



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS
DE CRUDO EXTRAPESADO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

SALAS SANTIAGO ELENA

VALERIANO SILVA LUCERO TADEA



DIRECTOR DE TESIS:

Ing. José Agustín Velasco Esquivel

MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA. 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Resumen

Este trabajo tuvo como objetivo conocer las tecnologías y los métodos de recuperación mejorada aplicados a los crudos pesados y extrapesados ya que actualmente los yacimientos de aceite convencional han alcanzado su pico de producción por lo que se ha recurrido a buscar otras alternativas para cumplir con la demanda energética.

Las características generales de los yacimientos de hidrocarburos, así como algunas definiciones previas que nos ayudaron a comprender y observar cómo se comporta un yacimiento dependiendo del fluido que este contenga, ya sea aceite, gas o una mezcla de ambos, respecto a dos propiedades fundamentales: la presión y la temperatura. También se mencionó el estatus actual de las reservas de crudo pesado y extrapesado en México, así como la ubicación de los campos de este tipo de crudos en la Región Marina Noreste (RMNE), su importancia en la Ronda 0 y 1 dentro del marco de la Reforma Energética.

Se abordó la importancia de conocer las características fisicