenido en azufre (Speight, 2013).	30
Tabla 2.1.3 Composición por peso de hidrocarburo presente en el crudo (Speight, 2013).	31
Tabla 2.1.4 Rangos de la composición elemental del crudo (Speight, 2013).	32
Tabla 2.2.1 Gravedad API de crudos pesados y extrapesados alrededor del mundo (Speight, 2013). ...	33
Tabla 3.2.1 Características de los mecanismos de producción primaria (CNH, 2012).	48
Tabla 3.2.2 Tipos de Inyección de Agua y sus particularidades (De Ferrer, 2001).	52
Tabla 3.2.3 Tipos de Inyección de Gas y sus particularidades (De Ferrer, 2001).	54
Tabla 4.2.1 Comparativa entre los métodos para el mejoramiento de flujo (Saniere et al., 2004).	70
Tabla 5.1.1 Sistemas petroleros convencionales de la Cuenca Tampico-Misantla (SLB, 2019).	86
Tabla 5.2.1 Repositorio de información del campo (Elaboración propia).	88
Tabla 5.2.2 Prueba de producción del Pozo-1, descubridor del campo (Elaboración propia).	89
Tabla 5.2.3 Información de núcleos del campo (Elaboración propia).	89
Tabla 5.2.4 Registros geofísicos de pozos (Vanoye, 2018).	91
Tabla 5.2.5 Tipo de registro geofísico por pozo (Elaboración propia).	91
Tabla 5.2.6 Densidad del aceite del campo (Elaboración propia).	92
Tabla 5.2.7 Cromatografía de gases del Pozo-7 (Elaboración propia).	92
Tabla 5.2.8 Resultados de un Registro de Presión de Fondo Cerrado en el Pozo-3 (Elaboración propia).	93
Tabla 5.2.9 Estado actual, producción inicial (Q_{oi}) y producción acumulada (N_p) (Elaboración propia).	94
Tabla 5.2.10 Parámetros de producción en los pozos del campo (Elaboración propia).	96
Tabla 5.2.11 Estado actual de los pozos (Elaboración propia).	97
Tabla 5.2.12 Elementos clave para realizar un análisis económico (Elaboración propia).	102
Tabla 5.2.13 Consideraciones y resultados de una evaluación económica (Elaboración propia).	103
Tabla 5.2.14 Caracterización de la muestra (Elaboración propia).	104
Tabla 5.2.15 Hora cero – 0 (Elaboración propia).	105
Tabla 5.2.16 Hora uno – 1 (Elaboración propia).	105
Tabla 5.2.17 Hora doce – 12 (Elaboración propia).	106
Tabla 5.2.18 Hora veinticuatro – 24 (Elaboración propia).	106
Tabla 5.2.19 Relación de la viscosidad del crudo respecto al tiempo (Elaboración propia).	107

Lista de Figuras

Figura 1.1.1 Conceptualización de un sistema con Aseguramiento de Flujo (Elaboración propia).	2
Figura 1.1.2 La cadena de los sólidos en el aseguramiento de flujo (Modificado de Guðmundsson, 2007).	3
Figura 1.2.1 Esquema de análisis de riesgo de tipo moño para el aseguramiento de flujo (Makogon, 2019).	4
Figura 1.3.1 Representación esquemática de una molécula de asfalteno (Alayón, 2004).	8
Figura 1.3.2 Precipitación de asfaltenos dentro de una porción de tubería (Narayanan, 2018).	10
Figura 1.3.3 Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles (Alayón, 2004).	10
Figura 1.3.4 Estructura hipotética de una molécula de asfaltenos propuesta por Angle (2001). Figura de Silset (2008).	11
Figura 1.3.5 Visualización de asfaltenos, que van desde moléculas disueltas ($p = p_R$) hasta coloides agregados ($p \geq p_b$) y más a coloides agrupados o cúmulos ($p \leq p_b$); (Guðmundsson, 2007).	12
Figura 1.3.6 Depositación de parafina en la tubería (Exaltexx, 2019).	13
Figura 1.3.7 Distribución del número de carbonos en las parafinas (Guðmundsson, 2017).	14
Figura 1.3.8 Estructuras de ceras parafínicas (Guðmundsson, 2007).	16
Figura 1.3.9 Depositación de parafina en una tubería (Strizhenko & Sergeev, 2016).	17
Figura 1.3.10 a) Poliedro con 12 caras pentagonales; b) Poliedro desplegado con caras pentagonales (Guðmundsson, 2007).	18
Figura 1.3.11 Colapso en la tubería de producción debido a la presencia de hidratos de gas (Makogon, 2019).	19
Figura 1.3.12 Tapón de hidratos de gas en un pistón muestrero para tomar núcleos (PolarTREC, 2010).	20
Figura 1.3.13 Formación de naftenatos de calcio en campos nigerianos (Oduola et al., 2013).	21
Figura 1.3.14 Estructura de un ácido carboxílico, donde R es un hidrógeno o una cadena carbonada. .	22
Figura 1.3.15 Apariencia física de los naftenatos (Rojas-Zambrano, 2017).	24
Figura 1.3.16 Tipos de emulsiones simples: aceite en agua (O/W) y agua en aceite (W/O), y tipos de emulsiones dobles: agua en aceite en agua (W/O/W) y aceite en agua en aceite (O/W/O) (Schramm, 2005).	25
Figura 1.3.17 Muestras de aceite emulsionadas y con cierto corte de agua (Elaboración propia).	26
Figura 1.3.18 Representación esquemática de los procesos de ruptura en las emulsiones (Guðmundsson, modificado de Tadros, 2017).	27
Figura 2.1.1 Viscosidad en escala logarítmica vs. Gravedad API para: a) Crudos extrapesados; b): Crudos pesados y c): Crudos convencionales (Speight, 2013).	31
Figura 2.2.1 Muestreo de crudo pesado en un campo de la Cuenca Tampico-Misantla, México (Elaboración propia).	33
Figura 2.2.2 Comparativa entre densidades y viscosidades de los hidrocarburos y de otros líquidos (Curtis et al., 2003).	34

Figura 2.3.1 Comportamiento ilustrativo de cambios estructurales y reológicos presentados en asfaltenos, T= 20[°C] (Saniere et al., 2004).....	36
Figura 2.3.2 Representación esquemática de la asociación de asfaltenos (Saniere et al., 2004).	37
Figura 2.4.1 Diferencia de viscosidad y densidad en crudos pesados, extrapesados y bitumen (Saniere et al., 2004).....	39
Figura 2.4.2 Conceptualización de los tipos de trampas de hidrocarburos (Modificado de Tarbuk, 2001).	40
Figura 2.4.3 Sección de la Tabla Cronoestratigráfica Internacional, v2020/03 (IUGS, 2020).	41
Figura 2.5.1 Comparativo entre costos promedio de operación por país (Modificado de Makogon, 2019).	43
Figura 2.5.2 Precios del Crudo [US\$/Bbl] en México de Enero 1990 - Agosto 2020 (SIE y PMI, 2020).	44
Figura 3.2.1 Influencia de los mecanismos de producción primaria; Factor de recuperación vs. Presión original de yacimiento (Satter-Thakur, 1994).	49
Figura 3.2.2 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada (EOR) (CNH, 2012).	56
Figura 3.2.3 Esquema tradicional de métodos de recuperación (CNH, 2012).....	57
Figura 3.3.1 Contribuciones relativas de los mecanismos de recuperación a la eficiencia del desplazamiento del aceite por agua caliente: 1. Expansión Térmica; 2. Reducción de la Viscosidad; 3. Humectabilidad; 4. Tensión Interfacial Aceite-Agua. (Alvarado & Bánzer, 2002).	60
Figura 3.3.2 Escenario ideal para el movimiento de vapor inyectado (Curtis et al., 2003).	62
Figura 3.3.1 Representación del cambio de parámetros para la explotación de los diferentes tipos de crudo (Modificado de Guðmundsson, 2017).....	65
Figura 4.1.1 Variación de la viscosidad y de la densidad respecto a la temperatura (Modificado de Gerez y Pick, 1996).	68
Figura 4.2.1 Efecto de la dilución con condensado en la viscosidad del crudo a diferente gravedad API (Saniere et al., 2004).	71
Figura 4.2.2 Reducción de viscosidad en crudos pesados y bitumen por medio de emulsiones O/W (Saniere et al., 2004).	72
Figura 4.2.3 Esquema de diseño de tubería que permite el flujo anular en crudos pesados y extrapesados después de un periodo sin flujo (Modificado de Martínez-Palou et al., 2011).	73
Figura 5.1.1 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla y principales campos de aceite y gas (SLB, 2010).....	75
Figura 5.1.2 Principales elementos tectónicos y estructurales que dominan la Cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).....	76
Figura 5.1.3 Sección estructural a través de la Provincia Tampico-Misantla y ubicación de los sistemas petroleros establecidos: 1. San Andrés (grainstones oolíticos); 2. El Abra (calizas de plataforma); 3. Tamabra (pie de talud carbonatado); 4. Tamaulipas Inferior (calizas fracturadas); 5. Tamaulipas Superior-San Felipe (calizas fracturadas); 6. Chicontepec (areniscas turbidíticas); 7. Mioceno-Plioceno (areniscas de barras costeras) (SLB, 2010).	78
Figura 5.1.4 Columna estratigráfica de la provincia Tampico-Misantla (Modificado de COMESA, 2017).	79
Figura 5.1.5 Facies que conforman la Plataforma de Tuxpan (PEMEX, 2010).	81

Figura 5.1.6 Recursos convencionales de la Cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).....	82
Figura 5.1.7 Discretización de la gravedad API en la Cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).	83
Figura 5.1.8 Principales sistemas petroleros en la Cuenca Tampico-Misantla (SLB, 2010).	84
Figura 5.1.9 InLine sobre una sección de la Cuenca Tampico-Misantla (Elaboración propia, hecho en Petrel®, Schlumberger).....	85
Figura 5.2.1 Fotografías de núcleos del Pozo-1 (PEMEX, 2010).....	90
Figura 5.2.2 Ajuste para la curva de declinación en un Gráfico Qo vs. Tiempo del Pozo-2 (Elaboración propia, hecho en OFM®, Schlumberger).....	95
Figura 5.2.3 Esquema general para el manejo de producción del crudo en el campo (Elaboración propia).	96
Figura 5.2.4 Instalaciones superficiales y condición actual del Pozo-4 (Elaboración propia).....	97
Figura 5.2.5 Instalaciones superficiales y condición actual del Pozo-5 (Elaboración propia).....	98
Figura 5.2.6 Estado mecánico del Pozo-3 del campo (Elaboración propia).	99
Figura 5.2.7 Clasificación de los surfactantes/tensioactivos (Padial, 2017).	101
Figura 5.2.8 Botellas de la evidencia de la hora cero - 0.	105
Figura 5.2.9 Botellas de la evidencia de la hora uno - 1.	105
Figura 5.2.10 Botellas de la evidencia de la hora doce - 12.....	106
Figura 5.2.11 Botellas de la evidencia de la hora veinticuatro - 24.	106
Figura 5.2.12 Reducción de la viscosidad conforme pasa el tiempo (Elaboración propia).	107
Figura 5.2.13 Equipo propuesto para el manejo de la producción en superficie (Elaboración propia).	108
Figura 5.2.14 Comportamiento del Mejorador de Flujo en el Pozo-4 (Elaboración propia).	109

Introducción

La planificación y administración de un proyecto petrolero ha requerido de avances tecnológicos y estratégicos para desarrollar las actividades propias de la industria. El aseguramiento de flujo ha sido un tema determinante para atenuar y mitigar los problemas relacionados con el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. En este sentido, el concepto de aseguramiento de flujo ha surgido por la necesidad de incluir los riesgos inherentes en las actividades de exploración y extracción, siendo un factor concluyente en las decisiones técnico-económicas de los proyectos petroleros.

Técnicamente hablando, dentro del aseguramiento de flujo se relacionan temas termodinámicos, químicos y mecánicos, tomando en cuenta que el transporte de hidrocarburos desde los yacimientos hasta las instalaciones de superficie representa la esencia de esta terminología. En una industria donde existen riesgos en todo el desarrollo de actividades, el aseguramiento de flujo se ha convertido en la nueva vertiente para la toma y resolución de decisiones estratégicas.

Uno de los intereses comunes en la producción de hidrocarburos es mantener un gasto constante con sistemas y metodologías que sean económicamente rentables. Con este objetivo en mente; ingenieros de yacimientos, profesionales de la industria y científicos se encuentran en la primera línea de actividades de aseguramiento de flujo dentro compañías petroleras, compañías de servicios y consultoras, además, instituciones financieras, de seguros y organismos reguladores, ya que esto se focaliza para tomar decisiones sobre las inversiones, la seguridad y el medio ambiente. Los operadores y sus empleados, los socios y las industrias de apoyo, han trabajado durante décadas con la técnica y mecanismos de seguridad necesarios para llevar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie.

El flujo multifásico en tuberías es el tema principal en el que se enfoca el aseguramiento de flujo. La integración de la fase de hidrocarburos y la química de la precipitación de sólidos dentro del flujo multifásico es donde esta nueva disciplina de aseguramiento de flujo tiene mayor peso. El problema de la precipitación de ceras parafínicas y su depositación son tan antiguos como la industria petrolera. Recientemente se han analizado dentro del campo de estudio de los sólidos hidrocarburos la formación y depositación de naftenatos, así como la formación de hidratos de gas natural y asfaltenos.

Las decisiones que se toman para el desarrollo de un campo están en función del análisis económico, por lo que se necesita entender el funcionamiento, metodología de cálculo y fluctuación de los indicadores económicos utilizados para examinar el valor de un proyecto. Es importante señalar que la etapa de evaluación y desarrollo de un campo es crítica para generar valor en un activo descubierto y

es donde los ingenieros de yacimientos tienen mayor influencia en las decisiones clave. Es importante mencionar que las decisiones que se toman en la etapa inicial de un proyecto tienen el mayor impacto financiero, ya que en esta etapa se debe realizar una evaluación preliminar de todas las propuestas a implementar e incluir la metodología a seguir para conseguir el aseguramiento de flujo en la producción.

Objetivo general

El presente trabajo busca manifestar la importancia de contar con un sistema de aseguramiento de flujo que permita obtener la mayor producción de hidrocarburos de un modo económicamente rentable; siendo el objeto de estudio un campo de crudo pesado dentro la cuenca Tampico-Misantla.

Objetivos específicos

1. Definir el término de aseguramiento de flujo en los sistemas de producción de hidrocarburos.
2. Explicar las principales características del crudo pesado y extrapesado desde un punto de vista composicional y de toma de decisiones en proyectos petroleros.
3. Precisar la metodología asociada al aseguramiento de flujo para la producción de crudos pesados y extrapesados.
4. Conceptualizar de forma general las principales restricciones de flujo en un sistema de producción, siendo específicos con la conducción y manejo de crudos pesados y extrapesados.
5. Reunir el conocimiento técnico y económico para definir la rentabilidad de un proyecto de producción de crudo pesado en un campo dentro de la cuenca Tampico-Misantla.

Metodología

A lo largo del Capítulo 1 se llevará a cabo una discusión sobre los factores que resultan desafiantes en el aseguramiento de flujo; destacando la formación de sólidos a partir de los hidrocarburos, el análisis de asfaltenos, parafinas, hidratos de gas, incrustaciones, naftenatos, emulsiones, y su remediación para asegurar el flujo de los hidrocarburos en toda la cadena de producción.

Dentro del Capítulo 2 se aborda la definición y conceptualización de los crudos pesados y extrapesados, partiendo desde la definición de petróleo crudo, las particularidades de los crudos pesados

y extrapesados en materia composicional y la determinación de las características de los yacimientos que contienen este tipo de fluidos.

El Capítulo 3 parte de la idea fundamental del flujo de fluido a través de medios porosos y del manejo en la superficie; describiendo la problemática que surge al momento de poner en producción un pozo, los procesos convencionales de producción y los métodos de recuperación que se utilizan actualmente en la industria.

Para el Capítulo 4 se definirán los procesos que abarcan la conducción y manejo de los crudos pesados y extrapesados, haciendo énfasis en la problemática que presenta la conducción, transporte o recolección de los hidrocarburos como acción de llevar los fluidos que se encuentran en el yacimiento hacia la superficie a través de pozos; desde la cabeza del pozo por líneas de descarga hacia las instalaciones de procesamiento, para posteriormente vender y/o comercializar crudo y gas natural.

En el Capítulo 5 se explicará el contexto geológico regional de la Cuenca Tampico-Misantla, abordando características propias que definen la geología del campo. Además, se abordará el concepto fundamental del Estado del Arte, aplicando los postulados que lo definen para abordar el tema a tratar dentro de las condiciones, propuesta y aplicación del aseguramiento de flujo, así como los resultados del análisis técnico-económico derivados de la metodología empleada.

Adicionalmente, se incluyen cuatro apéndices. El Apéndice A incluye la teoría y desarrollo matemático del Análisis de Curvas de Declinación, parte fundamental del estudio económico para un proyecto petrolero. El Apéndice B presenta una metodología empírica relacionada al análisis de los pronósticos de producción asociados a la Relación Agua-Aceite, RAA, (Water-Oil Ratio, WOR por sus siglas en inglés), trabajo propuesto por Bondar y Blasingame que da una idea del potencial que tiene un pozo para producir hidrocarburos respecto al corte de agua. El Apéndice C es un compendio de los resultados y gráficas de los análisis realizados en los pozos del campo de la cuenca Tampico-Misantla revisados en este trabajo. Para finalizar, en el Apéndice D se muestra la evaluación económica por pozo y por campo que se generó para demostrar la importancia de contar con algún método de aseguramiento de flujo en la producción de los pozos.

Capítulo 1. Aseguramiento de flujo

El término de aseguramiento de flujo ha ganado interés dentro de la industria petrolera debido a la importancia de mantener estable la producción y minimizar la formación de materiales y sustancias que obstruyen el flujo de los hidrocarburos. Garantizar un flujo constante en la corriente de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el punto de venta es el principal objetivo del aseguramiento de flujo y está estrechamente relacionado con el flujo multifásico en tuberías. Los cambios de temperatura y presión juegan un papel fundamental en el análisis del flujo de los hidrocarburos, provocando, en algunos casos, la formación y depositación de distintos componentes. Cuando el aceite sobrepasa su presión de punto de burbuja, las fracciones de hidrocarburos ligeros son liberadas como fase gaseosa, esto vuelve al aceite más viscoso aumentando la presión sobre el sistema y modificando las condiciones de flujo. Comprender el comportamiento de las fases que acompañan a estos cambios, la predicción de su secuencia cronológica y la magnitud de la depositación son factores clave para el desarrollo de estrategias de diseño y operación dentro del aseguramiento de flujo (Guðmundsson, 2007).

1.1 Conceptos fundamentales del aseguramiento de flujo

El concepto de aseguramiento de flujo se desarrolló a raíz de que el enfoque tradicional en la producción de los hidrocarburos no era el adecuado para diversos sistemas, que no incluyen modelos convencionales; dichos sistemas incluyen tramos largos de tuberías, profundidades extremas, temperaturas anormales y tipos de hidrocarburos diferentes.

El término de aseguramiento de flujo (*Flow Assurance*) fue utilizado por primera vez por la compañía brasileña Petróleo Brasileiro S.A., conocida simplemente como Petrobras, a principios de la década de 1990. El término en su idioma original, que es portugués, se escribe como *Garantia do Escoamento*, que significa literalmente «*Garantía de flujo*» (Hernández, 2014).

A pesar de que el aseguramiento de flujo abarca diversos temas especializados y muchísimas disciplinas de ingeniería, el fin común es el mismo; garantizar el flujo de los hidrocarburos producidos. Además del modelado de instalaciones y la simulación multifásica de fluidos, el aseguramiento de flujo implica conocer el proceso en que los yacimientos producen y el manejo de los componentes que se pueden llegar a formar debido a las condiciones de presión y temperatura que existen dentro del sistema integral de producción (Speight, 2013).

En materia financiera, la interrupción en la producción y el daño a las instalaciones debido a un problema relacionado con el aseguramiento de flujo puede llevar a consecuencias muy grandes. Algo que complica aún más al aseguramiento de flujo es que los sólidos pueden interactuar entre sí y pueden causar obstrucciones y provocar fallos o rupturas en los sistemas de ductos y tuberías. Por tal motivo, el aseguramiento de flujo se aplica durante todas las etapas de la producción de los hidrocarburos; comenzando desde el diseño detallado de las instalaciones y aparejos de producción, la vigilancia en el flujo de fluidos, la solución de problemas de funcionamiento y la optimización de los sistemas de producción y conducción de los hidrocarburos (Gerez y Pick, 1996).

En la **Figura 1.1.1** se propone un esquema conceptual para definir un método de aseguramiento de flujo adecuado para un sistema de producción de hidrocarburos.

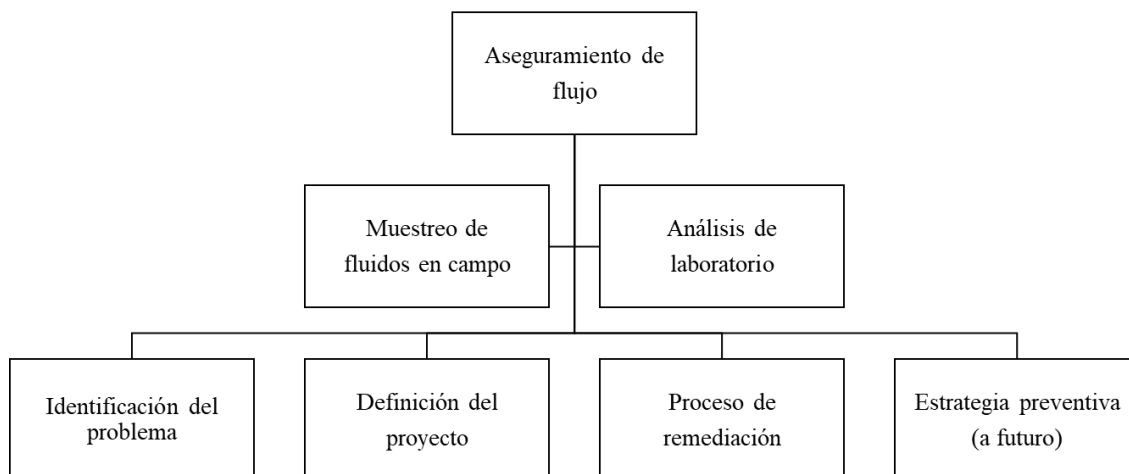


Figura 1.1.1 Conceptualización de un sistema con Aseguramiento de Flujo (Elaboración propia).

El muestreo de fluidos y su análisis en laboratorio son fundamentales para definir con qué tipo de fluidos se va a tratar y su metodología de explotación. Dichos estudios incluyen sus propiedades físicas y el esclarecimiento de sus características principales. Este análisis es de suma importancia si se trata de crudos pesados y extrapesados, permitiendo la identificación, caracterización y posible definición de los cambios de presión y temperatura necesarios para la formación y depositación de asfaltenos, parafinas, hidratos de gas, incrustaciones, naftenatos y emulsiones.

La cadena de los sólidos en el aseguramiento de flujo se muestra en la **Figura 1.1.2**. Los fluidos involucrados son el aceite, gas y agua. Dichos fluidos interactúan para formar los sólidos, sujetos a cambios de temperatura, presión y composición. Los cambios composicionales ocurren debido a la evaporación de los fluidos constituyentes y a través de la mezcla de fluidos que tienen diferentes concentraciones. El sector mostrado por (...) en la **Figura 1.1.2** representa a las leyes, modelos químicos y físicos que describen la precipitación y la depositación de las sustancias. Las principales ingenierías y ciencias naturales que proporcionan las leyes y teorías para el análisis del aseguramiento de flujo son la química, mecánica de fluidos y la termodinámica. Todo el funcionamiento de las leyes y teorías se basan en la matemática y física de los fluidos, y para que los resultados teóricos sean útiles, las constantes, coeficientes, números y factores deben ser determinados a través de experimentos de laboratorio y análisis de campo (Guðmundsson, 2007).

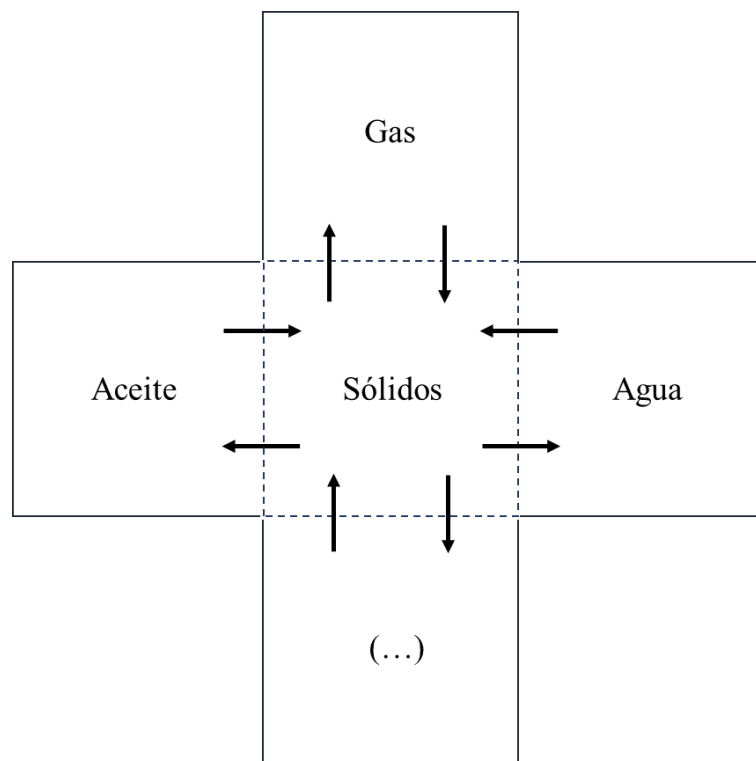


Figura 1.1.2 La cadena de los sólidos en el aseguramiento de flujo (Modificado de Guðmundsson, 2007).

1.2 Relevancia del aseguramiento de flujo

El principal objetivo de un especialista en aseguramiento de flujo es mantener el gasto y las condiciones constantes de un sistema de producción. Para lograrlo, se deben definir cuáles son los problemas que son detectables en todo el sistema de producción y qué procesos se pueden mejorar dadas las condiciones de flujo de los hidrocarburos. El aseguramiento de flujo requiere un profundo análisis de las amenazas térmicas, hidráulicas y de fluidos relacionadas con el flujo, la calidad de los fluidos y la integridad mecánica de los medios de transporte. Este análisis se puede esquematizar dentro de un modelo de análisis de riesgo de tipo moño, ya que resulta adecuado para ver qué tan bien se colocan las barreras protectoras contra las amenazas para lograr el aseguramiento de flujo y qué tan bien se realizan los esfuerzos de mitigación para prevenir casos indeseables (Makogon, 2019).



Figura 1.2.1 Esquema de análisis de riesgo de tipo moño para el aseguramiento de flujo (Makogon, 2019).

Para garantizar que el aseguramiento de flujo exista dentro de las estrategias de explotación de los hidrocarburos se requiere de una sólida comprensión y planificación en la mejora de las condiciones de flujo de fluidos del yacimiento a la superficie. Los puntos clave para definir la capacidad de aporte del sistema serán la energía del yacimiento, la profundidad, las distancias de desplazamiento de las estaciones de recolección y las propiedades del fluido.

Hablando dinámicamente, los comportamientos que exhiben los fluidos están en función de la presión y la temperatura del sistema, pero también se ve involucrado el gasto con el que se produce o en el que viaja la corriente del fluido. Los principales problemas relacionados con el aseguramiento de flujo son los riesgos térmicos y los riesgos hidráulicos. La formación y depositación de asfaltenos, parafinas, la formación de hidratos de gas, las incrustaciones, naftenatos y emulsiones son preocupaciones relacionadas con los riesgos térmicos, mientras que la contención de los fluidos y la erosión son preocupaciones relacionadas a los riesgos hidráulicos. Contar con suficiente información será de gran

utilidad para diseñar sistemas que mitiguen o minimicen la formación o depositación de estos componentes, pudiendo generar soluciones rápidas para contrarrestar dichos efectos.

Económicamente hablando, conocer los gastos esperados, el periodo de producción y el tipo de fluido son datos necesarios para definir estrategias de aseguramiento de flujo, pudiendo generar diversos escenarios que involucren varias especialidades dentro del análisis, definiendo criterios sólidos que lleven a la mejor decisión. Parte de la complicación en la elección de la estrategia de aseguramiento de flujo es la imposibilidad de generar un modelo de simulación con comportamientos similares y periodos de formación y depositación de los componentes que se pueden generar a partir de los cambios de presión y temperatura debido a la particularidad de cada uno de ellos, lo que ocasionaría una obturación parcial o total de tuberías o sistemas de transporte de los hidrocarburos (Guðmundsson, 2007).

Las condiciones de producción son tan diversas que no hay una solución única para definir una estrategia de aseguramiento de flujo. Algunas ocasiones el tratamiento químico es la respuesta, otras veces el aislamiento térmico de las líneas de flujo puede resolver el problema, en algunas ocasiones se requerirá una combinación de ambos. Actualmente se promueve que la información de producción, presión y temperatura se obtenga en tiempo real, lo que permite la predicción de problemas de flujo con algo de tiempo de anticipación para tomar medidas de mitigación. A través de la recolección sistemática de datos, las tendencias que afectan la eficiencia del flujo pueden identificarse para modificar los pronósticos de producción y visualizar los gradientes de presión que existan dentro del sistema de flujo. La adquisición de datos para el aseguramiento de flujo beneficia a la administración integral de yacimientos, las mediciones de temperatura distribuida y los modelos predictivos (Speight, 2017).

1.3 Principales restricciones de flujo

Las restricciones de flujo pueden ocurrir a nivel de yacimiento, en la tubería del pozo o en un árbol de producción, aunque también ocurren en las líneas de descarga que llegan a los colectores. En algunos casos, las restricciones pueden ocurrir en varios lugares simultáneamente, dependiendo de las condiciones de flujo y de producción que tenga el sistema, ya que el contenido de sólidos en los fluidos del yacimiento varía mucho; las condiciones de presión y temperatura dentro y fuera del yacimiento resultan relevantes para su generación y depositación, lo que da origen a una problemática de explotación y un sinnúmero de problemas asociados a la producción de hidrocarburos. La variación en el comportamiento de las condiciones de flujo deja en claro que la implementación del aseguramiento de flujo es necesario,

tomando en cuenta la necesidad de contar con un efecto sinérgico para una mejor apreciación y comprensión adecuada del flujo multifásico. La eficacia de un sistema de aseguramiento de flujo puede hacer que un proyecto petrolero sea rentable o no, por lo que es de gran importancia conocer qué problemas podemos enfrentar al producir, conducir y manejar hidrocarburos.

Algunas compañías clasifican los problemas de aseguramiento de flujo y química de la producción de manera distinta, mientras que otras los combinan incluso con problemas mecánicos y de corrosión. Estos criterios están estrechamente relacionados con el tamaño y recursos de las compañías (Makogon, 2019). No obstante, el American Petroleum Institute ha numerado nueve problemas de aseguramiento de flujo de la siguiente manera:

1. Depositación de hidratos de gas.
2. Depositación de parafinas.
3. Depositación de asfaltenos.
4. Formación de emulsiones.
5. Formación de espumas.
6. Depositación mineral (scale formation).
7. Producción de arena.
8. Formación de tapones (slugging).
9. Problemas mecánicos y de materiales.

La lista API 17 TR4 anterior captura la mayor parte del alcance de este trabajo, sin embargo, se optó por revisar únicamente 5 problemas asociados al aseguramiento de flujo, los cuales se describirán a continuación, ya que representan un desarrollo típico de yacimientos de crudos pesados y extrapesados en los campos de México.

1.3.1 Asfaltenos

Los asfaltenos son posiblemente uno de los componentes más estudiados y, sin embargo, menos entendidos en la industria petrolera. En la medida en que la estructura de los asfaltenos se vuelve más compleja su investigación a fondo es comúnmente evitada debido a la gran cantidad de incógnitas que resultan de su análisis. Debido a su naturaleza compleja, es necesario tomar un enfoque multidisciplinario para determinar el comportamiento preciso de los asfaltenos. La química orgánica por sí sola no es

suficiente ya que la física, las matemáticas y la ingeniería son necesarias para estudiar los asfaltenos (Guðmundsson, 2017).

Los asfaltenos son generalmente definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular; como el n-pentano o el n-hexano, pero que sí son solubles en tolueno o benceno. Se definen también como moléculas planas, poliaromáticas y policíclicas que contienen heteroátomos y metales. Esta definición abarca numerosos materiales que no están bien caracterizados, lo que complica aún más su estudio debido a que muchos investigadores utilizan la sustancia equivocada para realizar su análisis, a pesar de la excelente calidad de sus equipos e impecabilidad de su metodología. Todo acerca de los asfaltenos parece no ser concluyente, esquivo y muy complejo, sin embargo, los asfaltenos han atraído a numerosos investigadores con diversos puntos de vista debido a los problemas que causan en diversos puntos de la cadena de producción de los hidrocarburos. Los asfaltenos se consideran como uno de los componentes menos valiosos del crudo. La presencia de asfaltenos causa un aumento notable en la viscosidad del crudo, por lo que resulta complicado de transportar, manejar y procesar. Debido a la alta resistencia a la descomposición de sus componentes, las moléculas de asfalto generalmente son responsables de disminuir el porcentaje de los destilados del crudo (Alayón, 2004). En la **Figura 1.3.1** se muestra una representación esquemática de una molécula de asfalto. Además, debido a la presencia de componentes y metales pesados, los asfaltenos son muy difíciles de biodegradar, convirtiéndolos en el compuesto más problemático desde una perspectiva de gestión de residuos petroleros.

Muchas de las propiedades que hacen que los asfaltenos sean indeseables también pueden hacerlos útiles dependiendo de la aplicación en cuestión, por ejemplo, el asfalto es un material efectivo para la superficie de carreteras. Para esta aplicación, la bioinercia, la tenacidad reológica y la adherencia son propiedades necesarias que hacen del asfalto un candidato ideal para aplicaciones de recubrimiento protector. Dentro de la industria petrolera las propiedades de los asfaltenos son deseables para fluidos de perforación en el control de pérdida de fluido y para lograr la estabilidad del pozo (Akbarzadeh et al., 2007). Cuando se habla de utilidad de los asfaltenos en aplicaciones a nivel de yacimiento, aunque no se han estudiado todas sus aplicaciones, se ha identificado la contribución de los crudos asfálticos para aumentar la generación y retención de microburbujas que pueden mejorar significativamente la recuperación de hidrocarburos.

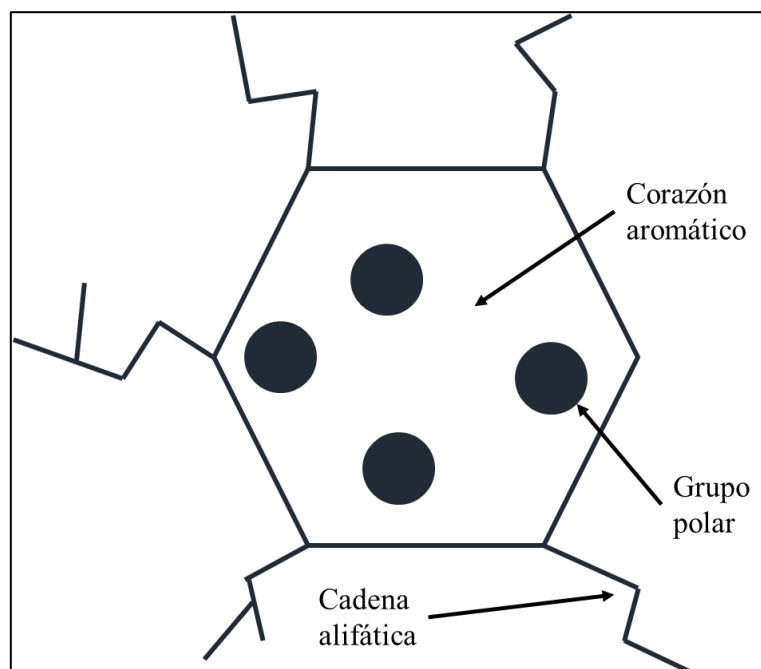


Figura 1.3.1 Representación esquemática de una molécula de asfalto (Alayón, 2004).

Todas las definiciones anteriores sobre los asfaltos son buenas para abarcar fines prácticos, pero no dan más información desde el punto de vista de su comportamiento fisicoquímico en relación con la precipitación de estos.

Los asfaltos son compuestos polidispersos en grupos funcionales en su peso molecular y en su estructura. El contenido de compuestos aromáticos en los asfaltos está entre el 40 y 60%, con una relación atómica H/C de 1 a 1.2. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular y por esta razón las moléculas de asfaltos presentan formas aplanadas. Antes se consideraba a los asfaltos como macromoléculas de gran peso molecular y que poseían una estructura formada por una matriz aromática muy condensada, rodeada por anillos nafténicos y cadenas alifáticas, con incorporación de grupos multifuncionales; tales como alcoholes, aminas primarias y secundarias, ácidos, éteres, ésteres, cetonas y conjuntos más complejos como las porfirinas.

En algunos crudos se han determinado átomos metálicos, principalmente níquel (Ni) y vanadio (V). La estructura de las moléculas de asfaltos muestra que son compuestos con partes relativamente polares dadas por anillos aromáticos por los grupos funcionales y las partes apolares constituidas por las cadenas alifáticas, lo cual permite presentar una dualidad polar-apolar, dándole propiedades interfaciales.

Tabla 1.3.1 Composición típica de elementos presentes en moléculas de asfalteno (Alayón, 2004).

Elemento [%]	Rango	Valores Típicos
Carbono (C)	78 - 90	82 – 84
Hidrógeno (H)	6.1 – 10.3	6.5 – 7.5
Nitrógeno (N)	0.5 – 3.0	1.0 – 2.0
Azufre (S)	1.9 – 10.8	2.0 – 6.0
Oxígeno (O)	0.7 – 6.6	0.8 – 2.0
Vanadio (V) [ppm]	0 – 1,200	100 – 300
H/C	0.8 – 1.5	1.0 – 1.2

Los cambios producidos en la presión y temperatura son factores que determinan la composición de los hidrocarburos producidos, lo cual puede provocar precipitación y depositación de asfaltenos. Estos cambios pueden ser inducidos por una diversidad de procesos, incluyendo el agotamiento primario, la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación y la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí. En la **Tabla 1.3.1** se muestran los rangos y valores típicos en las moléculas de asfalteno, mismos que se ven afectados por los cambios mencionados anteriormente.

Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción; desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de descarga, estranguladores y las instalaciones en superficie (Hammami y Ratulowski, 2007).

La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones, ya sea gas y/o líquido, y en una fase insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos. Para un crudo en particular, la cantidad de material precipitado generalmente es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante. Por ejemplo, la cantidad de precipitado usando n-pentano puede ser dos y hasta tres veces mayor que la cantidad precipitada cuando se utiliza n-heptano. La **Figura 1.3.2** ejemplifica esta precipitación.



Figura 1.3.2 Precipitación de asfaltenos dentro de una porción de tubería (Narayanan, 2018).

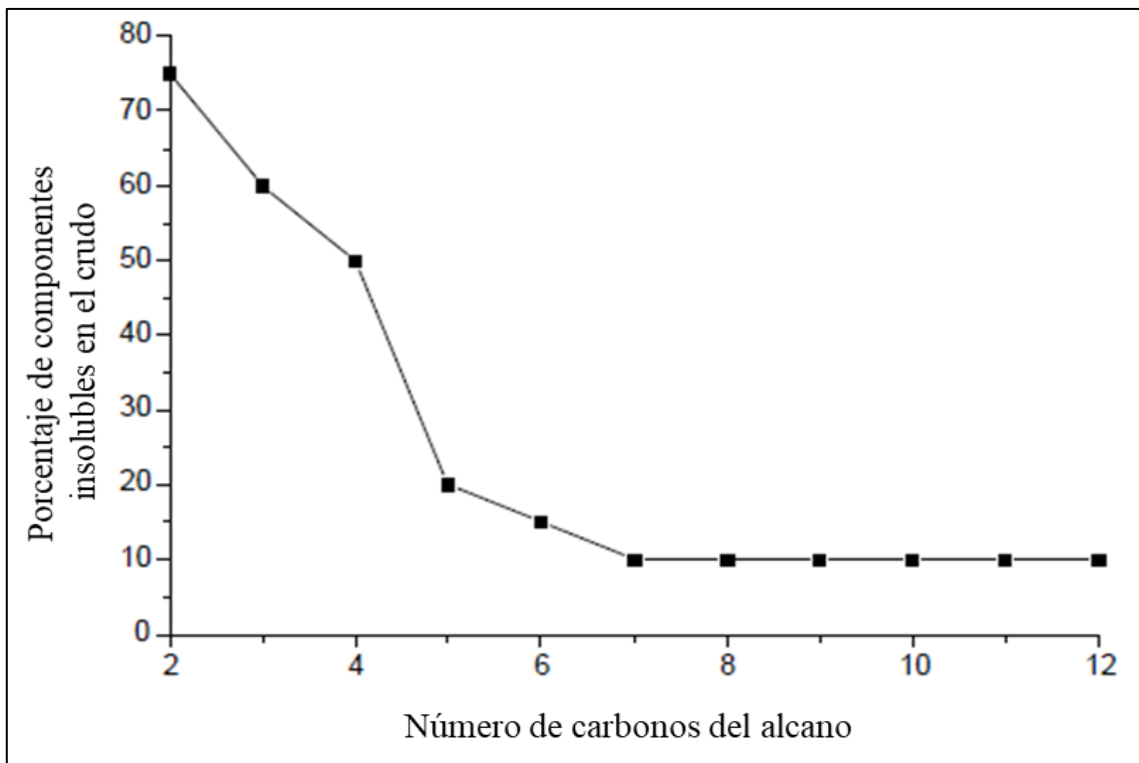


Figura 1.3.3 Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles (Alayón, 2004).

En la **Figura 1.3.3** se observa efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles que, a partir del n-heptano, la cantidad precipitada permanece

prácticamente constante, por lo que se puede señalar que sólo los componentes más polares y, por lo tanto, más insolubles, precipitan con n-heptano. A pesar de que la precipitación de asfaltenos es un problema muy conocido dentro de la Industria Petrolera, sus principales causas y mecanismo de depositación no han sido comprendidos en su totalidad. Con base en la información experimental se ha propuesto que el fenómeno de precipitación de asfaltenos puede ser descrito como un proceso en varias etapas que van desde la asociación de asfaltenos para formar pequeños agregados o pseudomicelas, pasando por el crecimiento de éstos para conducir a agregados más grandes, los cuales, bajo condiciones favorables, crecen lo suficiente como para precipitarse. En la **Figura 1.3.4** se muestra una estructura hipotética de una molécula de asfaltenos.

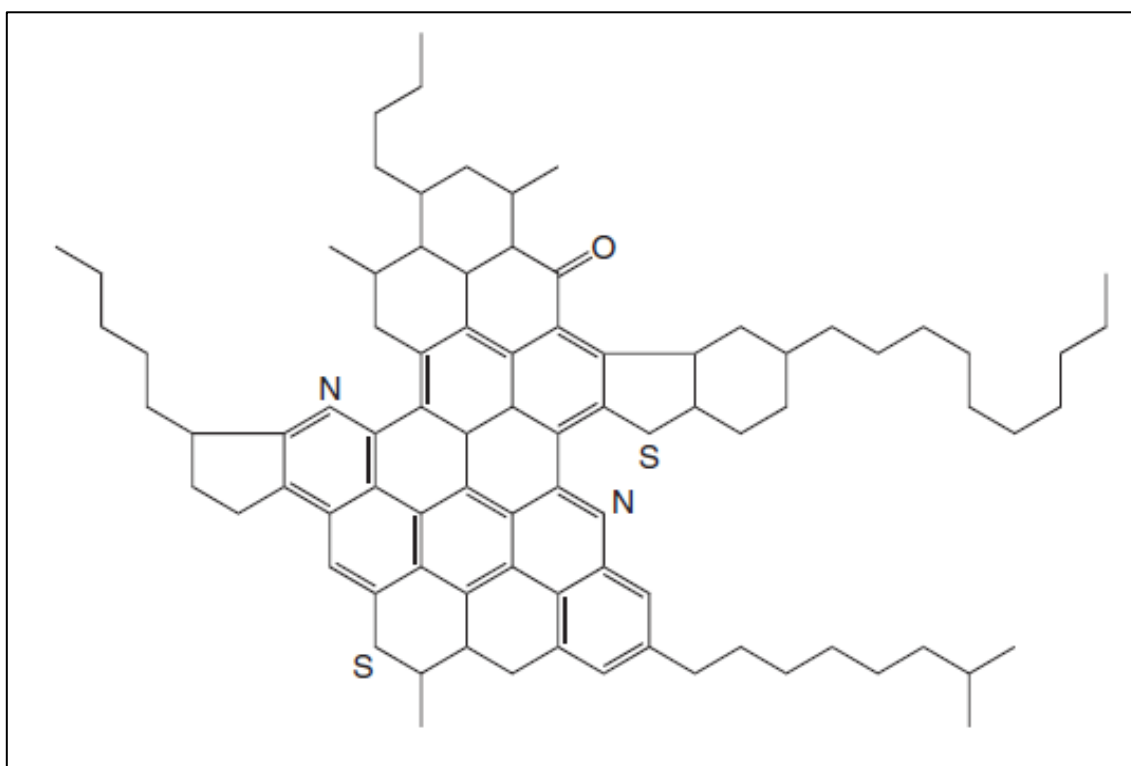


Figura 1.3.4 Estructura hipotética de una molécula de asfaltenos propuesta por Angle (2001). Figura de Silset (2008).

El esquema que se visualiza en la **Figura 1.3.5** se basa en la conceptualización de que las *moléculas* existen a la presión del yacimiento ($p = p_y$) y a la presión ligeramente menor del flujo del pozo ($p_{wf} < p_y$). Los *agregados* existen a presiones ligeramente por encima de la presión de burbuja ($p > p_b$) pero por debajo de la presión del límite superior de la envolvente de fase de los asfaltenos. Los *cúmulos* existen a una presión por debajo del punto de burbuja ($p \leq p_b$), hasta el límite inferior de la envolvente de fase de los asfaltenos. Los agregados y cúmulos de asfaltenos son supuestamente de tamaño no uniforme y comúnmente se denominan polidispersados.

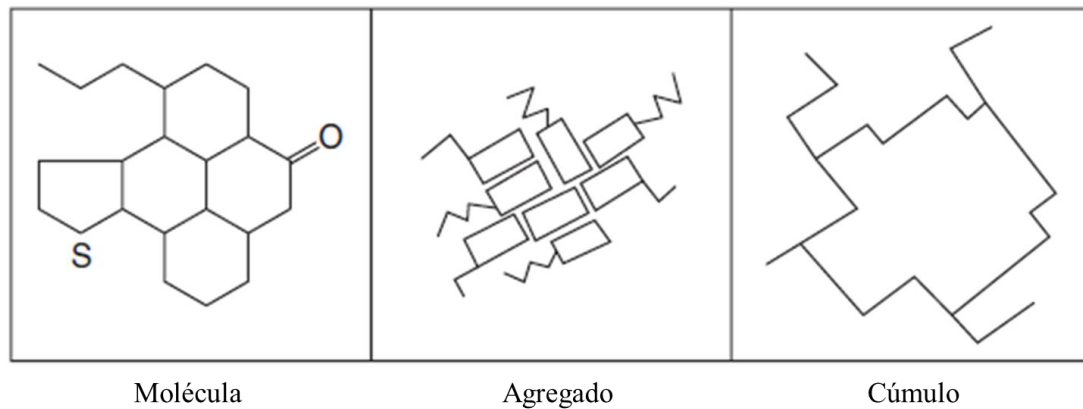


Figura 1.3.5 Visualización de asfaltenos, que van desde moléculas disueltas ($p = p_R$) hasta coloides agregados ($p \geq p_b$) y más a coloides agrupados o cúmulos ($p \leq p_b$); (Guðmundsson, 2007).

La solubilidad de los asfaltenos en el crudo depende de la presión, la temperatura y la composición del crudo per se. La característica inusual de la precipitación de los asfaltenos es que ocurre a altas presiones, a diferencia de los otros sólidos hidrocarburos; como las parafinas y los naftenatos. La parafina se precipita debido a la reducción de la temperatura y el naftenato se precipita debido a la interacción con agua de formación con un pH por encima al neutro. Para proporcionar antecedentes físicos y composicionales que afectan la precipitación de asfaltenos se necesitan conocer los cambios entre las condiciones de yacimiento y las de superficie. Se ha demostrado que la densidad del crudo es el parámetro dominante en la precipitación de asfaltenos. La densidad del crudo ρ_o a condiciones de yacimiento por encima del punto de burbuja se relaciona con la compresibilidad c_o y el factor de volumen del aceite, B_o a través de la **Ecuación 1.3.1**.

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T ; \quad \text{Ecuación 1.3.1}$$

Donde T asume un comportamiento isotérmico dentro del sistema. El factor de volumen del aceite B_o es el volumen de aceite más el gas disuelto a la presión del yacimiento, dividido por el volumen de aceite a condiciones de superficie. El crudo dentro del yacimiento puede estar saturado con gas disuelto y también puede estar bajosaturado. Con los asfaltenos se hace una analogía a la clasificación de ingeniería de yacimientos ya que el crudo puede estar saturado o no con asfaltenos.

1.3.2 Parafinas

Desde los comienzos de la industria petrolera la depositación de parafinas ha sido un problema mayúsculo. Cuando el aceite y el condensado se enfrían en una tubería, la parafina se puede precipitar, por lo que se implementan revestimientos térmicos para evitar las caídas de temperatura. Sin embargo, en las tuberías submarinas el problema es aún mayor (Aiyejina et al., 2011). Se estima que la parafina se precipita cuando la temperatura cae entre 30 y 40 °C en la corriente de flujo; entre más ligero sea el condensado, la parafina se precipitará a temperaturas aún más bajas. Un ejemplo de este tipo de depositación se muestra en la **Figura 1.3.6**. El calentamiento de tuberías se realiza en algunos lugares alrededor del mundo, pero debido a su alto costo de implementación no todos los campos son factibles a esta técnica. La parafina que se deposita usualmente es retirada mecánicamente, raspando los intervalos obturados y escariando las zonas propensas a la depositación; como son las conexiones o bridas. La frecuencia del escariado depende de los fluidos producidos, de la capacidad de la tubería y del gasto de producción que se tenga (Guðmundsson, 2017).



Figura 1.3.6 Depositación de parafina en la tubería (Exaltexx, 2019).

La eliminación puntual de la parafina depositada se requiere para evitar la pérdida eventual de una tubería en el caso de que se obstruya por completo. Para entender y mitigar dicho problema se han realizado múltiples investigaciones y estudios de campo sobre los mecanismos y procesos que rigen la formación y depositación de parafinas (Tordal, 2006).

La parafina es un componente de los hidrocarburos que se encuentra en la mayoría de los crudos y los condensados, pertenece al grupo de los alcanos de cadena lineal que contienen más de 15 átomos de carbono y tiene muy poca ramificación. Una molécula de parafina puede tener más de 80 átomos de carbono. Cuanto mayor sea el tamaño de la molécula, mayor será la temperatura de fusión. La parafina también se define operativamente a través de su solubilidad en varios solventes, la mayoría de las veces como acetona (Wang & Huang, 2014). La parafina puede causar grandes problemas en la producción de los hidrocarburos debido a tres razones principales:

1. Flujo restringido debido al diámetro interno reducido en las tuberías y al aumento de la rugosidad interna.
2. Incremento en la viscosidad del aceite.
3. Depositación de cera en tanques de almacenamiento.

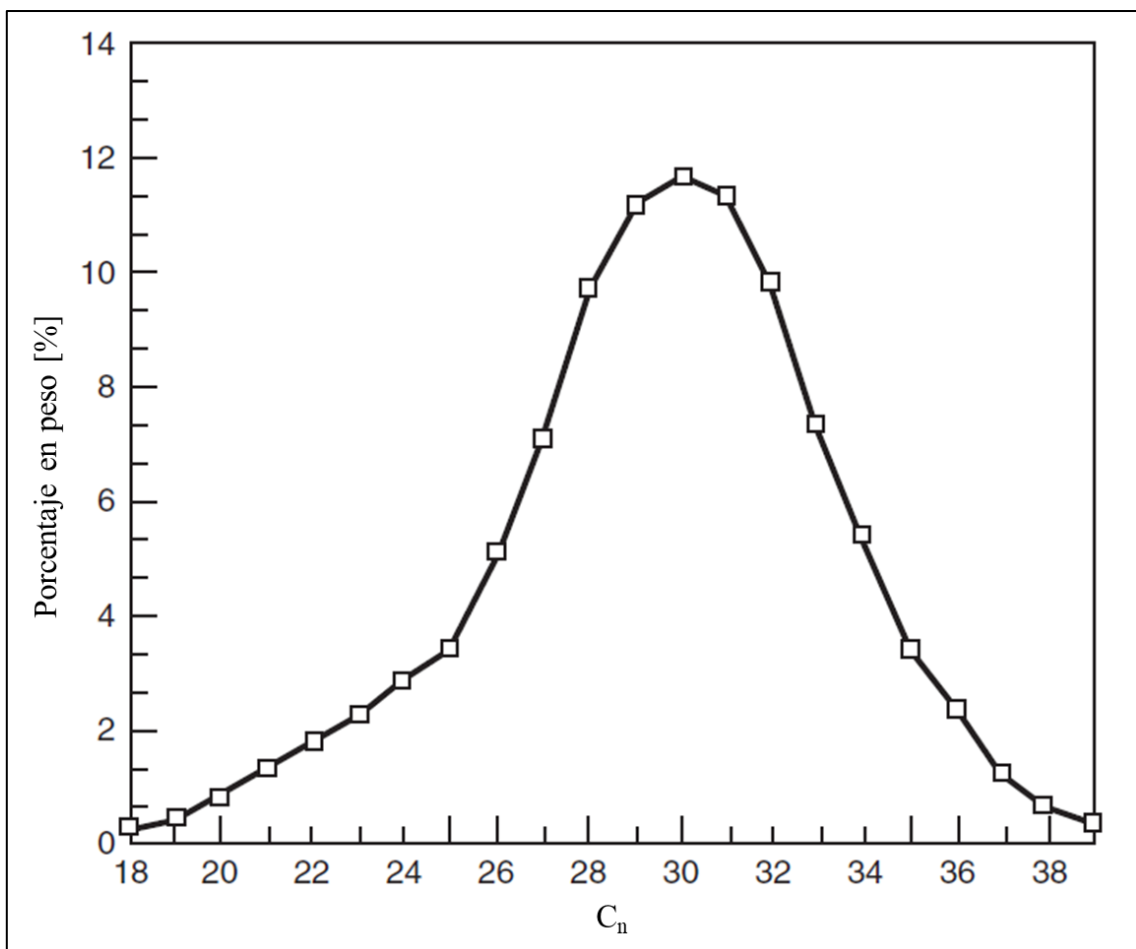


Figura 1.3.7 Distribución del número de carbonos en las parafinas (Guðmundsson, 2017).

Existe la posibilidad de que la parafina se cristalice y se adhiera a superficies como las líneas de descarga y la tubería de producción, formando una capa de depositación que aumentará con el tiempo y eventualmente, en el peor de los casos, bloqueará completamente la línea. Tal depositación reduce la capacidad de flujo de la línea disminuyendo el diámetro efectivo y aumentando la rugosidad de la pared de la línea y por lo tanto la caída de presión. En algunos casos, los depósitos de parafina han provocado las rupturas en los sistemas de bombeo y el bloqueo a la formación productora (Guðmundsson, 2017).

Termodinámicamente hablando, la formación de depósitos de parafina podría ocurrir a cualquier temperatura entre el punto nube y el punto de escurrimiento. Los aceites sometidos a un descenso gradual de temperatura llegan a un punto en el que comienzan a enturbiarse debido a la formación de microcristales de parafina. A esta temperatura se le denomina punto de nube. El punto de escurrimiento se define como la temperatura mínima a la que un crudo fluirá cuando se enfría, sin perturbaciones a un gasto estándar. Cuando la temperatura de la solución líquida disminuye hasta el punto nube, la energía de movimiento molecular se incrementa generándose aproximaciones entre los cristales que han iniciado su formación y consecuente agregación de cadenas adyacentes, por lo que las moléculas de parafina continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados (Strizhenko & Sergeev, 2016).

La temperatura a la cual la parafina comienza a precipitarse se llama temperatura de aparición de cera (WAT – Wax Appearance Temperature). El término punto nube también es usado y está basado en un procedimiento estandarizado de medición con gran cantidad de muestras. Cuando el crudo y los condensados se enfrían por debajo del punto nube, más y más parafina puede precipitarse. A cierta temperatura, la mezcla de hidrocarburos y parafina precipitada se convierte en un sólido suave, llamado gel, y deja de fluir por las líneas o el medio por el cual estén viajando. La precipitación y depositación de parafina a partir de condensados de gas es más frecuente en situaciones cuando dos líquidos condensados de diferentes composiciones y/u orígenes se mezclan. La temperatura a la que ocurre la gelificación se llama temperatura de punto de vertido (PPT – Pour Point Temperature) y también está basado en un procedimiento estandarizado de medición con gran cantidad de muestras. Los sólidos que están en estado estacionario (sin fluir) aumentan la rigidez (resistencia al corte) con el tiempo, lo que provoca que los arranques en el flujo de las tuberías se dificulten o resulte imposible en algunos casos, por lo que un enfriamiento adicional aumentaría la rigidez del gel (Aiyejina et al., 2011).

Podría parecer contradictorio que la parafina se precipite no sólo en crudo, pero también puede ocurrir en los condensados del gas, que son hidrocarburos ligeros. Las ceras puras de parafina son sólidos a condiciones estándar (condiciones ambiente), y la que se precipita del crudo y de los condensados de

gas consiste en una distribución de alcanos normales de manera que las moléculas más pesadas se depositan primero, luego las moléculas más ligeras y así sucesivamente. La composición exacta de la parafina que se deposita depende no sólo de la composición del crudo, sino también de la tasa de enfriamiento y las condiciones del flujo del fluido dentro del medio. Los depósitos de parafina se encuentran a menudo con otros sólidos que resultan problemáticos para el aseguramiento de flujo (Wang & Huang, 2014).

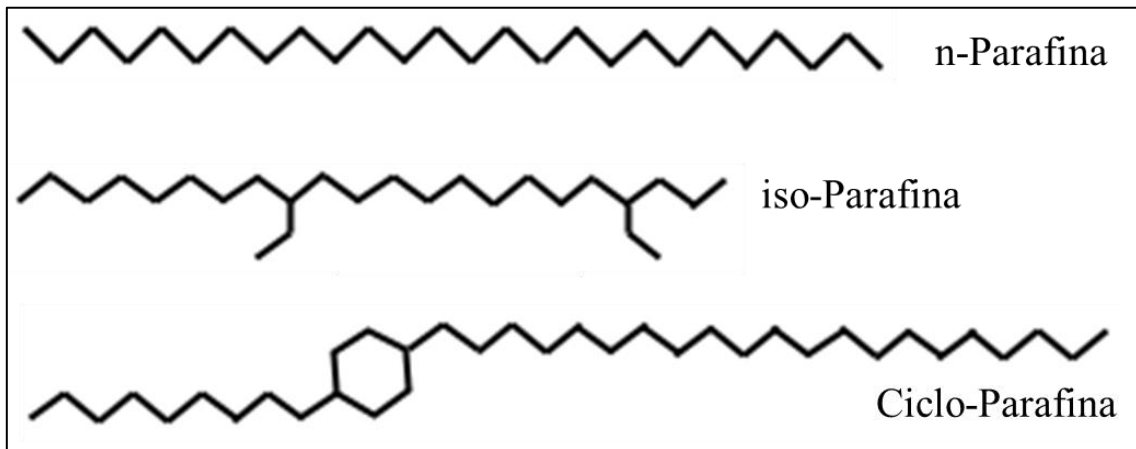


Figura 1.3.8 Estructuras de ceras parafínicas (Guðmundsson, 2007).

La parafina es uno de los principales compuestos del crudo que se depositan. En la práctica se mencionan dos tipos de parafinas:

1. **Parafina macrocristalina:** está compuesta principalmente por n-alcanos de cadena lineal que van de C_{20} a C_{50} .
2. **Parafina microcristalina:** está compuesta en mayor proporción de iso-parafinas (cadenas ramificadas de alcanos) y naftenos (alcanos cíclicos) con un número de carbonos algo mayor; que van de C_{30} hasta C_{60} .

Dependiendo de la fuente del crudo, la composición de la parafina puede variar desde predominar los n-alcanos de relativa baja masa molar (peso molecular) a una alta proporción de iso-alcanos más pesados y alcanos cíclicos. Típicamente, los depósitos de parafina de los crudos consisten en 40 a 60% en peso de parafinas macrocristalinas y menos del 10% en peso de parafinas microcristalinas. Los depósitos de parafina fresca también contienen una fracción significativa de crudo. Con el tiempo, la fracción de crudo disminuye (debido a la difusión) y la parafina se vuelve más dura (envejecimiento de la parafina) (Strizhenko & Sergeev, 2016).

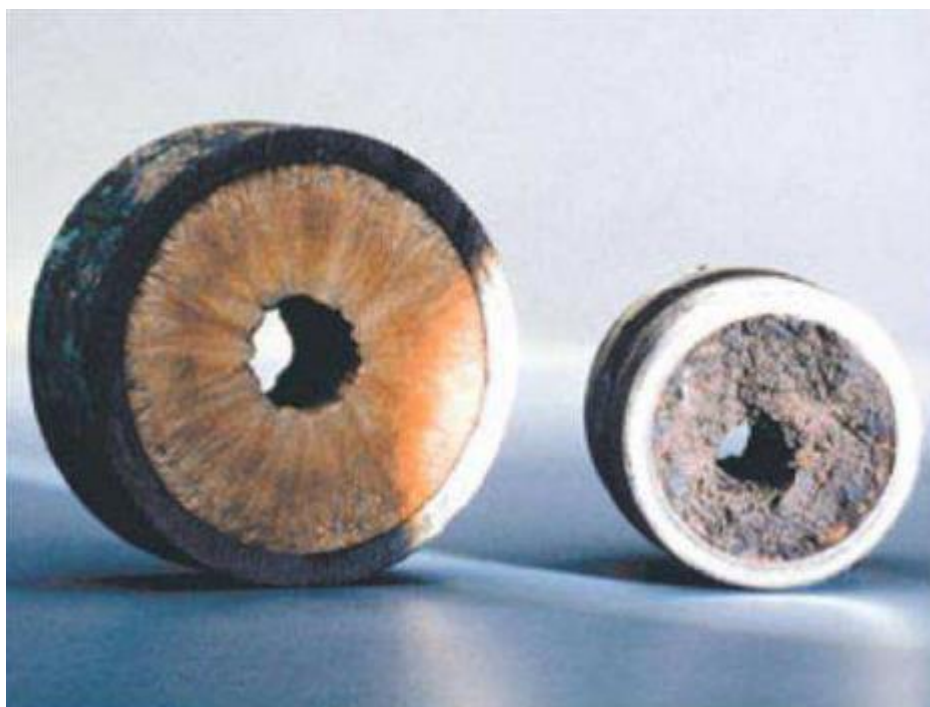


Figura 1.3.9 Deposición de parafina en una tubería (Strizhenko & Sergeev, 2016).

1.3.3 Hidratos de gas

La importancia de los hidratos de gas dentro del aseguramiento de flujo ha tomado un interés mayor en los últimos años. A condiciones atmosféricas normales se forma hielo a 0 °C en el agua dulce, caso contrario de los hidratos de gas, los cuales se forman a temperaturas y presiones anormales. Los hidratos de gas son estructuras sólidas formadas a bajas temperaturas y altas presiones. Son sólidos cristalinos que consisten en moléculas de gas rodeadas por una molécula de agua. Su composición común es de 10% en contenido de hidrocarburos, principalmente metano y compuestos livianos, y un 90% de agua (Guðmundsson, 2017).

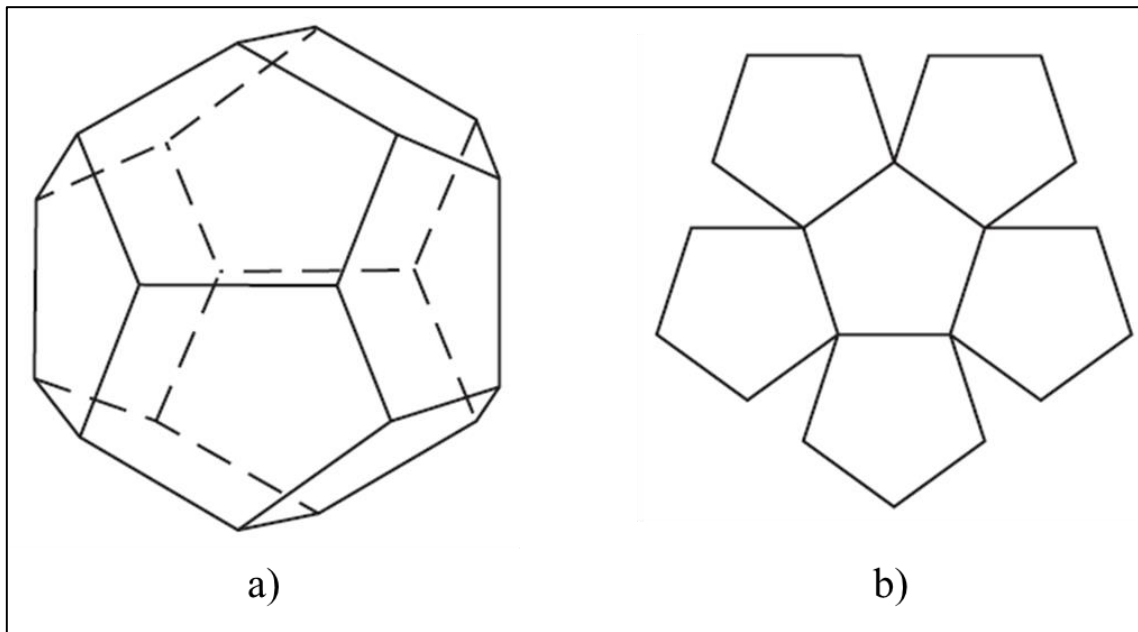


Figura 1.3.10 a) Poliedro con 12 caras pentagonales; b) Poliedro desplegado con caras pentagonales (Guðmundsson, 2007).

La estructura cristalina del hidrato de gas es similar a la del agua congelada. Las moléculas de agua, unos pocos grados por encima de su punto de congelación adquieren una estructura cada vez más parecida al hielo a medida que se va enfriando. Algo similar ocurre cuando el agua saturada con moléculas de gas se enfría; ya que las moléculas de gas deben disolverse primero en el agua. La presencia de las moléculas de gas estabiliza las moléculas de agua formando estructuras similares a la del hielo a medida que avanza el punto de congelación del agua pura. Cabe mencionar que ópticamente mientras un cristal de hielo transmite luz, un hidrato de gas refleja la luz y es de color blanco a la vista (Zerpa et al., 2010).

Los cristales son estructuras tridimensionales; los cubos tienen seis lados (también llamados caras) y las pirámides triangulares cuatro lados. La forma cúbica también se llama hexaedro y la forma piramidal tetraedro. En conjunto, las diversas formas se llaman poliedros. Un poliedro con 12 caras se llama dodecaedro. Cada una de las 12 caras tiene forma de pentágono. Una de las jaulas de cristal que puede atrapar pequeñas moléculas de gas tiene la forma de un dodecaedro, como se muestra en la **Figura 1.3.10**. En cada una de las esquinas de un hidrato con forma de dodecaedro se encuentra una molécula de agua en una estructura tridimensional. El átomo de oxígeno del agua es más grande que cada uno de los átomos de hidrógeno y la molécula es altamente polar, lo que provoca que los átomos de hidrógeno estén separados por un ángulo de 105 grados. Se sabe que el ángulo de cada una de las esquinas de un pentágono ideal es de 108 grados.

Hablando de sustancias contaminantes en el gas, la presencia de H_2S ocasiona temperaturas de formación de hidratos sustancialmente altas a una determinada presión. El CO_2 generalmente tiene un impacto mucho menor y con frecuencia reduce la temperatura de formación de los hidratos de gas. Los hidratos de gas también son llamados clatratos, lo que significa que su estructura se encuentra encerrada o forma una jaula. Como tal, la formación de hidratos de gas no es una reacción química sino un proceso físico. Las moléculas de gas deben ser lo suficientemente pequeñas como para caber dentro de las jaulas de agua sólida, también llamadas cavidades. Las moléculas que pueden formar hidratos de gas que están presentes en la producción de hidrocarburos son el metano, etano, propano, iso-butano (el n-butano no ya que éste puede ser una molécula lineal o ramificada, mientras que el iso-butano es esencialmente una molécula ramificada), dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno. La presencia de hidratos de gas puede crear condiciones como las que se visualizan en la **Figura 1.3.11**, donde la tubería de producción del pozo colapsó por la formación de hidratos de gas dentro del espacio anular en un pozo cerrado. Este percance sucedió en un pozo en tierra siberiano en 1965, a una temperatura de $8\text{ [}^\circ\text{C]}$, con una presión de colapso de la tubería mayor a las 800 [atm] , un espesor de 6 [mm] y un diámetro interior de 63 [mm] (Makogon, 2019).

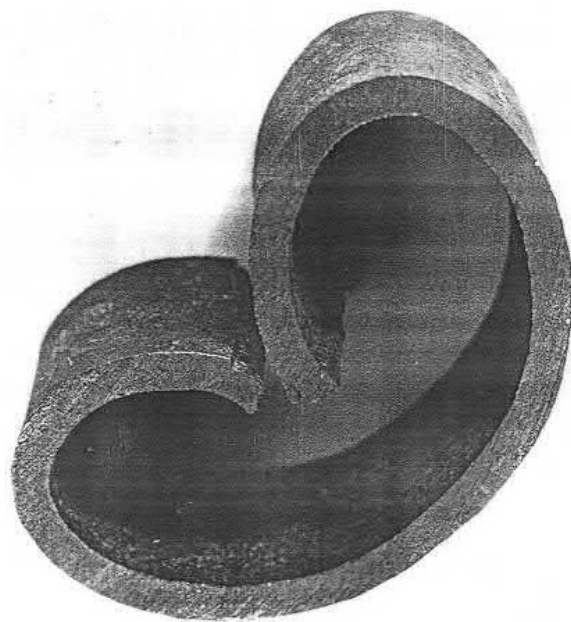


Figura 1.3.11 Colapso en la tubería de producción debido a la presencia de hidratos de gas (Makogon, 2019).

Mientras el agua y el gas entren en contacto, existe la posibilidad de formación de hidratos de gas, ocasionando restricción para el flujo de los hidrocarburos, y diversos riesgos en actividades de la industria petrolera. Cuando el aceite o el gas son conducidos a través de ductos presurizados en climas

fríos, puede existir suficiente agua y metano en la mezcla para formar hidratos sólidos, los cuales pueden obstruir el ducto. El quitar un taponamiento formado por hidratos puede ser peligroso; un taponamiento de hidratos presurizado puede viajar a velocidades muy grandes, pudiendo lesionar a trabajadores y ocasionar rupturas en los ductos y equipos utilizados. Una forma de evitar la obstrucción de los ductos por hidratos de gas es a través del calentamiento de éstos, pero la extracción de agua antes de la compresión de los hidrocarburos puede ser un tratamiento más efectivo desde el punto de vista económico. A efecto de evitar la formación de hidratos de gas en los ductos, se puede utilizar una combinación de técnicas que pueden resultar efectivas; esto es, eliminar el agua por debajo del punto de rocío, mantener la temperatura por encima del punto de formación de hidratos y utilizar inhibidores para evitar que la mezcla se solidifique. Lo que se puede apreciar en la **Figura 1.3.12**.



Figura 1.3.12 Tapón de hidratos de gas en un pistón muestrero para tomar núcleos (PolarTREC, 2010).

1.3.4 Naftenatos

Los naftenatos están constituidos por los cicloalcanos, que son hidrocarburos saturados, cuyo esqueleto es formado únicamente por átomos de carbono unidos entre ellos con enlaces simples en forma de anillo. También se pueden definir como surfactantes naturalmente presentes en los crudos, que, de acuerdo con su tipo, naturaleza y concentración, además de ciertas condiciones de pH inicial en el agua de formación

(o carga de cationes y/o concentración) durante la producción, pueden precipitar y generar taponamientos, corrosión y emulsiones, con pérdidas en la producción (Guðmundsson, 2017). La depositación de naftenatos se ha convertido en un problema importante en la producción de aceites crudos ácidos. Dada la severidad de los problemas que pueden ocasionar y el desconocimiento sobre estos compuestos, se pueden confundir por su apariencia física con los asfáltenos, aunado a esto, el problema aumenta referido al capital y los gastos operativos, reduciendo la operación regular y seguridad de las instalaciones de producción y procesamiento. Desde la década de 1960 se sabe que los naftenatos dan lugar a emulsiones estables de aceite y agua, lo que dificulta la separación requiriendo el uso de productos químicos especializados. También los naftenatos dan lugar a depósitos sólidos dentro de los separadores trifásicos y durante el proceso de desalinizado (Rojas-Zambrano, 2017).

Las acciones correctivas y de prevención para la formación y depositación de naftenatos incluyen la regulación del pH (inyección de ácidos) y el uso de productos químicos. Los depósitos de naftenatos se originan a partir del ácido nafténico disuelto en el crudo. Los problemas con naftenatos surgen cuando se produce aceite, gas y agua; la reducción gradual de la presión en la corriente de flujo, desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie, provocan la desgasificación de CO_2 de la fase de agua y, por lo tanto, un aumento del pH. El ácido nafténico activo en superficie dentro de una interfaz aceite-agua se disocia y se une con iones metálicos disueltos en la fase acuosa. El resultado es la formación de naftenato de calcio pesado y naftenato de sodio más ligero, los iones metálicos son divalentes y monovalentes, respectivamente. Los términos CaN y NaN son acrónimos para los naftenatos de calcio y sodio (Guðmundsson, 2017). Lo que se puede observar en la **Figura 1.3.13**.



Figura 1.3.13 Formación de naftenatos de calcio en campos nigerianos (Oduola et al.,2013).

El aceite crudo contiene un espectro muy grande de compuestos químicos. Los compuestos pueden organizarse en las fracciones conocidas de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA). En la fracción se incluyen varios ácidos nafténicos solubles en aceite. Cuando los ácidos entran en contacto con el agua desgasificada (despresurizada) durante la producción, se forman depósitos sólidos de naftenatos (Rojas-Zambrano, 2017).

Los ácidos nafténicos en el crudo son considerados como una clase de marcadores y según estudios, están biológicamente ligados a la madurez y el nivel de biodegradación de los campos. Hay una variedad de técnicas para investigar y determinar los posibles depósitos de naftenatos y el ácido nafténico del crudo; tales como el análisis elemental de la Espectroscopia de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), análisis TAN (Total Acid Number por sus siglas en inglés o determinación de la concentración de ácido), osmometría (estudio de la presión osmótica en soluciones) de presión de vapor, la cromatografía de gases a alta temperatura y la cromatografía líquida-espectrometría (LCMS). Otras pruebas son la determinación del valor del pH por disociación de naftenatos, pruebas de botella y prueba de separación dinámica (Rojas-Zambrano, 2017).

La habilidad para predecir la formación de naftenatos en laboratorio ha presentado varios inconvenientes. Por ejemplo, las pruebas de botellas sufren muchas limitaciones relacionadas al pobre control de pH, mezclas ineficientes, tiempos de residencia poco representativos junto a evaluaciones indirectas que indican a menudo problemas de compatibilidad de fluidos y la no identificación de depósitos de naftenatos. Los naftenatos son un problema que se debe controlar, remediar e inhibir, pero para lograr todos estos retos, el primer paso es caracterizarlos e identificarlos (Oduola et al.,2013).

Los ácidos nafténicos son parte de la mayor familia de ácidos carboxílicos que se encuentra en el petróleo crudo. Los ácidos en el crudo son predominantemente ácidos carboxílicos que tienen el grupo funcional $O=C-OH$, que se muestra en la **Figura 1.3.14**. La fórmula general se puede escribir $R-COOH$ (Guðmundsson, 2017).

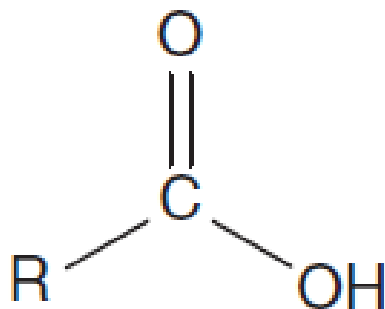


Figura 1.3.14 Estructura de un ácido carboxílico, donde R es un hidrógeno o una cadena carbonada.

El átomo de carbono tiene un doble enlace covalente al oxígeno y un sólo enlace covalente al hidróxido. La R representa el resto de la molécula, que no participa ni afecta su reactividad química principal. En la depositación de naftenato, es el ion hidróxido el que libera (dona) el ion hidrógeno cuando se disuelve en agua (Guðmundsson, 2017).

Los ácidos nafténicos se disuelven en aceite crudo, que se hace soluble por las moléculas más ligeras que lo rodean, provocando el efecto de solvatación; que es un proceso que consiste en la atracción y agrupación de las moléculas que conforman un disolvente, o en el caso del soluto, sus iones. Cuando se disuelven los iones de un disolvente, éstos se separan y se rodean de las moléculas que forman el disolvente. Cuanto mayor es el tamaño del ion, mayor será el número de moléculas capaces de rodear a éste, por lo que se dice que el ion se encuentra mayormente solvatado. Los ácidos nafténicos son escasamente solubles. En general, son compuestos de C10 a C50 de 0 a 6 anillos saturados fusionados. El número de carbonos y la distribución del contenido del anillo dependen de la fuente del crudo. La cantidad de formación de sólidos aumenta con el peso molecular y el valor de pH de la fase acuosa. Un aspecto importante de la depositación de naftenato, es conocer la concentración de ácidos nafténicos en los aceites crudos (Modificado de Makogon, 2019).

Tabla 1.3.2 Porcentaje en peso de los componentes nafténicos del crudo (Makogon, 2019).

Componentes	Peso [%]
Naftenos	30 – 60
Ácido Nafténico	1.5 – 3.0
Naftenatos	0.075 – 0.15

El crudo contiene aproximadamente de 2 a 3% en peso de ácidos nafténicos. Diversos autores han afirmado que los aceites crudos pueden contener hasta un 2% en peso de ácidos nafténicos, constituidos por una amplia gama de componentes individuales. En un intento por generalizar el porcentaje en peso de ácidos nafténicos en el crudo y el porcentaje involucrado en la depositación de naftenato, un punto de partida fue del 30 a 60% en peso de los naftenos en los aceites crudos. Dividiendo este número arbitrariamente por 20 (para obtener el ácido disuelto) y nuevamente dividiendo arbitrariamente por 20 (para obtener un sólido precipitado), las concentraciones resultaron en los porcentajes en peso de la **Tabla 1.3.2**. Las concentraciones de ácido nafténico son objetivas, mientras que las concentraciones de naftenato (el porcentaje del ácido que conduce a la formación de sólidos) son especulativas. Los valores en la **Tabla 1.3.2** se pueden considerar estimados. Se requiere contar con el

reporte de las mediciones existentes y el programa de mediciones futuras para ajustar las concentraciones a valores más acertados.



Figura 1.3.15 Apariencia física de los naftenatos (Rojas-Zambrano, 2017).

1.3.5 Emulsiones

La formación de emulsiones en la producción de petróleo y gas es inevitable, desde el yacimiento hasta su etapa de producción. El petróleo crudo contiene todos los ingredientes para estabilizar las interfaces aceite-agua, por lo que el desafío principal es la separación de las emulsiones en sus fases líquidas constituyentes (Velásquez-Pereira, 2014).

Una emulsión es una dispersión termodinámicamente inestable de dos líquidos inmiscibles, normalmente de naturaleza apolar y polar, en la que uno de ellos forma gotas de tamaño pequeño (de 0.1 a 100 micras) que se denomina fase dispersa o interna y el otro, fase continua o externa. En la práctica debe contener un tercer componente, un emulsionante, que es una sustancia anfifílica que facilita la formación de la emulsión disminuyendo la tensión interfacial entre la fase apolar (oleosa) y la polar (acuosa) y además aporta al menos una cierta estabilidad física durante un tiempo, que puede ser más o menos largo, dependiendo de la composición, características de procesado y condiciones externas durante el envejecimiento (Laurencio-Alfonso y Delgado-Drubey, 2008).

La formulación de emulsiones se basa en un conocimiento profundo sobre sus componentes básicos y sus interrelaciones: la fase oleosa, la fase acuosa y el o los emulsionantes (Muñoz et al., 2007). En algunos casos, para que la emulsión presente propiedades funcionales aceptables, resulta fundamental utilizar algún tipo de estabilizante o estabilizador. La estabilidad física de una emulsión está condicionada

por el resultado de un balance complejo de fuerzas de atracción y repulsión entre las gotas de fase dispersa, condicionado por las condiciones fisicoquímicas del medio continuo (Tadros, 2013).

Dependiendo de la naturaleza de las fases dispersa y continua, las emulsiones se clasifican como O/W, W/O y del tipo W/O/W, O/W/O. Una emulsión O/W, se denomina emulsión aceite en agua. En este tipo de emulsiones la fase dispersa consiste en pequeñas gotas de un líquido de naturaleza oleosa, por tanto, hidrófoba, y una fase continua dominada por un medio normalmente acuoso. Lógicamente en una emulsión agua en aceite W/O, la fase dispersa es de naturaleza acuosa y la continua oleosa (Silset, 2008). La posibilidad de que se formen emulsiones O/W o W/O con crudos depende de sus propiedades físicas y químicas. En la **Figura 1.3.16** se ejemplifican los tipos de emulsiones anteriormente mencionados.

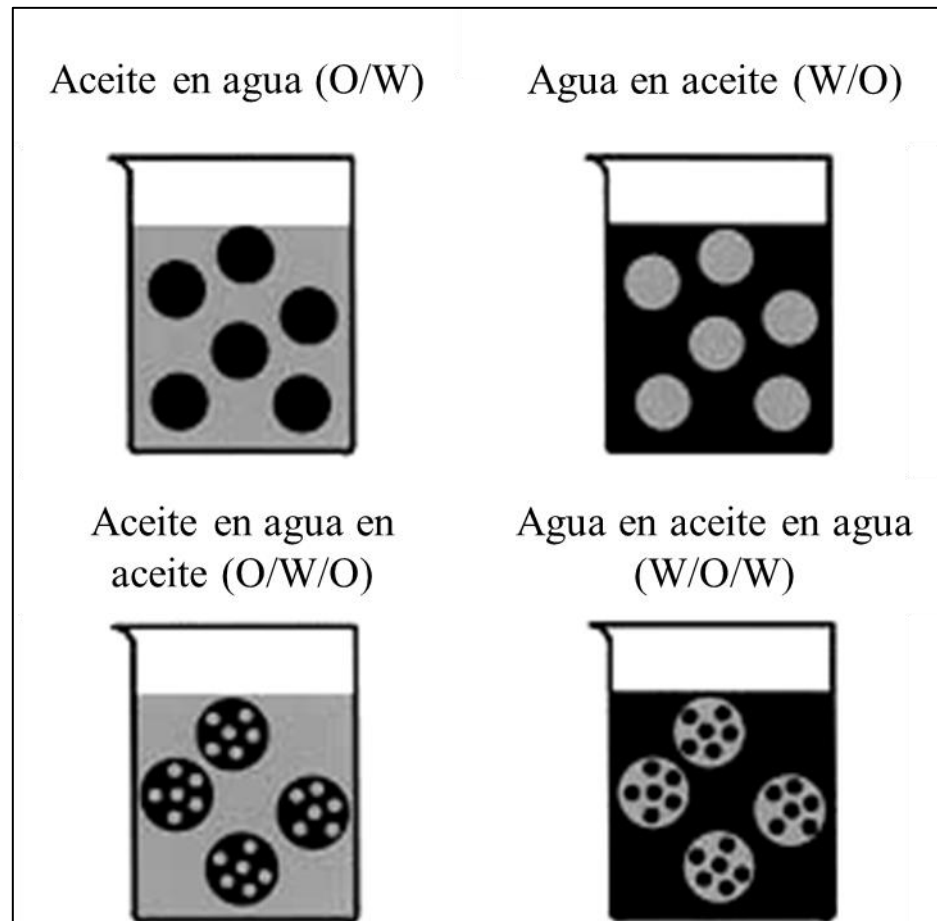


Figura 1.3.16 Tipos de emulsiones simples: aceite en agua (O/W) y agua en aceite (W/O), y tipos de emulsiones dobles: agua en aceite en agua (W/O/W) y aceite en agua en aceite (O/W/O) (Schramm, 2005).

En el estudio de las emulsiones W/O, es importante conocer la estructura y propiedades de los componentes del crudo, su tendencia a asociarse y acumularse en la interfase, su solubilidad y

sensibilidad a los cambios de presión y temperatura. Las emulsiones en el campo se caracterizan por varias propiedades, incluyendo la apariencia y el color, contenido de agua libre y sedimentos (BS&W por sus siglas en inglés), tamaño de la gota y las viscosidades interfaciales. La formación de las emulsiones W/O se produce generalmente por la presencia de resinas, asfaltenos y naftenatos presentes en el crudo, que desempeñan el papel de emulsionantes naturales. Estos agentes emulsionantes tienen una atracción mutua lo que resulta en la formación de una membrana elástica alrededor de las gotas, evitando que las gotas de agua se unan y se decanten por gravedad. Esta membrana es gruesa y puede ser fácilmente visible en un microscopio óptico (Modificado de Schramm, 2005).

La estabilidad de estas emulsiones puede ser de pocos minutos hasta algunos años y que varía dependiendo de las características del crudo y el agua. El mecanismo de estabilidad está relacionado con la naturaleza y las propiedades físicas del crudo (viscosidad, densidad, etc.), los componentes con actividad superficial y la reología interfacial alrededor de gota de agua pueden darnos una idea sobre la elasticidad y viscosidad y, por ejemplo, la presencia de una “película” para el caso específico del crudo en esta interfase (Laurencio-Alfonso y Delgado-Drubey, 2008). En la Figura 1.3.17 se observan muestras de aceite emulsionadas, donde cada una presenta un corte de agua diferente.



Figura 1.3.17 Muestras de aceite emulsionadas y con cierto corte de agua (Elaboración propia).

Las emulsiones del crudo se forman en una corriente de flujo desde el yacimiento y en varias zonas de caída de presión en las instalaciones superficiales. Las restricciones de flujo proporcionan a la

mezcla de fluidos la energía necesaria para formar una emulsión. Una emulsión estacionaria se romperá en dos fases líquidas inmiscibles en ausencia de un emulsionante. Los diversos procesos de ruptura de las emulsiones se muestran esquemáticamente en la **Figura 1.3.18**. El proceso A es la flotación (creaming) y el proceso B se define como sedimentación, generalmente resultante de fuerzas gravitacionales o centrífugas. En una etapa estacionaria, las gotas más ligeras se mueven hacia la parte superior y las gotas más pesadas hacia la parte inferior. El proceso C es la floculación (adición) de gotas debido a las fuerzas de atracción de van der Waals. El proceso D es una inversión de fase, que depende del emulsionante y la relación entre el volumen de aceite y agua. El proceso E es la coalescencia, que resulta del adelgazamiento y la interrupción de la película de líquido entre las gotas. Dos o más gotas se fusionan en gotas más grandes, por lo que se forma una capa de aceite. El proceso F es la maduración, también llamado maduración de Ostwald. El tamaño de la distribución en las gotas cambia (debido a la difusión) a gotas más grandes que tienen menor energía libre (Modificado de Guðmundsson, 2017).

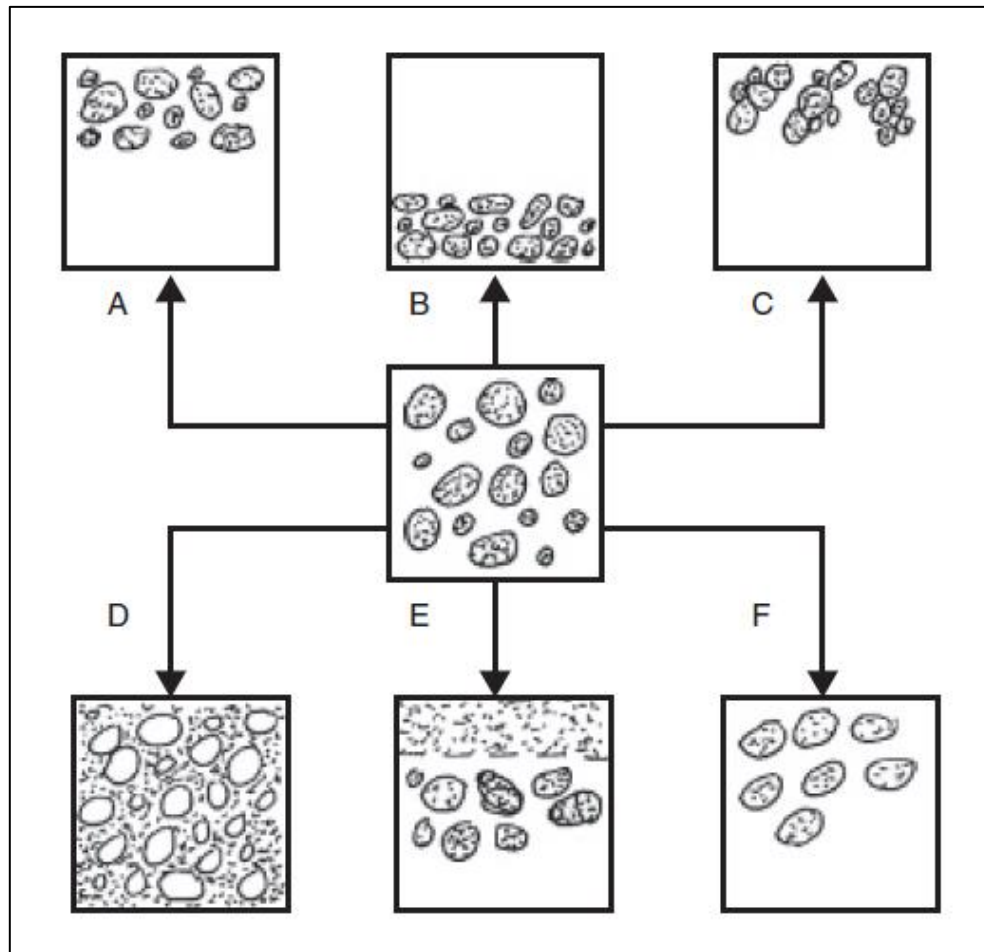


Figura 1.3.18 Representación esquemática de los procesos de ruptura en las emulsiones (Guðmundsson, modificado de Tadros, 2017).

Capítulo 2. Crudos pesados y extrapesados

El petróleo crudo se presenta en muchas formas diferentes en todo el mundo. Una característica importante del petróleo crudo que afecta la facilidad con la que se puede producir es su densidad y viscosidad (Cherepanov, 2014). Por lo general, el petróleo crudo más liviano se puede producir con mayor facilidad y menor costo que el petróleo crudo pesado. Históricamente, gran parte del suministro de petróleo del mundo provino de yacimientos de petróleo crudo ligero o mediano. Actualmente los crudos pesados y extrapesados han tomado gran interés dentro de la industria. Con el incremento de la demanda energética los recursos convencionales de gas y aceite han presentado gran dificultad para definir su localización y para crear estrategias de explotación, por lo que se ha buscado dentro de los crudos pesados y extrapesados como una solución para suplir la brecha de producción creada en los últimos años. Los crudos pesados y extrapesados, alguna vez considerados económicamente no viables en su explotación e ineficientes en su producción, ahora son vistos como un recurso para explotar. Algunos expertos creen que las reservas de crudos pesados y extrapesados representan más de la mitad de los recursos mundiales (Santos et al., 2014).

Las reservas de crudo pesado son muy diferentes a las convencionales. Por un lado, la escala de tiempo de producción es mucho más larga. Los yacimientos de crudo pesado típicamente producen a un gasto constante durante décadas. Con el tiempo, producen mucho aceite. La mayoría de los yacimientos de crudo pesado se encuentran en arena poco consolidada, lo que significa que los perforadores deben tomar precauciones adicionales para mantener la integridad de los pozos y administrar la producción y eliminación de arena. También hay grandes diferencias en los tipos de yacimientos de crudo pesado,

incluso de campos adyacentes. Los métodos de recuperación que funcionan en un lado del yacimiento pueden no funcionar en el otro (Meléndez, 1982).

Cualquier operador de crudo pesado enfrenta decisiones sobre cómo desarrollar sus activos. Se debe realizar un análisis para clasificar los diferentes recursos de hidrocarburos por método de producción. Luego se realiza una priorización basada en consideraciones financieras, de mercadeo y ambientales para desarrollar una estrategia de producción. En todos los casos, se deben llevar a cabo una caracterización adecuada del yacimiento, modelado, simulación y estudios piloto.

2.1 Composición del petróleo crudo

La definición formal de gravedad API se describe como una unidad de medida del American Petroleum Institute generalmente aplicada en sistemas petroleros. La gravedad API está dada por la **Ecuación 2.1.1** y a su vez, la gravedad específica del aceite está dada por la **Ecuación 2.1.2**:

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5; \quad \text{Ecuación 2.1.1}$$

donde:

API: gravedad API

γ_o : gravedad específica del aceite (densidad relativa) @ 60 °F y presión atmosférica

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}; \quad \text{Ecuación 2.1.2}$$

donde los valores de densidad del aceite ρ_o y del agua ρ_w son a condiciones estándar. Las unidades de la densidad de los líquidos no son relevantes ya que la gravedad API es adimensional, además, es importante mencionar que la gravedad API está expresada en grados (no grados de temperatura). La gravedad API es usada para clasificar los crudos como ligeros, medianos, pesados y extrapesados tal cual se muestra en la **Tabla 2.1.1**.

Tabla 2.1.1 Clasificación de los tipos de crudo según la °API @ 60 °F y presión atmosférica.

Tipo de crudo	°API
Ligero	>31.1
Mediano	22.3-31.1
Pesado	<22.3
Extrapesado	<10

Dichos valores indican si el crudo flota o se hunde en agua, tomando en cuenta que la densidad relativa del agua es uno (1) con un valor de gravedad API igual a 10. Una consideración adicional a la categorización del tipo de crudo es con base al contenido de azufre y puede ser clasificado conforme a la

Tabla 2.1.2.

Tabla 2.1.2 Clasificación generalizada del crudo según el contenido en azufre (Speight, 2013).

Tipo de crudo	Contenido en azufre
Dulce	<1%
Amargo	>1%

Los valores de gravedad API más altos reflejan tipos de crudo más livianos. Los límites entre los diferentes tipos de crudo (por ejemplo, liviano, intermedio, pesado, extrapesado) siguen la misma tendencia, pero diferentes autores eligen límites semejantes entre las categorías; dentro de la industria se categoriza como bitumen, crudo pesado, crudo ligero y crudo mediano cuando se tiene una gravedad API dentro de los rangos de 0-10, 10-22, 22-30 y por encima de 30 respectivamente, observándose que dicha clasificación puede variar dependiendo de la región (Speight, 2013).

A menudo la gravedad API es usada para correlacionar las propiedades físicas del petróleo crudo, tales como la densidad y la viscosidad; generalmente la viscosidad del crudo es inversamente proporcional a la gravedad API, dicho comportamiento se visualiza en la **Figura 2.1.1**.

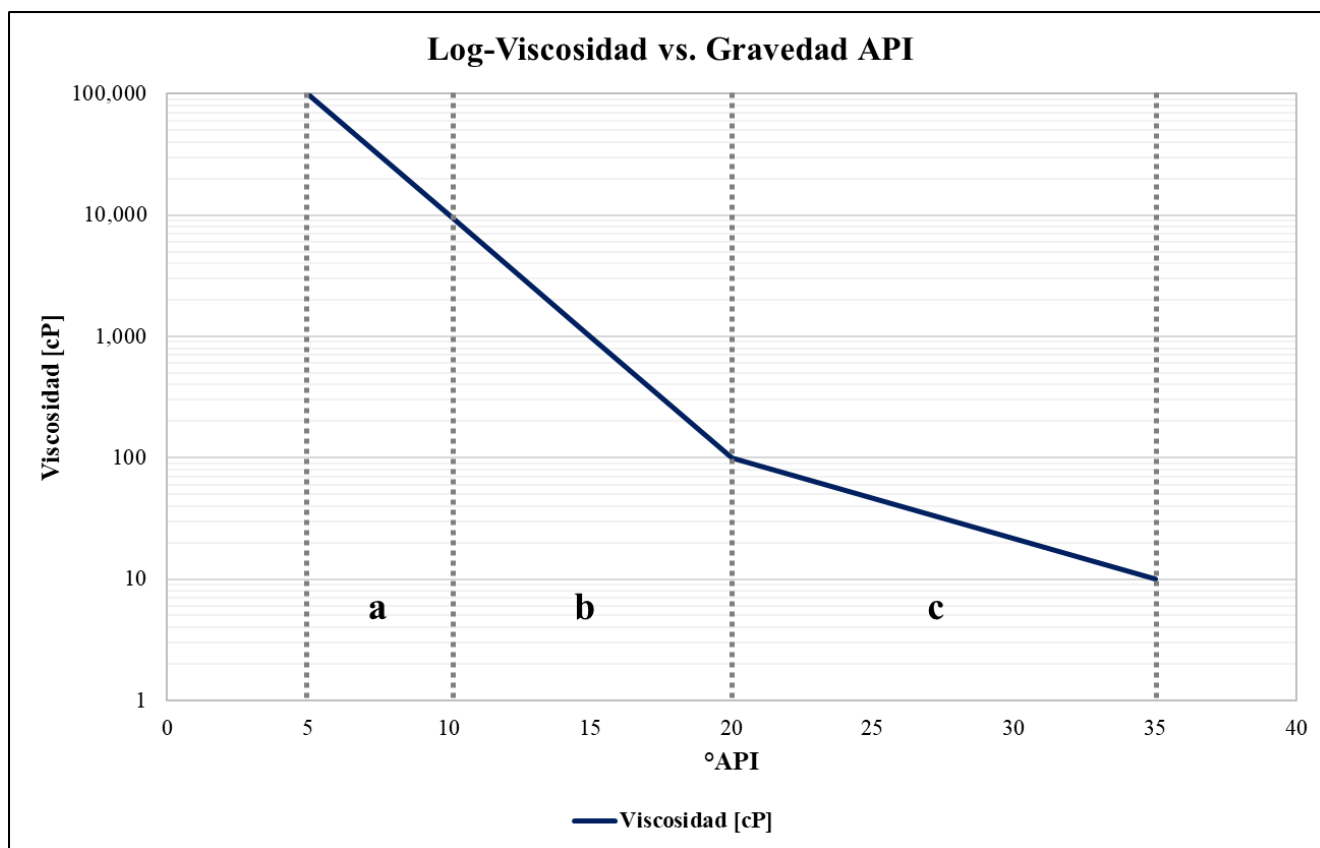


Figura 2.1.1 Viscosidad en escala logarítmica vs. Gravedad API para: a) Crudos extrapesados; b): Crudos pesados y c): Crudos convencionales (Speight, 2013).

En la literatura se pueden encontrar numerosas correlaciones para determinar la viscosidad del crudo bajo diferentes condiciones que van desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie, para diferentes tipos de yacimientos, cuencas sedimentarias y regiones productoras de aceite (Frick, 1962). Es importante aclarar que el aceite saturado, bajosaturado y el aceite en tanque de almacenamiento, también llamado aceite muerto, tienen diferentes propiedades. La viscosidad mostrada en la **Figura 2.1.1** es para aceite muerto. Los cuatro tipos principales de moléculas de hidrocarburos presentes en el crudo son las parafinas, naftenatos, arenos (hidrocarburos aromáticos) y asfaltenos, que se enlistan en la **Tabla 2.1.3**.

Tabla 2.1.3 Composición por peso de hidrocarburo presente en el crudo (Speight, 2013).

Hidrocarburo	Promedio [%]	Rango [%]
Parafinas	30	15-60
Naftenatos	49	30-60
Arenos	15	3-30
Asfaltenos	6	-

Los rangos de la composición elemental del crudo se muestran en la **Tabla 2.1.4**. La calidad y el precio del crudo dependen del contenido de azufre y de los elementos metálicos, que son típicamente níquel y vanadio, aunque también hierro y cobre (Head et al., 2003). El azufre y los metales crean problemas al momento de refinar el crudo y a su vez conducen a la corrosión y bajan el rendimiento en los catalizadores (Speight, 2013).

Tabla 2.1.4 Rangos de la composición elemental del crudo (Speight, 2013).

Elemento	Peso [%]
Carbono	83-87
Hidrógeno	10-14
Nitrógeno	0.1-2
Oxígeno	0.1-1.5
Azufre	0.05-6*
Metales	<0.1

*Algunos autores incluyen el valor de 0.5-6 en el azufre

2.2 Definición de crudo pesado y extrapesado

La clasificación general del crudo comúnmente se relaciona con la facilidad de flujo y en consecuencia denota características técnicas sobre su producción, transporte y su proceso de refinación. Compañías petroleras y organismos reguladores generalmente adoptan criterios de definición que toman en cuenta aspectos financieros y el grado de mejora tecnológica. Debido a que estos criterios suelen tomar variaciones temporales deben aplicarse con cautela (Alboudwarej et al., 2006).

En la **Tabla 2.2.1** se enlistan los principales crudos pesados y extrapesados que se comercializan alrededor del mundo. El crudo pesado es un tipo de crudo que es viscoso y contiene un mayor nivel de azufre que el crudo convencional. El nombre de crudo pesado a menudo puede ser engañoso, ya que se usa como referencia al combustóleo que contiene residuos de la destilación, es decir, combustóleo residual, creosota de alquitrán o petróleo crudo viscoso.

El crudo extrapesado es un término que puede ser cuestionable relacionándolo con la viscosidad ya que cuenta con limitado conocimiento científico. Si bien este tipo de crudo puede parecerse al betún de arena o al alquitrán ya que no fluye fácilmente, usualmente se reconoce que tiene movilidad en el yacimiento en comparación con el betún de arena o el alquitrán, que generalmente son incapaces de fluir a condiciones de yacimiento (Zhang y Dusseault, 2004).

Tabla 2.2.1 Gravedad API de crudos pesados y extrapesados alrededor del mundo (Speight, 2013).

Nombre del crudo	País	\pm °API	Azufre [% w/w]
Bachaquero	Venezuela	13.0	2.6
Boscán	Venezuela	10.1	5.5
Cold Lake	Canadá	13.2	4.1
Huntington Beach	Estados Unidos de Norteamérica	19.4	2.0
Kern River	Estados Unidos de Norteamérica	13.3	1.1
Lagunillas	Venezuela	17.0	2.2
Lloydminster	Canadá	16.0	2.6
Lost Hills	Estados Unidos de Norteamérica	18.4	1.0
Merey	Venezuela	18.0	2.3
Midway Sunset	Estados Unidos de Norteamérica	12.6	1.6
Monterey	Estados Unidos de Norteamérica	12.2	2.3
Morichal	Venezuela	11.7	2.7
Mount Poso	Estados Unidos de Norteamérica	16.0	0.7
Pilón	Venezuela	13.8	1.9
San Ardo	Estados Unidos de Norteamérica	12.2	2.3
Temblador	Venezuela	19.0	0.8
Tía Juana	Venezuela	12.1	2.7
Wilmington	Estados Unidos de Norteamérica	17.1	1.7
Zuata Sweet	Venezuela	15.7	2.7
Maya	México	21.0	3.4
Altamira	México	15.0	5.5

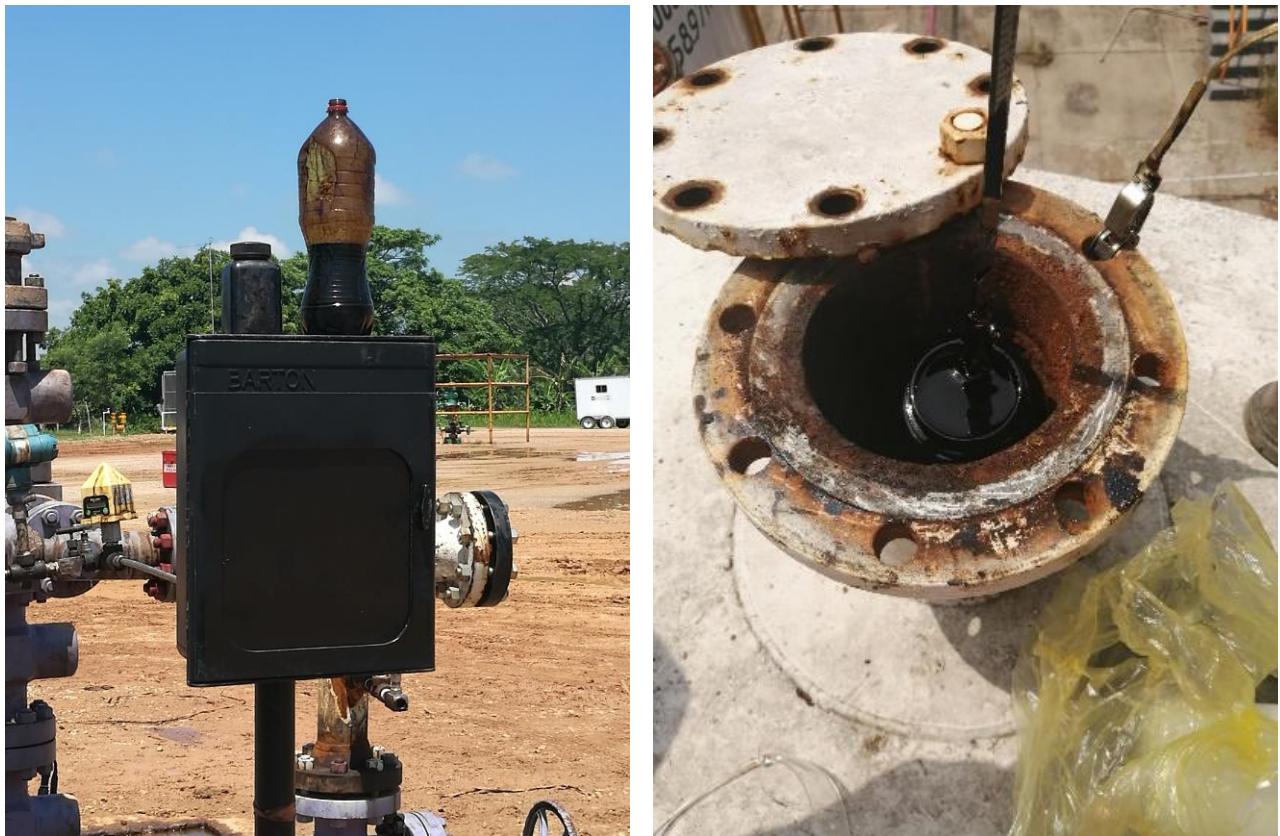


Figura 2.2.1 Muestreo de crudo pesado en un campo de la Cuenca Tampico-Misantla, México (Elaboración propia).

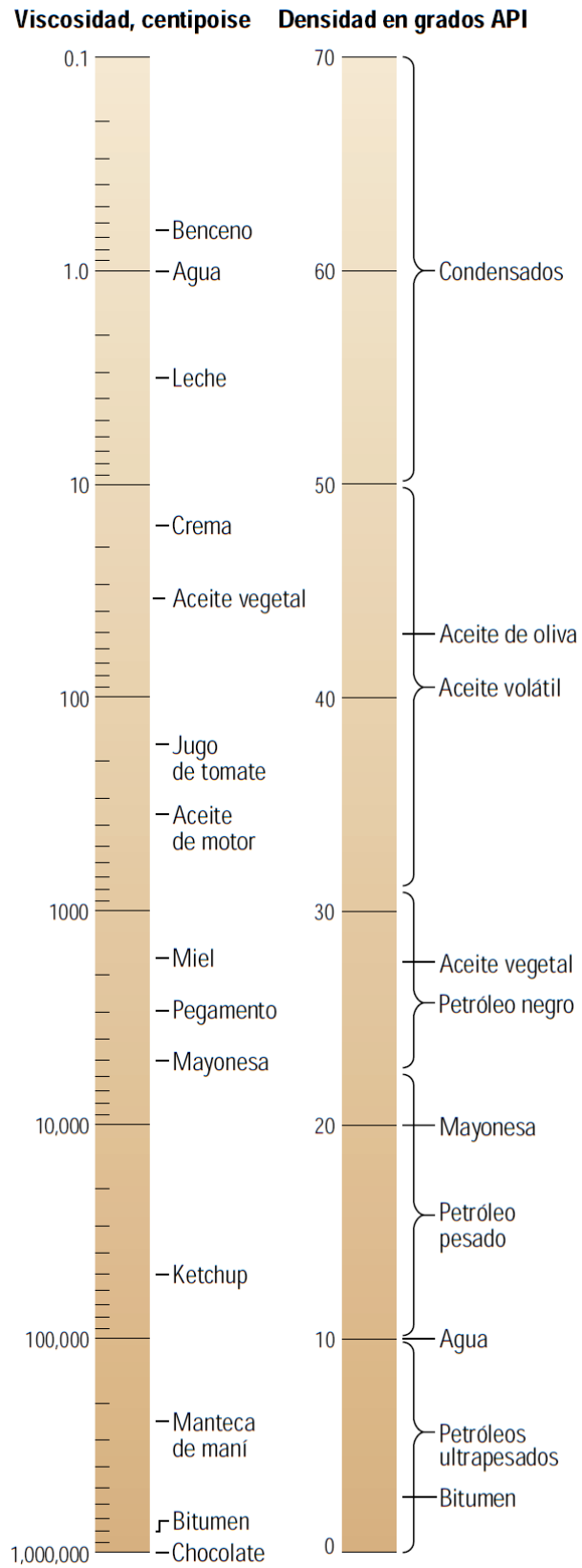


Figura 2.2.2 Comparativa entre densidades y viscosidades de los hidrocarburos y de otros líquidos (Curtis et al., 2003).

2.3 La alta viscosidad en los crudos pesados y extrapesados

La resistencia de un fluido a fluir se debe a la fricción intermolecular, esta resistencia se denomina viscosidad. La viscosidad más utilizada es la viscosidad dinámica, también llamada viscosidad absoluta, expresada por la letra μ [mPa·s] o [cP]. En general se requiere una fuerza mayor para hacer fluir un fluido de alta viscosidad que un fluido de baja viscosidad. La viscosidad cinemática, que es otra expresión para este término, se define simplemente como la viscosidad dinámica dividida por la densidad del fluido, expresado por η [m²/s]. El término general de viscosidad se refiere comúnmente a la viscosidad dinámica (Modificado de Guðmundsson, 2017).

El crudo pesado se caracteriza por su alta viscosidad, es decir, por su resistencia al flujo y las altas densidades que tiene en comparación con el crudo más liviano. La mayoría de los yacimientos de crudo pesado se originaron como crudo más liviano que se generó en formaciones profundas, pero migró a la región somera donde fueron degradados por las bacterias y por la intemperie, y donde el hidrocarburo más ligero se escapó. El crudo pesado es deficiente en hidrógeno y tiene alto contenido de carbono, azufre y metales pesados (Sanieri et al., 2004).

Una de las principales características químicas de un crudo pesado y extrapesado es su gran contenido en asfaltenos. Estas moléculas constituyen una clase de sustancias definidas en función de su solubilidad en solventes orgánicos. Los asfaltenos son los componentes más pesados y aromáticos de un petróleo crudo. Es bien reconocido que, gracias a estas características químicas, los asfaltenos se pueden auto ensamblar a través de interacciones físicas y aumentar la viscosidad de un medio en el que se añaden.

Las mediciones reológicas realizadas sobre mezclas de asfaltenos revelaron que por encima de una concentración crítica de asfaltenos, C^* , estos componentes dramáticamente aumentan su viscosidad (Sanieri et al., 2004). Estudios de dispersión de rayos X de ángulo reducido (Small Angle X-ray Scattering, SAXS) realizados en las mismas muestras mostraron que este fenómeno se debe a un cambio estructural:

- *Cuando $C < C^*$ (dominio diluido)*: las partículas de asfaltenos se comportan como partículas coloidales dispersas en aceite. El parámetro estructural medido por SAXS puede ser considerado como su radio de giro, R_g .
- *Cuando $C > C^*$ (dominio semi-diluido)*: las partículas de asfaltenos se superponen. En tal régimen, el parámetro estructural medido es la longitud de correlación ζ que es indicativa del tamaño del mallado en la red formada por los asfaltenos.

Los datos anteriormente mencionados se ilustran en la **Figura 2.3.1**, que muestra el cambio estructural bien correlacionado con un aumento de la viscosidad, η_r .

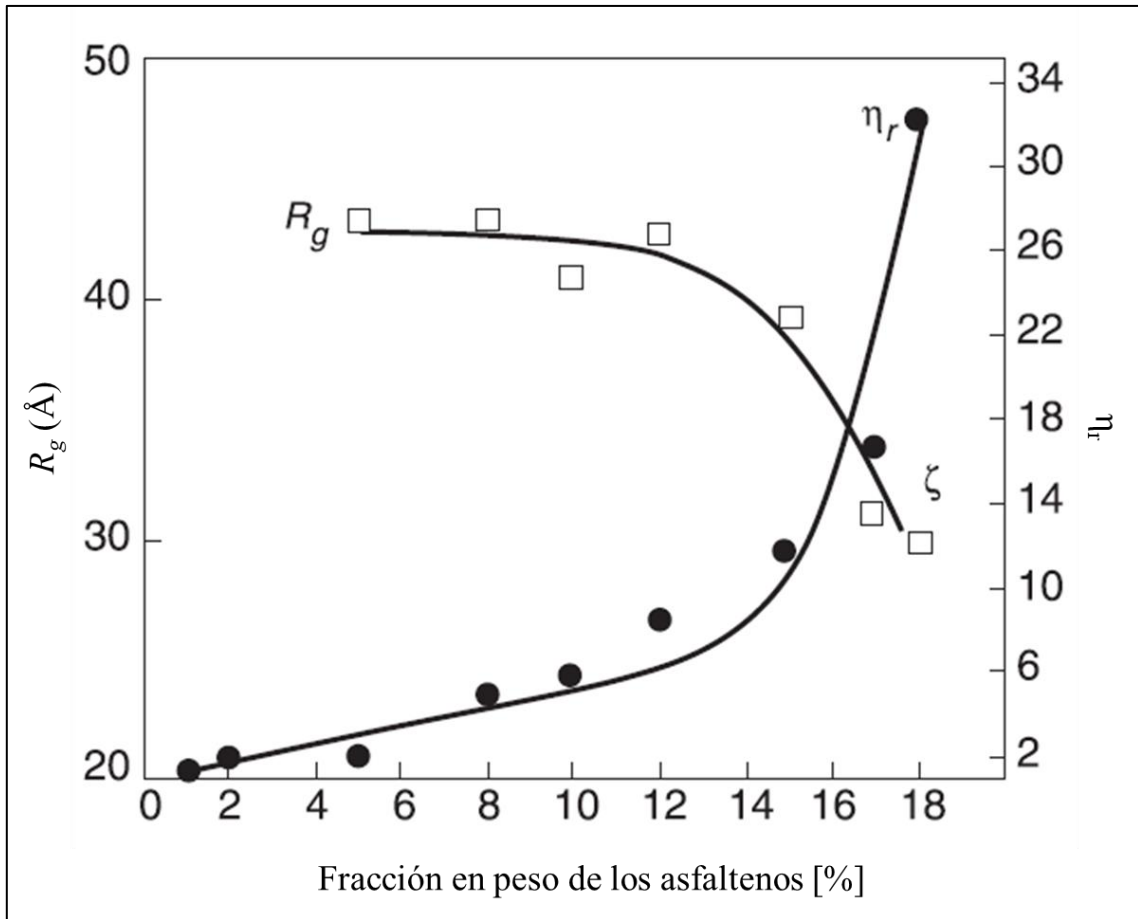


Figura 2.3.1 Comportamiento ilustrativo de cambios estructurales y reológicos presentados en asfaltenos, $T=20[^\circ\text{C}]$ (Sanier et al., 2004).

Cabe señalar que el crudo pesado y extrapesado contiene aproximadamente 17% de los asfaltenos pertenecientes al dominio semi-diluido, por lo que tienden a superponerse y aumentar la viscosidad del crudo (Sanier et al., 2004). En la **Figura 2.3.2** se observa una representación esquemática de una estructura organizada por partículas de asfaltenos en crudos pesados en función de su concentración.

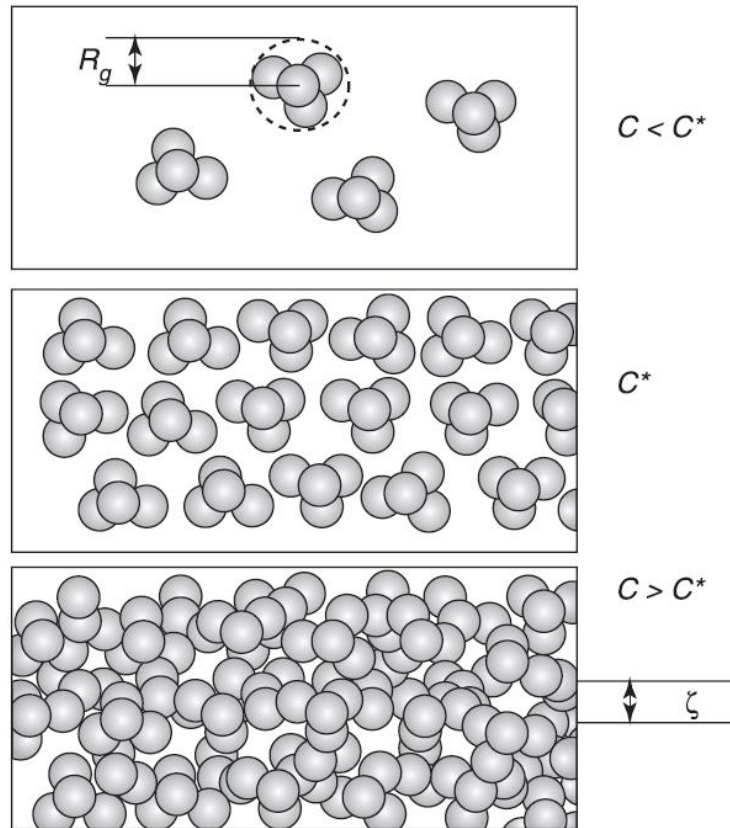


Figura 2.3.2 Representación esquemática de la asociación de asfaltenos (Saniere et al., 2004).

El crudo pesado es más difícil de explotar que los crudos convencionales o ligeros. Una definición muy general de los crudos pesados se ha basado en la gravedad API y la definición es bastante arbitraria, aunque ha habido intentos de precisar la definición basada en viscosidad, la gravedad API y la densidad. El término de crudo pesado también se ha usado arbitrariamente (pero incorrectamente) para describir tanto los crudos pesados que requieren estimulación térmica de recuperación del yacimiento y del betún en arena bituminosa (arena de alquitrán), formaciones a partir de las cuales se recupera el material bituminoso pesado, lo que se considera una operación minera (Modificado de Speight, 2013).

El término crudo extrapesado es un término recientemente evolucionado relacionado con la viscosidad del fluido. Si bien este tipo de crudo puede parecerse al alquitrán de arena bituminosa y no fluye fácilmente, generalmente se utiliza el término de aceite extrapesado cuando tiene movilidad en el yacimiento en comparación con la arena de alquitrán o betún, que normalmente es incapaz de moverse (flujo libre) a condiciones de yacimiento. La movilidad del crudo extrapesado se debe a las condiciones termodinámicas de un yacimiento, generalmente con elevada temperatura (es decir, más alta que el punto de vertido del crudo extrapesado) o debido a otros factores que están sujetos a condiciones encontradas

en el yacimiento. Los crudos pesados y extrapesados son considerados recursos energéticos no convencionales cuando requieren tecnologías de producción diferentes a las prácticas comunes de explotación, es decir, cuando necesitan métodos de recuperación térmica para movilizar los fluidos en el yacimiento (Alboudwarej et al., 2006).

Los crudos pesados y extrapesados se caracterizan principalmente por tener altas densidades, altas viscosidades y altos porcentajes de componentes pesados; principalmente asfaltenos, parafinas, naftenatos y otros compuestos pesados, además de tener una baja Relación Gas-Aceite, bajo contenido de hidrógeno y altos contenidos de carbono y sulfuro. La viscosidad de los crudos convencionales puede oscilar entre 1 [cP] (que es la viscosidad del agua), y 10 [cP], mientras que la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados va desde 20 [cP] y más de 1,000,000 [cP] (Head et al., 2003).

2.4 Características de los yacimientos de crudo pesado

Un yacimiento se define como un cuerpo de roca permeable y porosa que tiene la capacidad de almacenar y transmitir fluidos; ya sean petróleo, agua y gas. Un yacimiento generalmente es grande y extenso en volumen y capacidad, y es creado por los pasos secuenciales de depositación, migración y entrampamiento (Curtis et al., 2003).

Físicamente, los yacimientos son cuerpos heterogéneos geológicos complicados. No son los medios porosos homogéneos que a menudo se idealizan sobre lápiz y papel para nuestros cálculos. La heterogeneidad significa que las propiedades específicas de interés variarán vertical y horizontalmente dentro del yacimiento (Ahmed, 2018). A menudo, los efectos de las heterogeneidades generalmente no están bien en la etapa de planificación de cualquier operación de explotación de petróleo y sólo se hace evidente cuando el agua ha comenzado a ser producida antes del tiempo previsto.

Si bien factores como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del crudo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados crudos pesados y extrapesados, presentan retos de producción especiales, pero no insuperables.

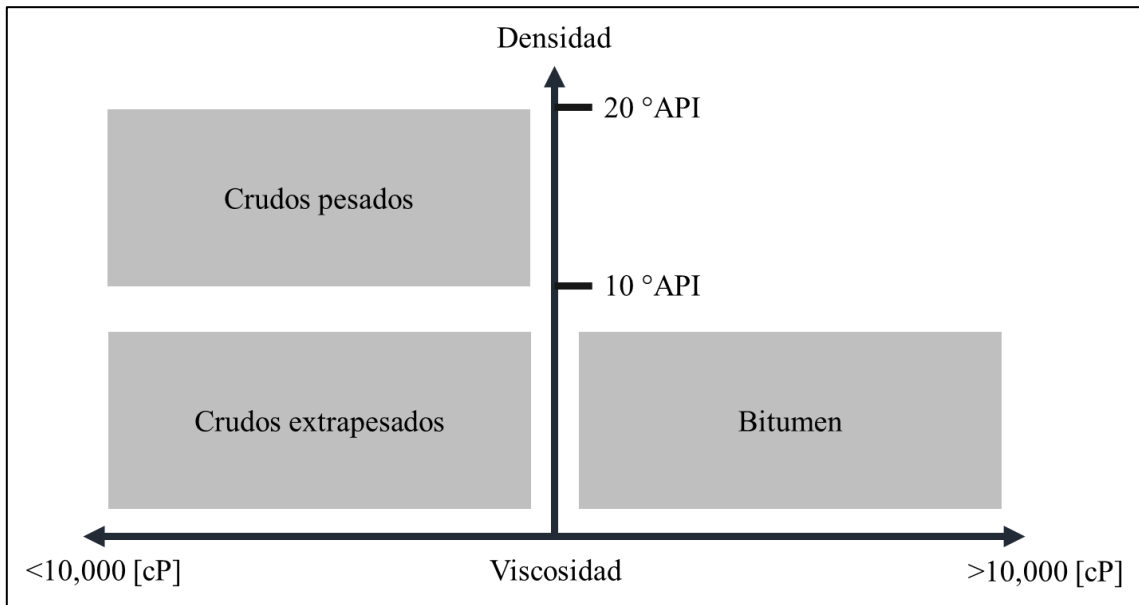


Figura 2.4.1 Diferencia de viscosidad y densidad en crudos pesados, extrapesados y bitumen (Saniere et al., 2004).

El crudo, ya sea pesado, extrapesado o convencional, no se puede confinar en un determinado espacio rocoso a menos que haya una trampa de yacimiento ya que se requiere del límite entre la roca sello y el yacimiento como tal. Generalmente el yacimiento es convexo hacia arriba, pero la forma exacta del límite varía ampliamente. Las formas más simples y comunes son las convexas planas, lentes, anticlinales y domos, cada una de las cuales tiene una parte superior convexa superficial. Muchas acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en anticlinales o domos, estructuras que generalmente son más fáciles de detectar que algunos otros tipos de trampas (Meléndez, 1982). Ejemplificando lo anterior se muestra en la **Figura 2.4.2** los tipos de trampas de hidrocarburos.

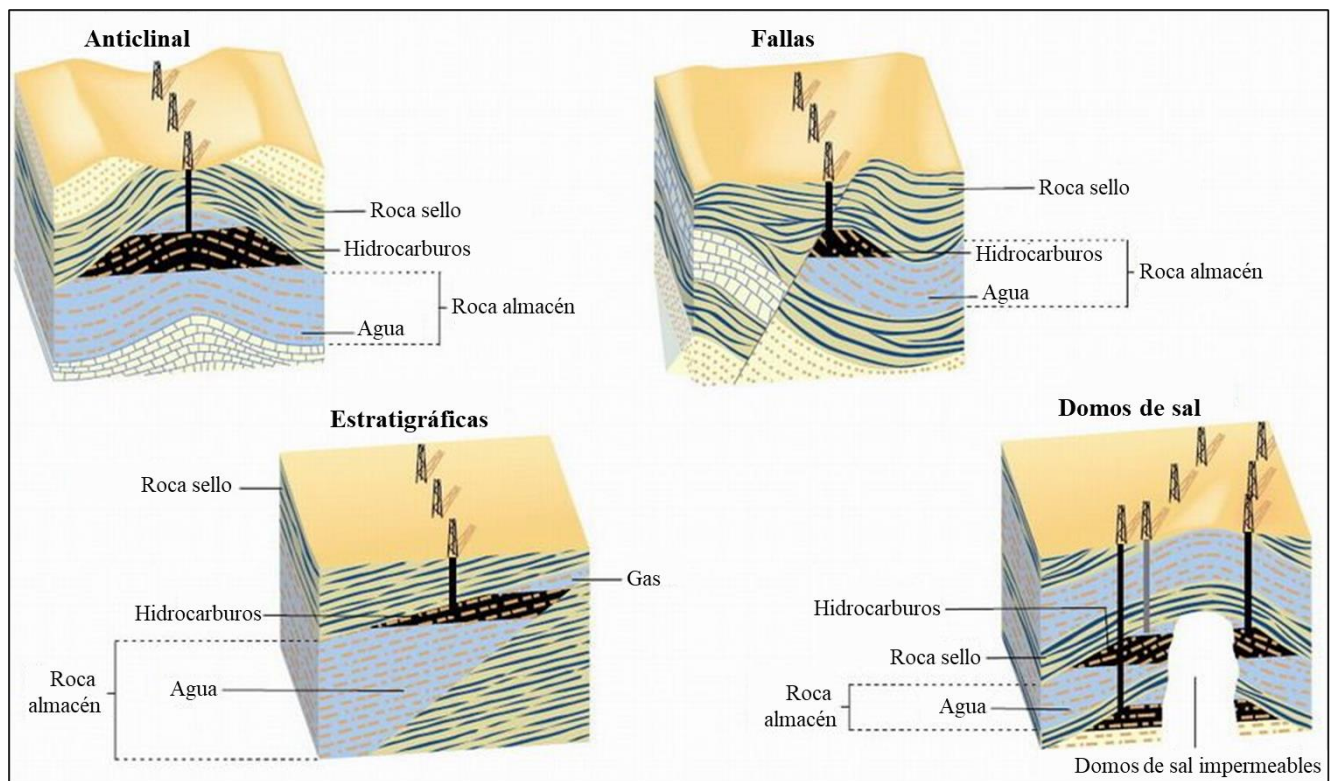


Figura 2.4.2 Conceptualización de los tipos de trampas de hidrocarburos (Modificado de Tarbuk, 2001).

Las características particulares de los crudos pesados son principalmente atribuidas a un proceso de biodegradación en el que los microorganismos en una escala de tiempo geológico degradan los hidrocarburos ligeros y medios, haciendo que éstos sean compuestos poliaromáticos, resinas y asfaltenos. La degradación microbiana alcanza temperaturas óptimas por debajo de 80 [°C], promoviendo la oxidación del aceite, reduciendo la Relación Gas-Aceite (RGA) y aumentando la densidad, la acidez y la viscosidad, así como proporción de azufre y metales pesados. Además de la biodegradación, la formación de crudo pesado puede ocurrir a través de mecanismos como el fraccionamiento de fases, que se basa en la pérdida de una significativa fracción de masa original y remoción de fracciones de crudo ligero (Curtis et al., 2003).

Los crudos pesados usualmente se crean en formaciones gigantescas poco profundas en cuencas geológicas marginales formadas por fragmentos no consolidados como las arenas. El crudo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, esto se ilustra en la **Figura 2.4.3**. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de crudo pesado. La naturaleza somera de la mayoría de las acumulaciones de crudo pesado se debe a que muchas se descubrieron tan pronto como se establecieron las poblaciones en sus proximidades. La recolección de crudo de chapopoterías y la

excavación a mano constituyeron las formas más tempranas de recuperación, seguidas de la perforación de túneles y la minería (Santos et al., 2014).

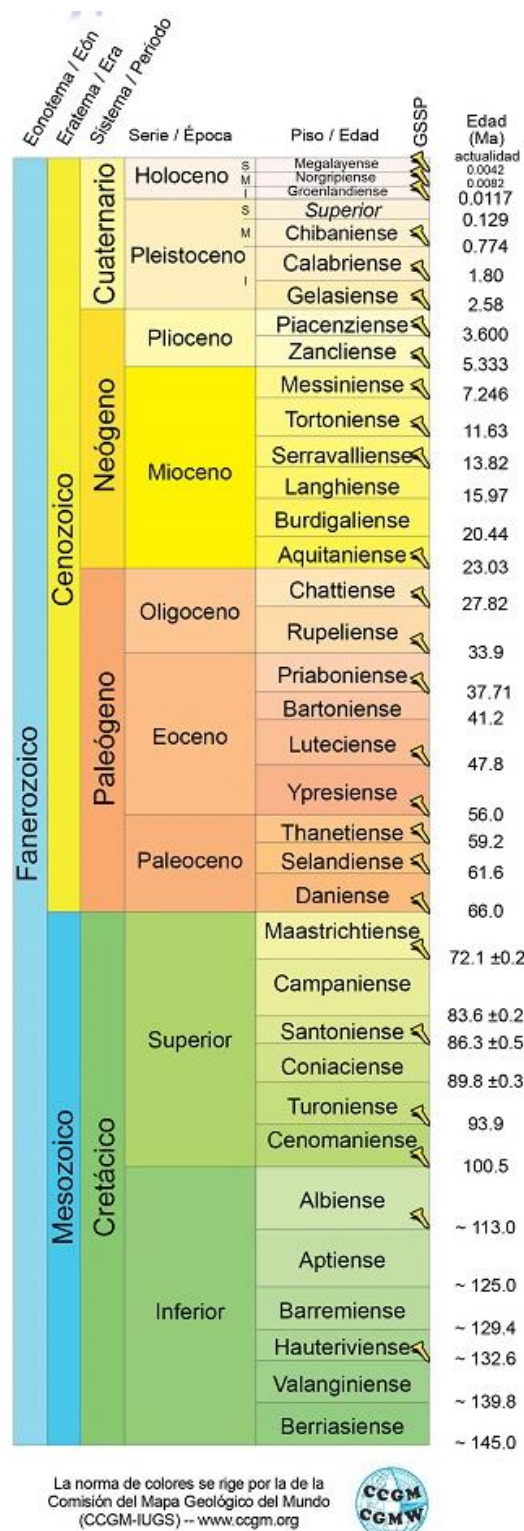


Figura 2.4.3 Sección de la Tabla Cronoestratigráfica Internacional, v2020/03 (IUGS, 2020).

Los yacimientos de crudo pesado tienden a tener baja presión y bajo RGA (excepto los crudos espumosos pesados), resultando generalmente en un menor Factor de Recuperación en comparación con los yacimientos de crudo ligero. A pesar de que las características de los yacimientos de crudo pesado apuntan a una producción más compleja y costosa, factores tales como la alta permeabilidad pueden hacer que el proceso valga la pena.

Para los productores de crudo pesado, el emprendimiento requiere una inversión de largo plazo. La alta viscosidad del crudo pesado aumenta las dificultades de transporte y de obtención de productos comerciables, requiere técnicas de refinamiento especiales y por ende más costosas. El valor de la tecnología depende de su habilidad para reducir el costo total. Debido a que la mayoría de los campos de crudo pesado son someros, los costos de perforación no han constituido el factor dominante, pero el uso creciente de pozos horizontales y multilaterales complejos está introduciendo algunos costos en esta etapa del desarrollo.

2.5 Costos, intereses económicos e inversión en los crudos pesados y extrapesados

La explotación de los crudos pesados y extrapesados implica grandes inversiones. Para tener una idea de la cantidad de capital que se debe aplicar en los proyectos que involucran este tipo de fluidos se puede hacer una comparativa entre la inversión para el plateau de producción con los siguientes supuestos: la inversión de capital aproximada en la Faja del Orinoco, Venezuela, es de unos \$20,000 [US\$/Bbl/día]; en Canadá, va desde \$24,000 a \$28,000 [US\$/Bbl/día] para la producción con SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage) y de \$24,000 a \$30,000 [US\$/Bbl/día] para el tipo de explotación minera, lo mismo ocurre con Estados Unidos; y en Indonesia los costos aproximados son de \$25,000 [US\$/Bbl/día]. En comparación, el capital para producir crudo en alta mar es en promedio de \$12,000 [US\$/Bbl/día] en los países antes mencionados. Con esto podemos resumir que la explotación de crudo pesado y extrapesado es en promedio dos veces mayor que el capital invertido en crudos medianos o ligeros.

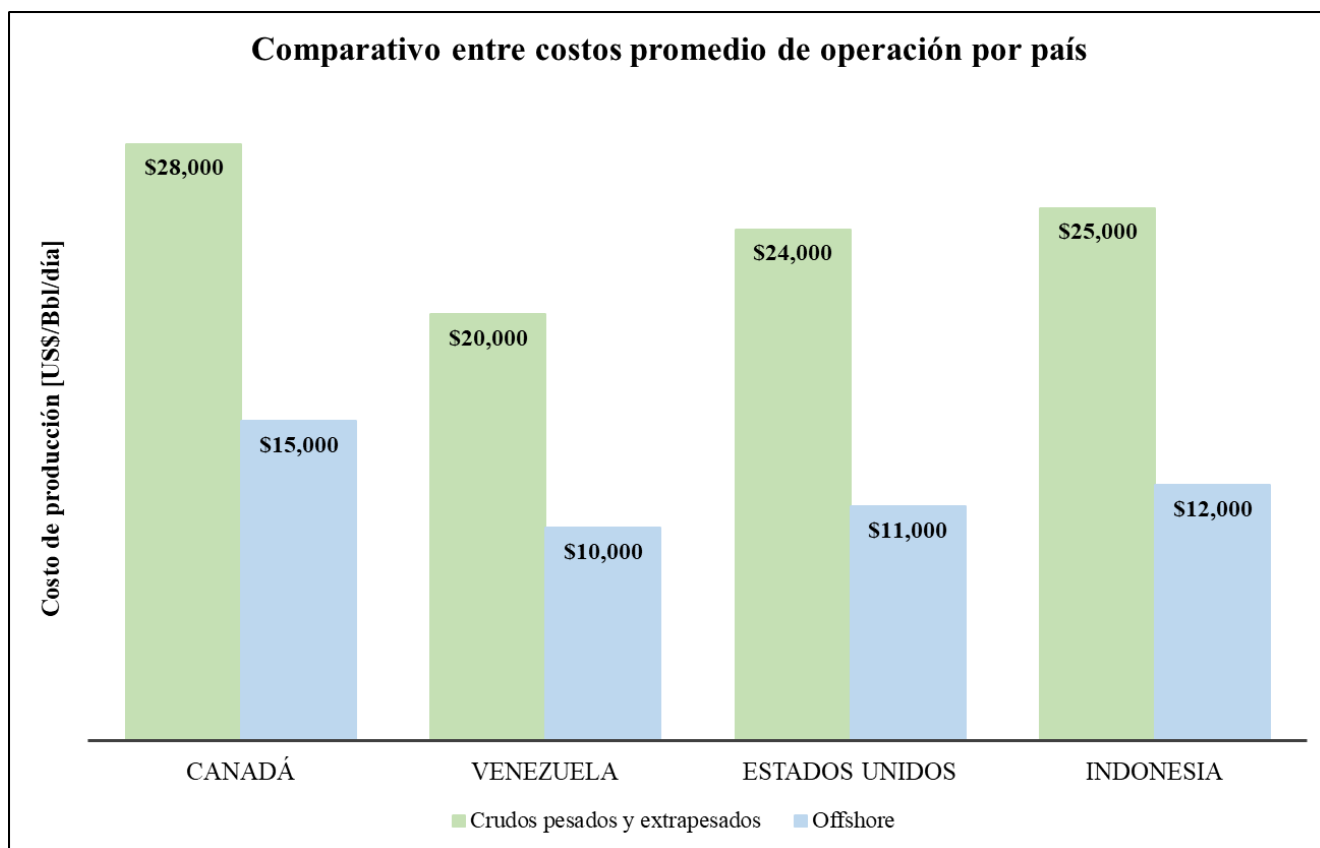


Figura 2.5.1 Comparativo entre costos promedio de operación por país (Modificado de Makogon, 2019).

Una gran ventaja del crudo pesado y extrapesado es que, debido a la cantidad de recursos involucrados, la explotación es a largo plazo; por ejemplo, la producción en promedio de algunos proyectos es de 35 años. Eso permite tanto al Estado como a las compañías petroleras asegurar una cierta cantidad de ingresos del crudo durante un largo período de tiempo. Además, los proyectos a largo plazo tienen la ventaja de ser más independientes de la fluctuación del precio del petróleo que los proyectos a corto plazo. De hecho, en la década de los 90's la decisión de lanzar múltiples proyectos alrededor del mundo fue tomada cuando el precio del petróleo era particularmente bajo (Modificado de Abdel-Aal y Alsahlawi, 2013). En la **Figura 2.5.2** se observa la fluctuación en los precios del crudo en México, demostrando la volatilidad de los precios y la importancia de definir estrategias en los proyectos petroleros.

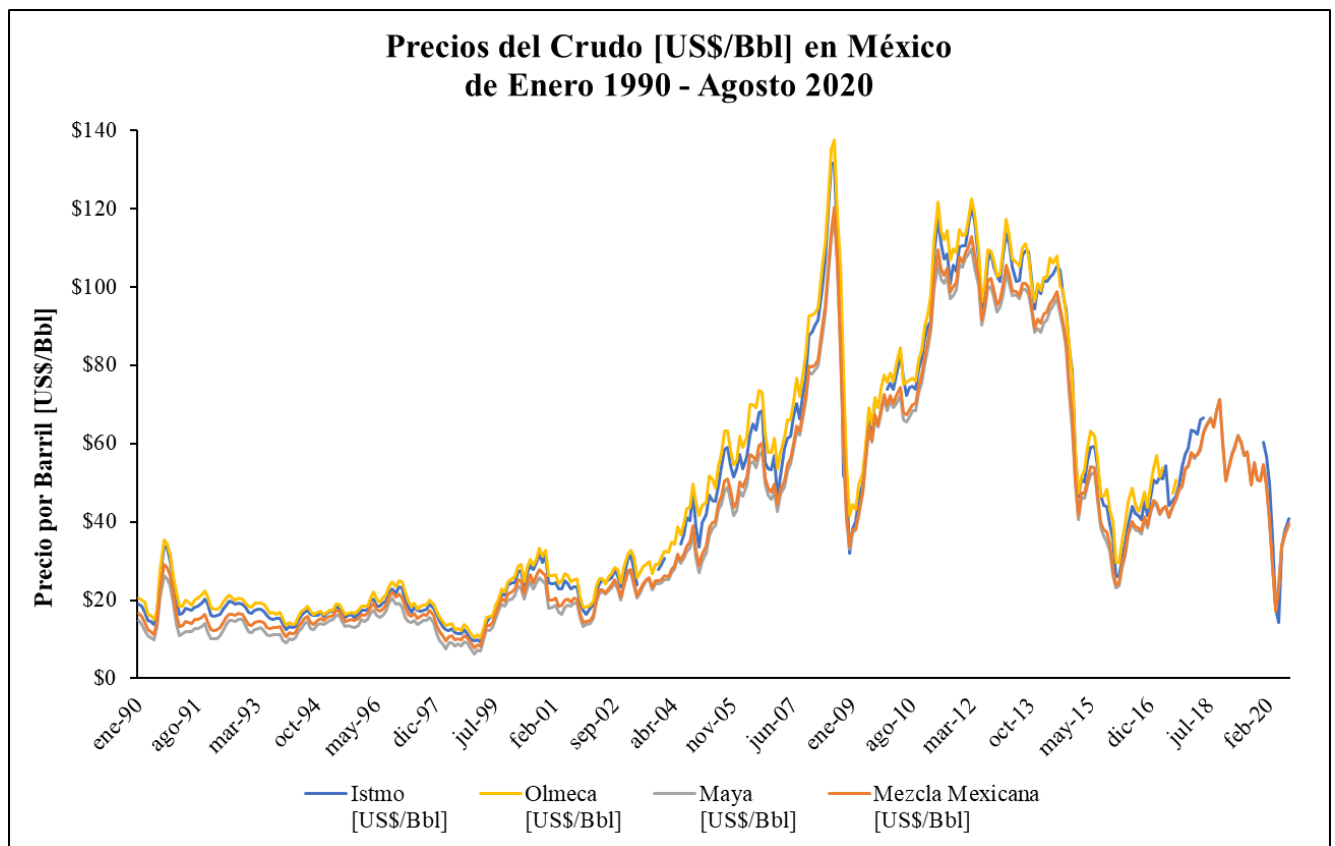


Figura 2.5.2 Precios del Crudo [US\$/Bbl] en México de Enero 1990 - Agosto 2020 (SIE y PMI, 2020).

El precio del crudo y su variación en el tiempo se ha convertido en uno de los rasgos dominantes de la industria petrolera, ya que la incertidumbre sobre su precio a futuro constituye un riesgo de inversión considerable. La industria petrolera es un negocio único ya que los subproductos del crudo son especialmente útiles para los sistemas económicos, militares y políticos modernos. Sin embargo, hay algunos puntos destacables:

1. La producción y el procesamiento del crudo son sumamente costosos en capital.
2. La inversión conlleva un riesgo considerable.
3. Los prospectos vislumbrados pueden verse socavados por el éxito de la exploración.

Por tal motivo, la competencia y la rentabilidad de los proyectos puede llegar a ser impredecible. Conjuntamente, el mercado del petróleo es completamente internacional; involucrando a casi todos los países como consumidores y más de 40 como productores importantes, lo que conduce a un mercado mundial donde los precios son similares y se encuentran interconectados en todo el mundo.

Capítulo 3. Aseguramiento de flujo en la producción de crudos pesados y extrapesados

Existen varios métodos por los cuales la recuperación no térmica de los crudos pesados y extrapesados puede lograrse. Estos métodos van desde la recuperación primaria; en la que la energía del yacimiento permite que el aceite fluya desde el pozo sin ayuda, a métodos de recuperación mejorada en los que se debe agregar energía al yacimiento para producir crudo pesado y extrapesado. De hecho, los crudos pesados y extrapesados tienden a abarcar un amplio rango de viscosidad desde líquidos móviles hasta los de difícil flujo, sin embargo, el efecto del método en las propiedades del crudo y en el yacimiento deben considerarse antes de la aplicación (Speight, 2013).

Además de tomar en cuenta la información anterior no importa cuál sea el método de recuperación o de producción usados, los gastos de producción dependen de una serie de factores tales como:

- Geometría del yacimiento, principalmente espesor de formación y continuidad del yacimiento.
- Presión del yacimiento.
- Profundidad del yacimiento.
- Tipo de roca (facies) y permeabilidad.
- Saturaciones y propiedades de los fluidos.
- Grado de fracturamiento, número de pozos y sus ubicaciones.
- Relación de la permeabilidad de la formación a la viscosidad del aceite.

En campo los operadores pueden aumentar la producción sobre lo que naturalmente ocurriría por tales métodos como fracturar el yacimiento para abrir nuevos canales de flujo y disminuir la caída de

presión, inyectando gas o agua para aumentar la presión del yacimiento o disminuir la viscosidad del aceite, y con calor o productos químicos.

La producción de crudo pesado y extrapesado ha aumentado en los últimos años y se espera que aumente en el futuro debido al déficit esperado de la oferta en crudos medianos y ligeros. Las vastas reservas de crudo pesado y extrapesado disponibles en varias partes del mundo son cada vez más importantes como una fuente probable de energía para desarrollar en el futuro. Si el potencial y la promesa de este tipo de hidrocarburos se materializan dependerán totalmente de la evolución de las tecnologías y métodos de recuperación apropiados para la gama tan amplia de condiciones tanto de yacimientos como de producción en las que se encuentran inmiscuidas, siempre tomando en cuenta el beneficio social y el cuidado al medio ambiente (Modificado de Cherepanov, 2014).

3.1 Problemáticas asociadas a la producción de crudos pesados y extrapesados

El crudo pesado se produce comercialmente por recuperación primaria, inyección de agua y métodos de recuperación mejorada de aceite (Enhanced Oil Recovery por sus siglas en inglés, EOR). En un yacimiento el aceite crudo pesado y extrapesado a menudo es muy viscoso (a menos que la temperatura del yacimiento sea alta) y no fluye fácilmente, por lo que se utilizan ciertas metodologías para mitigar o disminuir este problema. Los métodos tradicionales de recuperación de aceite, tales como métodos primarios y secundarios, usualmente no son aplicables al crudo pesado o, si son aplicables, es común omitir tales métodos y proceder a los métodos de recuperación mejorada. Sin embargo, lo que se aplica a un yacimiento de crudo pesado no necesariamente puede ser aplicado a otro yacimiento (Abreu et al., 1985).

La cantidad de aceite que se puede recuperar depende de varios factores que incluyen la permeabilidad de la roca, la presión de la formación y la viscosidad de los fluidos, entre otros. Cuando las rocas del yacimiento se encuentran en condiciones de mucha presión, existiendo una permeabilidad extremadamente baja; como en las lutitas, generalmente el aceite no puede fluir a través de la roca, pero cuando son permeables; como en las arenas, el aceite fluye libremente. El flujo de aceite es a menudo ayudado por las presiones naturales que lo rodean; como la presión de algún acuífero asociado, del casquete de gas o del mismo gas presente en el aceite y por supuesto, por la fuerza de gravedad. Por otra parte, la enorme variabilidad geológica de los distintos tipos de yacimientos conduce a definir distintos

perfiles de producción. Los yacimientos de crudo pesado se pueden desarrollar a niveles significativos de producción y se mantienen por largos periodos de tiempo debido a su tipo de empuje predominante, mientras que los yacimientos de gas declinan rápidamente por las condiciones mismas del hidrocarburo y de su medio.

La búsqueda para producir crudo pesado es un problema global, sin embargo, en muchos casos el hidrocarburo no presenta las condiciones que son típicas para los crudos pesados; como que el aceite viscoso se mantiene en arenas poco profundas y permeables, ahora los campos de interés de explotación incluyen carbonatos fracturados, localizaciones offshore cada vez más profundas y geológicamente más complejas. Estas nuevas configuraciones introducen nuevos retos, que incluyen vías altamente permeables y límites de acceso al yacimiento.

3.2 Métodos no térmicos de recuperación de crudos pesados y extrapesados

3.2.1 Recuperación primaria

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción.

La recuperación primaria de crudo pesado no presenta un enfoque habitual ya que las técnicas se basan completamente en las fuerzas naturales dentro del yacimiento y, aunque la recuperación primaria es ampliamente aplicable a la recuperación de crudo mediano y ligero, es menos aplicable al crudo pesado (Satter y Thakur, 1994). En yacimientos de alta temperatura que mantienen al crudo pesado suficientemente fluido, la recuperación primaria se aplica sin problemas. Las características de los mecanismos de producción primaria se enlistan en la **Tabla 3.2.1** y en la **Figura 3.2.1** se observa el porcentaje de la contribución de la recuperación primaria dependiendo de los diferentes tipos de empuje.

Tabla 3.2.1 Características de los mecanismos de producción primaria (CNH, 2012).

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de Agua	Eficiencia	Comentarios
Expansión roca-fluidos	Declina rápida y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	-
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	La surgencia de gas en zonas estructuralmente bajas indica este empuje
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua rápidamente	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando W_e no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_0 es baja (< 5 cP)

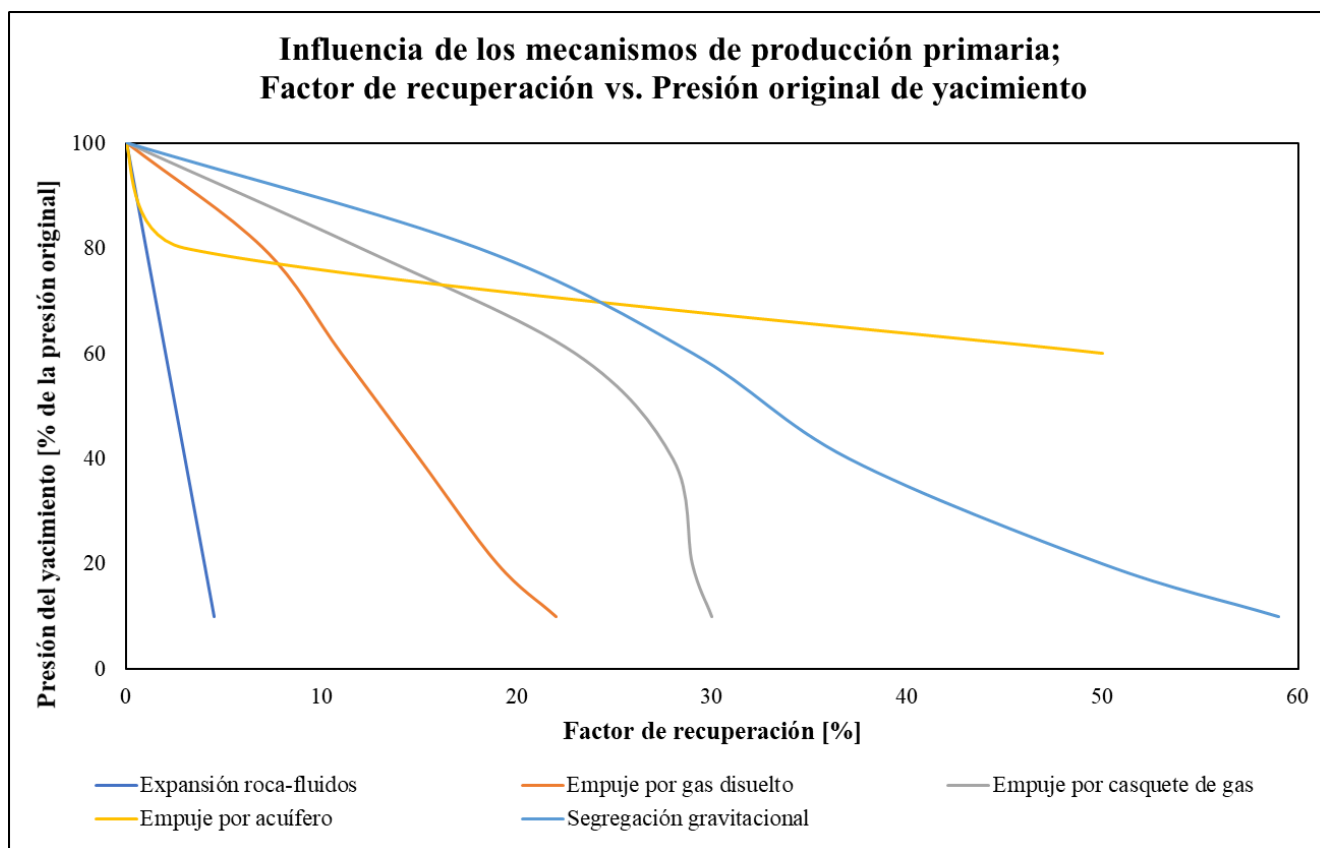


Figura 3.2.1 Influencia de los mecanismos de producción primaria; Factor de recuperación vs. Presión original de yacimiento (Satter-Thakur, 1994).

Los mecanismos de producción de aceite pesado por empuje de gas no están completamente aclarados y, en consecuencia, es difícil optimizar la recuperación primaria. Sin embargo, los temas de producción primaria no deben ser descartados del todo ya que la producción de este tipo de hidrocarburos es mayor en algunos yacimientos que la estimada en yacimientos convencionales (Pooladi-Darvish y Firoozabadi, 1999).

Dicho esto, los operadores intentarán producir tanto crudo pesado como sea posible mediante métodos de recuperación primaria (producción en frío), pero esto depende de la fluidez del crudo que, a su vez, depende de la temperatura del yacimiento. El término producción en frío se refiere al uso de técnicas de operación y equipos de bombeo especializados para producir agresivamente yacimientos de crudo pesado sin aplicar calor. Esto fomenta la producción asociada de grandes cantidades de los yacimientos no consolidados que a su vez da como resultado una mayor producción de crudo pesado.

En resumen, la recuperación primaria en yacimientos de crudo pesado y extrapesado pueden ser tan altos como el 20% pero a menudo son más bajos. Cuando termina la recuperación primaria todavía hay una cantidad significativa de aceite remanente en el yacimiento y éstos han sido despojados de su

energía natural. Para recuperar aceite adicional la energía del yacimiento tiene que reponerse, y luego el crudo debe ser desplazado para poner en producción los pozos (CNH, 2012).

3.2.2 Recuperación secundaria

El proceso de recuperación secundaria consiste en agregar energía a la que naturalmente tiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas). Incluso en yacimientos convencionales, grandes cantidades de aceite pueden quedarse dentro del yacimiento después de la producción primaria debido a que la presión natural del yacimiento ha disminuido hasta el punto en que no puede hacer fluir el aceite hasta la superficie. Cuando se trata de yacimientos de crudo pesado y extrapesado, aproximadamente el 90% del volumen de aceite original puede quedarse en el yacimiento debido a las características de los fluidos y del yacimiento como tal (De Ferrer, 2001).

La recuperación secundaria utiliza diversas técnicas para ayudar a recuperar aceite de yacimientos agotados o de baja presión. Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos (Abreu et al., 1985).

3.2.2.1 Inyección de agua

La inyección de agua (Waterflooding) tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en 1865. Esta actividad ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulación de agua superficial, se movía a través de las formaciones petroleras, entrando en los intervalos productores de los pozos perforados incrementando la producción de crudo en pozos vecinos (Forrest, 1982). Inicialmente se pensaba que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890 cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

La inyección de agua ha sido por muchos años el método dominante que involucra la inyección de fluidos. Su popularidad se explica por:

- La relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección.
- La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación productora.
- La eficiencia del agua para desplazar aceite.

Este método se utiliza para prevenir y contrarrestar la baja presión en el yacimiento: el agua reemplaza al aceite que ha sido producido, manteniendo los gastos de producción y procurando una presión constante (De Ferrer, 2001). La inyección de agua ha resultado un método exitoso en sólo algunos yacimientos con crudos de altas viscosidades, sin embargo, puede ser usado como método de mantenimiento de presión en yacimientos de crudo pesado y extrapesado. La recuperación incremental va desde 2 a 20% utilizando dicho método.

Tabla 3.2.2 Tipos de Inyección de Agua y sus particularidades (De Ferrer, 2001).

Tipo de Inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica o tradicional (externa)	La inyección es directamente en el acuífero o cerca del contacto agua-aceite, por lo que no se requiere buena descripción del yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere de la perforación de pozos adicionales • No requiere descripción detallada del yacimiento • Recuperación alta de aceite con poca producción de agua • Reducción de costos por el manejo de agua 	<ul style="list-style-type: none"> • No se utiliza toda el agua para desplazar al hidrocarburo • No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión • Puede fallar por mala comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento • La recuperación de la invasión es a largo plazo por la lentitud del procedimiento
Dispersa o en arreglos (interna)	El agua se inyecta dentro de la zona de aceite. Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y una gran superficie. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoras se distribuyen entre los pozos productores	<ul style="list-style-type: none"> • Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y baja permeabilidad efectiva con alta densidad de pozos • Rápida respuesta del yacimiento • Elevada eficiencia de barrido • Buen control de frente de invasión • Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa • Exige mayor seguimiento y control • Es más riesgosa

3.2.2.2 Inyección de gas

Para hablar de inyección de gas debemos entender el concepto de miscibilidad. La miscibilidad es un fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones sin que se forme entre ellos una interfase. Se dice entonces que un fluido es solvente del otro. La miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos son iguales o mayores que aquellas que actúan entre las moléculas de un mismo fluido; el proceso de mezcla resultante eliminará la interfase original. Una condición para que dos fluidos sea miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambos. La mezcla no es un fenómeno químico ya que no hay reacción de este tipo (De Ferrer, 2001).

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar la recuperación de hidrocarburos y se utilizó inicialmente a comienzos de 1900 con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el crudo (Speight, 2013).

La inyección de gas consiste en reinyectar gas natural en un yacimiento, típicamente el yacimiento contiene tanto gas natural como petróleo crudo, todo con el fin de aumentar la presión dentro del yacimiento y así inducir el flujo de crudo, o bien secuestrar el gas que no puede ser exportado. Este método no debe ser confundido con el Sistema Artificial de Producción denominado Bombeo Neumático (Gas Lift), donde se inyecta gas por el espacio anular del pozo para aligerar la columna hidrostática. Después de que el crudo ha sido bombeado, el gas natural se recupera.

El gas natural u otros gases inertes hacen que la presión aumente en el pozo, causando así que más moléculas de gas se disuelvan en el aceite disminuyendo su viscosidad y por lo tanto aumentando la producción del pozo. El aire no es adecuado para la inyección en los pozos porque tiende a causar deterioro del aceite; por lo tanto, se utiliza dióxido de carbono o gas natural para presurizar el pozo.

Tabla 3.2.3 Tipos de Inyección de Gas y sus particularidades (De Ferrer, 2001).

Tipo de Inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Interna o dispersa	La inyección se realiza dentro de la zona de aceite. Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento, relativamente delgados, con empuje por gas en solución y sin capa de gas inicial. Por eso, se requiere un número elevado de puntos de inyección.	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible orientar el gas inyectado hacia la zona más apropiada • La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas 	<ul style="list-style-type: none"> • La eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada como consecuencia del relieve estructural o el drenaje gravitacional • La eficiencia de barrido es inferior a la que se logra con la inyección externa • Los canales formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior que la externa • La cantidad de pozos de inyección requerida aumenta el costo de operación
Externa	La inyección se realiza en el casquete de gas, ya sea primario o secundario. Se aplica en yacimientos de alto relieve estructural, con altas permeabilidades (>200 [mD]) y la cantidad de pozos depende de la inyectividad	<ul style="list-style-type: none"> • En comparación con la inyección interna presenta mayor eficiencia de barrido • Los beneficios obtenidos de la segregación gravitacional son mayores 	<ul style="list-style-type: none"> • Se requiere de buena permeabilidad vertical en el yacimiento • Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite • Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras son inconvenientes para la inyección de gas externa

3.2.3 Recuperación mejorada (EOR)

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento fisicoquímico de los fluidos del yacimiento. Esta definición abarca todos los procesos de recuperación (desplazamiento de fluidos, fase de remojo; donde el pozo se cierra durante varios días para permitir una distribución uniforme del calor, e intervenciones a pozo), y considera muchas

sustancias para la recuperación de aceite. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria) (CNH, 2012).

Los métodos de recuperación mejorada van un paso más allá y confían en procedimientos que reducen la viscosidad del aceite para incrementar la producción, en comparación con los métodos de recuperación primaria y secundaria. Convencionalmente, la recuperación terciaria comienza cuando la recuperación secundaria no es suficiente para continuar la producción adecuada, pero sólo cuando el aceite todavía se puede extraer de forma rentable. Esto depende del costo del método de extracción y el precio actual del petróleo crudo. Cuando los precios son altos, se recuperan los pozos que antes no eran rentables en producción y cuando los precios son bajos, la producción se reduce.

Para el caso del crudo pesado y extrapesado, la recuperación mejorada se inicia antes de las técnicas de recuperación secundaria para sostener la producción. De hecho, la recuperación mejorada es el método habitual para la recuperación de crudo pesado y extrapesado y, en cierta medida, también se define como recuperación avanzada (IOR), aunque estos términos también se aplican a los métodos secundarios.

Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar técnicas de EOR tienen un amplio rango de características fisicoquímicas: desde crudos volátiles con altas gravedades API y baja viscosidad hasta crudos con gravedades API muy bajas y de viscosidad muy alta. Asimismo, pueden estar almacenados en depósitos con características geológicas diversas: desde yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables, hasta formaciones de arenas someras.

Por lo anterior, los métodos de EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido. Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no-térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles) (CNH, 2012).

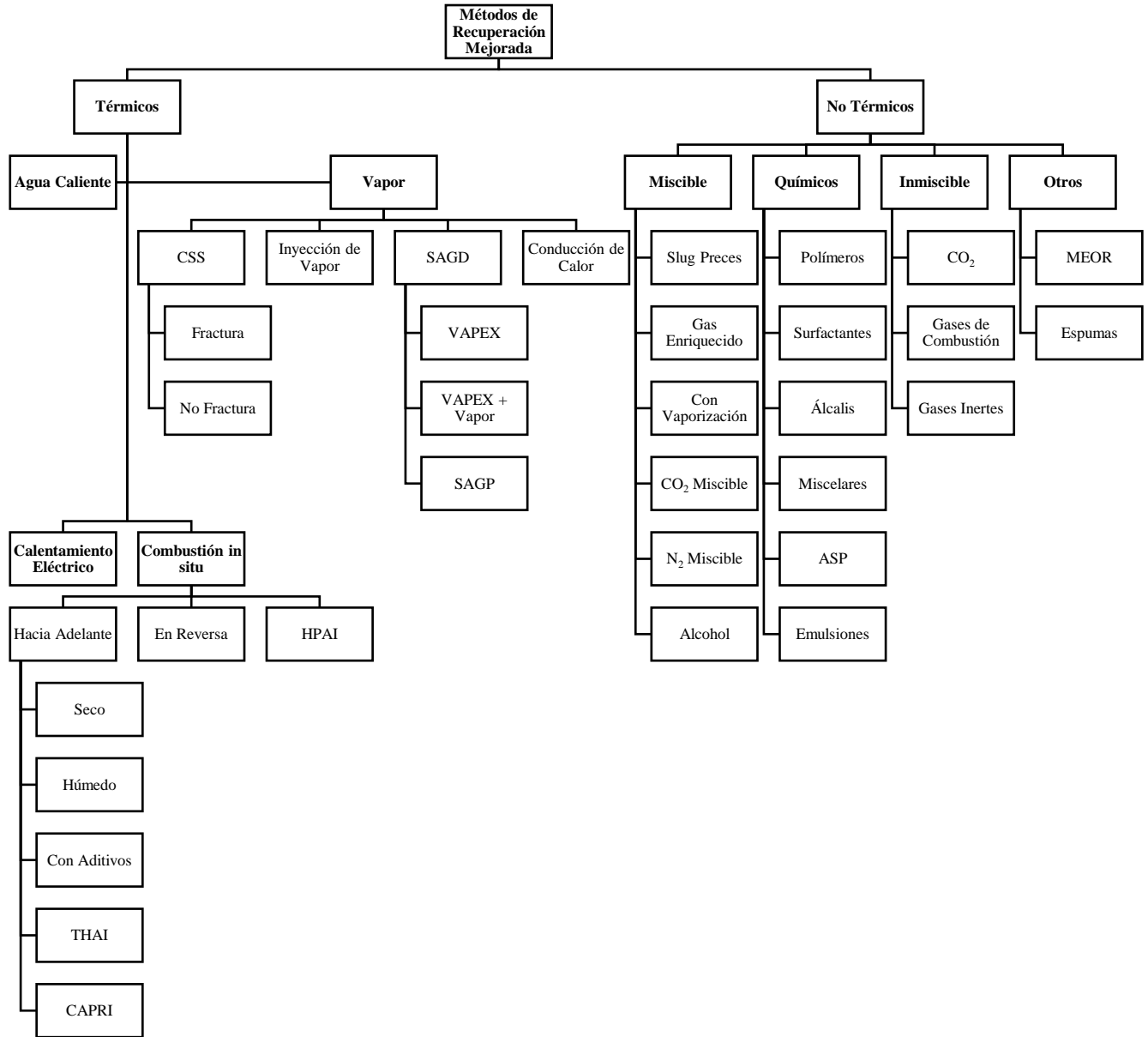


Figura 3.2.2 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada (EOR) (CNH, 2012).

3.2.4 Esquema tradicional de métodos de recuperación

A través del tiempo se creó un paradigma operativo que prescribía que la explotación de un yacimiento iniciaba con la recuperación primaria (mecanismos naturales de producción como: expansión del sistema roca-fluidos, expansión del gas en solución, empuje del acuífero, expansión del casquete de gas asociado o drene gravitacional, o mediante sistemas artificiales de producción). Posteriormente, una vez agotada una fracción importante de la energía propia del yacimiento, se continuaba con la recuperación

secundaria: métodos para aumentar o mantener la energía natural del yacimiento al inyectar agua y/o gas bajo condiciones inmiscibles para mantenimiento de presión. Finalmente, al concluir los dos anteriores, se procedía con la recuperación terciaria: cualquier técnica usada después de la recuperación secundaria. Este paradigma de etapas cronológicas debe superarse para incorporar el EOR desde etapas tempranas en la explotación de los yacimientos que así lo requieran (CNH, 2012).

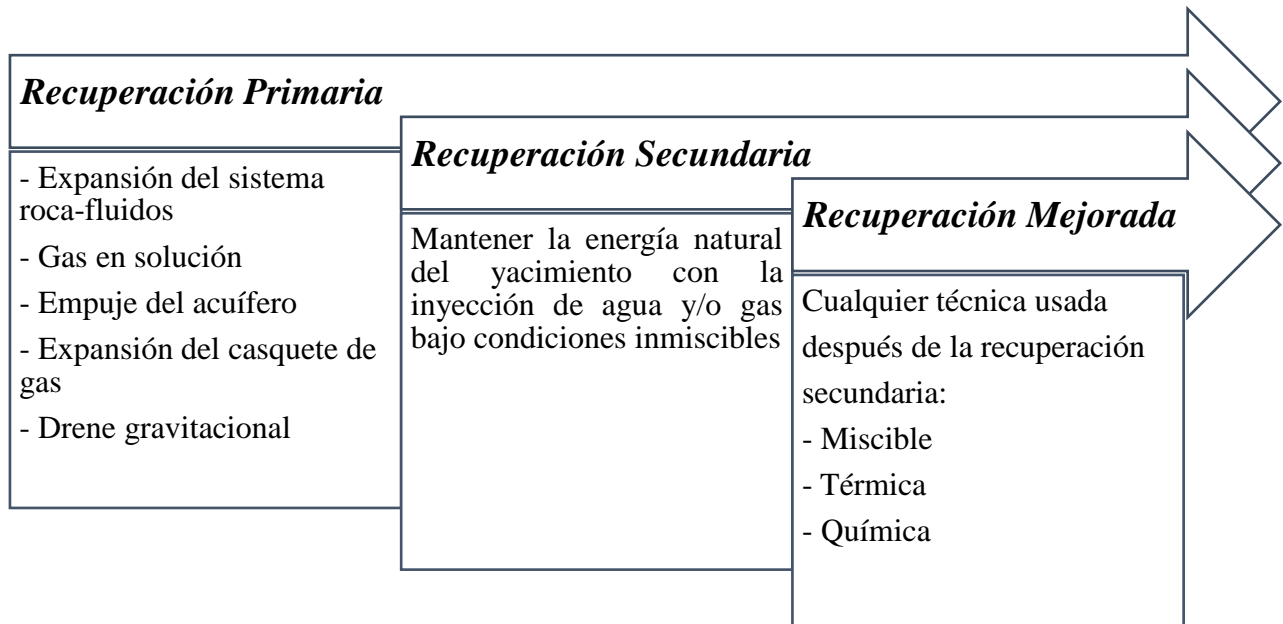


Figura 3.2.3 Esquema tradicional de métodos de recuperación (CNH, 2012).

Por lo anterior, los procesos de recuperación de hidrocarburos deben ser vistos como alternativas adicionales de recuperación y no como etapas secuenciales de recuperación. Con base en las propiedades del sistema roca-fluidos del yacimiento y en los precios del hidrocarburo se puede seleccionar el tipo de recuperación adecuado y en el momento oportuno, a fin de alcanzar el factor de recuperación final que proporcione el mayor beneficio técnico-económico al término de un proyecto de recuperación de hidrocarburos (CNH, 2012).

3.3 Métodos térmicos de recuperación de crudos pesados y extrapesados

La necesidad que se tiene de explotar los yacimientos de aceite pesado y extrapesado alrededor del mundo ha originado el desarrollo de los métodos térmicos de recuperación. La aplicación de métodos térmicos de recuperación se centra en reducir la viscosidad del aceite y aumentar la movilidad. La viscosidad del

crudo pesado y extrapesado disminuye rápidamente con temperaturas altas; por lo tanto, se puede requerir calor externo para poner en producción el pozo (Sahni et al., 2000).

Por conveniencia, se supone que antes del agotamiento de la energía del yacimiento, el crudo convencional es producido por técnicas de recuperación primaria y secundaria, mientras que el crudo pesado y extrapesado requiere (en la mayoría de los casos) una aplicación inmediata de las técnicas de recuperación mejorada. En algunos casos, la mayoría del crudo pesado y extrapesado del subsuelo no fluirá hacia un pozo de manera suficiente para que sea económicamente rentable. Los métodos de recuperación térmica implican calentar el yacimiento, reduciendo así la viscosidad del crudo permitiendo que fluya hacia el pozo (Itoh et al., 1994).

El vapor de alta temperatura se usa comúnmente para aportar calor a la formación. La relación de aceite-vapor (Steam-Oil Ratio, SOR) o la relación de aceite-combustible (Fuel Oil Ratio, FOR) es una medida importante de la energía requerida para producir crudo pesado; un SOR de 7 significa que siete barriles de agua (convertidos a vapor) son necesarios para producir un barril de aceite (Alvarado y Bánzer, 2002).

Es usual decir que los métodos térmicos de recuperación tienen éxito porque tienden a reducir la viscosidad del crudo; sin embargo, hay varios factores importantes relacionados con la química del petróleo y las interacciones que tiene éste con la roca, mismas que desempeñan un papel importante en la recuperación de crudo pesado. Antiguamente la aplicación de calor a los yacimientos de aceite sólo se hacía con fines de limpieza, para eliminar bitúmenes o parafinas depositadas en las paredes de los pozos, ya que estas incrustaciones disminuían la productividad de los pozos. Estos métodos pueden clasificarse en tres grupos diferentes:

1. Los que usan calentadores en el fondo del pozo
2. La inyección de fluidos calientes ya sea agua o vapor
3. Los que originan la formación de un frente de combustión que se desplaza lentamente a través del yacimiento por un suministro continuo de aire (combustión in situ)

3.3.1 Calentadores de fondo

Los calentadores de fondo se han usado en operaciones de campo en la industria petrolera desde 1865, a escasos seis años después de la perforación del pozo Drake. Tienen la ventaja de que son fáciles de operar, pero el ritmo de generación de calor es relativamente pequeño (100,000-150,000 [BTU/hora]),

comparado con el que se proporciona al yacimiento en un proyecto de inyección de vapor, el cual sobrepasa normalmente los 20,000,000 [BTU/hora] (Alvarado y Bánzer, 2002).

3.3.2 Inyección de fluidos calientes

La inyección de fluidos calientes constituye otra forma de método térmico de recuperación de crudos pesados y extrapesados. En este caso el calor es generado en la superficie y es inyectado al yacimiento a través de pozos inyectoros. Los líquidos inyectados van desde el agua (tanto líquido y vapor) y aire, a otros como gas natural, dióxido de carbono, gases de escape, e incluso disolventes (Pooladi-Darvish y Firoozabadi, 1999). Cabe señalar aquí que, si el vapor de agua se inyecta en el yacimiento, el proceso sería designado como inyección de vapor.

3.3.2.1 Inyección de agua caliente

En su forma más simple, la inyección de agua caliente implica el flujo de sólo dos fases: agua y aceite. La inyección de agua caliente es básicamente un proceso de desplazamiento en el que el crudo se desplaza inmisciblemente, dicho procedimiento va dirigido a beneficiar las condiciones de relación de movilidades aceite-agua en las cercanías de los pozos inyectoros. A excepción de los efectos de la temperatura y el hecho de que generalmente se aplican a crudos relativamente viscosos, la inyección de agua caliente tiene muchos elementos en común con los métodos de inyección de agua convencionales (Waterflooding). Debido a la presencia generalizada de agua en todos los yacimientos de aceite, la inyección de agua caliente debe ocurrir hasta cierto punto en todos los métodos térmicos de recuperación. Se sabe que la inyección de agua caliente contribuye al desplazamiento de aceite aguas abajo, tanto de los motores de vapor como de la combustión en las unidades de bombeo (Alvarado & Bánzer, 2002).

En la inyección de agua caliente, el borde de ataque del agua pierde calor tan apresuradamente que alcanza de manera acelerada la temperatura inicial del yacimiento. En este método, la movilidad del aceite original es la del aceite sin calentar en la parte superior del borde de desplazamiento frontal. Por otro lado, la viscosidad del agua caliente inyectada es más baja que en los procesos convencionales de inyección de agua (Waterflooding). Así, la relación de movilidad del aceite por delante del frente de desplazamiento y el agua inyectada cerca del pozo de inyección, es menos favorable en procesos de inyección de agua caliente que en los procesos de inyección de agua convencionales, lo que debería

resultar en un punto de surgencia un tanto más rápido que en la inyección de agua caliente (Alvarado y Bánzer, 2002).

Por otra parte, la relación de movilidad de los fluidos en las zonas calentadas es más favorable con la inyección de agua caliente que en las de inyección de agua convencional. Esto se traduce en una mejor eficiencia de desplazamiento de la zona calentada, lo que mejoraría la recuperación final incluso cuando la saturación del aceite residual no disminuye al aumentar la temperatura.

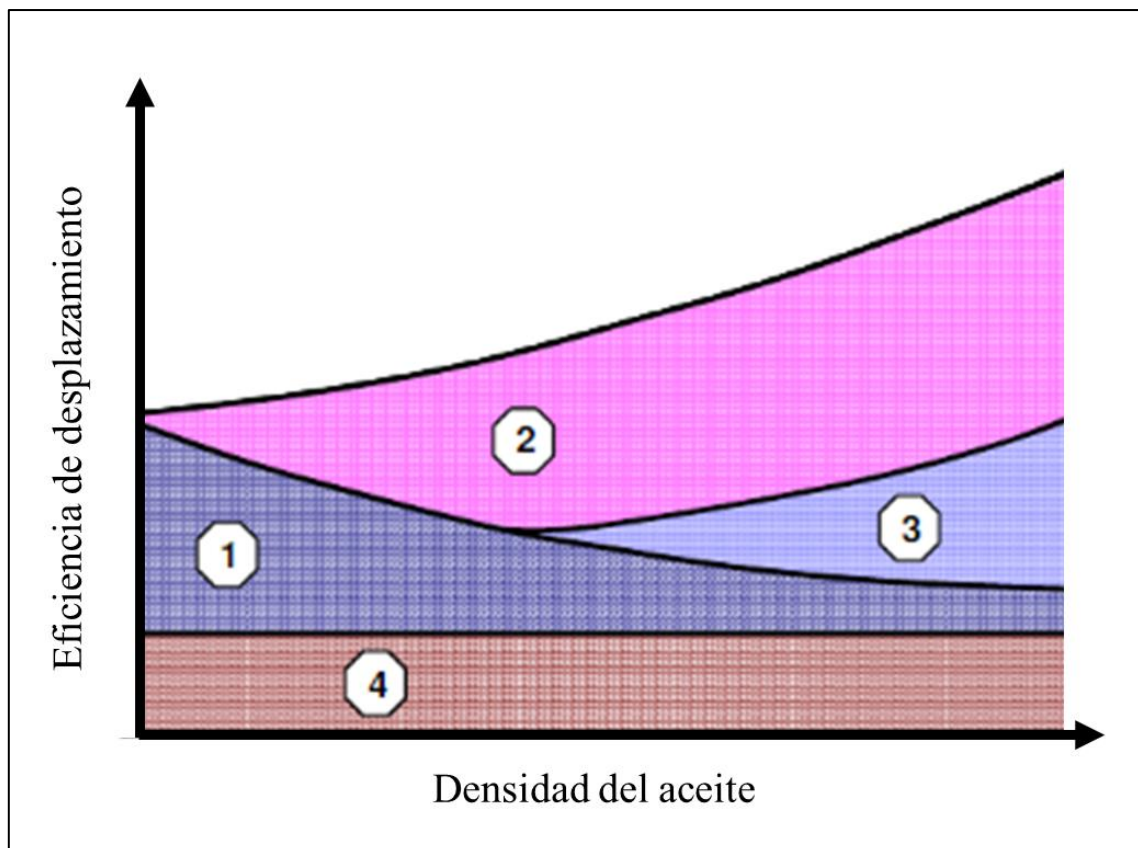


Figura 3.3.1 Contribuciones relativas de los mecanismos de recuperación a la eficiencia del desplazamiento del aceite por agua caliente: 1. Expansión Térmica; 2. Reducción de la Viscosidad; 3. Humectabilidad; 4. Tensión Interfacial Aceite-Agua. (Alvarado & Bánzer, 2002).

Normalmente, en la inyección de agua caliente, el agua se filtra y se manipula para controlar la corrosión y la incrustación y, si es necesario, es tratada para minimizar la hinchazón de las arcillas en el yacimiento. La mineralogía compleja de las arcillas debe tenerse en cuenta siempre que esta exista en el yacimiento.

3.3.2.2 Inyección de vapor

Los procesos basados en la inyección de vapor son los más avanzados en términos de experiencia en campo y por lo tanto tienen mayor certidumbre en la estimación de desempeño. Sin embargo, como en todos los procesos de recuperación mejorada, se requiere una buena caracterización de yacimientos para su correcta aplicación. Los procesos de inyección de vapor a menudo se aplican en yacimientos que contienen crudos pesados y extrapesados.

La aplicación comercial de procesos de inyección de vapor ha estado en marcha desde principios de los años sesenta. Por el contrario, aunque la combustión in situ ha sido probada en campo bajo una amplia variedad de condiciones de yacimiento, pocos proyectos han resultado técnica y económicamente viables para su aplicación en escala comercial (Cherepanov, 2014).

La inyección de vapor vista a nivel de pozos es un método de estimulación del ritmo de producción, en los que las principales dificultades para su explotación son debidas a la alta viscosidad del aceite, que puede o no acompañarse de la depositación de asfaltenos y/o parafinas en el fondo del pozo. La estimulación se consigue al proporcionar al yacimiento una cantidad considerable de calor usando, para su transporte, vapor de agua. El diseño para la inyección de vapor en un caso concreto enfrenta diversos problemas, muchos de los cuales sólo pueden resolverse a través de experiencias obtenidas en casos previos. Específicamente, el diseño de la inyección de vapor para el primer pozo seleccionado en un yacimiento ha de llevarse a cabo desconociendo un buen número de parámetros y características cuya incorrecta suposición puede conducir a resultados negativos, sin embargo, la primera prueba debe considerarse como un experimento a través del cual será posible conocer directamente algunos criterios y adquirir los elementos de experiencia indispensables para planear adecuadamente la siguiente inyección. La información que proporcionan las pruebas de laboratorio siempre resulta conveniente para contar con una base (Alboudwarej et al., 2006).

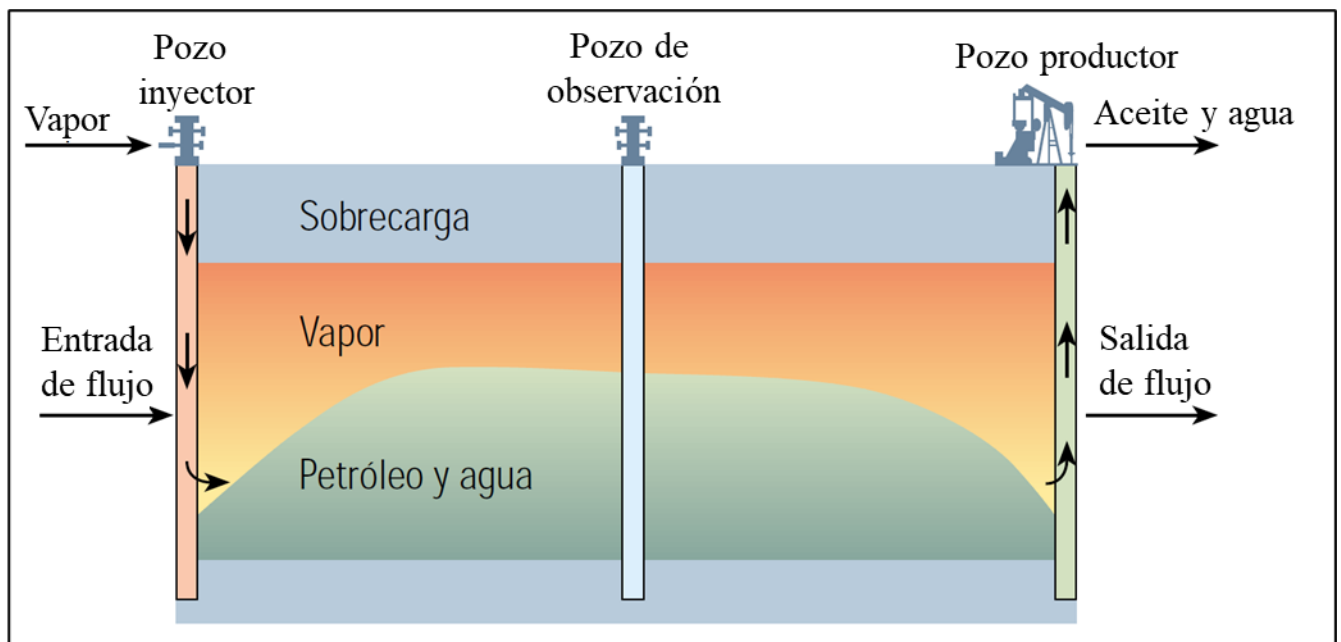


Figura 3.3.2 Escenario ideal para el movimiento de vapor inyectado (Curtis et al., 2003).

En los métodos de inyección de vapor se suministra calor y energía de accionamiento en forma de vapor inyectado a través de pozos en el yacimiento de crudo pesado y extrapesado. En la mayoría de los casos, la presión de inyección debe exceder la presión de fractura de la formación para forzar el vapor en el yacimiento e inducir el contacto con el aceite. Cuando se haya logrado un calentamiento suficiente, los pozos de inyección se cierran por un período de remojo y luego se producen los demás, primero aplicando la presión creada por la inyección, y luego usar bombas a medida que los pozos se enfrían y la producción disminuye (Alboudwarej et al., 2006).

3.3.3 Procesos de combustión

Este proceso se inicia bajando un calentador o encendedor en un pozo de inyección, luego se inyecta aire por el pozo, y el calentador funciona hasta que se logra la ignición. Después de calentar la formación se retira el calentador, pero se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión. A veces se inyecta agua simultánea o alternativamente con aire, creando vapor que contribuye a una mejor utilización del calor, reduciendo el requerimiento de inyección de aire.

Quemar porciones del aceite en el yacimiento para generar calor y desplazar aceite adicional tiene ventajas en comparación con otros métodos térmicos de recuperación. El proceso proporciona resultados

rápidos, pero elimina los costos y desventajas de generar energía y vapor en la superficie. El proceso introduce calor al yacimiento inyectando aire, luego iniciando la ignición en el fondo del pozo.

En algunos casos los gases de combustión también se retienen en el yacimiento. A medida que el fuego se mueve, el frente en llamas empuja una mezcla de gases de combustión calientes, vapor y agua caliente, que también ayudan a mover el aceite para producir los pozos. Al igual que los métodos de inyección de vapor, la combustión in situ requiere instalaciones en superficie muy específicas (Curtis et al., 2003).

En el caso de la recuperación de crudo pesado, la combustión in situ proporciona el calor para movilizar el crudo y puede proporcionar alguna mejora. En el proceso, se puede inyectar aire seco o aire mezclado con agua en el yacimiento. En una situación ideal, el fuego se propaga uniformemente desde la inyección de aire al pozo productor, moviendo aceite y gases de combustión por delante del frente. El coque que queda detrás del aceite movido proporciona el combustible para el proceso de ignición. Las temperaturas en la zona de combustión delgada pueden alcanzar varios cientos de grados centígrados, por lo que se requiere contar con un monitoreo preciso y las herramientas adecuadas para revisar la información recopilada.

Capítulo 4. Conducción y manejo de crudos pesados y extrapesados

El procesamiento, acondicionamiento o manejo de los hidrocarburos son todos aquellos procesos que se le aplican al aceite, gas y/o agua para eliminar o remover las impurezas que contienen, con el fin de aumentar la calidad de los hidrocarburos, proteger las instalaciones superficiales y cumplir con ciertas especificaciones de transporte, venta y ambientales.

El transporte y manejo de crudos pesados y extrapesados se está convirtiendo en un tema importante ya que su producción está aumentando actualmente en todo el mundo. Los crudos pesados y extrapesados se caracterizan por una baja gravedad API y una alta viscosidad que dificultan su flujo a través de tuberías. La tecnología de tuberías convencional está diseñada para crudos livianos y medianos, pero la tubería de crudos pesados y extrapesados pueden ser difíciles de acondicionar y diseñar debido a las altas viscosidades, a la depositación de asfaltenos y parafinas, al aumento del contenido de agua de formación, contenido de sal y problemas de corrosión (Guðmundsson, 2017).

Actualmente los recursos petroleros son importantes contribuyentes a la producción de combustibles líquidos, por lo que resulta esencial darse cuenta de que para los distintos tipos de crudos hay varios parámetros que puede influir en sus propiedades y en el método de explotación de éstos. Dichas propiedades son usualmente específicas para el yacimiento en particular en el que el crudo se encuentra.

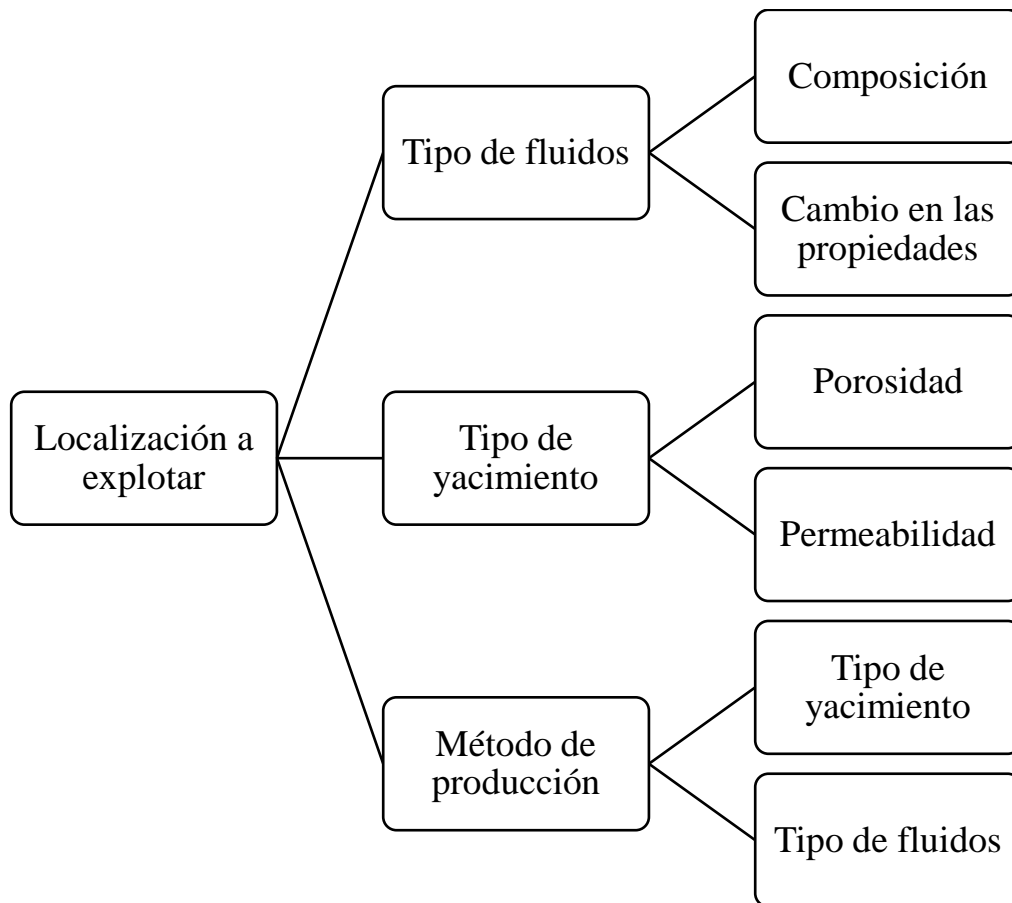


Figura 3.3.1 Representación del cambio de parámetros para la explotación de los diferentes tipos de crudo (Modificado de Guðmundsson, 2017).

4.1 Transporte de crudos pesados y extrapesados por tuberías

Alrededor del mundo existen varios miles de kilómetros de ductos y tuberías que transportan crudos pesados, cada tubería presenta especificaciones diferentes, por ejemplo, algunas tienen revestimiento térmico para transportar el crudo a una temperatura deseada (Martínez-Palou et al., 2011). Para definir las estrategias y los métodos de transporte de crudos pesados y extrapesados se toman en cuenta los parámetros más relevantes que se enlistan a continuación:

- Velocidad de flujo
- Viscosidad del fluido
- Temperatura del medio y del fluido
- Densidad/Gravedad
- Punto de escurrimiento

La capacidad de una tubería depende de las pérdidas de presión entre las estaciones de bombeo y el punto de donde provengan los fluidos, a su vez, las pérdidas de presión dependen directamente del diámetro de la tubería, la longitud, la rugosidad, la velocidad del fluido y el factor de fricción utilizado. Por tal motivo, para una determinada tubería con un diámetro, longitud y rugosidad dados, la clave en el juego de las variables será la velocidad del fluido y el factor de fricción (Gerez y Pick, 1996). Para determinar la pérdida de carga en una tubería se puede utilizar la Ecuación 6.1 que es la expresión de Darcy-Weisbach:

$$\Delta h = \frac{fLV^2}{D2g};$$

Ecuación 4.1.1

donde:

Δh : Pérdida de carga [m]

D : Diámetro interno de la tubería [m]

f : Factor de fricción [~]

L : Longitud del segmento de tubería [m]

V : Velocidad del fluido [m/seg]

g : Aceleración de la gravedad [m²/seg]

El factor de fricción (f) varía dependiendo del número de Reynolds (R_n) y del régimen de flujo involucrado, por ejemplo, flujo laminar, crítico o turbulento. El número de Reynolds está en función de la viscosidad (μ), de la velocidad (V) del fluido dentro de la tubería y del diámetro de ésta (Nikhar, 2010). Para los distintos regímenes de flujo el factor de fricción puede ser determinado tomando en cuenta las siguientes formulaciones:

Flujo laminar

$$f = \frac{64}{R_n}; \text{ para } R_n < 2,000;$$

Ecuación 4.1.2 (Fórmula de Kent)

Flujo crítico

$$f = \frac{R_n^{1.596}}{5.7 \times 10^6}; \text{ para } 2,000 < R_n < 2,500;$$

Ecuación 4.1.3

Primera etapa del flujo turbulento

$$f = \frac{9.364}{R_n^{0.265}}; \text{ para } 2,500 < R_n < 40,000;$$

Ecuación 4.1.4 (Fórmula de Heltzel)

Segunda etapa del flujo turbulento

$$f = \frac{0.157}{R_n^{0.188}}; \text{ para } R_n > 40,000;$$

Ecuación 4.1.5 (Fórmula de Heltzel)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{R_n \sqrt{f}};$$

Ecuación 4.1.6 (Fórmula de Colebrook)

donde:

ε : Rugosidad de la tubería [m].

El número de Reynolds se determina de acuerdo con la **Ecuación 4.1.7**:

$$R_n = \frac{DV}{\mu};$$

Ecuación 4.1.7

donde:

μ : Viscosidad [m^2/seg]

Analizando las ecuaciones anteriormente mencionadas se puede determinar que la variable principal de interés para el operador de las tuberías en cuestión de capacidad de flujo es la viscosidad. Para el diseñador, las principales variables son la velocidad, viscosidad y densidad. El número de Reynolds es una variable crítica utilizada para reducir los riesgos en la degradación de la tubería y la integridad de ésta. La viscosidad y la densidad del crudo varían inversamente respecto a la temperatura, tal y como se muestra en la **Figura 4.1.1**.

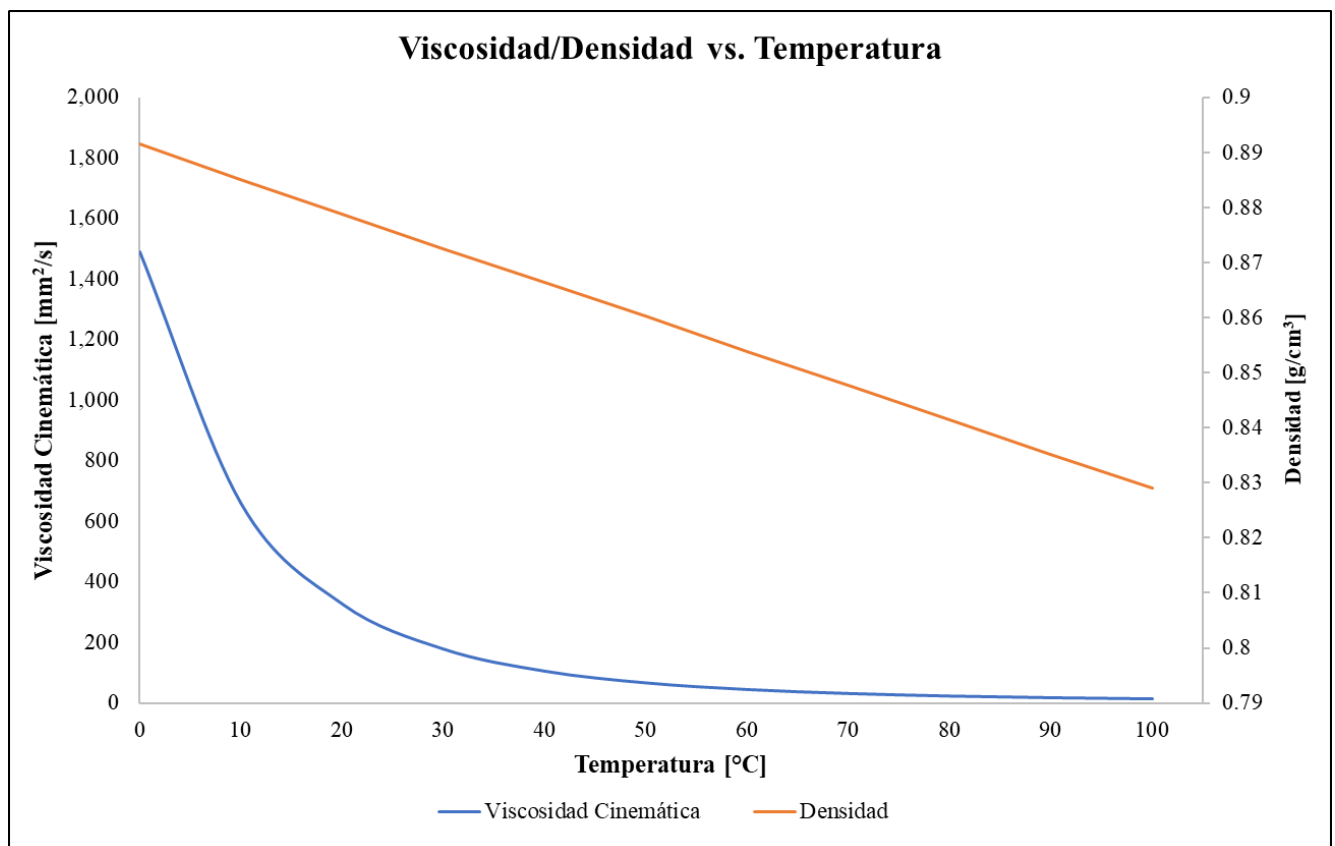


Figura 4.1.1 Variación de la viscosidad y de la densidad respecto a la temperatura (Modificado de Gerez y Pick, 1996).

4.2 Métodos para el mejoramiento de las características de flujo en tuberías

Las técnicas modernas de producción en crudos pesados y extrapesados han impactado positivamente en el valor comercial del crudo, así como la habilitación para su extracción. De estas innovaciones muchos programas de investigación fueron implementados alrededor del mundo para superar los problemas de conducción y manejo de crudos pesados y extrapesados a través de tuberías para garantizar su flujo en grandes distancias que separan a los pozos productores y los puntos de venta o de transferencia de custodia.

Las tecnologías propuestas para el transporte de crudos pesados y extrapesados deberían disminuir la resistencia al flujo lo suficiente para que los requisitos de bombeo y el diámetro de la tubería garantice que el proceso será económicamente viable. Varios métodos han sido capaces de proporcionar estas características en el proceso de transporte de crudos pesados y extrapesados, algunos de los cuales demostraron ser prometedores en pruebas de campo y actualmente están siendo utilizados, mientras que otros aún están en desarrollo (Nikhar, 2010).

Los métodos más importantes para transporte de crudo pesado y extrapesado se pueden dividir en cinco categorías principales: calefacción, dilución, mejora parcial y emulsión (transporte lubricado) y flujo anular. Mientras que el calor, la dilución y la mejora parcial son métodos dirigidos a reducir la viscosidad del aceite modificando su microestructura, la emulsión (flujo lubricado) y el flujo anular reducen los efectos de las pérdidas de presión por fricción causados por el aceite viscoso, dichos efectos resultan de la producción y transporte del crudo y se indica como una tecnología emergente para reemplazar los procesos convencionales actualmente utilizados en la industria (Saniere et al., 2004).

Tabla 4.2.1 Comparativa entre los métodos para el mejoramiento de flujo (Saniere et al., 2004).

Requerimientos	Calefacción	Dilución	Mejora parcial	Emulsión (transporte lubricado)	Flujo anular
Diámetro de tubería requerido	Normal	Grande	Normal	Grande	Normal
Corrosión	Probablemente	No requiere	No requiere	Probablemente	Probablemente
Inversión adicional	Normal (Calentadores)	Alta (Sistema paralelo de dilución)	Alta (Refinación en campo)	Normal/Alta (Sistema de abastecimiento)	Normal/Alta (Sistema de abastecimiento)
Problemas ambientales	Fuente eléctrica	No es específica	No es específica	Tratamiento de agua y separación	Tratamiento de agua
	Métodos tradicionales			Métodos para desarrollar	

4.2.1 Calefacción

Como la viscosidad disminuye muy rápidamente al aumentar la temperatura, la calefacción es un método atractivo para mejorar el flujo de los crudos pesados y extrapesados, sin embargo, el diseño de una tubería con calefacción no es fácil ya que implica muchas consideraciones, como la expansión de las tuberías, número de estaciones de bombeo y calefacción, pérdidas de calor etc. Otras consideraciones importantes son los costos altos que implica la instalación de este método y el incremento del grado de corrosión en la cara interna de la tubería debido a la temperatura. Además, se ha demostrado que la calefacción en tuberías puede inducir cambios en la estructura coloidal de los crudos pesados y extrapesados, empeorando sus propiedades reológicas (Nikhar, 2010).

4.2.2 Dilución

Mezclar el crudo pesado y extrapesado con crudos más livianos resulta un método avanzado para mejorar su movilidad. Dicho método se llama dilución. Usualmente se utilizan condensados, nafta, queroseno y crudos más ligeros para que el método se lleve a cabo. Puesto que existe una relación exponencial entre la viscosidad resultante de la mezcla y la fracción de volumen diluyente, se concluye que es un método eficiente, esto se ejemplifica en la **Figura 4.2.1**. Sin embargo, para alcanzar límites aceptables para el transporte, una fracción tan alta como 30% en volumen diluyente es necesario para realizar el proceso, e implica gran capacidad en la tubería, capacidad de bombeo y disponibilidad del diluyente. Reciclar el

diluyente puede ser una solución, pero se requiere de una gran inversión para instalar un oleoducto adicional.

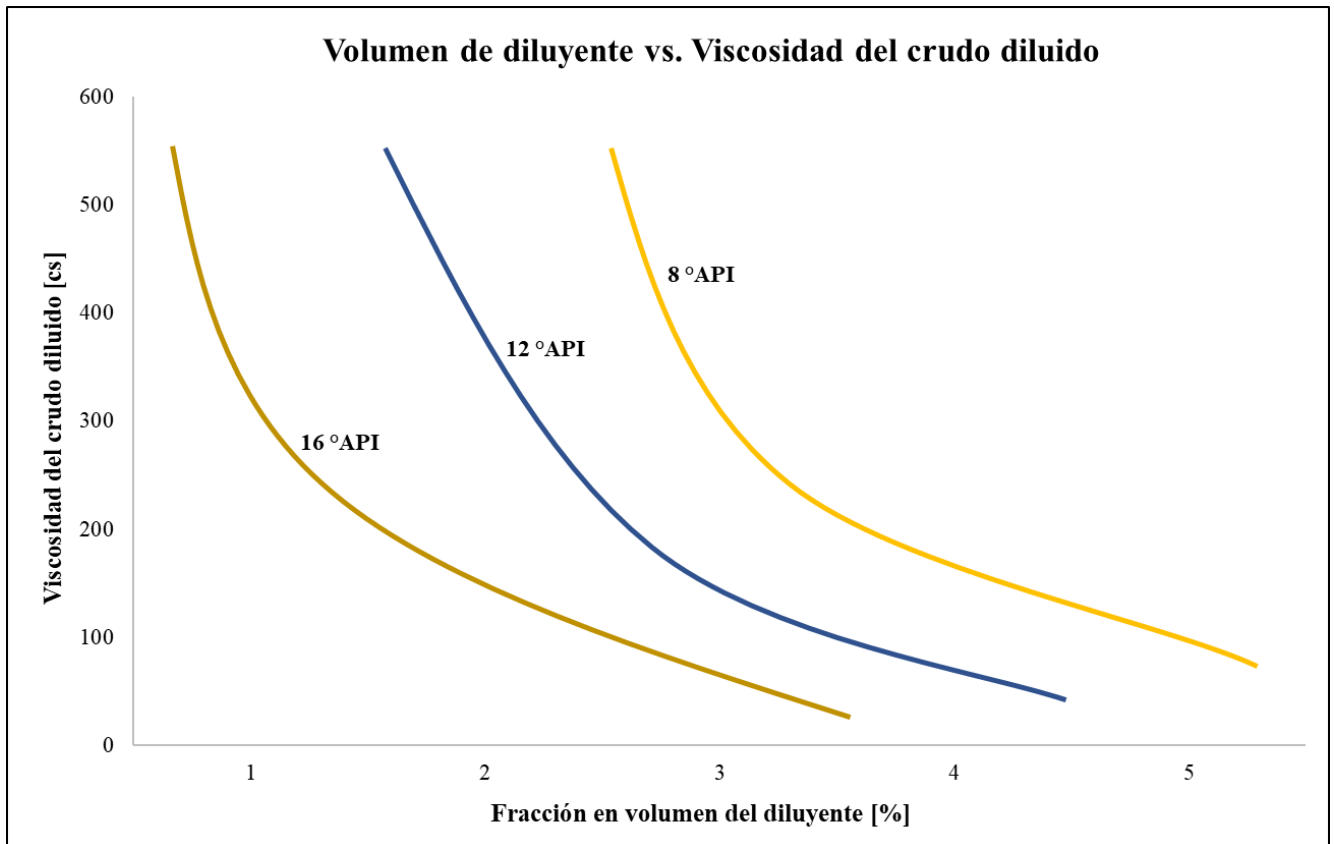


Figura 4.2.1 Efecto de la dilución con condensado en la viscosidad del crudo a diferente gravedad API (Saniere et al., 2004).

4.2.3 Mejora parcial

Este método consiste en modificar la composición de crudos pesados y extrapesados para hacerlos menos viscosos. El desarrollo de tecnologías tales como procesos de hidrotratamiento tradicionalmente usados en refinerías, pueden considerarse para esta metodología. La mejora parcial elimina contaminantes y puede reducir o eliminar la necesidad de agregar diluyente para cumplir con las especificaciones de la tubería respecto a viscosidad y densidad (Saniere et al., 2004).

4.2.4 Emulsión (transporte lubricado)

El método consiste en dispersar el crudo pesado en agua formando gotitas estabilizadas por surfactantes, lo que lleva a una importante reducción de la viscosidad. Una emulsión típica está compuesta por 70% de aceite crudo, 30% Fase acuosa y 500-2,000 [ppm] de aditivos químicos. La emulsión resultante tiene

una viscosidad en el rango de 50-200 [cP] a condiciones de operación de la tubería y es particularmente estable (Saniere et al., 2004). Esto se ilustra en la **Figura 4.2.2**.

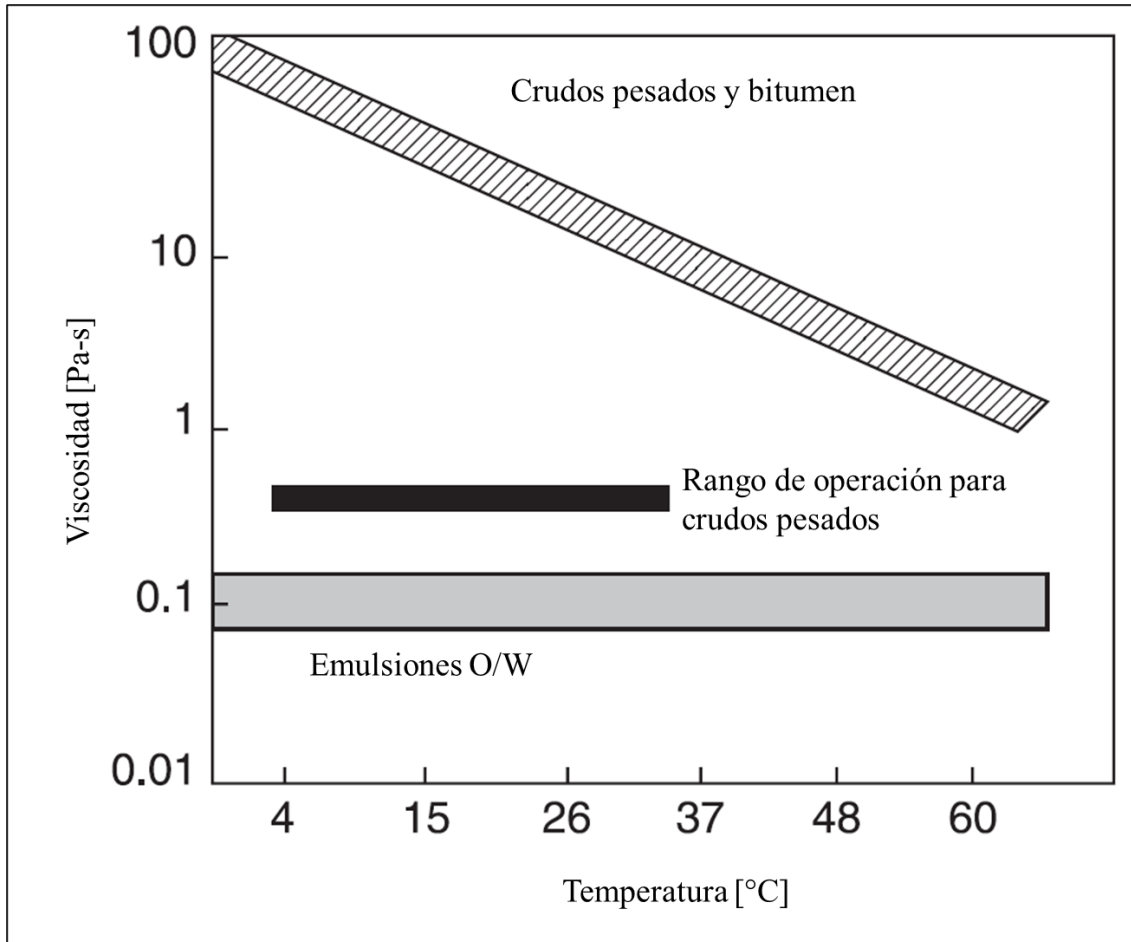


Figura 4.2.2 Reducción de viscosidad en crudos pesados y bitumen por medio de emulsiones O/W (Saniere et al., 2004).

4.2.5 Flujo anular

El método de transporte llamado flujo anular (Core Annular Flow) consiste en una película de agua que rodea el núcleo de aceite y actúa como lubricante para que la presión de bombeo necesaria para el flujo sea comparable con el flujo de agua sola, reduciendo la caída de presión en la tubería causada por la fricción. Las fracciones de agua están típicamente en el rango de 10-30%. Se han realizado estudios teóricos, de laboratorio y pruebas de campo que han demostrado cierta estabilidad en el flujo de este tipo de configuraciones, conduciendo a un gradiente de presión longitudinal y una caída de presión total similar al agua en movimiento (Saniere et al., 2004).

El principal problema de esta tecnología es que los aceites tienden a adherirse a la pared de la tubería, lo que lleva a la restricción y un eventual bloqueo del sistema de flujo. Este tipo de dificultad

puede mitigarse durante una operación de paro permitiendo la segregación de las fases y requiriendo una gran presión de reinicio.

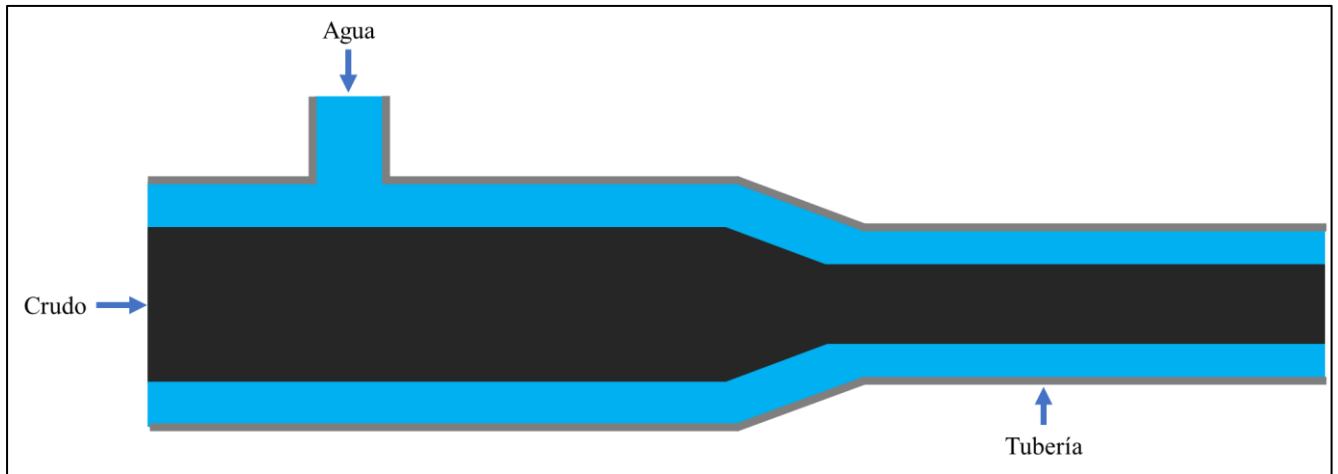


Figura 4.2.3 Esquema de diseño de tubería que permite el flujo anular en crudos pesados y extrapesados después de un periodo sin flujo (Modificado de Martínez-Palou et al., 2011).

Capítulo 5. Caso de estudio

5.1 Contexto Geológico Regional de la Cuenca Tampico-Misantla

5.1.1 Ubicación

La Cuenca Tampico-Misantla se ubica en el oriente de México y comprende desde el extremo sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central del estado de Veracruz, porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y la plataforma continental hasta la isobata de 200 metros. Limita al norte con la porción central de la Cuenca de Burgos, al sur con la Cuenca de Veracruz, al oeste con el frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al este con aguas territoriales en la Provincia de Cordilleras Mexicanas. La Cuenca Tampico-Misantla cubre un área de 57,170 km² (SLB, 2010).

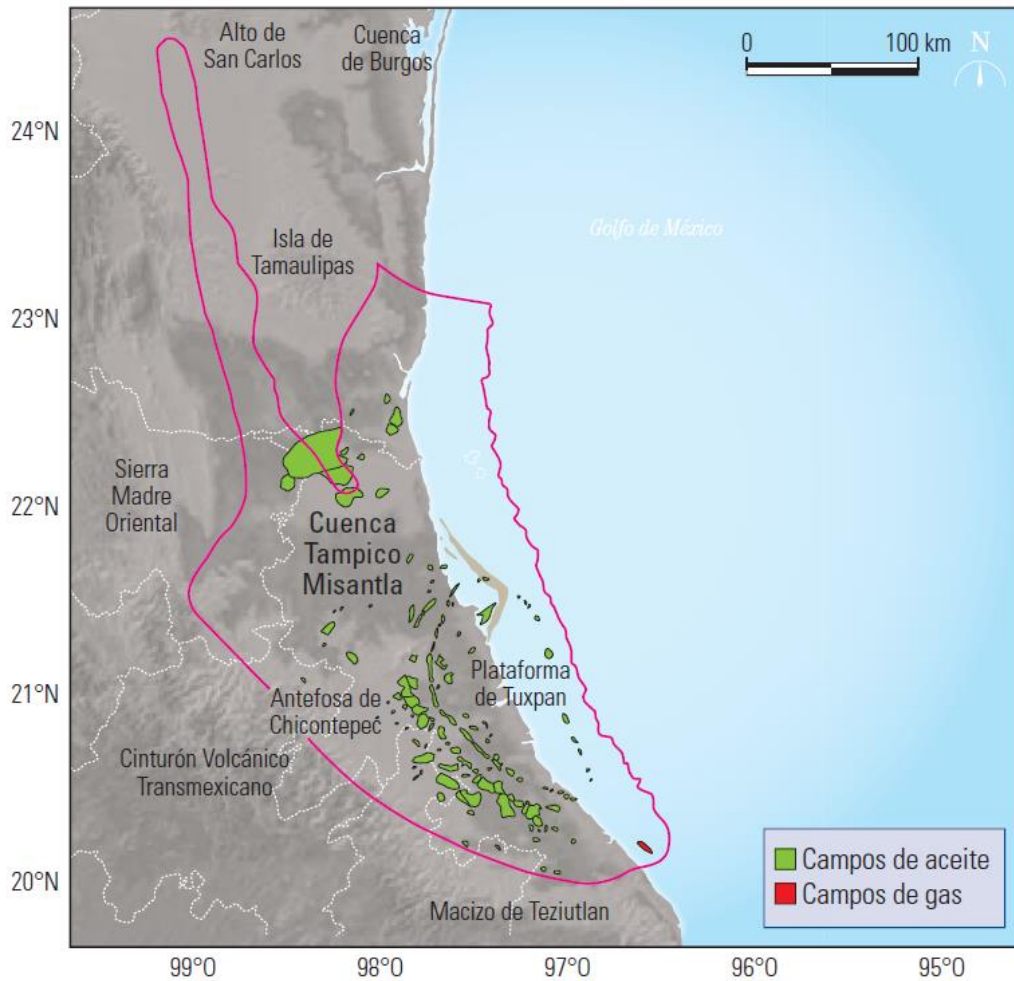


Figura 5.1.1 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla y principales campos de aceite y gas (SLB, 2010).

5.1.2 Marco tectónico y geología estructural

Tectónicamente la provincia geológica de Tampico-Misantla ha pasado por varias etapas. A fines del Triásico (Rhaetiano) se formaron cuencas que han sido relacionadas al inicio del proceso de rift del Golfo de México o al tectonismo en la margen occidental con el ancestral océano Pacífico. Durante el Jurásico Temprano y Medio se presentó una etapa de rift que dio lugar a la apertura del Golfo de México. Durante el Jurásico Tardío y hasta inicios del Cretácico Temprano se presentó la etapa de deriva (drift) con la formación de corteza oceánica en la parte central del Golfo de México. La margen pasiva establecida en la etapa de deriva continuó en el Cretácico tras el cese de la apertura del Golfo (SLB, 2010). En la **Figura 5.1.2** se ilustran los principales elementos tectónicos y estructurales que dominan la Cuenca Tampico-Misantla.

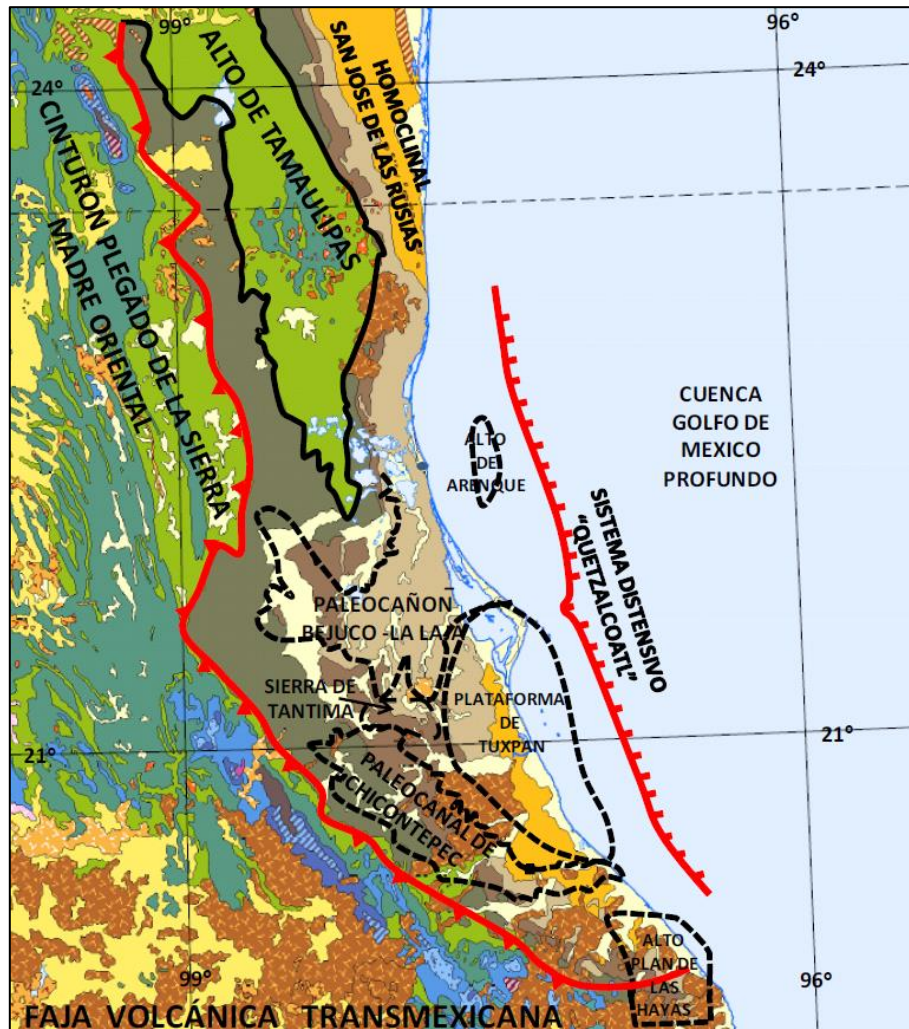


Figura 5.1.2 Principales elementos tectónicos y estructurales que dominan la Cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).

Desde finales del Cretácico se inicia la formación de una antefosa como resultado de la aproximación del cinturón de pliegues y cabalgaduras laramídico que dio lugar a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación. Esta carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza al oriente del cinturón cabalgado y la formación de la cuenca de antepaís (foreland basin) o antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno, parcialmente limitada al este por la Plataforma de Tuxpan. Tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete terciario depositado sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México. El área de afloramientos cenozoicos marinos de esta provincia geológica es lo que se definió originalmente como Cuenca Tampico-Misantla por López-Ramos (1956), limitada al norte por

el Arco de Tamaulipas, al sur por el Macizo de Teziutlán, al oeste por los afloramientos mesozoicos de la Sierra Madre Oriental y al este se consideró como límite geográfico la línea de costa actual del Golfo de México, si bien actualmente se considera la isobata de 200 metros (PEMEX, 2010).

Geológicamente se reconocen cuatro subprovincias parcialmente superpuestas:

1. La subprovincia mesozoica que incluye principalmente yacimientos en rocas carbonatadas del Jurásico y Cretácico y que constituyó el basamento de la antifosa terciaria.
2. El frente de la sierra sepultado en el occidente que comprende los pliegues y cabalgaduras laramídicos en rocas mesozoicas.
3. La antifosa de Chicontepec con yacimientos en turbiditas del Paleoceno-Eoceno.
4. La plataforma continental del Terciario, con yacimientos de gas en areniscas de plataforma, talud y cuenca.

Estas subprovincias comparten elementos del sistema petrolero, por lo que se describen de manera conjunta. Desde el punto de vista estructural, las rocas anteriores al Jurásico Medio están afectadas por el fallamiento normal synrift que produjo una serie de bloques basculados y que controló la distribución de las facies almacenadoras jurásicas, lo que se ilustra en la **Figura 5.1.3**. Algunas de estas fallas fueron reactivadas en el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano pero principalmente durante la deformación laramídica desde finales del Cretácico hasta el Eoceno, creando vías de migración para salmueras de cuenca e hidrocarburos. En la parte occidental y norte de la provincia los esfuerzos laramídicos produjeron pliegues y cabalgaduras que crearon fracturas en las rocas jurásicas y cretácicas más frágiles y que actualmente están sepultadas por rocas del Cretácico Superior y Cenozoico. La subsidencia térmica y la acumulación de la cuña sedimentaria cenozoica de margen pasiva provocaron el basculamiento regional de esta provincia hacia el este. Otro patrón estructural relevante son las fallas de crecimiento sintéticas y antitéticas que afectan a los sedimentos terciarios de la plataforma continental, creando anticlinales tipo roll-over (SLB, 2010).

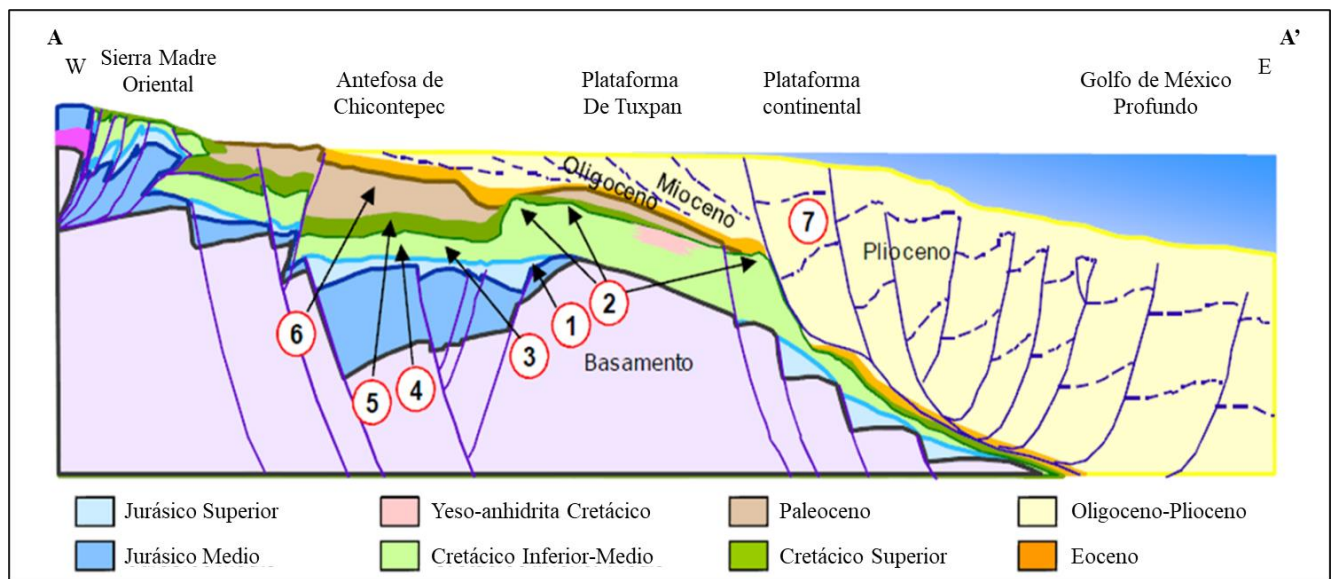


Figura 5.1.3 Sección estructural a través de la Provincia Tampico-Misantla y ubicación de los sistemas petroleros establecidos: 1. San Andrés (grainstones oolíticos); 2. El Abra (calizas de plataforma); 3. Tamabra (pie de talud carbonatado); 4. Tamaulipas Inferior (calizas fracturadas); 5. Tamaulipas Superior-San Felipe (calizas fracturadas); 6. Chicontepec (areniscas turbidíticas); 7. Mioceno-Plioceno (areniscas de barras costeras) (SLB, 2010).

5.1.3 Marco estratigráfico y ambientes de depósito

La columna sedimentaria de la Cuenca Tampico-Misantla, ilustrada en la **Figura 5.1.4**, se puede clasificar en tres sistemas litoestratigráficos, que son Synrift, Margen Pasiva, Antefosa y Margen Pasiva. El primer sistema sedimentario está relacionado con la apertura del Golfo de México, synrift (Jurásico Medio-Aaleniano-Calloviano); constituido por conglomerados, areniscas y lutitas de coloración rojiza, pertenecientes a la formación Huehuetepic, depositados posiblemente por corrientes aluviales en fosas durante el Bathoniano, representando los espesores más potentes en los depocentros y adelgazándose al acuñarse contra los altos de basamento, dando origen a las formaciones Tepexic y Santiago. La continua deriva continental permitió la inundación con aguas marinas en las áreas bajas y limítrofes a los océanos, dando oportunidad al desarrollo de ambientes mixtos, marinos epicontinentales y plataformas (CNH, 2018).

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	TIEMPO (Ma)	FORMACIONES DE LA ZONA DE ESTUDIO	FORMACIONES TAMPICO-MISANTLA		
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		0.0117				
		PLEISTOCENO	SUPERIOR	"IONIANO"		PLEISTOCENO	ALUVIÓN	
			CALABRIANO					
			GELASIANO					
	NEOGENO	PLIOCENO	SUPERIOR	PIACENZIANO	3.6	PLIOCENO	SEDIMENTOS CONTINENTALES INDIFERENCIADOS	
			INFERIOR	ZANCLEANO	5.3			
		MIOCENO	SUPERIOR	MESSINIANO	7.2	TUXPAN	TUXPAN	
			TORTONIANO	11.63				
			MEDIO	SERRAVALIANO	13.82			
			LANGHIANO	15.97				
		PALEOGENO	OLIGOCENO	SUPERIOR	CHATTIANO	28.1	MESÓN ALAZAN PALMA REAL SUPERIOR	MESÓN ALAZAN PALMA REAL SUPERIOR
				INFERIOR	RUPELIANO	33.9	PALMA REAL INFERIOR	PALMA REAL INFERIOR
			EOCENO	SUPERIOR	PRIABONIANO	37.8	TANTOYUCA CHAPOPOTE	TANTOYUCA CHAPOPOTE
				MEDIO	BARTONIANO	41.2	GUAYABAL	GUAYABAL
	LUTETIANO			47.8				
	INFERIOR			YPRESIANO	56.0	CHICONTEPEC SUP.	CHICONTEPEC SUP. ARAGÓN	
	PALEOCENO		SUPERIOR	THANETIANO	59.2			
			MEDIO	SELANDIANO	61.6	CHICONTEPEC MEDIO	CHICONTEPEC MEDIO VELASCO INF.	
			INFERIOR	DANIANO	66	CHICONTEPEC INFERIOR	CHICONTEPEC INFERIOR VELASCO BASAL	
	MESOZOICO	CRETÁCICO	SUPERIOR	MAAESTRICHTIANO	72.1	MÉNDEZ	MÉNDEZ	
				CAMPANIANO	83.6			
				SANTONIANO	86.3	SAN FELIPE	SAN FELIPE	
CONIANCIANO				89.8				
TURONIANO				93.9				
MEDIO			CENOMANIANO	100.5	TAMABRA EL ABRA	EL ABRA/TAMABRA/TAMAULIPAS SUPERIOR		
			ALBIANO	113				
			APTIANO	125		OTATES		
			BARREMIANO	129.4				
			HAUTERIVIANO	132.9				
INFERIOR		VALANGINIANO	139.8					
		BERRIASIANO	145	TAMAULIPAS INFERIOR	TAMAULIPAS INFERIOR			
		TITHONIANO	152.1					
		KIMMERIDGIANO	157.3	PIMIENTA	PIMIENTA			
		OXFORDIANO	163.5	TAMÁN/CHIPOCO	SN ANDRES/ TAMÁN/CHIPOCO			
JURÁSICO		SUPERIOR	CALLOVIANO	166.1		TEPEXIC		
			BATHONIANO	168.3	LECHOS ROJOS	CAHUASAS		
			BAJOCIANO	170.3				
			AALENIANO	174.1				
		INFERIOR	TOARCIANO	182.7		ROSARIO		
			PLIENSBACHIANO	190.8				
			SINEMURIANO	199.3		HUAYACOCOTLA		
			HETTANGIANO	201.3				
TRIÁSICO	SUPERIOR	RHAETIANO	208.5		HUIZACHAL			
		NORIANO	227					
PÉRMICO		CARNIANO	237					
					BASAMENTO			

Figura 5.1.4 Columna estratigráfica de la provincia Tampico-Misantla (Modificado de COMESA, 2017).

A partir del Jurásico Medio-Calloviano hasta el Jurásico Tardío-Kimmeridgiano, el hundimiento de la cuenca estuvo acompañado por un sistema deposicional transgresivo, el cual fue oscilante, dando lugar a un dominio mixto. Durante la invasión de aguas marinas se desarrolló una amplia gama de ambientes sedimentarios en diferentes áreas de la cuenca, depositándose las formaciones San Andrés, Chipoco y Tamán (PEMEX, 2010).

En la etapa de Margen Pasiva (Jurásico Tardío-Oxfordiano y Cretácico Medio-Cenomaniano) una subsidencia térmica se generalizó en toda la cuenca, formando amplias plataformas marinas en las que se depositaron potentes espesores de rocas carbonatadas y algunas intercalaciones de arcillas y calizas arcillosas; las condiciones oscilatorias del nivel del mar mantuvieron una tendencia transgresiva depositándose las formaciones Pimienta, La Casita, San Marcos, Barril Viejo, Padilla, La Mula, Cupido, Tamaulipas Inferior, la Brecha Otates y La Peña (PEMEX, 2010).

Durante el Cretácico Tardío continuó el depósito de Margen Pasiva, formando grandes plataformas carbonatadas, como la de Tuxpan, constituidas por cuerpos arrecifales, con cambios laterales en el talud y cuenca, dando origen al depósito de las formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior, siendo éstas del Cretácico Medio-Albiano-Cenomaniano (SLB, 2010).

El sistema litológico de Antefosa de finales del Cenomaniano e inicios del Cretácico Tardío-Turoniano representa un pulso transgresivo que ahoga gran parte de la Plataforma de Tuxpan, prevaleciendo un ambiente de cuenca, depositándose calizas, calizas arcillosas-carbonosas y lutitas calcáreas, pertenecientes a las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. En el límite de esta secuencia ocurre un cambio de sedimentación debido al evento laramídico, depositándose secuencias de areniscas y lutitas conformadas por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior, Medio y Superior. El último sistema litológico de Margen Pasiva consiste en una secuencia progradante de depósitos fluvio-deltaicos en la porción oriental de la Cuenca Tampico-Misantla, depositándose las formaciones Guayabal, Chapopote, Tantoyuca, Palma Real Inferior, Palma Real Superior, Coatzintla, Escolín y Tuxpan, con cambios laterales de facies asociados a las fluctuaciones relativas del nivel del mar (SLB, 2010).

Las facies de plataforma progradaron hasta abarcar la mayor parte de la actual plataforma continental. En esta zona se depositaron una serie de parasecuencias apiladas constituidas por limolitas arcillosas y areniscas de grano fino. Sobre la plataforma las areniscas porosas se concentran en los sistemas de nivel alto (highstand systems tracts) y generalmente corresponden a zonas con altas amplitudes sísmicas (PEMEX, 2010). Dicha esquematización de las facies se aprecia en la **Figura 5.1.5**.

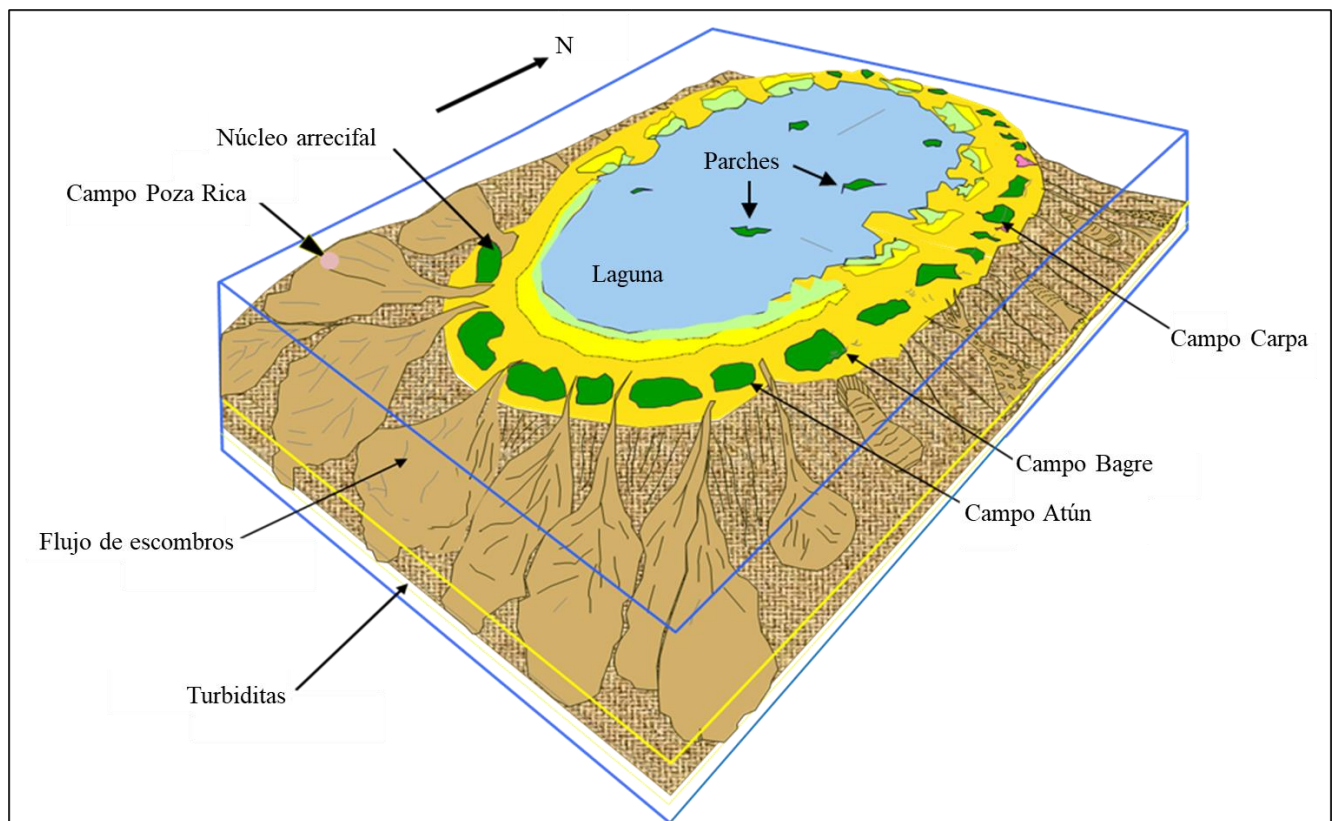


Figura 5.1.5 Facies que conforman la Plataforma de Tuxpan (PEMEX, 2010).

5.1.4 Marco convencional

Los campos convencionales de gas y aceite están localizados en los sistemas petroleros del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico y Terciario. Los campos principales corresponden a calizas oolíticas del Jurásico Superior de la Formación San Andrés. Calizas facturadas del Cretácico Medio en la Formación Tamán (Localizado en el extremo de la Plataforma de Tuxpan), y rocas carbonatadas de la Faja de Oro, la Formación El Abra (Albiano-Cenomaniano). La producción asociada a los sistemas petroleros del terciario proviene de canales y lóbulos turbidíticos de las trampas estratigráficas de la Formación de Chicontepec y depósitos de areniscas intercaladas con lutitas de los sistemas petroleros del Mioceno-Plioceno. Esto se observa en la **Figura 5.1.6**. Las principales rocas generadoras para la Cuenca Tampico-Misantla han sido definidas como rocas arcillo-calcáreas de Jurásico Superior (Formaciones Pimienta, Tamán y Santiago), y sistemas petroleros del Turoniano-Cenomaniano (Formación Agua Nueva) (PEMEX, 2010).



Figura 5.1.6 Recursos convencionales de la Cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).

En general, el mapa representado en la **Figura 5.1.7** permite observar la discretización de la calidad de hidrocarburos, donde la gravedad del aceite tiende a ser más ligera hacia el Oeste, cambiando a pesado e inmaduro hacia el Este. Únicamente en la porción más proximal con la Sierra Madre Oriental (porción occidental de la Provincia Tampico-Misantla), se tiene la presencia de gas seco, indicando un mayor sepultamiento y procesos de calentamiento de las rocas generadoras hacia estas porciones de la cuenca (SLB, 2010).

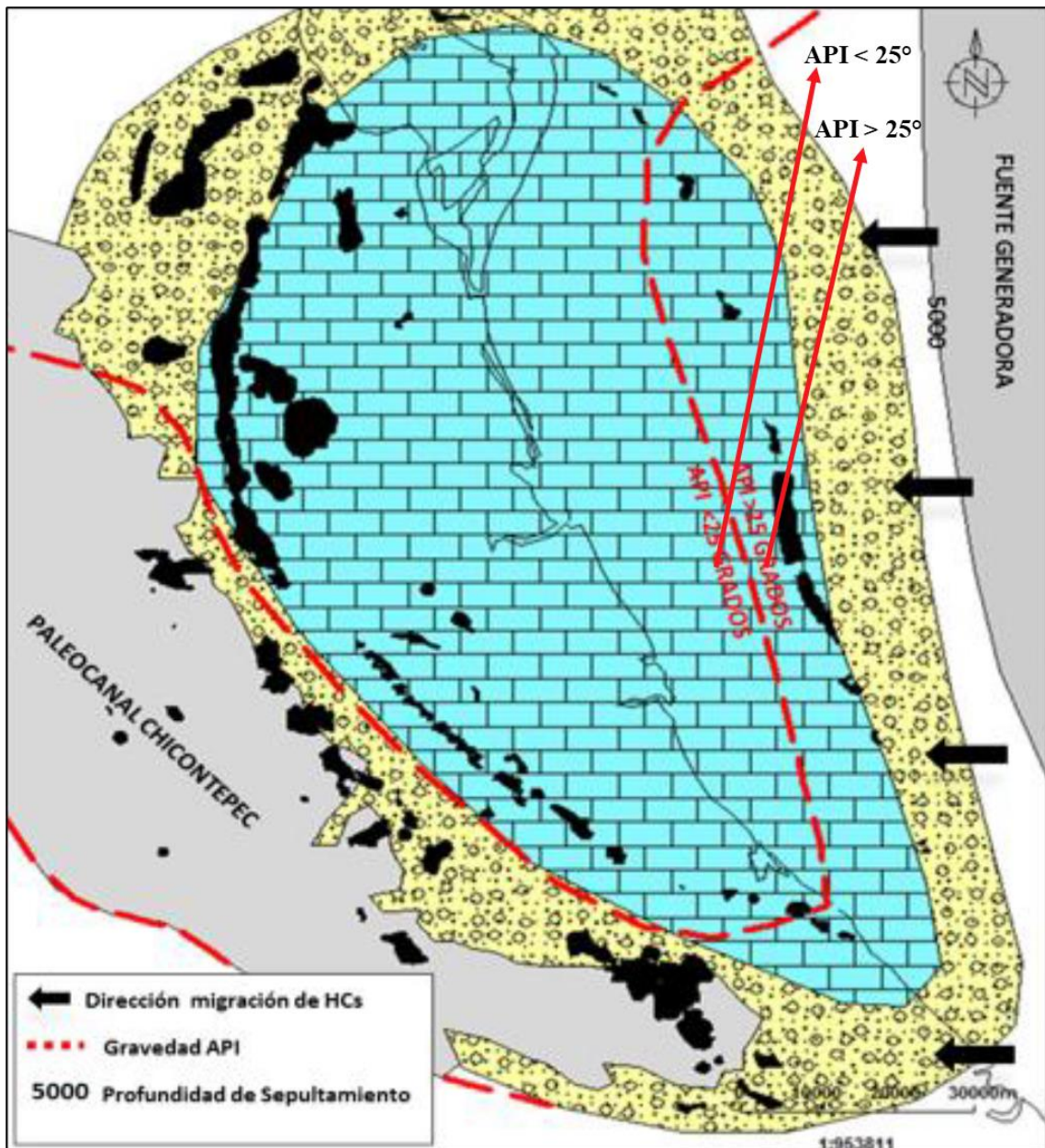


Figura 5.1.7 Discretización de la gravedad API en la Cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).

5.1.5 Geología petrolera

En la porción centro occidental de esta provincia se tienen espesores de 50 a 1,150 metros de lutitas carbonosas de la formación Huayacocotla con materia orgánica precursora de gas y condensado de submadura a sobremadura. Estas rocas han generado hidrocarburos que se han entrampado en rocas clásticas de la formación Cahuasas y de las formaciones Huehuetepic y Tepexic del Jurásico Medio y contribuyeron a la carga de rocas almacén del Jurásico Superior, Cretácico y Terciario. Sin embargo, estudios geoquímicos han determinado que las principales rocas generadoras de esta provincia son del

Jurásico y corresponden a la formación Santiago del Oxfordiano con kerógeno tipo I, II y III, a la formación Tamán del Kimmeridgiano con kerógeno tipo II, y principalmente a las rocas arcillosas de la formación Pimienta del Tithoniano con kerógeno tipo II, las cuales se encuentran actualmente en el pico de generación de aceite (SLB, 2010).

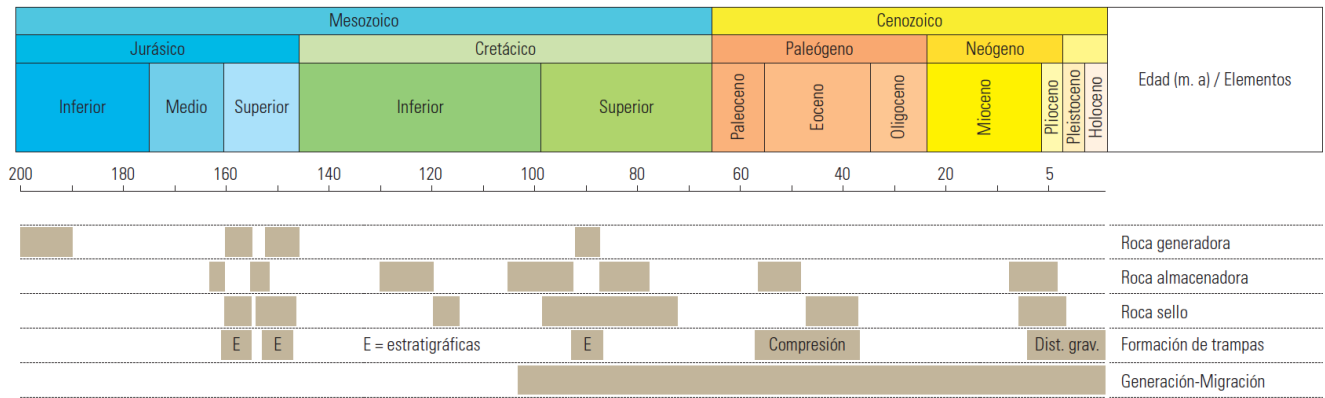


Figura 5.1.8 Principales sistemas petroleros en la Cuenca Tampico-Misantla (SLB, 2010).

La formación de trampas por deformación laramídica ocurrió principalmente en la parte occidental de la provincia, mientras que la distensión gravitacional que produjo fallamiento lístrico afecta a sedimentos terciarios de la plataforma continental en la parte oriental. En el Cretácico los intervalos con potencial generador corresponden al Horizonte Otates y a la formación Agua Nueva; sin embargo, el poco espesor del Otates y la inmadurez del agua nueva les restan importancia (PEMEX, 2010). La roca generadora activa se distribuye regionalmente identificándose varios focos de generación distribuidos en toda la cuenca. Adicionalmente, hay evidencias de generación en cantidades menores de rocas de edad Terciaria. Las rocas jurásicas entraron en la ventana de generación de aceite y se han mantenido en ella desde el Cretácico Medio. Las características de los sistemas petroleros principales que han establecido producción comercial en esta provincia se muestran en la

Tabla 5.1.1. Otros sistemas petroleros que han resultado con producciones menores o manifestaciones importantes incluyen a los Conglomerados Tajín, grainstones oolíticos de las formaciones Tepexic y Huehuetepic en trampas estratigráficas por acuñamiento o cambio de facies, grainstones oolíticos del miembro calcarenítico de la Formación Tamaulipas Inferior y areniscas deltaicas de la Formación Tantoyuca. En el Mioceno Plioceno de la plataforma continental se han identificado sistemas petroleros potenciales que varían desde complejos de canales y abanicos submarinos hasta rellenos de cañones submarinos (Vázquez-Pérez, 2017).

En la **Figura 5.1.9** se muestra una sección InLine con horizontes y fallas interpretadas de una sección de la Cuenca Tampico-Misantla.

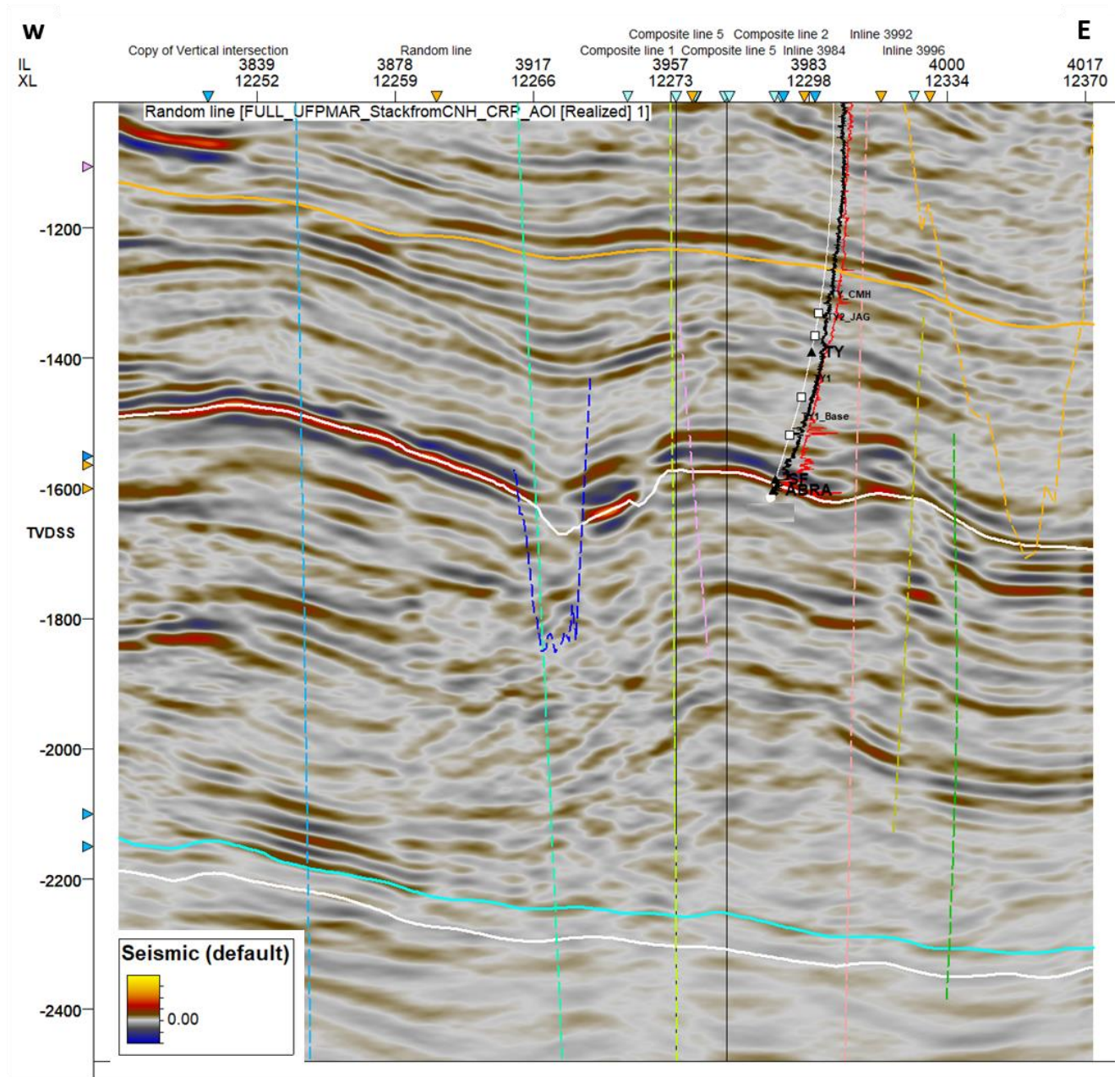


Figura 5.1.9 InLine sobre una sección de la Cuenca Tampico-Misantla (Elaboración propia, hecho en Petrel®, Schlumberger).

Tabla 5.1.1 Sistemas petroleros convencionales de la Cuenca Tampico-Misantla (SLB, 2019).

Nombre	Litología	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
San Andrés	Grainstones oolíticos dolomíticos, porosidad primaria y secundaria (San Andrés, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Pimienta)	Estratigráficas (acuñamientos contra altos de basamento, cambio de facies)	Aceite ligero (Tithoniano-Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Arenque San Andrés
Tamaulipas Inferior	Calizas pelágicas fracturadas (Tamaulipas Inferior, Berriasiano-Aptiano)	Calizas arcillosas (Tamaulipas Inferior, Otates)	Estructurales, combinadas (anticlinales, bajo discordancia)	Aceite pesado a ligero	Tamaulipas-Constituciones
San Felipe-Agua Nueva	Calizas fracturadas de Cuencas fracturadas (San Felipe-Agua Nueva, Turoniano-Campaniano) Brechas y turbiditas de talud carbonatado, porosidad primaria y secundaria (Tamabra, Albiano-Cenomaniano)	Margas (Méndez)	Estructurales (pliegues y zonas de fractura asociadas a fallas)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano)	Ébano Pánuco
Tamabra		Calizas arcillosas compactas (Tamaulipas Superior, Agua Nueva)	Combinadas (por cambio lateral de facies y basculamiento)	Aceite ligero (Tithoniano)	Poza Rica Tres Hermanos
El Abra	Arenas carbonatadas karstificadas de margen plataforma, porosidad primaria y secundaria (El Abra, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas y lutitas (Agua Nueva, San Felipe, Méndez, Terciario)	Estratigráficas (paleorelieve depositacional)	Aceite pesado, en tierra, a ligero, condensado y gas asociado en la parte marina (Tithoniano)	Cerro Azul Santa Águeda Atún Bagre
Chicontepec	Areniscas turbidíticas de complejos de canal y abanicos submarinos (Chicontepec, Paleoceno-Eoceno)	Lutitas intercaladas (Chicontepec)	Estratigráficas y combinadas (cambio lateral de facies, bajo discordancia, asociadas a pliegues)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano-Terciario)	Agua Fría Tajín Coapechaca Soledad
Mioceno-Plioceno	Areniscas de barras costeras (Mioceno-Plioceno)	Limolitas arcillosas intercaladas (Mioceno-Plioceno)	Estructurales (anticlinal de roll-over, cierre contra falla)	Gas seco y húmedo	Lankahuasa Sihini

5.2 Estado del Arte del campo

5.2.1 ¿Qué es el Estado del Arte?

El estado del arte es un estudio analítico del conocimiento acumulado que hace parte de la investigación documental, la cual se basa en el análisis de documentos escritos. Tiene como objetivo inventariar y sistematizar la producción en un área del conocimiento, ejercicio que no debe quedarse tan solo en el inventario, sino que debe trascender más allá, porque permite hacer una reflexión profunda sobre las tendencias y vacíos en un área específica (Molina-Montoya, 2005). Una vez explicada la definición de este tipo de estudio se puede continuar con el objeto de este trabajo.

5.2.2 Información general

Se conformó un repositorio de información integrando datos contenidos en estados mecánicos, oficios de terminación e información adicional en los expedientes de pozos; tales como reportes de perforación, reparaciones mayores y menores, pruebas de formación, pruebas de producción, pruebas de presión y algunos informes de geología, con la finalidad de validar por diferentes fuentes la información de pozos y comenzar a entender el comportamiento general del campo. En función de los oficios de terminación, de los resultados obtenidos en las pruebas de formación y producción, y de los datos actuales de producción de los pozos del campo se discretizó la información como se muestra en la **Tabla 5.2.1**.

Tabla 5.2.1 Repositorio de información del campo (Elaboración propia).

Información General			
Formación	El Abra	Litología	Facies carbonatadas
Era/Periodo	Mesozoico/Cretácico Medio	Tipo de trampa	Trampa estructural
Información del Yacimiento			
Año de descubrimiento	1979	Mecanismo de empuje	Expansión roca-fluidos
Profundidad [m TVD]	2,976	Elevación del terreno [m TVD]	80
Datum [m TVDss]	-2,941	OWC – [m TVDss]	-2,970
Temperatura [°C]	90.59	Gradiente de presión [psi/pie]	0.3376
P_{ws} [psia]	3,626.57	P_b – [psia]	2,264.42
Información del Volumen Original			
OOIP [MMBbls]	37	Net Pay Promedio [m]	35
Fr teórico [%]	±20	S_{wi} [%]	5
NTG [m]	30	S_w [%]	35
Área [km²]	5.9	Permeabilidad [mD]	0.1-100
Porosidad [%]	9		
Propiedades de los Fluidos			
δ_o – [°API]	10.34	pH del agua	7.4
μ_{oi} – [cP]	24,000	Salinidad del agua [ppm]	30,202
B_{oi} – [RBbl/STB]	1.09327	R_{si} – [pie³/Bbl]	143.637
Datos de Producción			
Último dato de producción	Septiembre 2019	P_{ws} [psia]	2,996.86
Q_o [BPD]	393	N_p [MMBbls]	6.748
Q_w [BPD]	537	G_p [MMMPC]	0.007
FR actual [%]	18	W_p [MMBbls]	2.032
Pozos perforados	7	Corte de agua [%]	+55
Pozos activos	5	Pozos abandonados	2
Pozos inyectores	0	Pozos cerrados	0

5.2.2.1 Ubicación geográfica

El campo se encuentra ubicado en el estado de Veracruz de Ignacio de la Llave; al Sureste de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, al Noroeste de la ciudad de Gutiérrez Zamora y al Oeste de la ciudad de Tecolutla. Está asociado a un alto topográfico con respecto a la cima de la formación El Abra,

perteneciente a la Cuenca Tampico-Misantla. El alto es de aproximadamente 1.7 kilómetros en la dirección NW–SE por 1.5 kilómetros en la dirección NE–SW. Tiene un relieve de 80 metros, siendo su cota máxima de -3,520 metros bajo el nivel del mar.

5.2.3 Descripción del campo

El campo fue descubierto en el año 1979. Los datos recuperados de la prueba de producción asociada al pozo descubridor del campo se muestran en la **Tabla 5.2.2**. Cuenta con un total de 7 pozos perforados, de los cuales producen actualmente 5. Su producción acumulada es de 6.748 MMBbbls de aceite, 0.007 MMMPC de gas y 2.032 MMBbbls de agua.

Tabla 5.2.2 Prueba de producción del Pozo-1, descubridor del campo (Elaboración propia).

Pozo-1	
Intervalo	2,915 – 2,925 m
Presión en la TP	35 kg/cm ² = 497.817 psi
Diámetro de la TP	2 7/8 “
Aforo inicial	1,195.69 BPD de aceite y 0.007 MMPCD de gas

5.2.4 Núcleos

El campo cuenta con información de núcleos básica y detallada de 5 pozos, los 2 pozos restantes no cuentan con dicha información.

Tabla 5.2.3 Información de núcleos del campo (Elaboración propia).

Pozo	Tipo de Núcleo	Descripción	Imágenes	Petrofísica Básica
Pozo-1	Convencional, Muestra de Canal	Litológica	Si	Porosidad, Permeabilidad Vertical, Permeabilidad Horizontal, Saturación de Agua y Saturación de Aceite
Pozo-2	Convencional, Muestra de Canal	Litológica	Si	Porosidad, Permeabilidad Vertical, Permeabilidad Horizontal, Saturación de Agua y Saturación de Aceite
Pozo-3	Convencional	Litológica	No	Sin Información
Pozo-4	Convencional	Litológica	No	Sin Información
Pozo-6	Convencional, Muestra de Canal	Litológica	Si	Porosidad, Permeabilidad Vertical, Permeabilidad Horizontal, Saturación de Agua y Saturación de Aceite

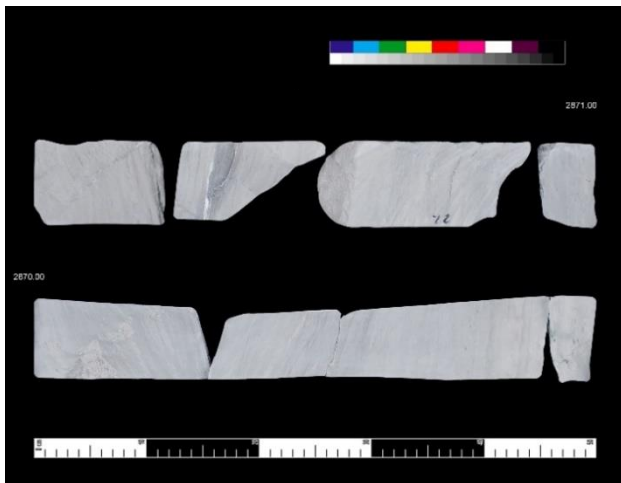
a) Pozo 1, Núcleo 3, Intervalo 2,868-2,869 m



b) Pozo 1, Núcleo 3, Intervalo 2,869-2,870 m



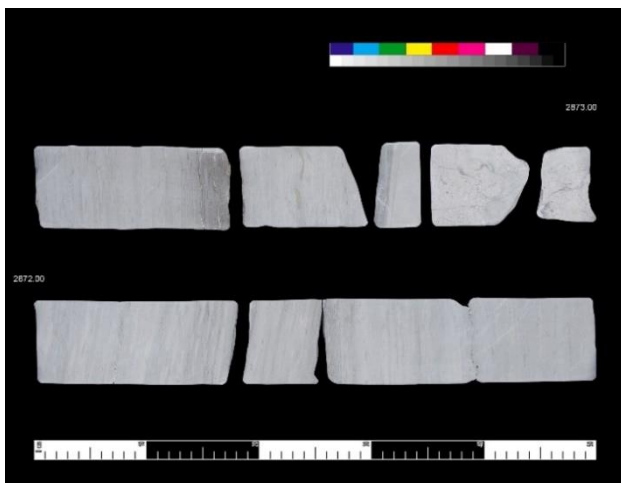
c) Pozo 1, Núcleo 3, Intervalo 2,870-2,871 m



d) Pozo 1, Núcleo 3, Intervalo 2,871-2,872 m



e) Pozo 1, Núcleo 3, Intervalo 2,872-2,873 m



f) Pozo 1, Núcleo 3, Intervalo 2,873-2,874 m



Figura 5.2.1 Fotografías de núcleos del Pozo-1 (PEMEX, 2010).

5.2.5 Registros geofísicos

De los 7 pozos del campo ninguno carece de registros geofísicos de pozos. Los registros más comunes son los resistivos, Potencial Espontáneo (Spontaneous Potential, SP por sus siglas en inglés) y Rayos Gamma (Gamma Ray, GR por sus siglas en inglés). De los 7 pozos, 5 tienen el set de datos completo (Neutrón Porosidad, Densidad, Radioactivo, Acústico y Resistivo). Los 2 pozos restantes tienen el conjunto de registros básico (carecen de registros Densidad y Neutrón). En la **Tabla 5.2.4** se menciona el funcionamiento conceptual de los registros geofísicos básicos, y en la

Tabla 5.2.5 se enlistan los registros geofísicos por pozo.

Tabla 5.2.4 Registros geofísicos de pozos (Vanoye, 2018).

Registro	¿Cómo funciona?	¿Qué registra?	¿Qué identifica?	Unidades
Resistividad (RD)	Registra la resistencia de una roca para impedir el flujo de una corriente eléctrica	Resistividad	Saturación de fluidos	[Ohm-m]
Potencial Espontáneo (SP)	Registra diferencia de voltaje entre un electrodo móvil en el pozo y un electrodo fijo en la superficie	Potencial espontáneo	Rocas permeables o no permeables	[mV]
Rayos Gamma (RG)	Registra la radioactividad de la formación, principalmente el Uranio, Torio y Potasio	Radioactividad	Tipos de roca (Lutitas y arcillas)	[°API]
Densidad (RHOB)	Registra la cantidad de rayos gamma que atraviesan en la formación	Densidad de la roca	Densidad	[g/cm ³]
Neutrón (NPHI)	Registra la cantidad de átomos de hidrógeno en el fluido contenido en el espacio poroso de la formación	Concentración de hidrógeno	Porosidad	[%]
Sónico (Δt)	Registra la velocidad de una onda sónica a través de su paso por la formación	Tiempo de tránsito	Porosidad	[ms-m]

Tabla 5.2.5 Tipo de registro geofísico por pozo (Elaboración propia).

Pozo	Tipo de registro								
	SP	RG	Rxo	Rt	DT	DTSM	RHOB	NPHI	NEUT
Pozo-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Pozo-2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Pozo-3	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓
Pozo-4	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓
Pozo-5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Pozo-6	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Pozo-7	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

5.2.6 Propiedades de los fluidos

Desde el inicio de la explotación del campo, el estudio de las propiedades de los fluidos se ha realizado a través de análisis PVT, cromatografías de gases en superficie y análisis de agua. Es importante destacar el hecho de que no se tienen disponibles análisis PVT recientes para los fluidos producidos por los pozos dentro del campo. Por lo que para poder realizar los cálculos para caracterizar los fluidos es necesario determinar las propiedades PVT de los mismos con el uso de correlaciones. Dichas correlaciones permiten obtener una buena aproximación del valor real de las propiedades de los fluidos. Para los pozos productores del campo se realizaron pruebas para conocer la densidad del aceite producido, dichas pruebas se enlistan en la **Tabla 5.2.6**. Se concluye que en promedio se tiene un crudo con 10.34 °API en el campo.

Tabla 5.2.6 Densidad del aceite del campo (Elaboración propia).

Pozo	°API
Pozo-1	10.6
Pozo-2	9.4
Pozo-3	11.1
Pozo-4	10.9
Pozo-7	9.7

De la cromatografía de gases se obtienen parámetros relevantes para las áreas de yacimientos, producción, comercialización, entre otras, ya que se obtienen principalmente datos como el peso específico del gas, poder calorífico del gas, así como el porcentaje molar de la composición de metano, etano, propano, i-butano, n-butano, i-pentano, n-pentano, hexano, nitrógeno, dióxido de carbono, etc.

Tabla 5.2.7 Cromatografía de gases del Pozo-7 (Elaboración propia).

Componente	[%] Mol	Peso Molecular	19.86	[g/Mol]
Nitrógeno (N ₂)	1.080	Densidad Relativa Calculada	0.6857	[~]
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0.620	Densidad Relativa Determinada	0.8870	[~]
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	0.000	Poder Calorífico Total	10,585.30	[Kcal/m ³]
Metano (C ₁)	84.990	Poder Calorífico Neto	9,589.70	[Kcal/m ³]
Etano (C ₂)	5.710			
Propano (C ₃)	3.810			
i-Butano (i-C ₄)	0.780			
n-Butano (n-C ₄)	1.790			
i-Pentano (i-C ₅)	0.560			
n-Pentano (n-C ₅)	0.560			
Hexano (C ₆₊)	0.100			
	100.0			

5.2.7 Análisis de producción del campo

Este campo inició su explotación en el año de 1979 como productor de aceite con una producción inicial de 1,195 BPD. Los altos ritmos de explotación que al inicio alcanzaron hasta 4,460 BPD, ocasionaron una declinación acelerada del orden de $\pm 30\%$ anual, lo que se reflejó en el aumento del flujo fraccional de agua.

El análisis de producción permite identificar el tipo de declinación del yacimiento y el potencial de flujo de los pozos a través de pronósticos basados en métodos empíricos o analíticos. Además, contempla el análisis de los fluidos esperados y su caracterización dinámica.

Es importante conocer el estado actual de producción en los pozos del campo, ya que para el análisis de factibilidad técnica de las operaciones se compara la producción histórica de los pozos, la declinación anual efectiva y los gastos registrados. Se recomienda contar con un historial de datos de presión, lo cual facilita el ajuste de los datos de producción por medio de modelos analíticos. Lo ideal sería que existan datos suficientes de presión en cada una de las etapas del yacimiento (desarrollo, plateau y declinación). Lamentablemente el campo cuenta con pocos datos de presión. La **Tabla 5.2.8** muestra los resultados de un Registro de Presión de Fondo Cerrado en el Pozo-3; donde la presión marcada por la sonda es de 2,996.86 [psia], p_{ws} , mostrando un gradiente estático representativo al aceite y una presión lejana a la presión de burbuja, p_b , de 2,264.42 [psia].

Tabla 5.2.8 Resultados de un Registro de Presión de Fondo Cerrado en el Pozo-3 (Elaboración propia).

Servicio		Registro de Presión de Fondo Cerrado (RPFC)						
Presión en Cabeza		771.39						[psi]
Profundidad de Sonda		2,890.00						[m]
Nivel de Líquidos		900.00						[m]
Profundidad Interior		2,965						[m]
Intervalo		2,926-2,956						[m]
Profundidad [m]	Presión [kg/cm ²]	Presión [psia]	ΔP [kg/cm ²]	ΔP [psi]	Gradiente [kg/cm ² /m]	Fluido	Temperatura [°F]	Temperatura [°C]
0	0.89	12.66	-	-	-		98.89	37.16
500	21.77	309.64	20.88	296.98	0.0418		99.66	37.59
1,000	64.59	918.69	42.82	609.04	0.0856	Aceite	121.42	49.68
1,500	104.01	1,479.37	39.42	560.68	0.0788	Aceite	144.77	62.65
2,000	140.25	1,994.82	36.24	515.45	0.0725	Aceite	163.98	73.32
2,500	176.46	2,509.85	36.21	515.03	0.0724	Aceite	181.35	82.97
2,890	210.7	2,996.86	34.24	487.01	0.0878	Aceite	195.06	90.59

En la **Tabla 5.2.9** se detallan los datos de producción por pozo y totales del campo. Dicha tabla sirve como base para definir propuestas a intervención y metodologías para estimar la Recuperación Esperada Final con base en los resultados obtenidos de la declinación anual por pozo (D_i , A e.).

Tabla 5.2.9 Estado actual, producción inicial (Q_{oi}) y producción acumulada (N_p) (Elaboración propia).

Pozo	Estado Actual	Q_{oi} [BPD]	N_p [MMBbls]	Q_{of} [BPD]
Pozo-1	Productor	1,195.69	1.9443	70.00
Pozo-2	Productor	594.39	0.9282	50.00
Pozo-3	Productor	394.63	0.9014	123.00
Pozo-4	Productor	382.84	0.7350	100.00
Pozo-5	Taponado	92.52	0.8205	89.59
Pozo-6	Taponado	624.00	0.6823	24.03
Pozo-7	Productor	358.32	0.7366	54.00

Los datos contenidos en la **Tabla 5.2.9** pueden ser trabajados en software de paquetería como Microsoft Excel® o Microsoft Access®, no obstante, existe software especializado en la administración y visualización de bases de datos como *OFM® (Oil Field Manager)* de Schlumberger, *DecisionSpace®* de Halliburton, *Harmony®* de IHS y *Topaze®* de KAPPA. Dichas bases de datos permiten visualizar el comportamiento y las producciones discretizadas, pero se necesita contar como mínimo con los siguientes rubros:

- Nombre del pozo
- Intervalo
- Formación
- Producción de aceite, gas y agua (preferentemente por fecha)

Para crear un pronóstico de producción el gasto inicial propuesto busca aproximarse al gasto de cierre o al último gasto registrado, ya que se necesita analizar la consistencia de los últimos gastos de producción. Una vez identificados estos parámetros, es posible extrapolar el comportamiento para conocer el perfil de producción futuro. En la **Figura 5.2.2** se muestra el ajuste para la curva de declinación de aceite en un gráfico Q_o vs. Tiempo en el Pozo-2.

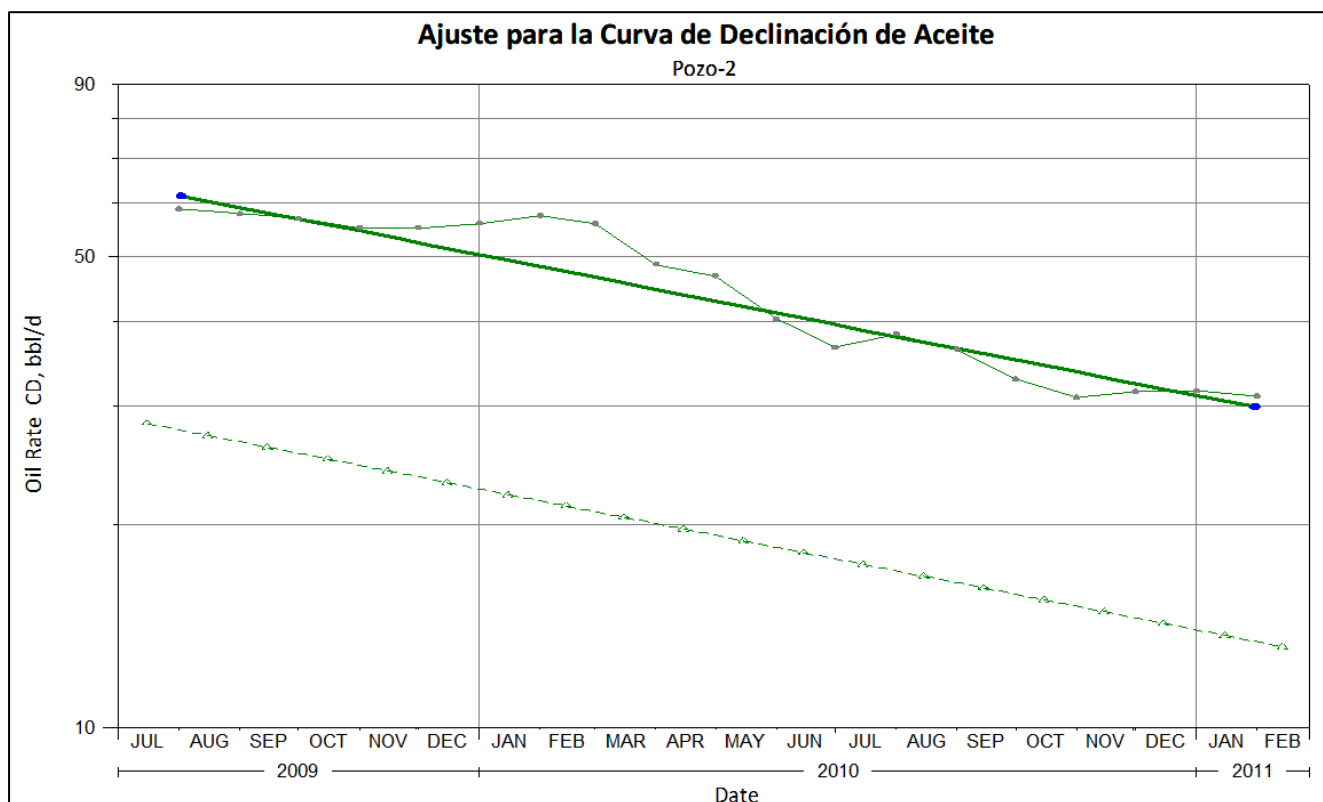


Figura 5.2.2 Ajuste para la curva de declinación en un Gráfico Q_o vs. Tiempo del Pozo-2 (Elaboración propia, hecho en OFM®, Schlumberger).

La historia de producción del campo ha permitido definir una tendencia para efectuar un ajuste histórico mediante la metodología de Análisis de Curvas de Declinación (Decline Curve Analysis, DCA por sus siglas en inglés) y elaborar pronósticos de producción para los 5 pozos que actualmente se encuentran produciendo. Dentro del **Apéndice A** - Teoría y desarrollo matemático del Análisis de Curvas de Declinación se describe dicha metodología. Además, en el **Apéndice B** - Relación Agua-Aceite (RAA) VS. Producción acumulada (N_p) se enuncia una metodología propuesta en la que se visualiza la tendencia en la producción de agua con el propósito de pronosticar la producción de aceite y determinar el valor de la Recuperación Esperada Final (Estimated Ultimate Recovery, EUR por sus siglas en inglés).

En la **Tabla 5.2.10** se muestran los parámetros de producción para utilizar la metodología empírica de Análisis de Curvas de Declinación, además se enlistan los resultados obtenidos del pronóstico de producción asociado por pozo productor en el campo, resultando una Recuperación Esperada Final total del campo de 7.110 [MMBbls].

Tabla 5.2.10 Parámetros de producción en los pozos del campo (Elaboración propia).

Pozo	Q _{of} [BPD]	Tipo de Declinación	Di (A e.) [%]	W _c [%]	Q _o [BPD]	N _p [MMBbls]	EUR [MMBbls]
Pozo-1	70.00	Exponencial	±30	56	60.00	0.062	2.006
Pozo-2	50.00	Exponencial	±30	73	40.00	0.037	0.966
Pozo-3	123.00	Exponencial	±30	17	110.00	0.124	1.025
Pozo-4	100.00	Exponencial	±25	69	90.00	0.118	0.853
Pozo-7	54.00	Exponencial	±30	56	45.00	0.044	0.780
TOTAL					345.00	0.385	5.631*

*EUR considerando 5 pozos, el total del campo sería de **7.133 [MMBbls]**

En el **Apéndice C - Gráficos de producción** se muestran los gráficos de la producción asociada por pozo en el campo. La suma de los pronósticos de producción resulta en una Recuperación Esperada Final total del campo de 7.133 [MMBbls].

5.2.8 Aseguramiento de Flujo en el campo

5.2.8.1 Factibilidad técnica de las operaciones

Debido a las propiedades de los fluidos y a las características del campo resulta complicado producir los pozos y transportar el crudo. La producción del campo se transporta mediante autotanques hasta el punto de venta que es la Batería de Separación, donde se mide y determina la calidad del crudo. En la **Figura 5.2.3** se ilustra el esquema general para el manejo de producción del crudo en el campo.

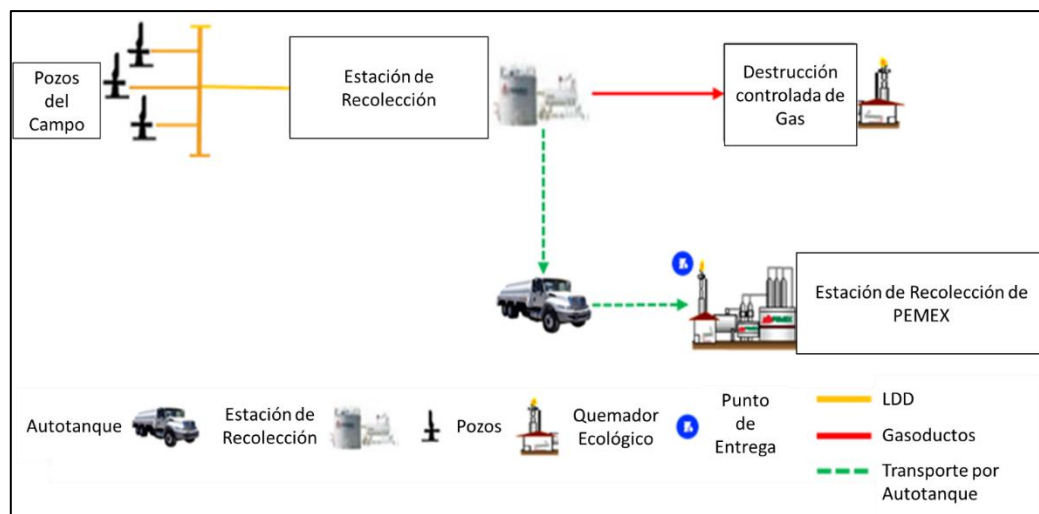


Figura 5.2.3 Esquema general para el manejo de producción del crudo en el campo (Elaboración propia).

5.2.8.1.1 Condiciones superficiales y estado actual de los pozos

De los 7 pozos existentes en el campo actualmente producen 5, los otros 2 pozos fueron taponados. En la **Tabla 5.2.11** se menciona el estado actual de los pozos.

Tabla 5.2.11 Estado actual de los pozos (Elaboración propia).

Pozo	Estado actual
Pozo-1	Productor
Pozo-2	Productor
Pozo-3	Productor
Pozo-4	Productor
Pozo-5	Taponado
Pozo-6	Taponado
Pozo-7	Productor

El estado de los pozos se obtuvo en función de los oficios de terminación y programas de taponamiento y abandono de pozos, sin embargo, se requiere verificar con la locación física del pozo para corroborar el estado en el que se encuentran actualmente. Debido a la importancia de realizar un análisis detallado para proponer el sistema de aseguramiento de flujo que será el mejor para el campo fue necesario ir a las locaciones para verificar condiciones superficiales, vías de acceso, caminos y condiciones de la macropera.

En la **Figura 5.2.4** se observan las condiciones de un pozo productor, en este caso del Pozo-4; el cual cuenta con árbol de válvulas, líneas de descarga y contrapozo parcialmente lleno con agua de lluvia. El camino para acceder al pozo se encuentra en buenas condiciones y no hay necesidad de desmalezar el camino.



Figura 5.2.4 Instalaciones superficiales y condición actual del Pozo-4 (Elaboración propia).

En contraste, en la **Figura 5.2.5** se observan las condiciones de un pozo taponado y abandonado, en este caso del Pozo-5; el cual se encuentra en medio de una locación sin instalaciones ni camino de acceso.



Figura 5.2.5 Instalaciones superficiales y condición actual del Pozo-5 (Elaboración propia).

5.2.8.1.2 Estado mecánico de los pozos

El estado mecánico de pozo (o diagrama esquemático de pozo) identifica los componentes principales de la terminación instalados durante la perforación y trabajos de reparaciones. La información incluida en el estado mecánico se refiere a las dimensiones principales de los componentes y a la profundidad en la que éstos se localizan. Para cualquier operación de intervención, debe existir un estado mecánico actualizado disponible para permitir que los ingenieros y los operadores de equipos seleccionen el equipamiento más apropiado y preparen los procedimientos operativos que sean compatibles con cualquier restricción de fondo de pozo.

Es necesario contar con el estado mecánico de cada pozo para tomar decisiones en la supervisión o monitoreo de los pozos. El estado mecánico del pozo deberá incluir tanto la profundidad vertical medida (Measured Depth [MD]), como la verdadera (True Vertical Depth [TVD]) de las tuberías, disparos, empacadores y todo el equipo subsuperficial, así mismo, información de diámetros internos y externos de las tuberías y accesorios.

En la **Figura 5.2.6** se muestra el estado mecánico del Pozo-3. En este estado mecánico se muestra que la profundidad interior del pozo se encuentra en el tope de cemento a 2,965 m, por lo que posibles zonas de oportunidad se encuentran por encima de este nivel. En el caso del campo al ser pozos verticales,

la profundidad vertical medida [MD] como la profundidad vertical verdadera [TVD] se consideran las mismas.

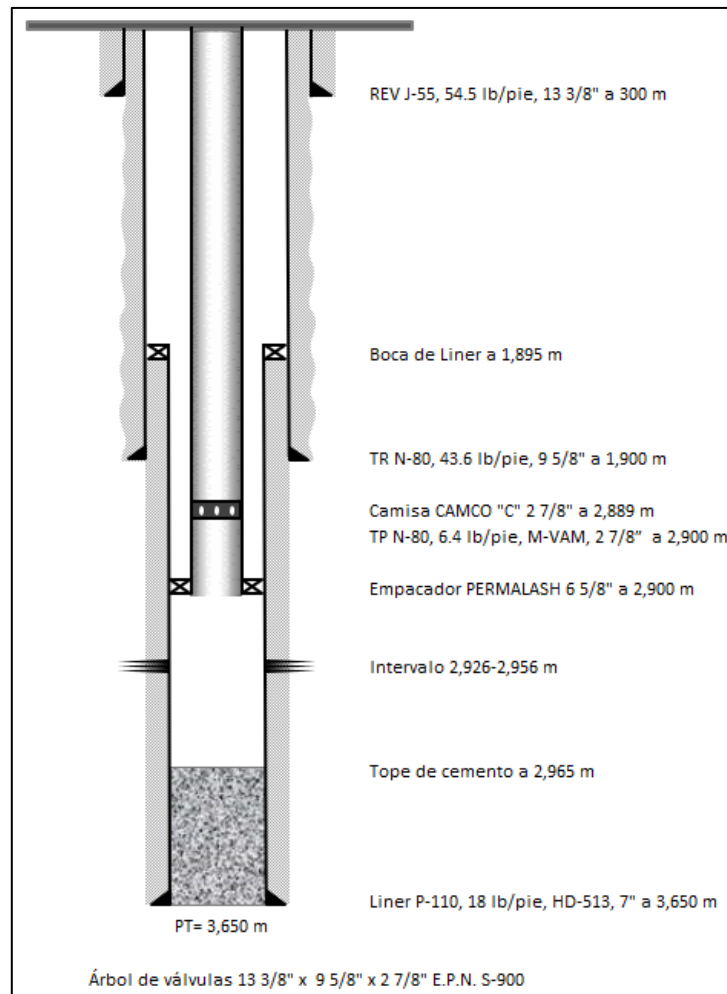


Figura 5.2.6 Estado mecánico del Pozo-3 del campo (Elaboración propia).

5.2.8.2 Propuesta operativa utilizando mejoradores de flujo

Una vez conocidas las condiciones superficiales y estados actuales de los pozos se realizó un levantamiento de muestras de crudo para conocer las variables operativas desde el punto de vista de los fluidos con el fin de proponer el sistema más eficiente para resolver el problema de emulsión y mejorar el tiempo de carga del crudo a los autotanques. Posterior al levantamiento se realizaron pruebas en laboratorio donde se llevó a cabo una caracterización completa del crudo para determinar su composición. En general los pozos operan de la siguiente manera:

- Tanque de almacenamiento: 200 barriles (32 m³).
- Línea de descarga: 2" y 15 metros de longitud.

- Sistema de recolección del crudo: por medio de autotanque.
- Producción por pozo: ± 80 BPD
- Temperatura de la muestra de crudo: 35 [°C].

Para minimizar el problema ocasionado por la emulsión y la mejora del tiempo de carga del crudo a los autotanques se optó por la utilización de mejoradores de flujo; ya que con estos se obtiene la separación de los fluidos y, a su vez, la reducción de la viscosidad, resultando la opción más rápida y viable técnica, operativa y económica.

5.2.8.2.1 Teoría de los mejoradores de flujo

Los mejoradores de flujo han sido aplicados por varios años dentro de la industria petrolera como elementos que mejoran las propiedades interfaciales del crudo en diversos procesos, desde la perforación hasta su acondicionamiento (Schramm, 2005). Los mejoradores de flujo contienen elementos activos cuidadosamente seleccionados que rodean a las partículas del hidrocarburo, mejorando la viscosidad del crudo y su transporte (Arriola y De Gorordo, 2016). Se clasifican en dos tipos:

- **Base agua:** se basan en una tecnología integrada por una mezcla de surfactantes, también llamados tensioactivos, que pueden ser no-iónicos, aniónicos, catiónicos y co-surfactantes que al ser cuidadosamente seleccionados tienen la capacidad de reducir la fricción del crudo pesado y extrapesado a través de la formación de emulsiones inversas de tipo O/W, donde el agua mantiene una fase continua y el crudo se mantiene en fase dispersa logrando un fácil transporte de crudos altamente viscosos. Los surfactantes o elementos tensioactivos son aquellos que pueden generar un cambio o actuar sobre la tensión superficial o interfacial. Estos a su vez se clasifican de la siguiente manera:
 - *Los surfactantes no-iónicos* en solución acuosa no se ionizan debido a que poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida.
 - *Los surfactantes aniónicos* se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual suele ser un metal alcalino o un amonio cuaternario, a este tipo pertenecen algunos sulfonatos, ácidos grasos, agentes espumantes, humectantes, dispersantes, etc.
 - *Los surfactantes catiónicos* tienen un grupo funcional en la molécula cargado positivamente, sin embargo, para mantener la neutralidad eléctrica, éste está asociado a un anión (ion negativo). Como cada agente tensioactivo, los tensioactivos catiónicos están formados por una parte polar y una parte no polar.

- *Los co-surfactantes*, también llamados tensioactivos anfóteros, pueden ser usados para estabilizar las emulsiones en función del tamaño y distribución de gotas que facilite al formulador alcanzar la fase dispersa deseada.

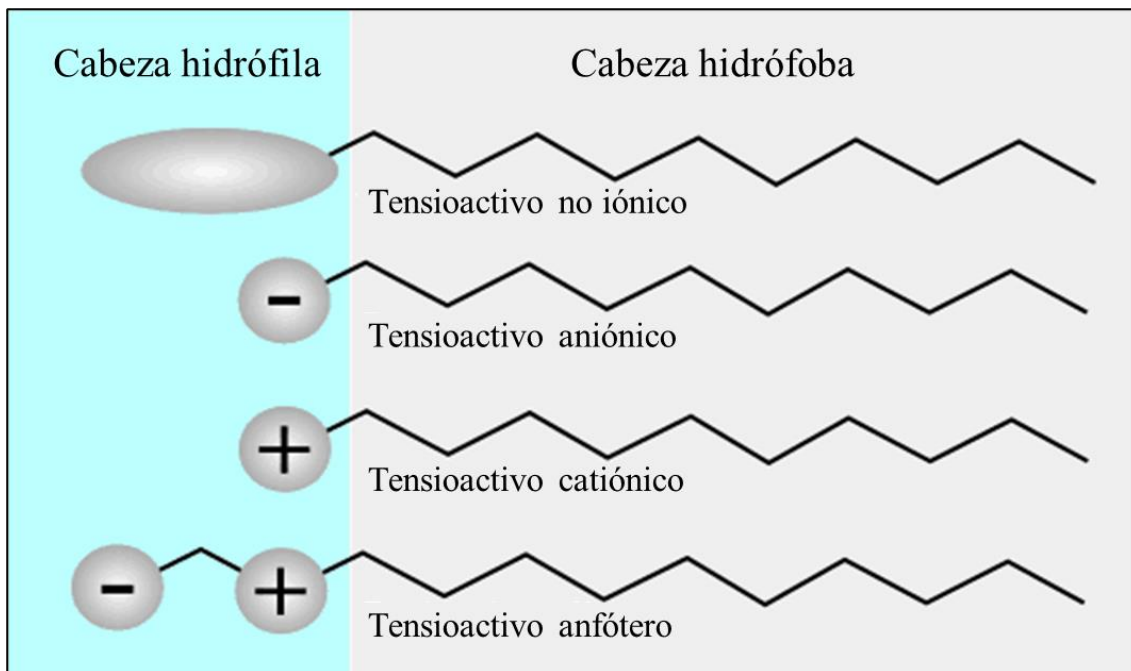


Figura 5.2.7 Clasificación de los surfactantes/tensioactivos (Padial, 2017).

- **Base aceite:** son una combinación de elementos tensioactivos que elevan la capacidad de disolvencia (alto valor de kauri-butanol), los cuales al ser mezclados en aceites viscosos logran reducir la viscosidad de manera considerable, el volumen suministrado en estos tratamientos químicos es integrado en la producción por lo que no es necesaria su separación en procesos posteriores.

Al momento de seleccionar o diseñar un mejorador de flujo deben tomarse en cuenta algunos parámetros; como son el tamaño y distribución de la gota, el cual es muy importante, ya que esta característica proporcionará información con relación a la estabilidad de la emulsión, igualmente debe considerarse que la efectividad de los surfactantes no sea afectada por la salinidad ni el pH, pues estos factores se encuentran presentes en el crudo a tratar (Angle, 2001). Es muy importante hacer mención que los surfactantes permanecerán en el crudo y serán separados durante el proceso de deshidratación con el agua (Veil y Quinn, 2008).

5.2.8.3 Evaluación económica

El objetivo primordial de la evaluación económica es proporcionar criterios para visualizar si un proyecto resulta rentable o no; partiendo de la premisa de que los beneficios esperados (ingresos) deben exceder los costos totales de la producción. Hay muchas formas diferentes de medir el desempeño financiero, no obstante, todas las medidas deben tomarse en conjunto ya que las decisiones que se toman respecto a la inversión en cualquier proyecto se toman con base en su valor (Abdel-Aal y Alsahlawi, 2013). Este valor se categoriza por una combinación de parámetros, entre los cuales se encuentran:

- Valor presente neto (VPN).
- Valor presente de la inversión (VPI).
- Eficiencia de la inversión (VPN/VPI).
- Tasa interna de retorno (TIR).

Todo esto debe considerarse para tomar una decisión de inversión completa e identificar las opciones más rentables, no obstante, algunos indicadores se consideran más importantes que otros dependiendo de factores comerciales, políticos y las circunstancias de una compañía. En la **Tabla 5.2.12** se enlistan los elementos clave para realizar un análisis económico.

Tabla 5.2.12 Elementos clave para realizar un análisis económico (Elaboración propia).

Elemento	Descripción	Análisis
Producción de aceite, condensado y gas	Considera los pronósticos de producción asociado a la perforación de pozos nuevos, desarrollo de campos y operaciones a pozos.	Mayor volumen de hidrocarburos extraídos, mayores ganancias brutas.
Precios	Valor monetario recibido por unidad producida y vendida de los hidrocarburos producidos	Valor que se ajusta según las condiciones de mercado, eventos geopolíticos y tendencias globales. Además, considera la calidad de los hidrocarburos, costos de logística y transporte.
Regalías	Valor porcentual de los ingresos que el operador petrolero por ley tiene que pagar al Gobierno del país en el que opera. Existen diferentes esquemas y modelos de regalías para cada país.	En México, se llevan a cabo licitaciones de áreas contractuales, en las que se definen regalías base que el Gobierno establece y regalías adicionales que el operador propone para adjudicarse un área.
Inversiones o Capital (CAPEX)	Son las inversiones que se realizan para iniciar un proyecto petrolero, esto considera actividades de perforación, exploración, equipos, infraestructura, entre otros.	Para iniciar un proyecto petrolero, se requiere grandes inversiones de capital.
Gastos Operativos (OPEX)	Costos incurridos para transportar una unidad de hidrocarburos desde el yacimiento hasta su comercialización	Se pueden considerar dos clases de gastos operativos, 1) Fijos: considera los gastos que se requieren pagar con cierta periodicidad y 2) Variables: gastos que se pagan en función de la producción de hidrocarburos

La rentabilidad de un proyecto mide el grado en que una empresa genera ganancias a partir del uso de sus recursos (Wheaton, 2016). Detrás de la necesidad de rentabilidad está el hecho de que cualquier empresa comercial hace uso del dinero invertido para obtener ganancias. En pocas palabras, la rentabilidad se mide dividiendo las ganancias obtenidas por la empresa entre la inversión utilizada. El resultado de un análisis económico proporciona indicadores que permiten conocer ciertos parámetros que nos ayudan a tomar la mejor decisión posible.

- **Valor Presente Neto (VPN):** permite conocer los valores presentes de los flujos de caja en un periodo de tiempo.
- **Valor Presente de la Inversión (VPI):** resulta de la suma de las inversiones descontadas a una tasa de interés establecida.
- **Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI):** es la eficiencia de la inversión a la rentabilidad que se obtiene.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, en otras palabras, el porcentaje de beneficio o pérdida.

La evaluación económica generalmente se visualiza en tablas que contienen las consideraciones realizadas y los resultados de la evaluación económica, tal y como se muestra en la **Tabla 5.2.13**.

Tabla 5.2.13 Consideraciones y resultados de una evaluación económica (Elaboración propia).

Precio de los líquidos		
Precio del Aceite	\$60.00	[US\$/Bbl]
Precio del Gas	\$3.40	[US\$/MPC]
Regalías		
Regalía Base del Aceite	9%	[%]
Regalía Base del Gas	3%	[%]
Regalía Adicional	40%	[%]
OPEX/CAPEX		
OPEX por Barril	\$11.00	[US\$/Bbl]
OPEX por Gas	\$1.00	[US\$/MPC]
CAPEX	\$1,877	[US\$]
Indicadores		
VPN	\$3,621	[US\$k]
VPI	\$1,248	[US\$k]
VPN/VPI	2.9	[~]
TIR	77.1	[%]

Las evaluaciones económicas se muestran en el **Apéndice D - Corrida económica**. En dicho Apéndice se muestra un análisis económico realizado para cada uno de los pozos productores del campo hasta un límite técnico de 10 [BPD], sin embargo, el análisis muestra el límite económico por pozo que arroja el modelo. Esta evaluación económica considera la producción esperada, costo actual del aceite, gastos operativos, costo de la intervención, regalías base y adicional e impuestos, así como indicadores económicos que ayudan a interpretar la rentabilidad en los proyectos petroleros.

5.2.8.4 Resultados del muestreo

Posterior al análisis, se obtuvieron los siguientes resultados de una muestra representativa del crudo producido en el campo.

Tabla 5.2.14 Caracterización de la muestra (Elaboración propia).

Muestra	Determinación	Resultado	Unidades
Crudo del campo estudiado	Agua libre	35	[%]
	Emulsión	11	[%]
	Agua total	45	[%]
	Viscosidad	24,000	[cP]
	API Emulsionado	9.2	[~]
	API Deshidratado	10.38	[~]
	Asfaltenos	11.73	[%]
	Parafinas de bajo peso molecular	4.57	[%]
	Parafinas de alto peso molecular	20.31	[%]
	pH del agua	7.4	[~]
	Cloruros	16,732	[mg/L]
Salinidad	30,202	[mg/L]	

Con dichos resultados se concluyó que el crudo presenta alto contenido en material parafínico de alto peso molecular, lo que provoca la estabilidad de la emulsión y facilita la coalescencia entre el agua y el aceite. Derivado del análisis realizado se observó una reacción positiva con el uso de mejoradores de flujo para romper la emulsión, así como la reducción en la viscosidad del crudo.

5.2.8.5 Pruebas de botella

Las pruebas de botella se realizaron dosificando diferentes concentraciones de productos químicos mejoradores de flujo, posteriormente se le dio continuidad a los que presentaron mayor eficiencia. La muestra presentó un alto contenido de parafinas de alto peso molecular, lo cual promueve

estabilidad en la emulsión y facilita la coalescencia entre el agua y el aceite. Las pruebas fueron realizadas por la compañía contratada utilizando demulsificante fabricado en sus laboratorios.

5.2.8.5.1 Inicio (hora cero - 0)

Tabla 5.2.15 Hora cero – 0 (Elaboración propia).


Muestra	Comentarios	Evidencia
Representativa (Blanco)	-Se presenta totalmente emulsionada y dispersa en la botella	
2,000 [ppm]	-Se observa con un cambio de coloración al comenzar la agitación, cambiando notablemente su fluidez por la presencia de agua separada en las paredes	
3,000 [ppm]	-Al terminar la agitación, casi inmediatamente se decanta un aproximado del 6% de agua en el fondo de la botella.	

Figura 5.2.8 Botellas de la evidencia de la hora cero - 0.

5.2.8.5.2 Inicio (hora uno - 1)

Tabla 5.2.16 Hora uno – 1 (Elaboración propia).


Muestra	Comentarios	Evidencia
Representativa (Blanco)	-Se presenta totalmente emulsionada y dispersa en la botella	
2,000 [ppm]	-La muestra presenta una separación de agua de 11% aproximadamente	
3,000 [ppm]	-La muestra presenta una separación de agua de 16% aproximadamente	

Figura 5.2.9 Botellas de la evidencia de la hora uno - 1.

5.2.8.5.3 Inicio (hora doce - 12)

Tabla 5.2.17 Hora doce – 12 (Elaboración propia).


Muestra	Comentarios	Evidencia
Representativa (Blanco)	-Se presenta totalmente emulsionada y dispersa en la botella	
2,000 [ppm]	-La muestra presenta una separación de agua de 21% aproximadamente	
3,000 [ppm]	-La muestra presenta una separación de agua de 33% aproximadamente	

Figura 5.2.10 Botellas de la evidencia de la hora doce - 12.

5.2.8.5.4 Inicio (hora veinticuatro - 24)

Tabla 5.2.18 Hora veinticuatro – 24 (Elaboración propia).


Muestra	Comentarios	Evidencia
Representativa (Blanco)	-Se presenta totalmente emulsionada y dispersa en la botella	
2,000 [ppm]	-La muestra presenta una separación de agua de 33% aproximadamente	
3,000 [ppm]	-La muestra presenta una separación de agua de 45% aproximadamente	

Figura 5.2.11 Botellas de la evidencia de la hora veinticuatro - 24.

Para la hora veinticuatro – 24 se observó agua totalmente decantada, con una separación de 42% aproximadamente, lo que representa el agua total.

5.2.8.6 Cambio en la viscosidad del crudo

Las pruebas de reducción de viscosidad se realizaron dosificando 2,000 y 3,000 ppm del producto químico, las muestras se dejaron en reposo y se fue evaluando la viscosidad como se describe en la **Tabla 5.2.19**.

Tabla 5.2.19 Relación de la viscosidad del crudo respecto al tiempo (Elaboración propia).

Tiempo	1 Hora	2 Horas	6 Horas	12 Horas	18 Horas	24 Horas
Unidades	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]
Muestra representativa	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000
2,000 ppm	17,000	16,200	14,100	13,000	12,150	9,300
3,000 ppm	15,200	11,500	10,400	9,750	7,800	6,100

En la **Figura 5.2.12** se aprecia cómo la viscosidad disminuye de manera importante con 3,000 ppm del químico mejorador de flujo, a las 24 horas posteriores a su dosificación, reduciendo un 74.5% de la viscosidad inicial del crudo. Para medir la viscosidad se utilizó el método ASTM D 2196 “Standard Test Methods for Rheological Properties of Non-Newtonian Materials by Rotational Viscometer”.

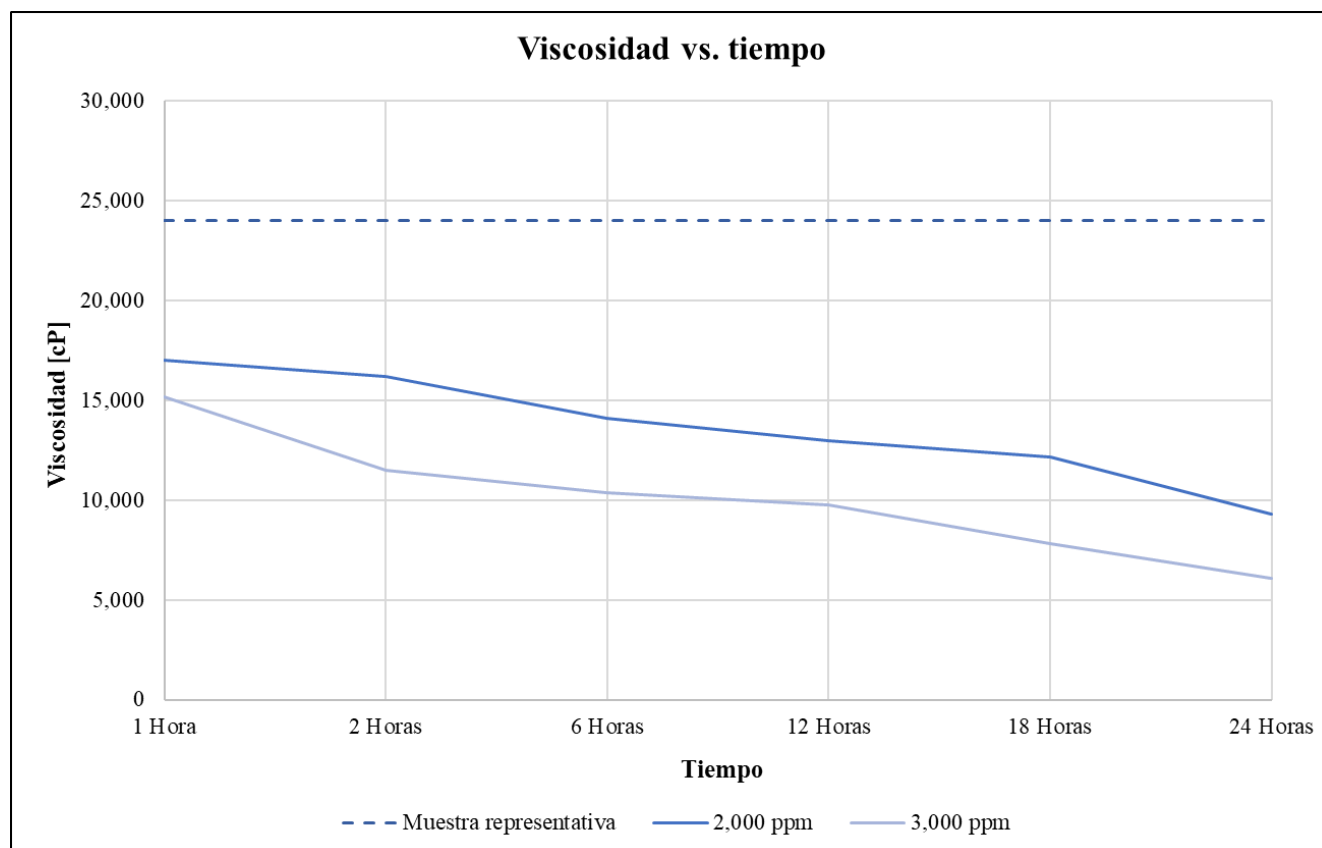


Figura 5.2.12 Reducción de la viscosidad conforme pasa el tiempo (Elaboración propia).

5.2.8.7 Equipo empleado

Si bien los equipos de inyección usados en campo para la aplicación de los mejoradores de flujo dependerán de las condiciones e infraestructura que tenga la instalación, se deben tomar en cuenta varios factores para su montaje. Los equipos comúnmente son neumáticos, eléctricos, con motor de combustión interna o con generación de energía alterna, pudiendo ser solares.

El sistema de inyección propuesto para el desarrollo de las actividades para el aseguramiento de flujo en los pozos del campo consiste en implementar una bomba alimentada por paneles solares, baterías o conexiones de acero inoxidable, tubing de alta presión, charola antiderrames, membrana de retención de líquidos, sistema de medición a gasto instantáneo y sistema de aterramiento.

Se prevé que todo el equipo esté contenido dentro de un resguardo con estructura metálica, con tanques de almacenamiento del tipo tótem de 1,000 litros colocados sobre charolas antiderrames y membranas de retención de líquidos. La **Figura 5.2.13** ilustra un ejemplo de la estación de inyección y el tanque de almacenamiento tipo tótem del mejorador de flujo.

La inyección del producto químico mejorador de flujo se colocará en la válvula de ½” que se localiza en la bajante del pozo. Al ingresar el producto químico en la bajante del pozo, este se trasladará hacia el tanque de almacenamiento por la línea de descarga en el cual se tendrá un tiempo de residencia de 72 horas, suficiente para que el mejorador de flujo realice su función y se tengan resultados favorables en el manejo y conducción de crudo en el campo.

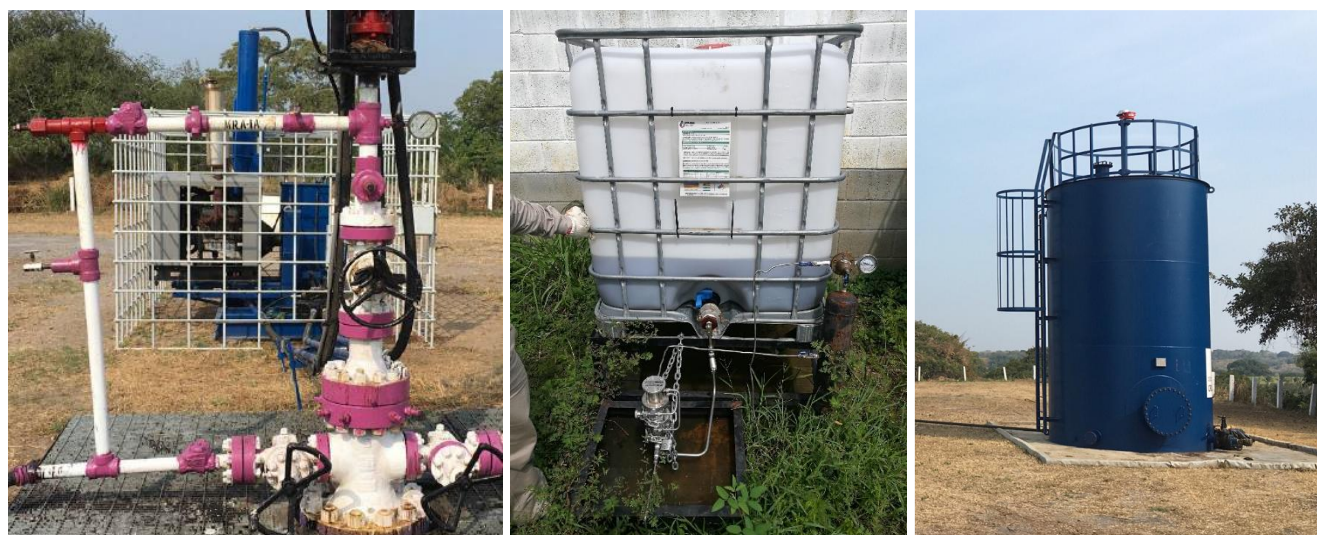


Figura 5.2.13 Equipo propuesto para el manejo de la producción en superficie (Elaboración propia).

5.2.8.8 Resultados finales y sugerencias operativas

Como se evidenció en las pruebas realizadas, el mejorador de flujo presentó gran eficiencia para deshidratar el crudo y reducir la viscosidad para los pozos del campo en un 74.5% pasadas las 24 horas posteriores a su dosificación. Por otro lado, al modificar la reología del crudo con el mejorador de flujo, la gravedad API se mejora de 10.34 a 12.19, dicha variación fue en relación con la cantidad de agua contenida en el crudo y las propiedades físicas de éste. En relación a los tiempo de trasiego al autotanque, estos se mejoraron:

- *Antes del tratamiento:* de 3 a 4 horas.
- *Con tratamiento:* de 30 minutos a 1 hora

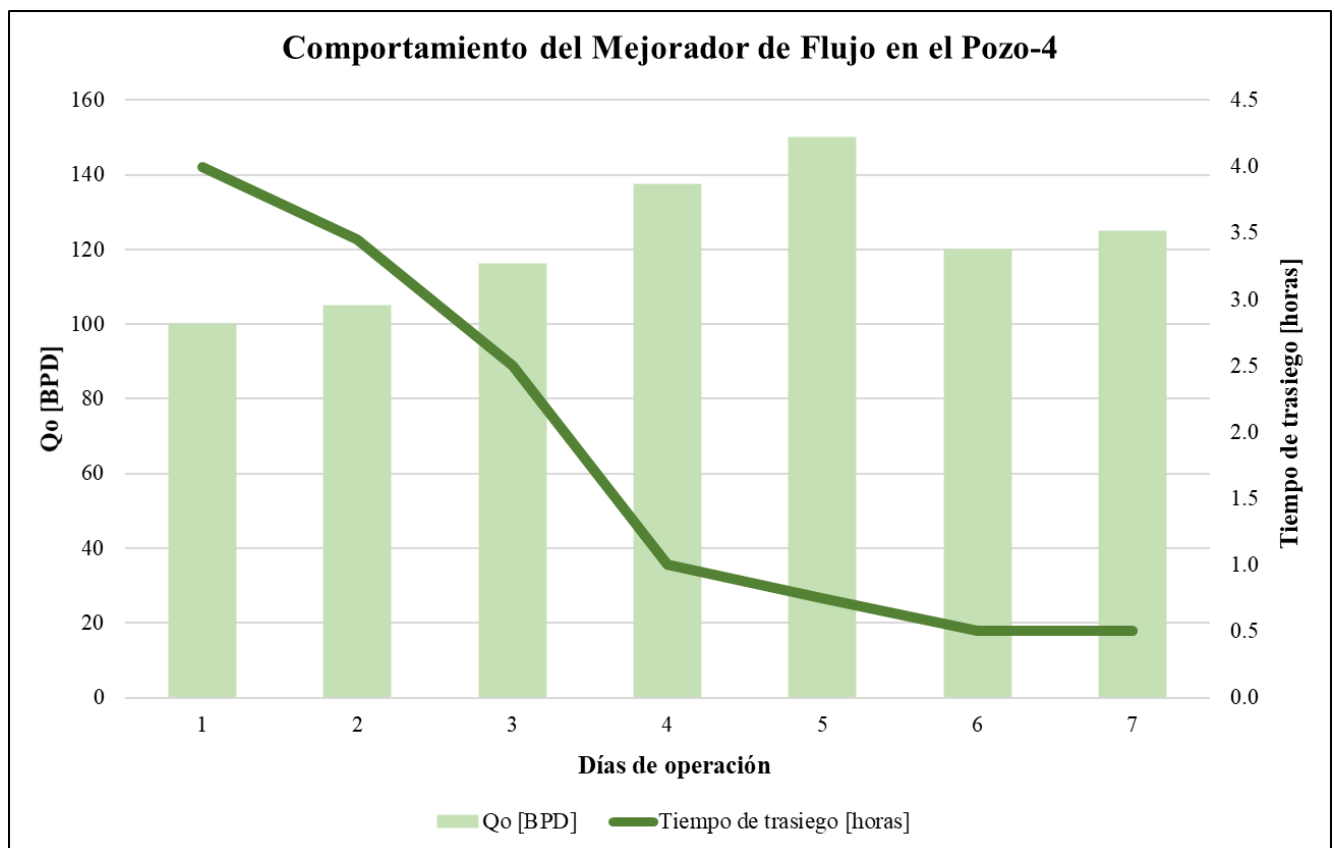


Figura 5.2.14 Comportamiento del Mejorador de Flujo en el Pozo-4 (Elaboración propia).

Es importante resaltar que conforme avance el tiempo y el corte de agua vaya en aumento es necesario realizar una reformulación del mejorador de flujo y dosificar de otra manera; siendo que podría resultar más factible aumentar la intensidad del mejorador de flujo para reducir las dosis de inyección y la ubicación de inyección, pudiendo ser la cabeza del pozo o inyectarlo directamente en fondo para aumentar la efectividad de mezclado entre el mejorador de flujo y el crudo.

Conclusiones

De acuerdo con los resultados obtenidos y analizados en el presente trabajo sobre el aseguramiento de flujo en crudos pesados y extrapesados de un campo de la Cuenca Tampico-Misantla, se deducen las siguientes conclusiones:

1. Los sólidos que presentan una problemática para el aseguramiento de flujo reflejan diferentes comportamientos termodinámicos. A raíz de dicho comportamiento algunos se precipitan debido a la caída de presión (asfaltenos y naftenatos), otros más debido al enfriamiento en el sistema de producción (parafinas e hidratos de gas) y otros debido a los altos cortes de agua y a la diferencia de densidades de los fluidos (emulsiones).
2. Los diferentes procesos físicos y químicos involucrados en la precipitación y la depositación de los sólidos hace que el campo de estudio del aseguramiento de flujo sea multidisciplinario, por tal motivo, para el análisis de la producción y el entendimiento de yacimientos petroleros se requiere de un equipo que involucre todas las áreas de la ingeniería para solucionar y mitigar los problemas en el aseguramiento de flujo.
3. Los resultados del cambio de viscosidad obtenidos durante las pruebas de laboratorio con mejorador de flujo muestran un comportamiento favorable mientras se incrementa gradualmente la concentración, esto se debe a que una vez que se logra formar y estabilizar la emulsión inversa O/W se reduce la fricción del crudo de manera inmediata.
4. El entendimiento de los procesos de depositación puede ser complicado, sin embargo, es un requisito para tomar decisiones acertadas. A menudo se utilizan sofisticados modelos de simulación para predecir la depositación de sólidos, pero no siempre lo complicado resulta lo mejor; en términos generales, el adagio de *basura dentro, basura fuera* recae en esta premisa.
5. Los crudos pesados y extrapesados representan un gran porcentaje en las reservas mundiales de hidrocarburos, por lo que el aseguramiento de flujo figura como una necesidad para poder cubrir la demanda energética a nivel global.
6. A pesar de que el análisis de la producción asociado a la Relación Agua-Aceite, RAA, sea un método meramente empírico, ayuda a estimar un valor de la Recuperación Esperada Final con datos que se tienen de primera mano y de una forma muy sencilla.
7. Mediante la evaluación económica se logró visualizar la rentabilidad del campo y los posibles escenarios que surgen con las opciones listadas de metodología de aseguramiento de flujo, ponderando el grado en que se generaban ganancias a partir del uso de sus recursos.

Recomendaciones

Como consecuencia del presente trabajo sobre el aseguramiento de flujo en crudos pesados y extrapesados de un campo de la Cuenca Tampico-Misantla, se recomienda considerar los siguientes puntos:

1. Debido a que el aseguramiento de flujo es un tema multidisciplinario se requiere la integración de un grupo de expertos en ingeniería de yacimientos, ingeniería de productividad de pozos, instalaciones, planeación de proyectos y gestión económica para que la ejecución del proyecto sea llevada a cabo con éxito.
2. Hacer un análisis económico de sensibilidad resulta imprescindible debido a los altos costos que sugieren este tipo de intervenciones, además de que se prioriza el mantenimiento operativo y la optimización de la producción sin olvidar el costo asociado a la intervención.
3. Desarrollar procedimientos experimentales para el análisis de compuestos orgánicos contenidos en el crudo y en el agua presente en la producción.
4. Implementar metodologías para el análisis y recopilación de la información que resulten viables para revisar y documentar con mayor eficacia una propuesta de intervención en los pozos y sistemas de producción.
5. Realizar mediciones constantes para observar el comportamiento de los fluidos conforme pasa el tiempo y el periodo de producción aumenta, ya que permite predecir hasta cierto punto la posible depositación de compuestos, logrando minimizar las intervenciones en los pozos.
6. Llevar un registro de todas las actividades realizadas en los pozos es de suma importancia ya que una vez que los tratamientos son hechos a los pozos y los mejoradores de flujo son inyectados mejorarán las condiciones de movilidad del crudo, lo cual comúnmente ocasiona un aligeramiento en la columna del pozo o caídas de presión en las líneas de descarga, siendo aquí donde se deben ajustar las condiciones operativas para optimizar la producción.
7. Ejecutar pruebas de compatibilidad entre los diferentes fluidos producidos con los productos químicos inyectados, ya que la mezcla puede ocasionar depositación de sólidos y formación de emulsiones.
8. Conocer el aspecto geológico del campo ayuda a tener una mayor idea sobre el comportamiento termodinámico de los fluidos y de los mecanismos de producción asociados a la trampa que los contiene.

Nomenclatura

γ_o : Gravedad específica del aceite (densidad relativa) @ 60 °F y presión atmosférica

μ : Viscosidad [m^2/seg] o [cP]

API: gravedad API

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials, ASTM International por sus siglas en inglés)

B_o: Factor de volumen del aceite [m^3/m^3]

BOPD: Barriles de aceite por día

BS&W: Abreviatura de sedimento básico y agua.

BWPD: Barriles de agua por día

C*: Concentración crítica de asfaltenos

C: Carbono

C₁: Metano

C₂: Etano

C₃: Propano

C₆₊: Hexano

c_o: Compresibilidad del aceite [psi^{-1}]

CO₂: Dióxido de Carbono

D: Diámetro interno de la tubería [m]

DCA: Análisis de Curvas de Declinación (Decline Curve Analysis, DCA por sus siglas en inglés)

Di (A e.): Tasa de declinación anual efectiva

EOR: Recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR por sus siglas en inglés)

EUR: Recuperación Esperada Final (Estimated Ultimate Recovery, EUR por sus siglas en inglés)

f: Factor de fricción [~]

FCF: Flujo de Caja Libre (Free Cash Flow, FCF por sus siglas en inglés)

g/Mol: Peso molecular en gramos/Mol

g: Aceleración de la gravedad [m^2/seg]

Gp: Producción acumulada de gas [MMMPC]

H: Hidrógeno

H₂S: Ácido Sulhídrico

i-C₄: i-Butano

i-C₅: i-Pentano

L: Longitud del segmento de tubería [m]

MD: Measured Depth [m]

mD: MiliDarcy

mg/L: Miligramos por litro

MMBbls: Millones de barriles

N: Nitrógeno

N₂: Nitrógeno

n-C₄: n-Butano

n-C₅: n-Pentano

Np: Producción acumulada de aceite [MMBbls]

NTG: Relación Net-to-gross [decimal]

O: Oxígeno

p: Presión [psi] o [kg/cm²]

p_b: Presión de burbuja [psi] o [kg/cm²]

pH: Potencial de hidrógeno

PMI: PMI Comercio Internacional

ppm: Partes por millón

PVT: Presión, Volumen y Temperatura

p_{wf}: Presión de fondo fluyendo [psi] o [kg/cm²]

p_{ws}: Presión de fondo cerrado [psi] o [kg/cm²]

p_y: Presión de yacimiento [psi] o [kg/cm²]

Q_g: Gasto de gas [BPD]

Q_o: Gasto de aceite [BPD]

Q_w: Gasto de agua [BPD]

RAA: Relación Agua-Aceite [~]

R_g: Radio de giro

RGA: Relación Gas-Aceite

R_n: Número de Reynolds

RPFC: Registro de Presión de Fondo Cerrado

S: Azufre

SARA: Fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos

SIE: Sistema de Información Energética

T: Temperatura [°C] o [°F]

TIR: Tasa interna de retorno [%]

TVD: True Vertical Depth [m]

TVD_{ss}: True Vertical Depth subsea [m]

US\$/Bbl: Dólares estadounidenses por barril

US\$/MPC: Dólares estadounidenses por millar de pie cúbico de gas

US\$*k*: Miles de dólares estadounidenses

V: Vanadio

v: Velocidad del fluido [m/seg]

VPI: Valor presente de la inversión [US\$*k*]

VPN/VPI: Eficiencia de la inversión [~]

VPN: Valor presente neto (NVP) [US\$*k*]

W_c: Corte de agua [%]

W_p: Producción acumulada de agua [MMBbls]

Δ*h*: Pérdida de carga [m]

ε: Rugosidad de la tubería [m]

η: Viscosidad cinemática [m²/s]

ρ_o: Densidad del crudo a condiciones de yacimiento [~]

Referencias

1. Abdel-Aal, H. K., & Alsahlawi, M. A. (Eds.). (2013). *Petroleum economics and engineering*. CRC Press.
2. Abreu M., T. J., Muñoz A., F., Silva, J. R., & Loreto M., E. (1985). *Apuntes de Recuperación Secundaria*. México D.F.: DICT, Departamento de Explotación del Petróleo.
3. Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Publishing.
4. Aiyejina, A., Chakrabarti, D. P., Pilgrim, A., & Sastry, M. K. S. (2011). *Wax formation in oil pipelines: A critical review*. International journal of multiphase flow, 37(7), 671-694.
5. Akbarzadeh, K., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D., Allenson, S., Creek, J., ... & Mullins, O. C. (2007). *Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial*. Oilfield Review, 19, 25.
6. Alayón, M. (2004). *Asfaltenos Ocurrencia y floculación*. Cuaderno FIRP S369-PP.
7. Alboudwarej, H., Felix, J. J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., ... & Beshry, M. (2006). *La importancia del petróleo pesado*. Oilfield Review, 18(2), 38-58.
8. Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002). *Recuperación térmica de petróleo*. reeditado y corregido por Rincón M., Adafel C., Caracas Venezuela.
9. Angle, C. W. (2001). *Chemical demulsification of stable crude oil and bitumen emulsions in petroleum recovery—a review*. En Encyclopedic handbook of emulsion technology (pp. 542-595). CRC Press.
10. Arps, J. J. (1945). *Analysis of decline curves*. Transactions of the AIME, 160(01), 228-247.
11. Arriola, E. y De Gorordo, C. (2016). *Optimización de la Producción en Pozos con Crudo Pesado y Extrapesado Utilizando Mejoradores de Flujo*. Golfo Suplemento Latino (GSL).
12. Blasingame, T. A., & Lee, W. J. (1986). *Properties of homogeneous reservoirs, naturally fractured reservoirs, and hydraulically fractured reservoirs from Decline Curve Analysis*. In Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers.
13. Bondar, V. V., & Blasingame, T. A. (2002). *Analysis and interpretation of water-oil-ratio performance*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Sept.
14. Cherepanov, V. S. (2014). *Heavy oil production*. Siberian Federal University.
15. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El futuro de la producción de aceite en México, recuperación avanzada y mejorada*. México, D.F.
16. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla*, Versión 3.

17. Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., ... & Waite, M. (2003). *Yacimientos de petróleo pesado*. Oilfield Review, II, 23, 32-55.
18. De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA.
19. Exaltexx (2019). *Advancing Chemistry* [Imagen]. Recuperado de: <https://www.pinterest.ca/exaltexx/>
20. Fekete Associates (2012). *Theory and Equations*. Analysis Method Theory, Calculations & Correlations and General Concepts.
21. Forrest, C. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, EEUU.
22. Frick, T. (1962). *Petroleum Engineering Handbook*. SPE AIME.
23. Gerez, J. M., & Pick, A. R. (1996, June). *Heavy oil transportation by pipeline*. In 1996 1st International Pipeline Conference (pp. 699-710). American Society of Mechanical Engineers.
24. Guðmundsson, J. S. (2017). *Flow assurance solids in oil and gas production*. London. CRC Press.
25. Hammami, A., & Ratulowski, J. (2007). *Precipitation and deposition of asphaltenes in production systems: a flow assurance overview*. In *Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics* (pp. 617-660). Springer, New York, NY.
26. Head, I. M., Jones, D. M., & Larter, S. R. (2003). *Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil*. Nature, 426(6964), 344.
27. Hernández, A. (2014). *Fundamentos de Aseguramiento de Flujo en Sistemas de Producción de Petróleo y Gas*. (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
28. Itoh, S., Suzuki, A., Nakamura, T., & Yokoyama, S. Y. (1994). *Production of heavy oil from sewage sludge by direct thermochemical liquefaction*. Desalination, 98(1-3), 127-133.
29. Laurencio-Alfonso, H., & Delgado-Drubey, Y. (2008). *Propiedades reológicas de emulsiones de petróleo pesado en agua*. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 16(1), 244-249.
30. Makogon, T. Y. (2019). *Handbook of Multiphase Flow Assurance*. Gulf Professional Publishing.
31. Martínez-Palou, R., de Lourdes Mosqueira, M., Zapata-Rendón, B., Mar-Juárez, E., Bernal-Huicochea, C., de la Cruz Clavel-López, J., & Aburto, J. (2011). *Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review*. Journal of petroleum science and engineering, 75(3-4), 274-282.
32. Meléndez Felvia, F. (1982). *El origen del petróleo*. Coloquios de Paleontología, (37), 61-61.

33. Molina-Montoya, N. (2005). *¿Qué es el estado del arte?* Ciencia & Tecnología Para La Salud Visual Y Ocular,(5), 73-75.
34. Muñoz, J., Alfaro, M., & Zapata, I. (2007). *Avances en la formulación de emulsiones*. Grasas y aceites, 58(1), 64-73.
35. Narayanan, A. (2018). *What is the General formula for asphaltenes?* [Imagen]. Recuperado de: <https://www.quora.com/What-is-the-General-formula-for-asphaltenes>
36. Nikhar, Hemant. G. (2010). *Flow assurance and multiphase pumping*. (Doctoral dissertation, Texas A & M University).
37. Oduola, L., Igwebueze, C. U., Smith, O., Vijn, P., & Shepherd, A. G. (2013). *Calcium naphthenate solid deposit identification and control in offshore Nigerian fields*. In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers.
38. Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Explotación. (2010). *Provincia Petrolera Tampico-Misantla*, Versión 1.0.
39. Pooladi-Darvish, M., & Firoozabadi, A. (1999). *Solution-gas drive in heavy oil reservoirs*. Journal of Canadian Petroleum Technology, 38 (04).
40. Rojas-Zambrano, A. M. (2017). *Extracción y caracterización de naftenatos presentes en los crudos*. (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín).
41. Sahni, A., Kumar, M., & Knapp, R. B. (2000). *Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs*. In SPE/AAPG Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.
42. Saniere, A., Hénaut, I., & Argillier, J. F. (2004). *Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge*. Oil & Gas Science and Technology, 59(5), 455-466.
43. Santos, R. G., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. Brazilian Journal of Chemical Engineering, 31(3), 571-590.
44. Satter, A., & Thakur, G. C. (1994). *Integrated petroleum reservoir management: a team approach*. PennWell Books.
45. Schlumberger (2010). *Well Evaluation Conference: WEC, México*. Capítulo 1.
46. Schramm, L. L. (2005). *Emulsions, Foams, and Suspensions. Fundamentals and Applications*. Weinheim, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co.
47. Silset, A. (2008). *Emulsions (w/o and o/w) of Heavy Crude Oils. Characterization, Stabilization, Destabilization and Produced Water Quality*. Ph.D. Thesis, Department of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 88 pp. (Sin incluir los artículos publicados).

48. Speight, J. G. (2013). *Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands*. Elsevier.
49. Speight, J. G. (2013). *Heavy Oil Production Processes*. Gulf Professional Publishing.
50. Strizhenko, O., & Sergeev, D. (2016). *The mathematical model of wax deposition thickness in a pipeline taking the aging of the deposits into account*. *Mathematical Modelling and Geometry*, 4(1), 34-40.
51. Tadros, T. F. (2013). *Emulsion formation, stability, and rheology*. *Emulsion formation and stability*. 1, 1-75.
52. Tordal, A. (2006). *Pigging of pipelines with high wax content*. In *Pigging Products and Services Association Seminar*.
53. Vanoye, L. (2018). *Aplicación de una metodología para la identificación de pozos con oportunidades en campos maduros basada en análisis de producción*. (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
54. Vázquez-Pérez, Ángeles. (2017). *Morfología y distribución de las facies carbonatadas de la formación El Abra en un sector de la plataforma de Tuxpan, Veracruz*. (Tesis de Maestría). Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
55. Veil, J. A., & Quinn, J. J. (2008). *Water issues associated with heavy oil production*. (No. ANL/EVS/R-08/4). Argonne National Lab. (ANL), Argonne, IL (United States).
56. Velásquez, I., & Pereira, J. C. (2014). *Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales*. *Revista Ingeniería UC*, 21(3), 45-54.
57. Vera, J. (2015). *Pronósticos de Producción en Yacimientos Naturalmente Fracturados*. (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
58. Wang, W., & Huang, Q. (2014). *Prediction for wax deposition in oil pipelines validated by field pigging*. *Journal of the Energy Institute*, 87(3), 196-207.
59. Wheaton, R. (2016). *Fundamentals of applied reservoir engineering: appraisal, economics and optimization*. Gulf Professional Publishing.
60. Zerpa, L. E., Salager, J. L., Koh, C. A., Sloan, E. D., & Sum, A. K. (2010). *Surface chemistry and gas hydrates in flow assurance*. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 50(1), 188-197.
61. Zhang, L., & Dusseault, M. B. (2004). *Sand-production simulation in heavy-oil reservoirs*. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 7(06), 399-407.

Apéndice A - Teoría y desarrollo matemático del Análisis de Curvas de Declinación

El Análisis de Curvas de Declinación (Decline Curve Analysis, DCA por sus siglas en inglés) es una metodología empírica de ingeniería de yacimientos que extrapola las tendencias en los datos de producción de los pozos de aceite y gas (Arps, 1945). El propósito del DCA es generar un pronóstico de producción para determinar la Recuperación Esperada Final (Estimated Ultimate Recovery, EUR por sus siglas en inglés).

Una de las ventajas de utilizar la metodología de DCA es que los datos de producción resultan los únicos datos de entrada; las reservas remanentes se calculan con base en la predicción del comportamiento de la producción de hidrocarburos bajo la consideración de que la curva de producción sigue una tendencia y la seguirá a través del tiempo, siempre y cuando las condiciones de explotación permanezcan constantes (respecto a la referencia), de manera que este método puede aplicarse tanto de forma individual por pozo como a todo el campo, según el detalle de información que se tenga (Fekete Associates, 2012). No obstante, el DCA puede presentar muchas trampas, ya que se requiere de mucho criterio ingenieril y algo de experiencia para evaluar si el comportamiento observado refleja la conducta dinámica y la física del yacimiento para determinar si la extrapolación es válida. A su vez el DCA debe ser parte de un análisis integrado en combinación con otras técnicas como la simulación, los modelos analíticos y el cálculo volumétrico (Blasingame y Lee 1986).

Dentro del DCA existe una regla de oro que fue definida en 1962 por Thomas Frick en su libro *Petroleum Engineering Handbook*, la cual dice: «*The basic assumption in this procedure is that whatever causes controlled the trend of a curve in the past will continue to govern its trend in the future in a uniform manner*», que traducido al español diría lo siguiente: «*La suposición básica en esta metodología es que cualesquiera que sean las causas que controlen la tendencia de una curva en el pasado, continuará gobernando su tendencia en el futuro de manera uniforme*».

Generalmente, el DCA se lleva a cabo en una gráfica de *Gasto vs. Tiempo* o *Gasto vs. Producción acumulada (Np)*. Las ecuaciones más utilizadas dentro del DCA son las documentadas por primera vez por J.J. Arps en 1945, quien publicó una relación matemática para definir el gasto de producción de un pozo conforme pasa el tiempo. Su teoría hizo referencia a notables autores, tales como Arnold y Anderson (1908), W.W. Cutler (1924), H.N. Marsh (1928) y R. E. Allen (1931). Muchos trabajos publicados han

tratado de proponer nuevos modelos o modificar la formulación de Arps basándose en derivaciones teóricas, sin embargo, después de más de 70 años el método original se sigue usando ampliamente.

El desarrollo matemático del DCA surge con el concepto de declinación nominal del gasto, a , que se define como el cambio fraccional del gasto por unidad de tiempo:

$$a = -\frac{(\Delta q/q)}{\Delta t} = -\frac{1}{q} \frac{\Delta q}{\Delta t}; \quad \text{Ecuación A. 1}$$

Otra forma de representar la declinación nominal se basa en la relación del gasto, q , y el exponente de declinación, b :

$$a = kq^b; \quad \text{Ecuación A. 2}$$

Cuando la producción se representa como velocidad de flujo en el tiempo, la velocidad de declinación nominal del gasto es igual a la pendiente en un punto del tiempo dividido por la velocidad en ese mismo punto. Arps clasificó tres tipos de declinación según el valor del exponente b ; dichos tipos de declinación son exponencial, hiperbólica y armónica. La clasificación se enlista en la **Tabla A. 1**:

Tabla A. 1 Tipos de declinación (Arps, 1945).

Tipo de declinación	Exponente de Arps, b
Exponencial	0
Hiperbólica	$0 < b < 1$
Armónica	1

Declinación Exponencial

Cuando la declinación es constante se considera como exponencial. Para el primer tipo de declinación, cuando b es igual a cero, la declinación nominal del gasto se puede expresar de la siguiente manera:

$$a = kq^0; \quad \text{Ecuación A. 3}$$

Donde k es una constante igual a la expresión a/q^b a condiciones iniciales:

$$k = \frac{a_i}{q_i^0} = a_i = a;$$

Ecuación A. 4

Como la declinación es constante el resultado de integrar la expresión anterior resulta con la siguiente:

$$a = kq^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt};$$

Ecuación A. 5

$$\int_0^t a dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q};$$

Ecuación A. 6

$$-a t = \ln \frac{q}{q_i};$$

Ecuación A. 7

$$q = q_i e^{(-at)};$$

Ecuación A. 8

Por lo tanto, una gráfica de *Gasto vs. Tiempo*, con el eje establecido en escala logarítmica, dará como resultado una línea recta. A su vez, la producción acumulada se define como:

$$Np = \int_0^t q dt;$$

Ecuación A. 9

$$Np = \int_0^t q_i e^{(-at)} dt;$$

Ecuación A. 10

$$Np = \frac{q_i - q_i e^{(-at)}}{a};$$

Ecuación A. 11

$$Np = \frac{q_i - q}{a};$$

Ecuación A. 12

La gráfica de *Gasto vs. Producción acumulada* dará como resultado una línea recta.

Declinación Hiperbólica

Para el segundo tipo de declinación, cuando b es un número entre cero y uno, la declinación nominal del gasto se puede expresar de la siguiente manera:

$$a = kq^b;$$

Ecuación A. 13

$$a \propto q^b;$$

Ecuación A. 14

Donde k es una constante igual a la expresión a/q^b a condiciones iniciales:

$$k = \frac{a_i}{q_i^b};$$

Ecuación A. 15

Como el gasto no es constante, la sustitución e integración de la ecuación para el gasto da como resultado la siguiente expresión:

$$a = kq^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt};$$

Ecuación A. 16

sustituyendo k de la **Ecuación A. 15**:

$$a = \frac{a_i}{q_i^b} q^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt};$$

Ecuación A. 17

$$\int_0^t \frac{a_i}{q_i^b} dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^{(b+1)}}; \quad \text{Ecuación A. 18}$$

$$\frac{a_i}{q_i^b} t = \frac{1}{b} (q^{-b} - q_i^{-b}); \quad \text{Ecuación A. 19}$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + ba_i t)^{(1/b)}}; \quad \text{Ecuación A. 20}$$

La producción acumulada se define como:

$$Np = \int_0^t q dt; \quad \text{Ecuación A. 21}$$

$$Np = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + ba_i t)^{(1/b)}} dt; \quad \text{Ecuación A. 22}$$

$$Np = \frac{q_i}{a_i(1-b)} [1 - (1 + ba_i t)^{1-(1/b)}]; \quad \text{Ecuación A. 23}$$

Tomando en cuenta la siguiente expresión:

$$\left(\frac{q_i}{q}\right)^b = (1 + a_i t); \quad \text{Ecuación A. 24}$$

La expresión anterior la sustituimos en la **Ecuación A. 23**:

$$Np = \frac{q_i}{a_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_i}{q}\right)^{(b-1)}\right]; \quad \text{Ecuación A. 25}$$

$$Np = \frac{q_i^b}{a_i(1-b)} [q_i^{(b-1)} - q^{(b-1)}];$$

Ecuación A. 26

La curva de esta declinación nos permite observar que las gráficas de *Gasto vs. Tiempo* y *Gasto vs. Producción acumulada* no presentan una relación lineal, independientemente si el gasto se establece en un eje cartesiano o logarítmico.

Declinación Armónica

El tercer tipo de declinación resulta especial porque b es igual a uno. La declinación nominal del gasto se puede expresar de la siguiente manera:

$$a = kq^1;$$

Ecuación A. 27

Donde k es una constante igual a la expresión a/q^b a condiciones iniciales:

$$k = \frac{a_i}{q_i^1} = \frac{a_i}{q_i};$$

Ecuación A. 28

Como el gasto de declinación no es constante, la sustitución e integración de la ecuación para el gasto de declinación da como resultado:

$$a = kq^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt};$$

Ecuación A. 29

Sustituyendo k de la **Ecuación A. 28**:

$$a = \frac{a_i}{q_i^b} q^1 = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt};$$

Ecuación A. 30

$$\int_0^t \frac{a_i}{q_i} dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^2};$$

Ecuación A. 31

$$\frac{a_i}{q_i} t = -\left[\left(-\frac{1}{q}\right) - \left(-\frac{1}{q_i}\right)\right];$$

Ecuación A. 32

$$q = \frac{q_i}{(1 + a_i t)};$$

Ecuación A. 33

La producción acumulada se define como:

$$Np = \int_0^t q dt;$$

Ecuación A. 34

$$Np = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + a_i t)} dt;$$

Ecuación A. 35

$$Np = \int_0^t q dt;$$

Ecuación A. 36

Tomando en cuenta la siguiente expresión:

$$\frac{q_i}{q} = (1 + a_i t);$$

Ecuación A. 37

La expresión anterior la sustituimos en la **Ecuación A. 35**:

$$Np = \frac{q_i}{a_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right);$$

Ecuación A. 38

Si graficamos valores con este tipo de tendencia se puede observar que en la gráfica del *Gasto vs. Tiempo* no da como resultado una relación lineal, independientemente de si el gasto se establece en un eje cartesiano o logarítmico, no obstante, en una gráfica de *Gasto vs. Producción acumulada*, con el gasto establecido en un eje logarítmico, se tiene como resultado una línea recta.

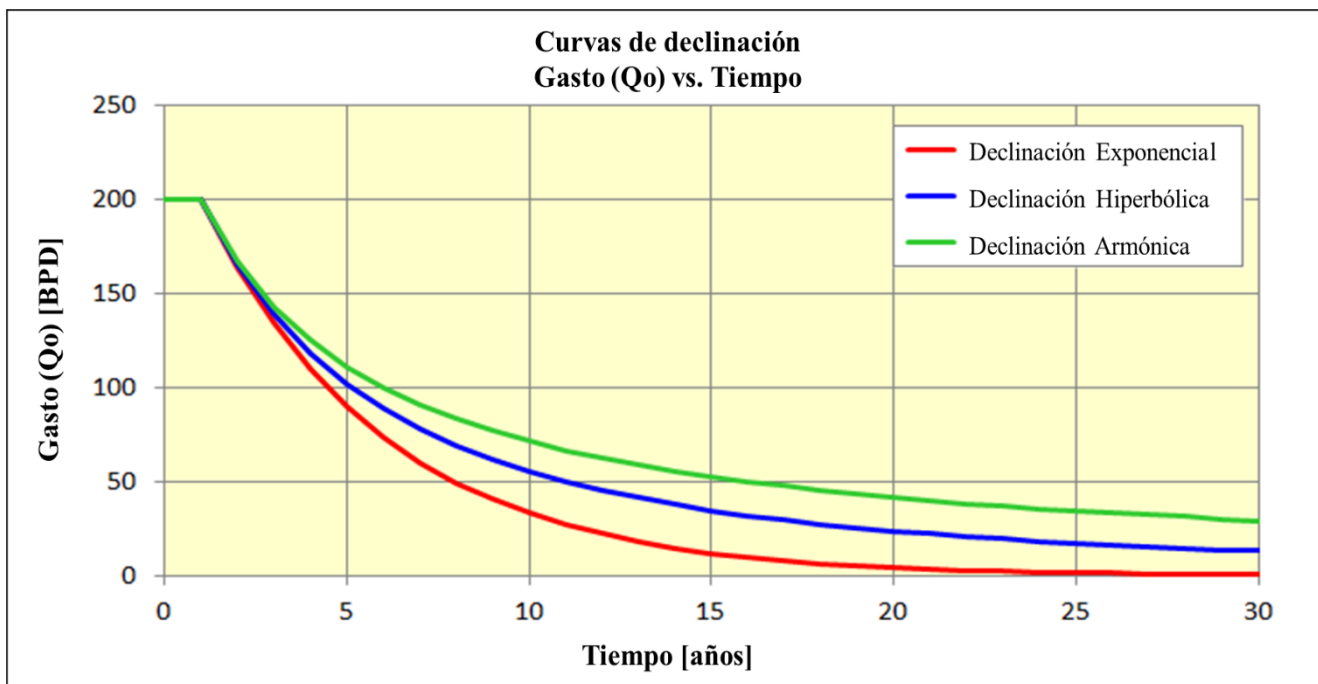


Figura A. 1 Curvas de declinación, Gasto (Q_0) vs. Tiempo (Modificado de Fekete Associates, 2012).

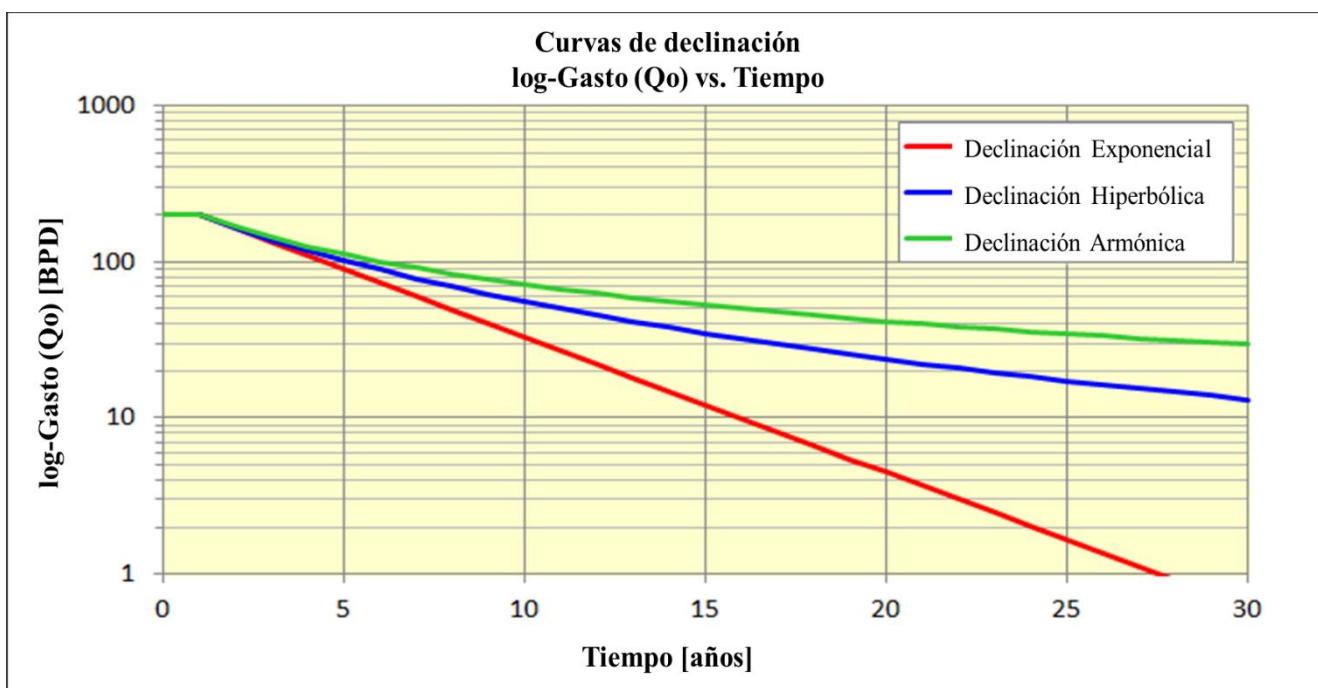


Figura A. 2 Curvas de declinación, log-Gasto (Q_0) vs. Tiempo (Modificado de Fekete Associates, 2012).

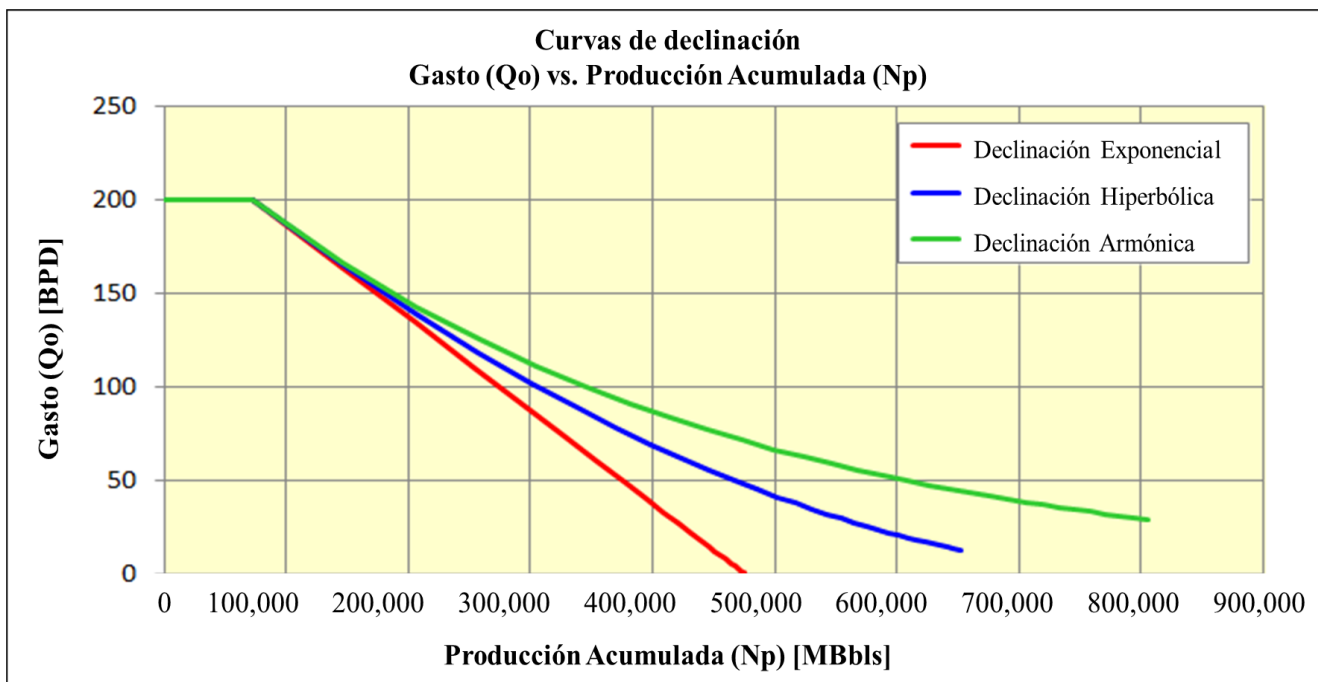


Figura A. 3 Curvas de declinación, Gasto (Q_o) vs. Producción acumulada (N_p) (Modificado de Fekete Associates, 2012).

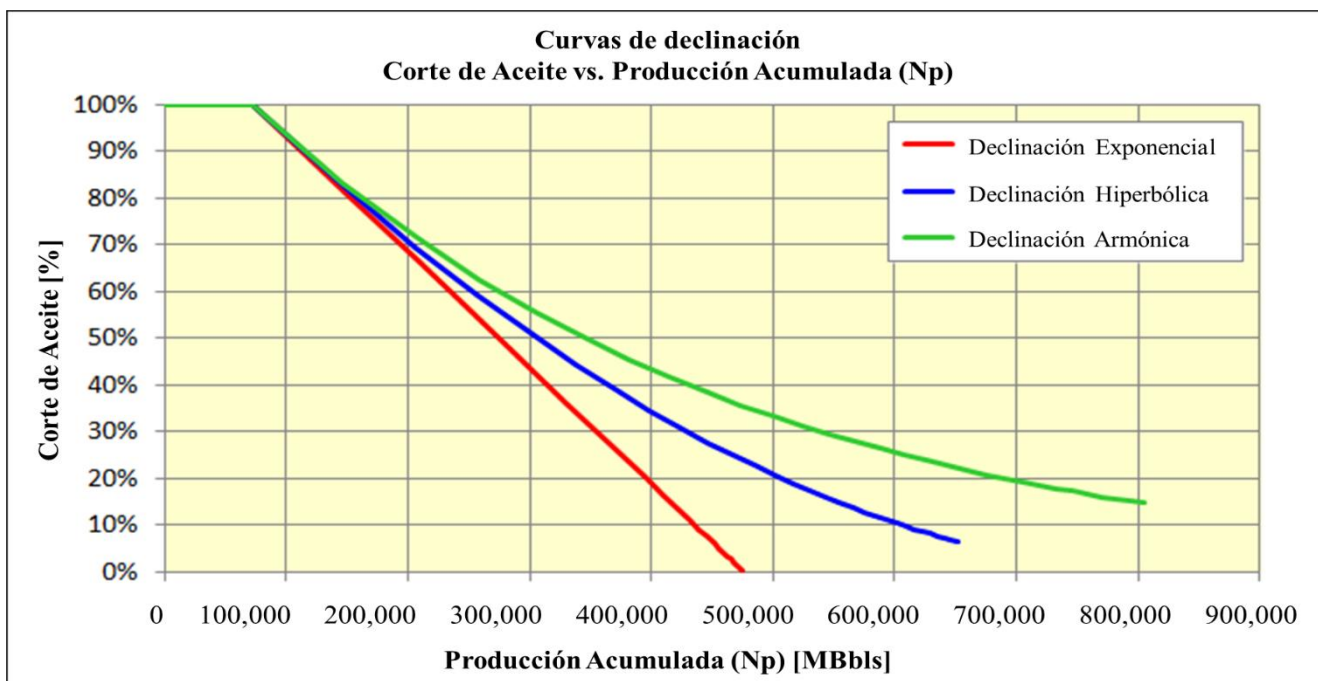


Figura A. 4 Curvas de declinación, Corte de Aceite vs. Producción acumulada (N_p) (Modificado de Fekete Associates, 2012).

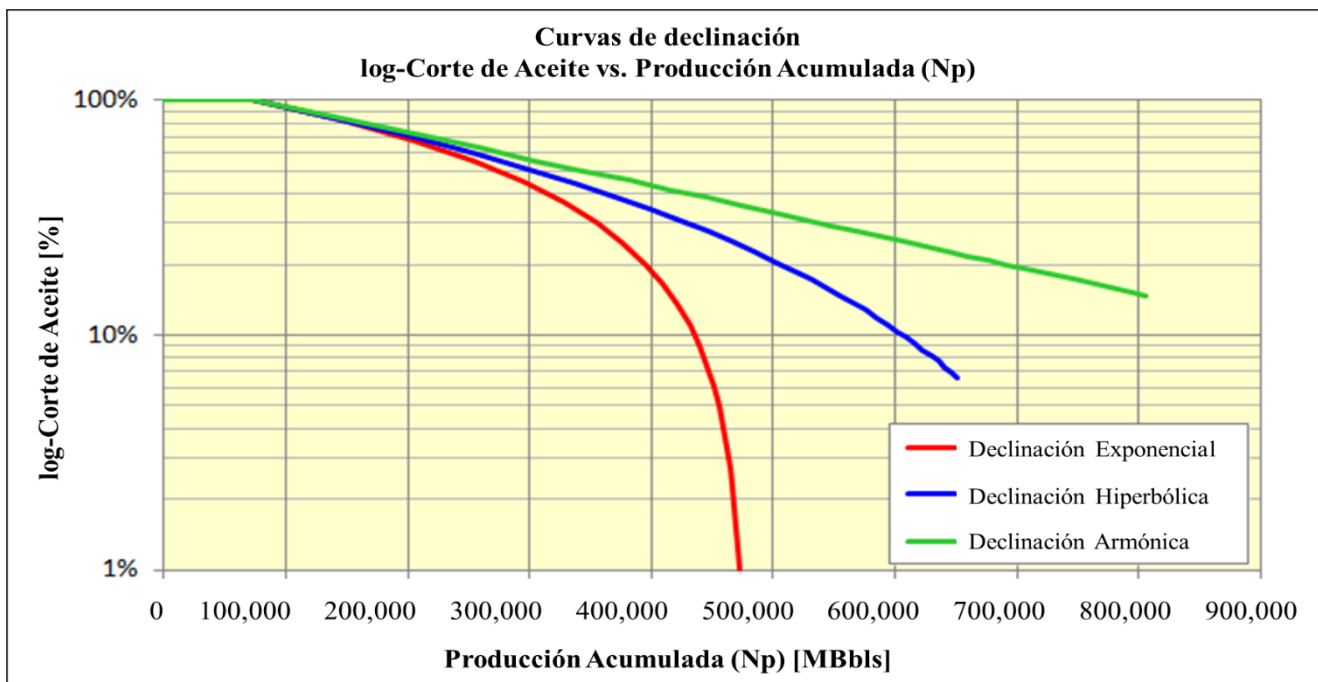


Figura A. 5 Curvas de declinación, log-Corte de Aceite vs. Producción acumulada (Np) (Modificado de Fekete Associates, 2012).

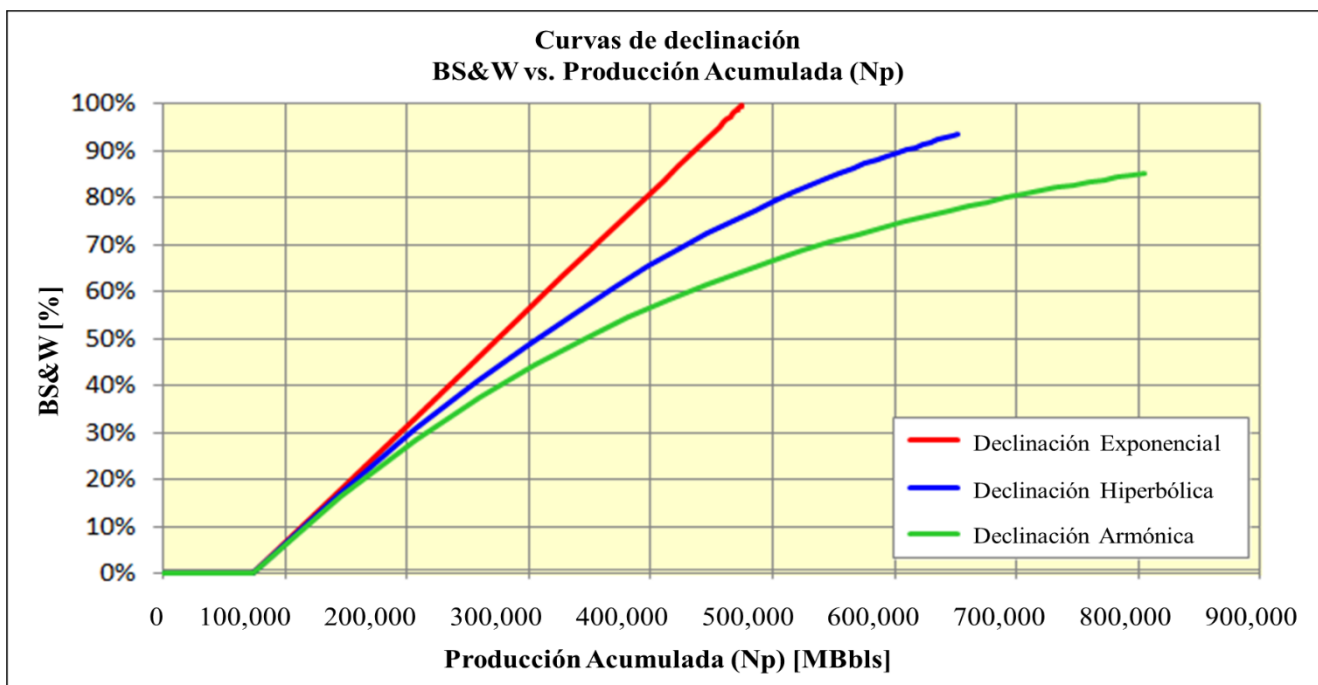


Figura A. 6 Curvas de declinación, BS&W vs. Producción acumulada (Np) (Modificado de Fekete Associates, 2012).

Apéndice B - Relación Agua-Aceite (RAA) vs. Producción acumulada (Np)

Analizar el pronóstico de producción asociado a la Relación Agua-Aceite, RAA, (Water-Oil Ratio, WOR por sus siglas en inglés) es un método en el que se visualiza la tendencia en la producción de agua con el propósito de pronosticar la producción de aceite y determinar el valor de la Recuperación Esperada Final (Fekete Associates, 2012). La predicción de la Relación Agua-Aceite es un método de análisis meramente empírico ya que no hay un modelo formal o ecuaciones que soporten dicho comportamiento. Las gráficas de la Relación Agua-Aceite y la Relación Agua-Aceite+1 típicamente son semilogarítmicas; con la producción acumulada de aceite en las abscisas y la Relación Agua-Aceite, Relación Agua-Aceite +1 en las ordenadas (Bondar y Blasingame 2002). Dichas expresiones se definen en la **Ecuación B. 1** y **Ecuación B. 2** respectivamente, mientras que el corte de agua se define en la **Ecuación B. 3**.

$$RAA = \frac{q_w}{q_o}; \quad \text{Ecuación B. 1}$$

$$RAA + 1 = \frac{q_w + q_o}{q_o}; \quad \text{Ecuación B. 2}$$

$$W_c = \frac{RAA}{RAA + 1} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \times 100 [\%]; \quad \text{Ecuación B. 3}$$

La interpretación de la Relación Agua-Aceite en combinación con la metodología de Análisis de Curvas de Declinación puede aumentar la confianza en los pronósticos. En la declinación exponencial o armónica a menudo se observan tendencias en la pendiente a razón del tiempo. Al trazar un pronóstico en los datos del gasto y la tendencia visualizada se puede hacer un match con los datos históricos. Cabe mencionar que es menos probable que estas interpretaciones muestren un sesgo personal ya que el pronóstico únicamente se vería razonable si coincidiera con dicha tendencia (Bondar y Blasingame 2002). La declinación exponencial se analiza mejor en un gráfico semilogarítmico de Relación Agua-Aceite o Relación Agua-Aceite +1 vs. Tiempo (RAA, RAA+1 vs. t), mientras que la declinación armónica se analiza mejor en un gráfico semilogarítmico de Relación Agua-Aceite o Relación Agua-

Aceite +1 vs. Producción acumulada (RAA, RAA+1 vs. N_p). La **Figura B. 1** ilustra lo comentado anteriormente.

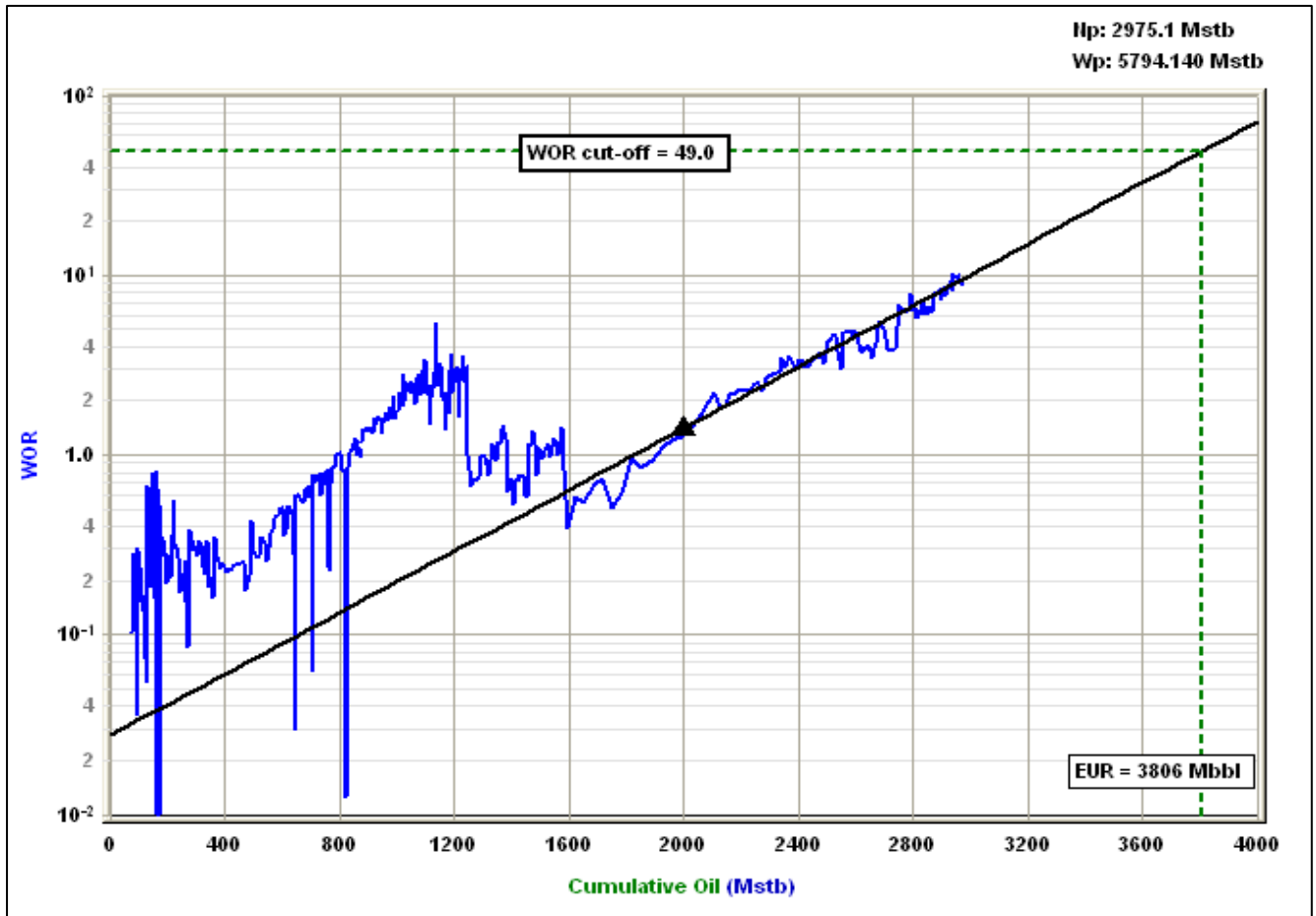


Figura B. 1 Análisis de la Relación Agua-Aceite/ Relación Agua-Aceite+1 (RAA/RAA+1) vs. Producción acumulada (N_p) (Fekete Associates, 2012).

La Relación Agua-Aceite y la Relación Agua-Aceite+1 se usan indistintamente, sin embargo, la ventaja de la Relación Agua-Aceite+1 reside en que se pueden trazar períodos con cero producción de agua. En algunos casos, la tendencia de la relación aparecerá más lineal en Relación Agua-Aceite y en otros la Relación Agua-Aceite+1. Es común que la Relación Agua-Aceite se comporte linealmente cuando el gasto de agua es constante, mientras que la Relación Agua-Aceite+1 se comporta linealmente cuando el gasto del fluido total es constante (Fekete Associates, 2012). Esta tendencia puede guiarnos en la selección del tipo de gráfico a utilizar, no obstante, ambas tendencias deben tomarse con cierto grado de incertidumbre. Para crear el pronóstico, se coloca una tendencia lineal en la Relación Agua-Aceite o Relación Agua-Aceite+1 y se usa el máximo corte de agua para truncar el pronóstico (Bondar y Blasingame 2002). El pronóstico proporcionará un resultado más útil en escenarios que tengan

mecanismo de empuje hidráulico o sistemas de inyección de agua (Waterflooding), así como alta producción de agua. A pesar de ello, la linealización de los datos elimina los aspectos de diagnóstico que pueden desearse para estos yacimientos. De manera similar al Análisis de Curvas de Declinación, las tendencias creadas con las gráficas de la Relación Agua-Aceite deben considerarse bajo condiciones de operación constantes; alguna alteración en las operaciones como la perforación infill de un pozo (pozo de relleno) pueden aparecer como pendientes cambiantes en la tendencia de la Relación Agua-Aceite. La dificultad de estimar el comportamiento en yacimientos con empuje hidráulico surge con la incógnita de cómo caracterizar el rendimiento de flujo de dos fases (aceite-agua) usando análisis y soluciones basadas en la teoría de flujo monofásico, o mediante el uso de modelos de estado estacionario simplificados para representar dos fases (Fekete Associates, 2012). Cabe mencionar que ninguno de los enfoques resulta del todo correcto, sin embargo, ambos son utilizados ampliamente para el análisis de datos adquiridos en sistemas con empuje hidráulico.

Siguiendo la metodología planteada se obtuvo un valor que corresponde al EUR calculado según el Análisis de Curvas de Declinación realizado por pozo y por todo el campo, dicho valor es ± 7.133 [MMBbls], lo que corrobora el valor calculado por la metodología de DCA.

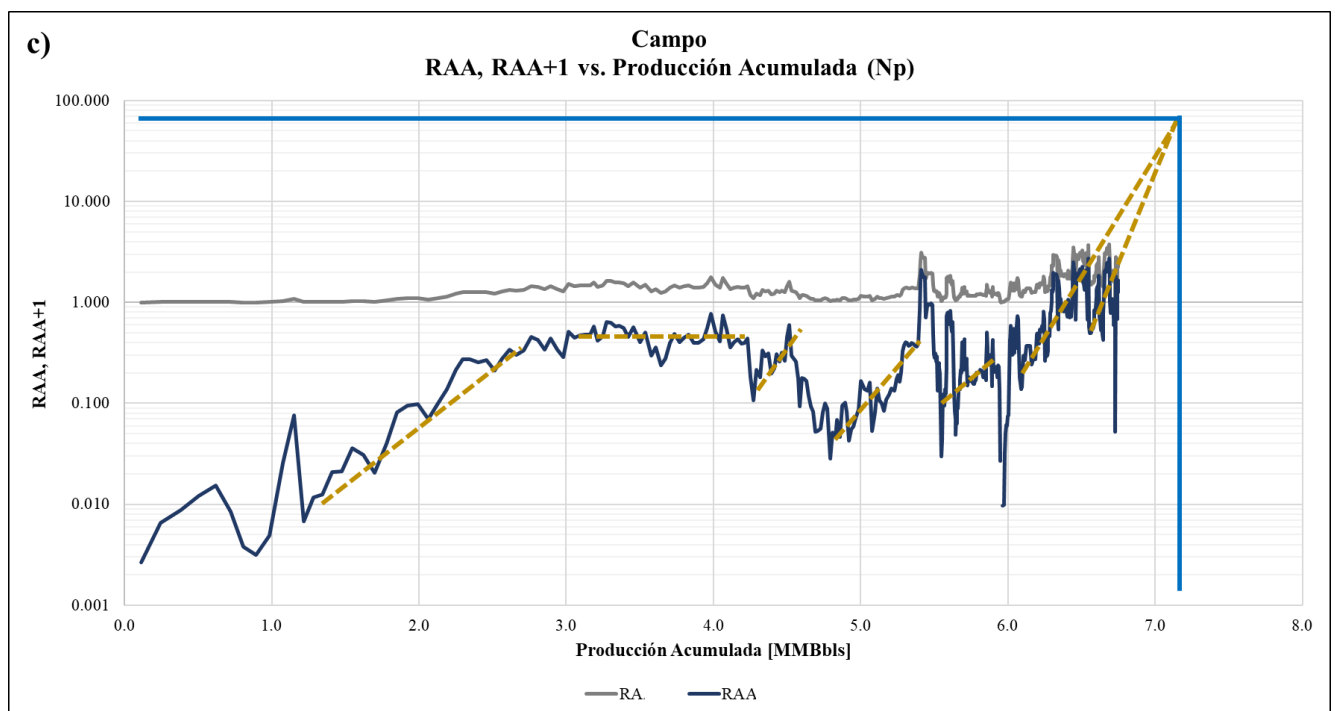


Figura B. 2 Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada del campo (Elaboración propia).

Apéndice C - Gráficos de producción

Actualmente, los pozos productores fluyen por energía natural. Se empleó la información mensual de los datos de producción a partir del primer periodo de explotación de todos los pozos, así como su producción acumulada, los parámetros petrofísicos del yacimiento y las propiedades de los fluidos. Una de las premisas principales para que la aplicación del análisis de curvas de declinación sea válida es que las condiciones de operación deben permanecer constantes a lo largo del periodo en que se está efectuando un ajuste de los datos de producción y un pronóstico. Cualquier cambio va a afectar la Recuperación Esperada Final (Vera, 2015). A través de la elaboración de gráficos de producción en el tiempo y el ajuste histórico de producción se logró identificar la declinación de cada uno de los pozos productores en los cuales se pudiera establecer una declinación asociada al comportamiento y condiciones de producción del campo.

En la **Tabla C. 1** se muestra la plantilla para realizar el pronóstico de producción; donde los datos de entrada son el gasto inicial en BPD, la declinación anual en porcentaje y el corte de agua también en porcentaje. El vector de producción se calcula mediante una fórmula que contempla la declinación exponencial anual estimada, el gasto inicial de producción y el corte de agua medido o estimado para el pozo, obteniéndose así el gasto mensualizado tanto de aceite como de agua, la producción acumulada y el tiempo estimado de producción.

Tabla C. 1 Ejemplo de los datos de entrada para el cálculo del pronóstico de producción del Pozo-7 (Elaboración propia).

Pozo-7						
<i>Declinación Exponencial</i>	Qoi	Di (A e.)	Meses	1	...	n
Producción de Aceite	45.00	30%	[BPD]	45.00	...	n
Acumulado de Aceite			[MMBbbls]	0.00	...	n
<i>Producción Acumulada de Aceite</i>			[MMBbbls]	0.044		
Producción de Agua			[BPD]	57.27	...	n
Acumulado de Agua			[MMBbbls]	0.00	...	n
Corte de Agua		56%	[%]	56%	...	n
<i>Producción Acumulada de Agua</i>			[MMBbbls]	0.141		
<i>Meses produciendo</i>	62					
<i>Años produciendo</i>	5.2					
<i>Np</i>	0.737	[MMBbbls]				
<i>EUR</i>	0.780	[MMBbbls]				

En la **Figura C. 1** se muestra el gráfico del pronóstico de producción del campo, dicho gráfico muestra los pronósticos asociados para cada pozo y la producción acumulada total.

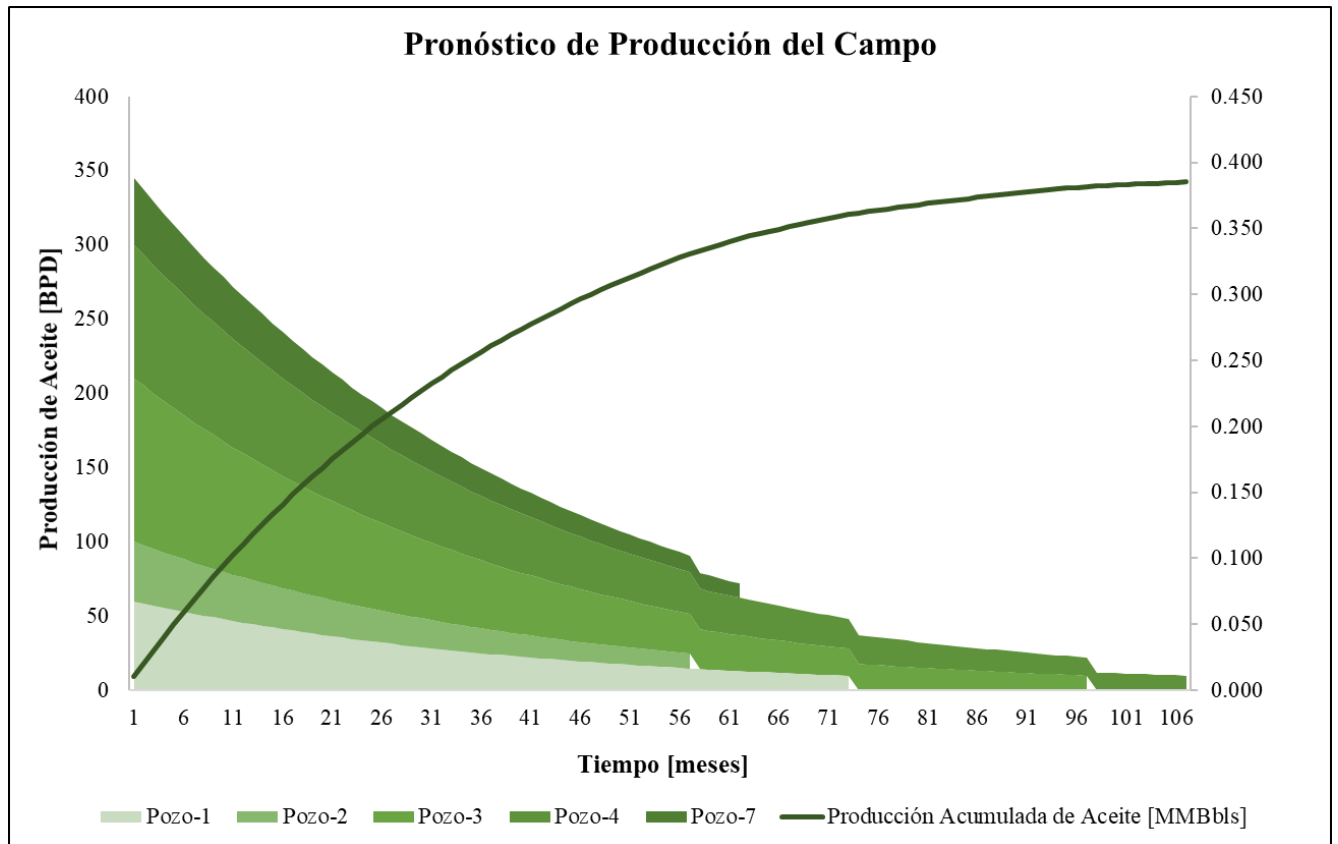


Figura C. 1 Pronóstico de Producción de aceite propuesto para el campo (Elaboración propia).

En la **Tabla C. 2** se muestran los datos obtenidos de los pronósticos de producción por pozo y el total del campo.

Tabla C. 2 Datos obtenidos del pronóstico de producción por pozo (Elaboración propia).

Pozo	Q_{of} [BPD]	Tipo de Declinación	D_i (A e.) [%]	W_c [%]	Meses de Producción	Q_o [BPD]	N_p [MMBbls]	EUR [MMBbls]
Pozo-1	70.00	Exponencial	± 30	56	73	60.00	0.062	2.006
Pozo-2	50.00	Exponencial	± 30	73	57	40.00	0.037	0.966
Pozo-3	123.00	Exponencial	± 30	17	97	110.00	0.124	1.025
Pozo-4	100.00	Exponencial	± 25	69	107	90.00	0.118	0.853
Pozo-7	54.00	Exponencial	± 30	56	62	45.00	0.044	0.780
TOTAL					107	340.00	0.385	5.631*

*EUR considerando 5 pozos, el total del campo sería de **7.133** [MMBbls]

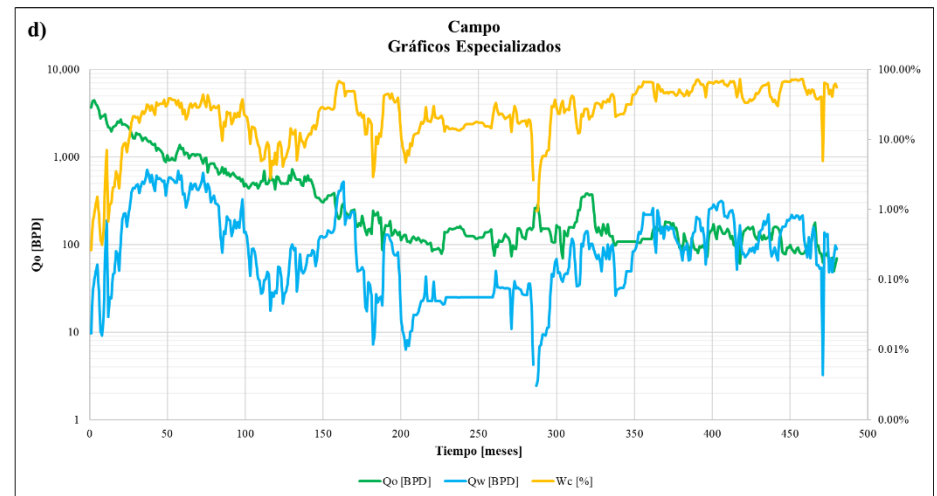
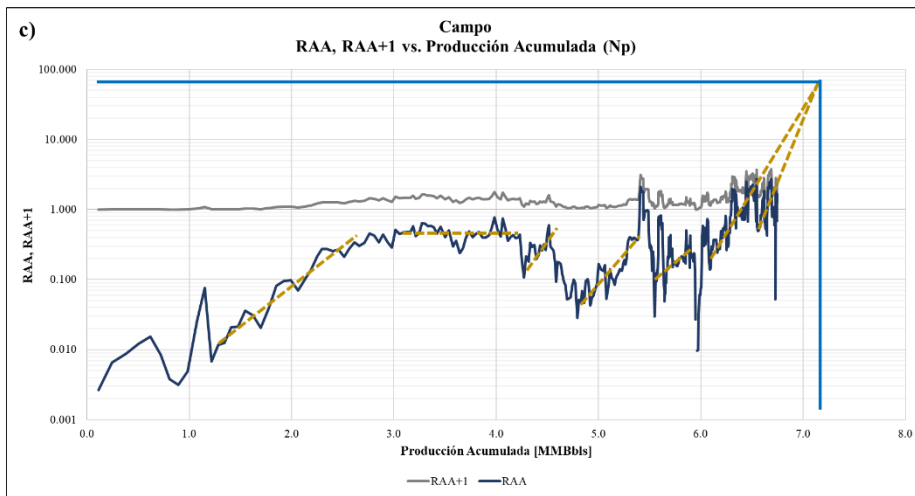
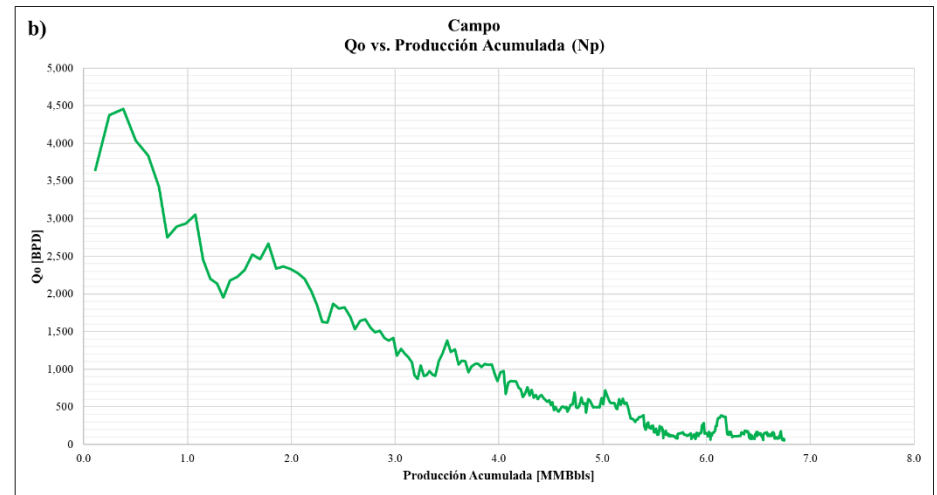
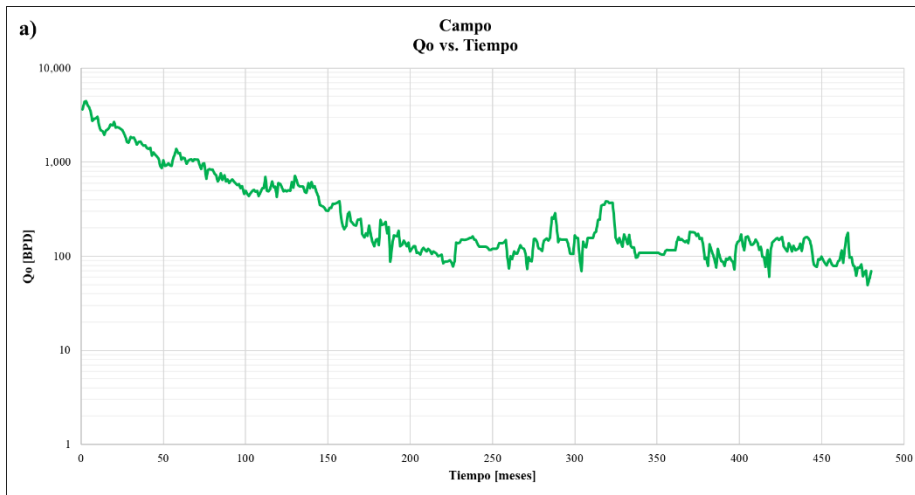


Figura C. 2 a) Gráfico Qo vs. Tiempo; b) Gráfico Qo vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del campo; EUR: 7.133 [MMBbbls]; Di (A e.): ±30% (Elaboración propia).

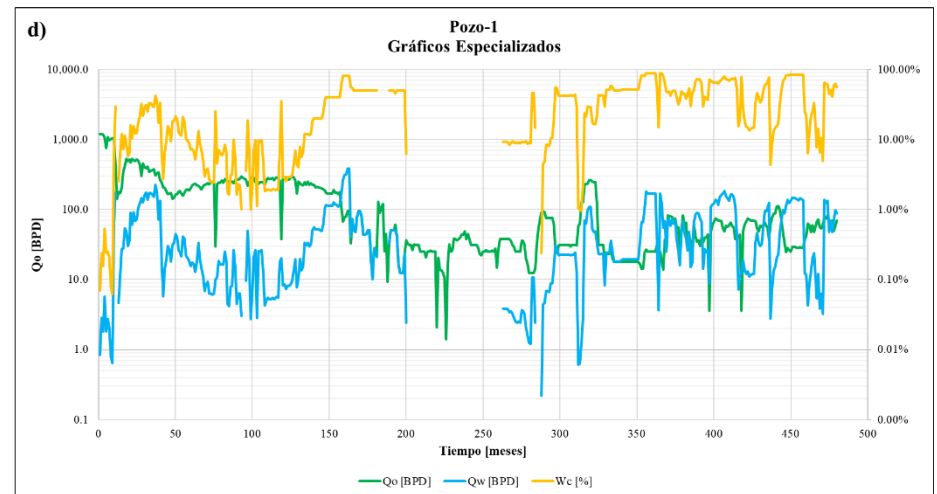
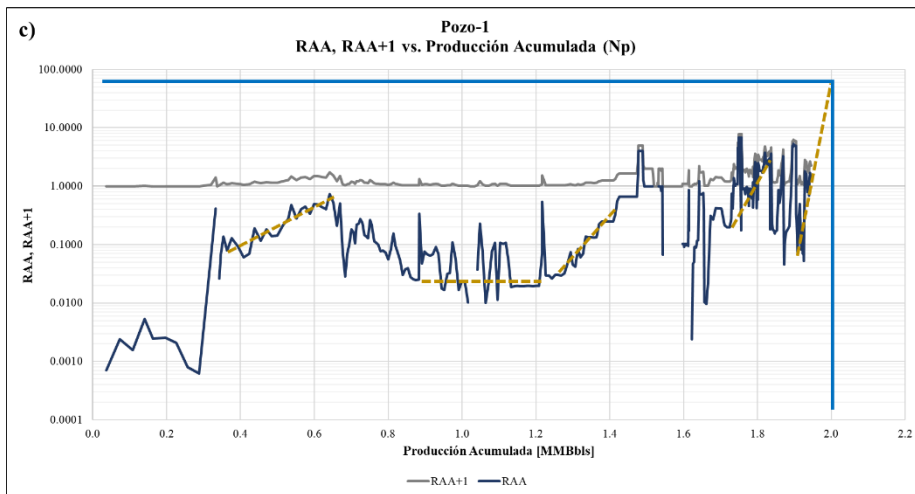
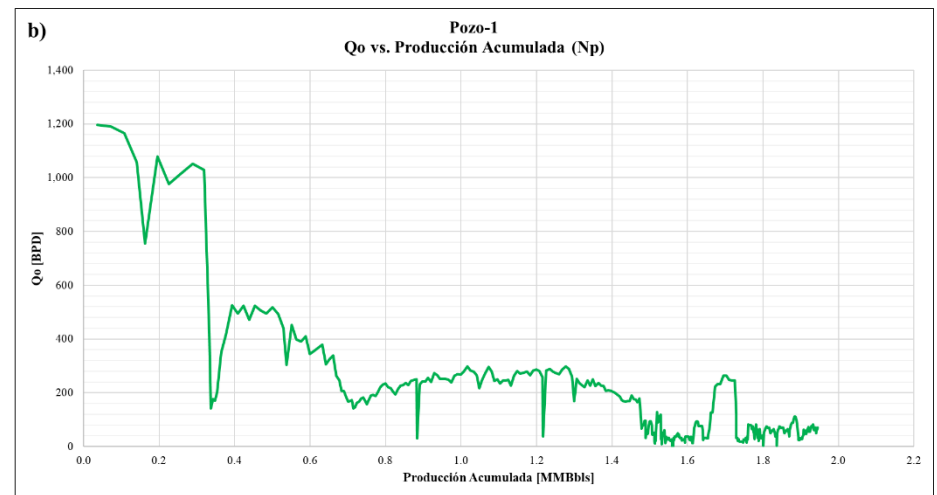
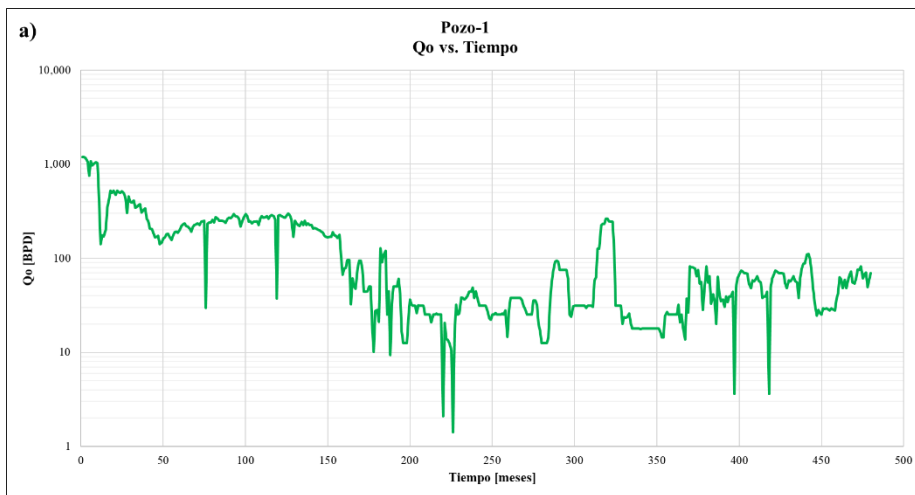


Figura C. 3 a) Gráfico Q_o vs. Tiempo; b) Gráfico Q_o vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del Pozo-1; EUR: 2.006 [MMBbls]; Di (A e.): 30% (Elaboración propia).

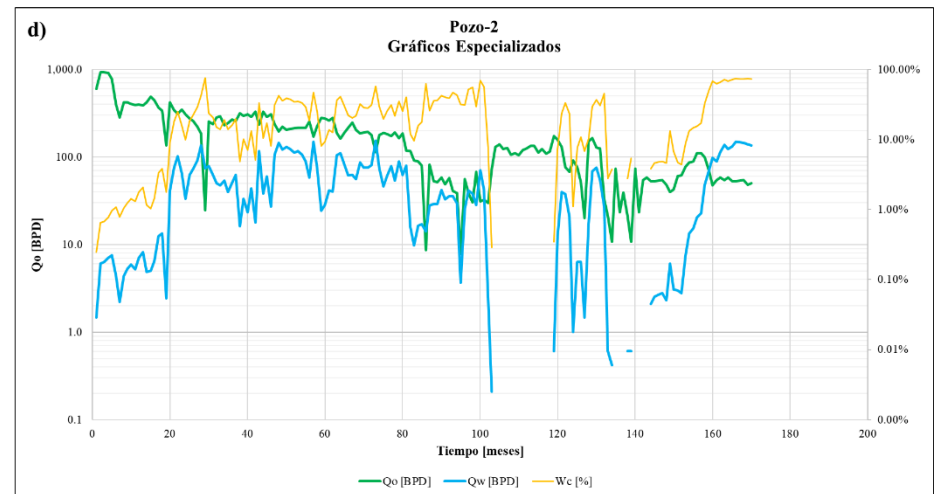
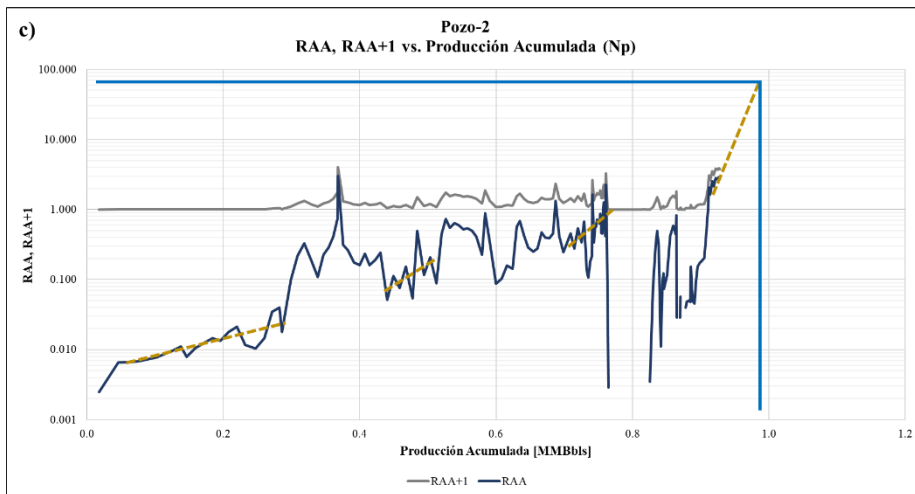
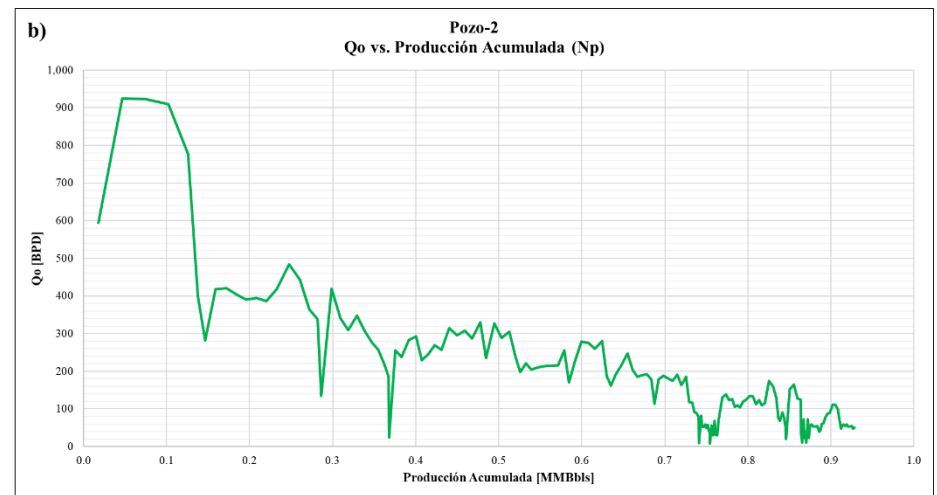
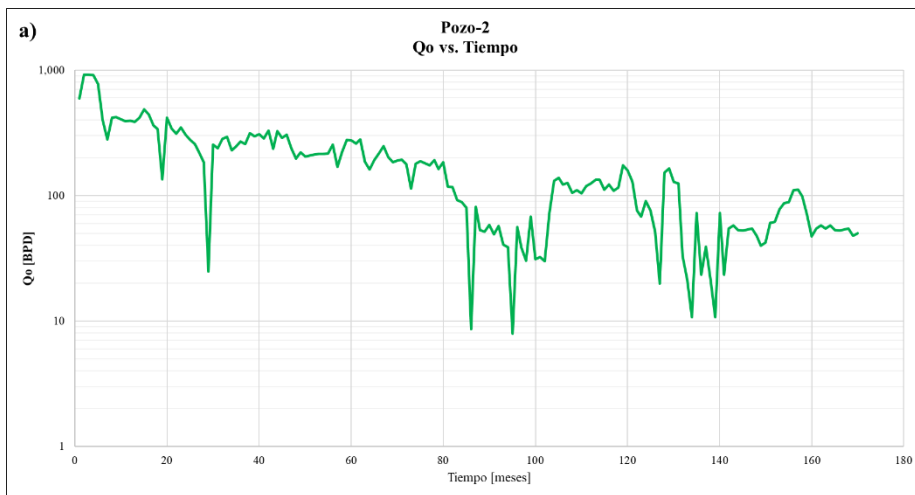


Figura C. 4 a) Gráfico Q_o vs. Tiempo; b) Gráfico Q_o vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del Pozo-2; EUR: 0.966 [MMBbls]; Di (A e.): 30% (Elaboración propia).

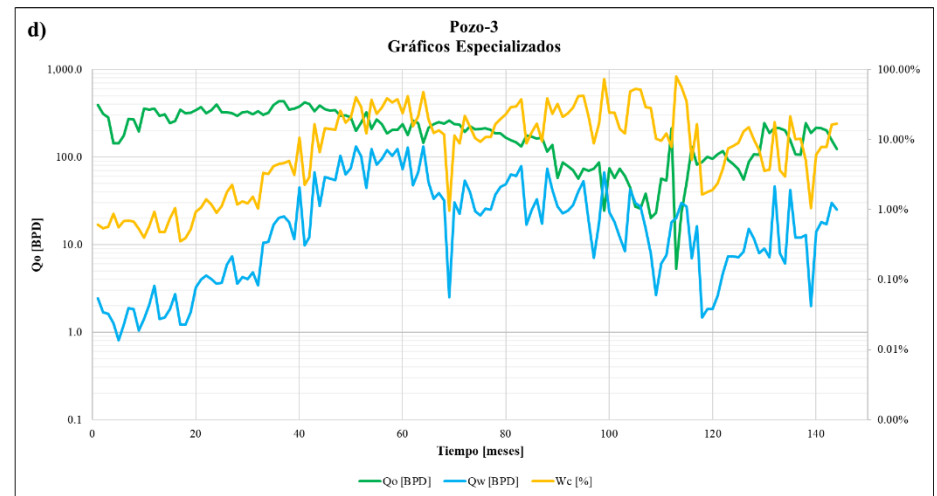
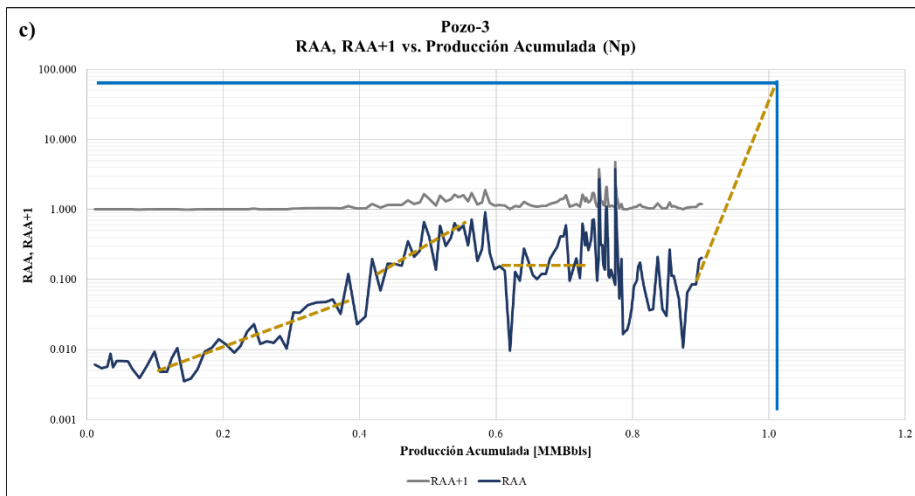
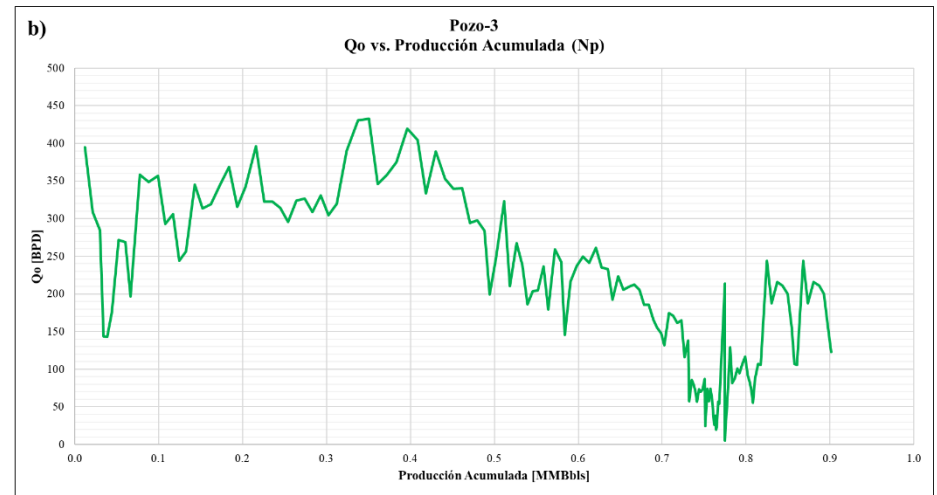
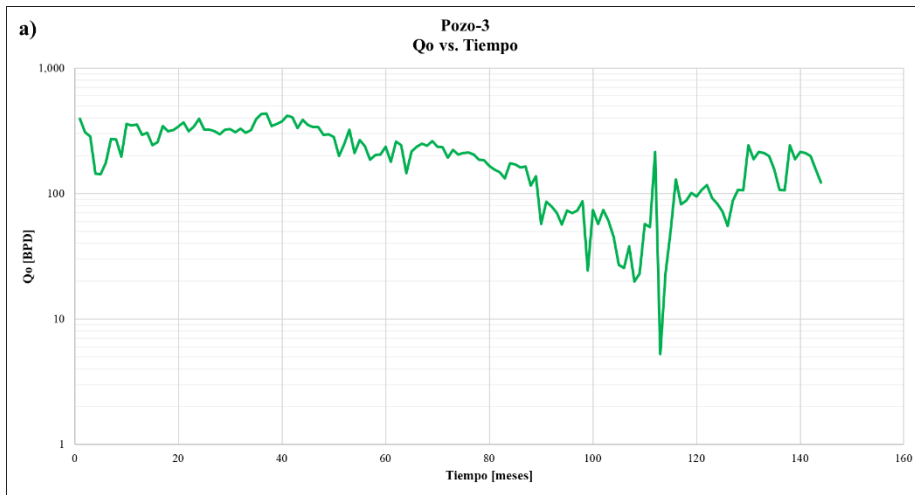


Figura C. 5 a) Gráfico Q_o vs. Tiempo; b) Gráfico Q_o vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del Pozo-3; EUR: 1.025 [MMBbls]; Di (A e.): 30% (Elaboración propia).

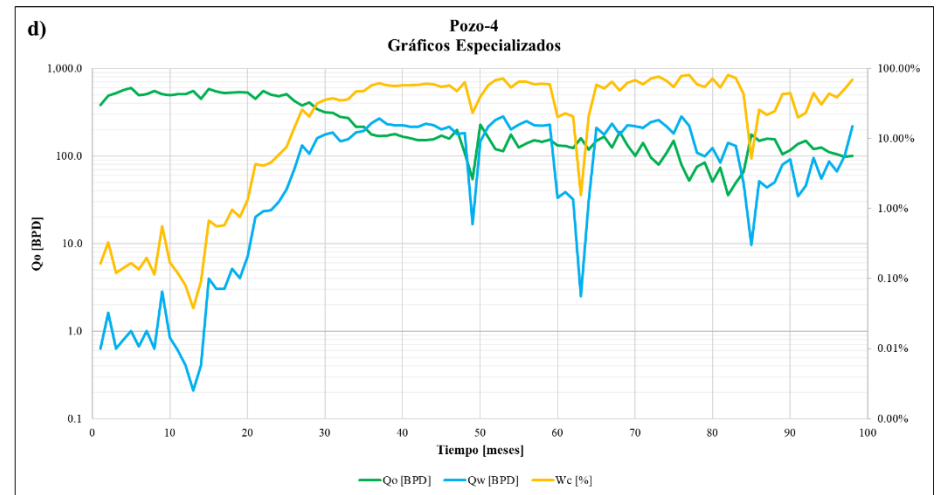
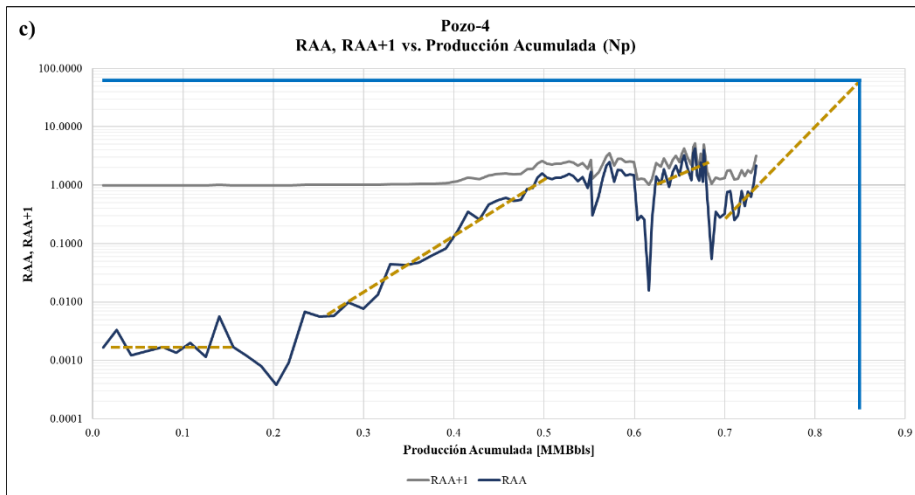
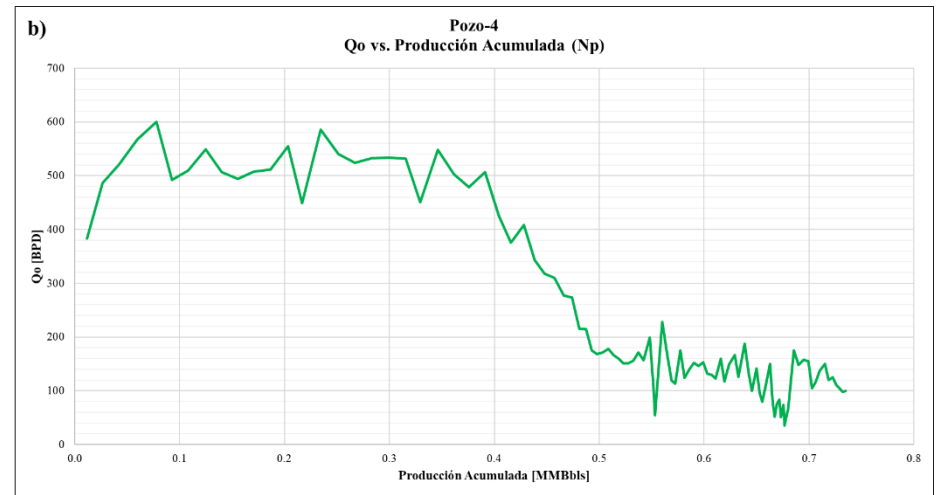
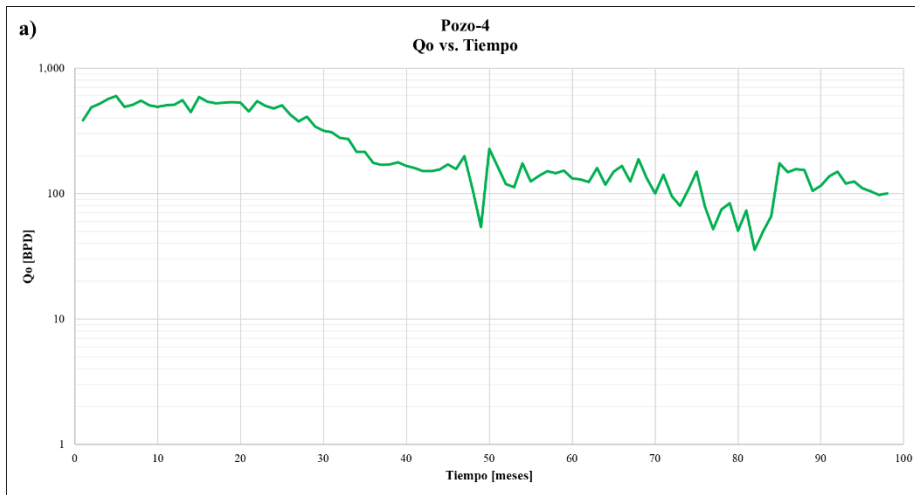


Figura C. 6 a) Gráfico Q_o vs. Tiempo; b) Gráfico Q_o vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del Pozo-4; EUR: 0.853 [MMBbls]; Di (A e.): 25% (Elaboración propia).

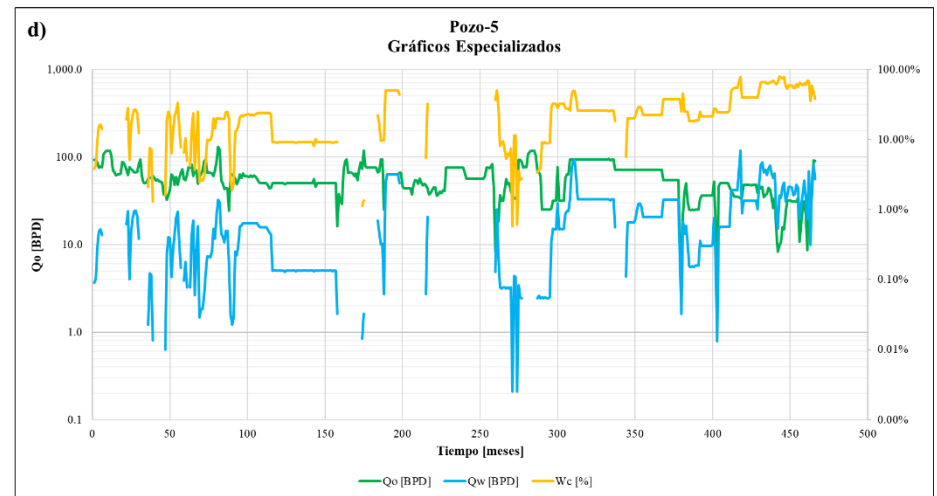
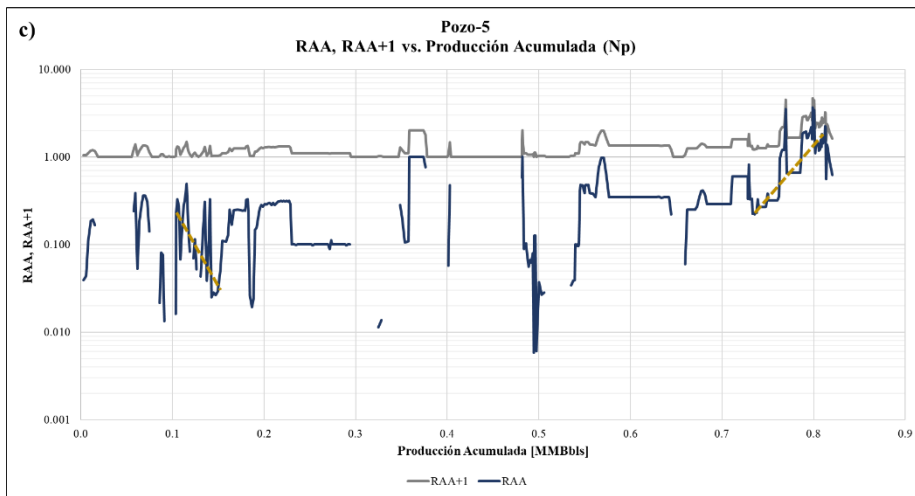
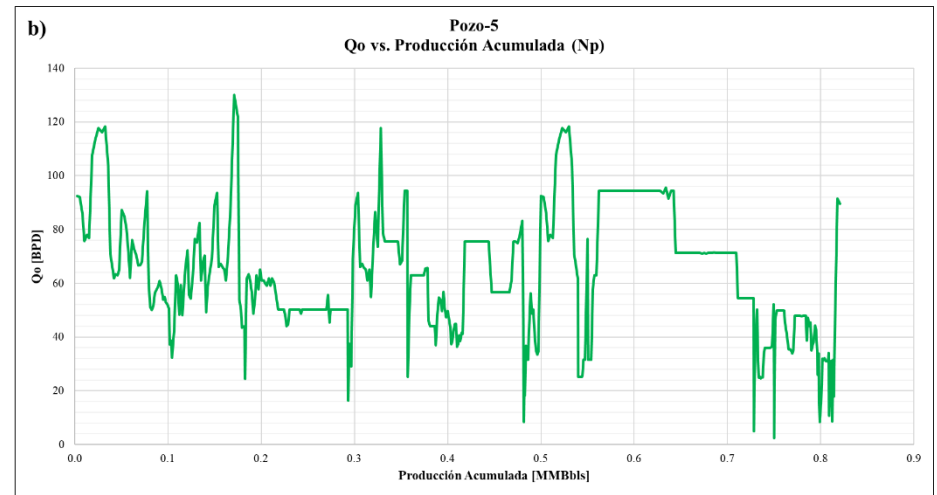
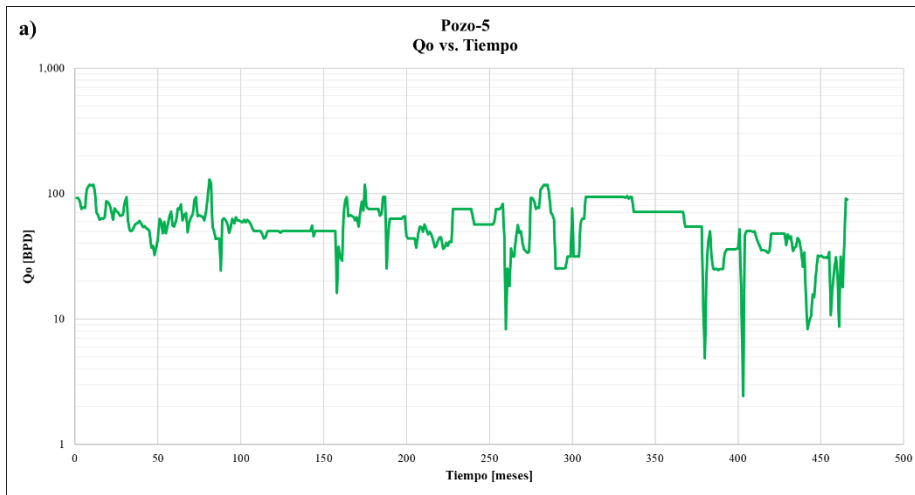


Figura C. 7 a) Gráfico Qo vs. Tiempo; b) Gráfico Qo vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del Pozo-5; Np: 0.820 [MMBbls] (Elaboración propia).

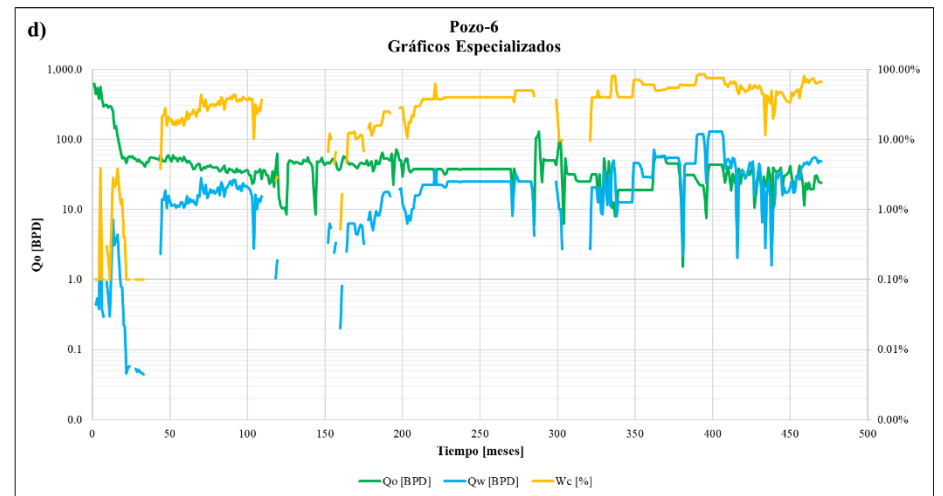
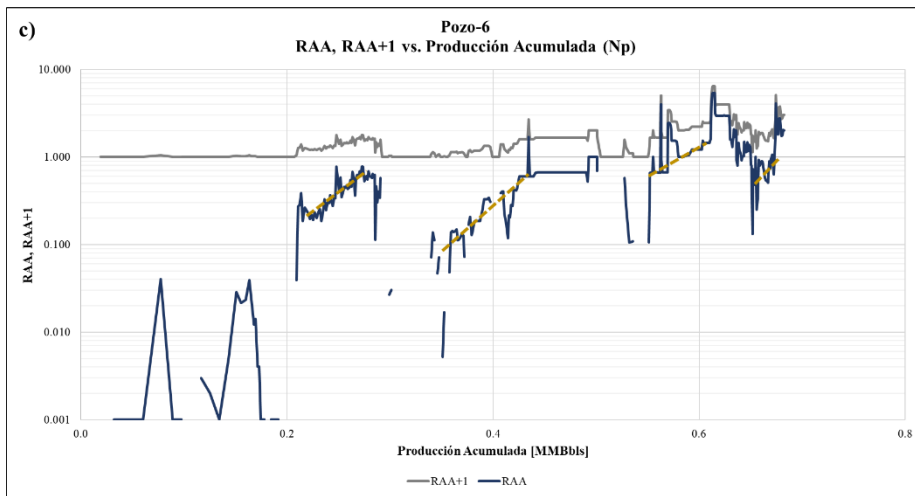
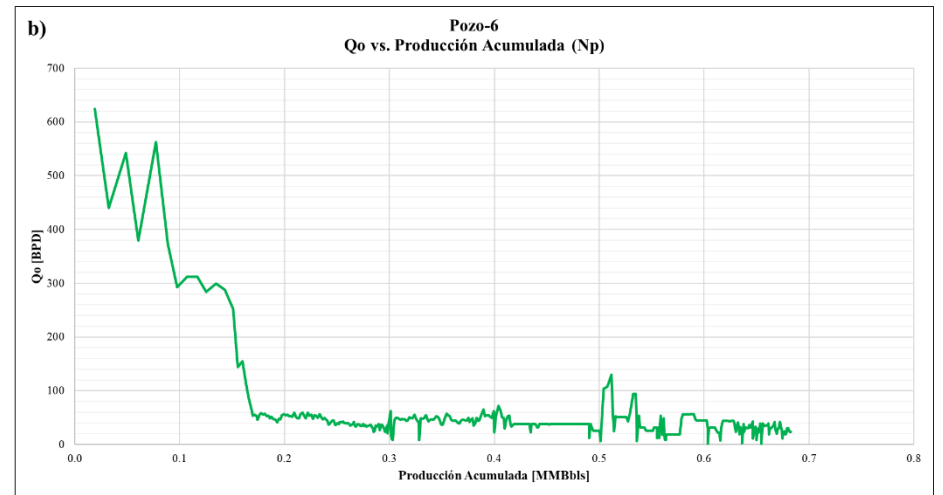
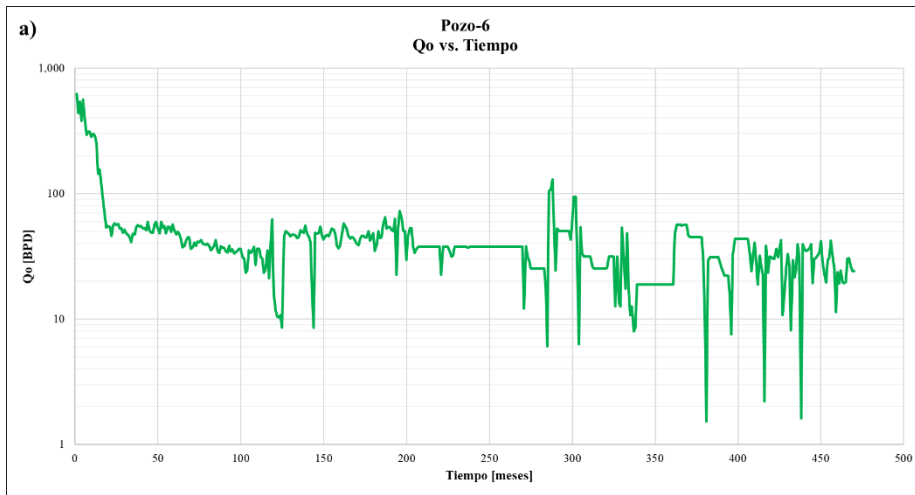


Figura C. 8 a) Gráfico Qo vs. Tiempo; b) Gráfico Qo vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del Pozo-6; Np: 0.682 [MMBbbls] (Elaboración propia).

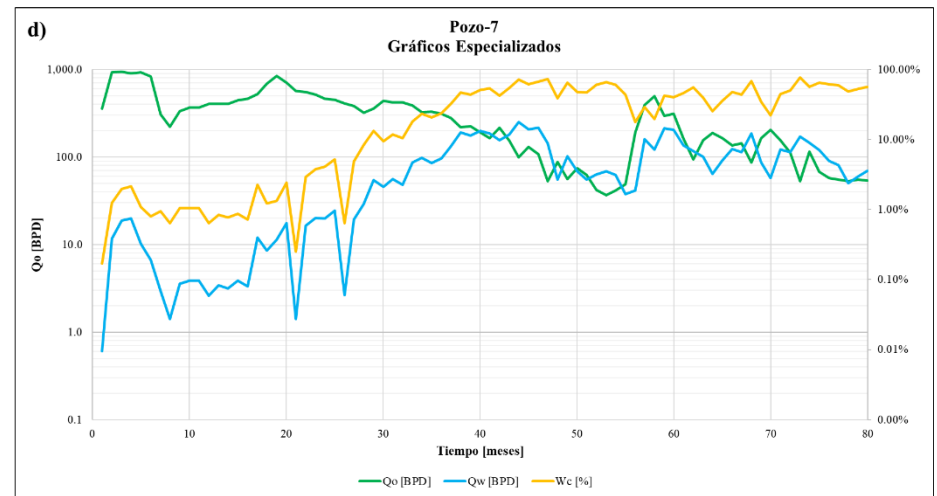
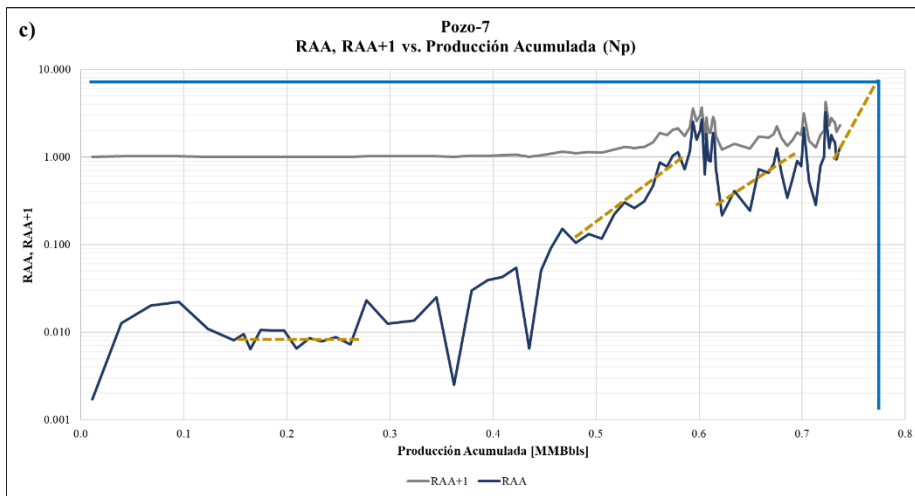
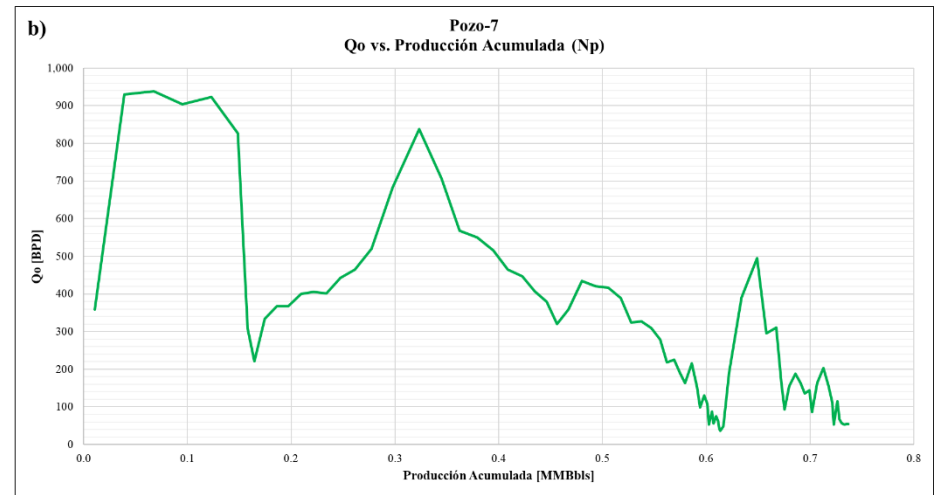
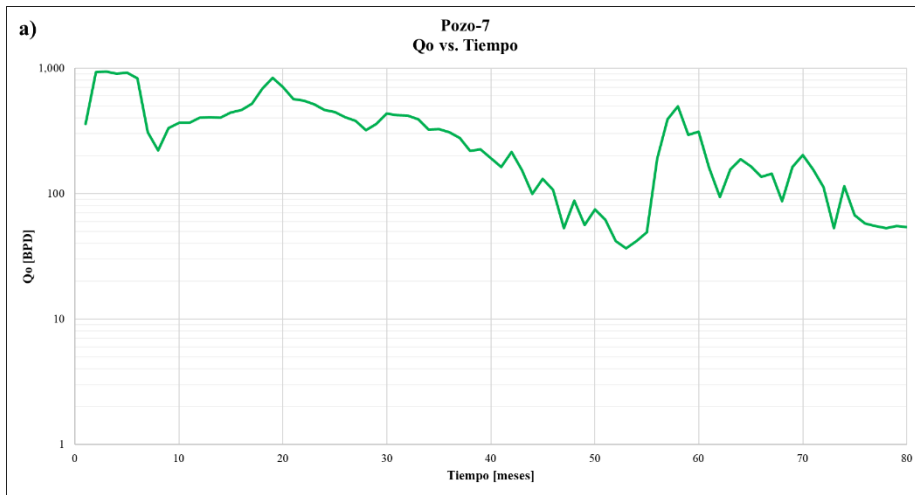


Figura C. 9 a) Gráfico Q_o vs. Tiempo; b) Gráfico Q_o vs. Producción Acumulada; c) Gráfico RAA, RAA+1 vs. Producción acumulada; d) Gráficos especializados del Pozo-7; EUR: 0.780 [MMBbls]; Di (A e.): 30% (Elaboración propia).

Apéndice D - Evaluación económica

Debido a que la propuesta operativa contempla una serie de supuestos y un pronóstico de producción asociado por pozo, se necesita realizar un análisis económico que involucre las características particulares para cada caso. A continuación, se muestran los resultados de la evaluación económica.

Los efectos económicos de la utilización de mejoradores de flujo deben ser evaluados para determinar el valor que minimice el costo de transporte. En la **Tabla D. 1** se muestran los resultados de la evaluación económica por Pozo y por todo el campo, para el último caso se asume que la producción es de los 5 Pozos productores y los gastos asociados (Capex y Opex) se suman en conjunto.

Tabla D. 1 Resultados de la evaluación económica por pozo y por todo el campo (Elaboración propia).

Análisis Económico	Pozo-1	Pozo-2	Pozo-3	Pozo-4	Pozo-7	Campo
Tasa de descuento anual [%]	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Tasa de descuento mensual [%]	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
NPV @ 10% [US\$ k]	\$210.6	(\$45.7)	\$905.1	\$769.3	\$16.0	\$2,363.7
TIR	76.9%	-4.5%	481.8%	285.8%	15.0%	160.0%
FCF Acumulado [US\$ k]	\$288.7	(\$16.4)	\$1,143.8	\$1,007.1	\$56.0	\$3,095.1
Meses de Repago	15.9	143.1	6.7	9	30	11
Producción Inicial [BOPD]	60	40	110	90	45	345
Producción Inicial [BWPD]	76	108	108	200	57	465
Producción Acumulada (Np) [MBbbls]	62.0	37.4	123.5	118.5	43.7	385.1
Producción Acumulada (Wp) [MBbbls]	232.4	239.0	101.9	1,047.9	140.8	1,762.1
Netback promedio [US\$/Bbl]	\$18.0	\$15.4	\$20.3	\$19.7	\$16.3	\$20.4
Opex promedio [US\$/Bbl]	\$5.1	\$7.6	\$2.8	\$3.3	\$6.8	\$2.6
Cash on Cash	1.70	0.85	4.02	3.56	1.05	2.58
Capex [US\$]	\$300,000	\$300,000	\$300,000	\$300,000	\$300,000	\$1,500,000
Capex/Bbl [US\$/Bbl]	\$4.8	\$8.0	\$2.4	\$2.5	\$6.9	\$3.9
Límite Económico [BPD]	12	11	12	12	12	10

Nota: Promedios consideran los primeros 12 meses

De los cinco pozos evaluados, sólo uno resulta con un NPV negativo, sin embargo, el costo asociado a la pérdida puede ser prorrateado por los otros 4 pozos, resultando económicamente viable el proyecto con la utilización del mejorador de flujo, además, el valor no se aleja demasiado para que sea rentable, por lo que la diferencia sería mínima para el retorno de la inversión.

En la **Figura D. 1** se muestra el Flujo de Caja Acumulado (FCF) [US\$k] por Pozo, dicho indicador (Free Cash Flow, FCF por sus siglas en inglés) es el flujo de caja obtenido de las actividades de la compañía una vez han sido deducidas las inversiones para mantener el negocio. Es decir, es el dinero que genera la compañía, una vez deducidos los costos de inversión (Capex), costos de producción (Opex), y demás gastos. Por tanto, tiene en cuenta los flujos de efectivo que generan los activos independientemente de cómo son financiados. El *Free Cash Flow* es una magnitud importante porque nos permite medir si las inversiones necesarias para mantener el negocio o los intereses y dividendos pagados son muy elevadas con respecto al flujo de caja que se genera. Por ello, es comúnmente utilizado para determinar la capacidad real de generación de beneficios de una compañía en oposición al Beneficio Neto contable.

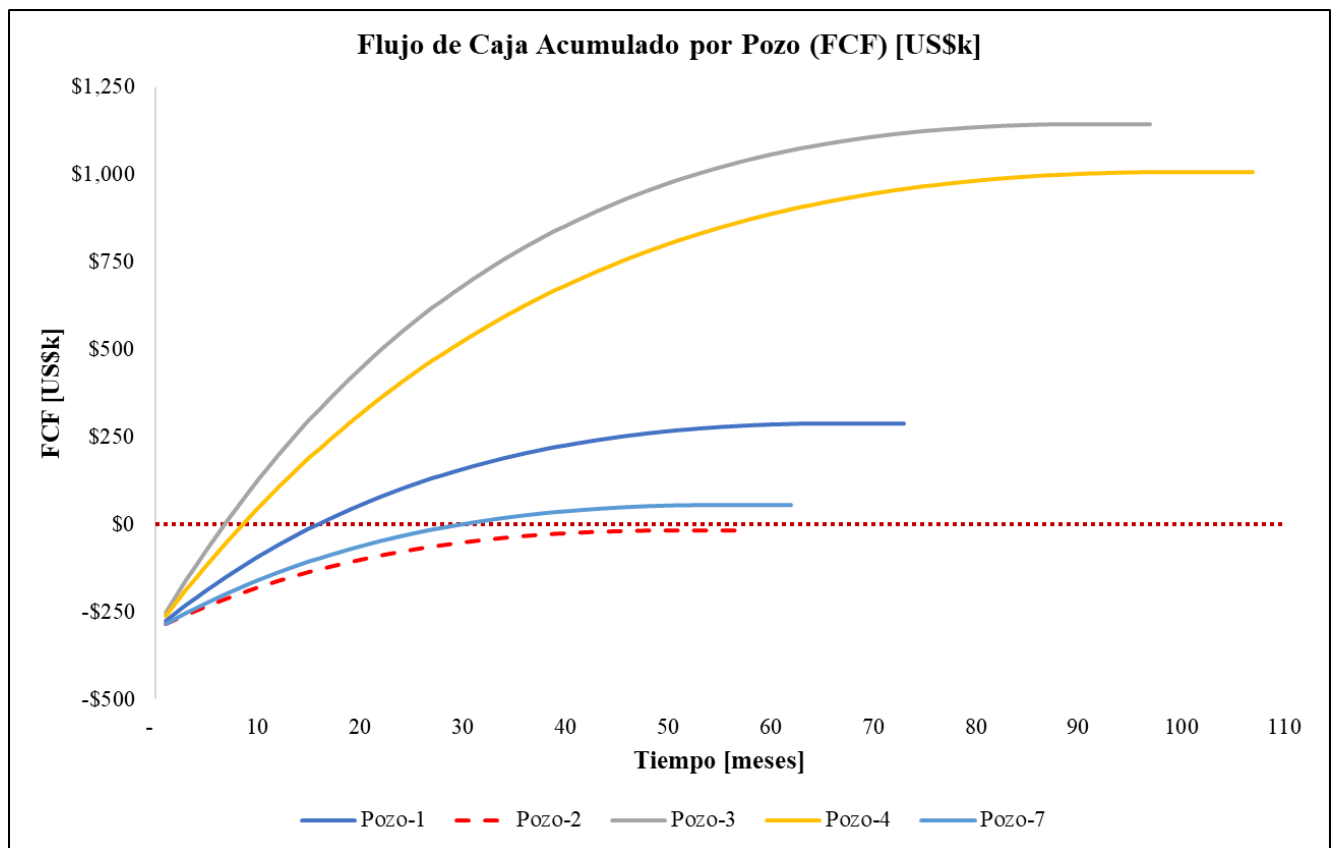


Figura D. 1 Flujo de Caja Acumulado (FCF) [US\$k] por Pozo (Elaboración propia).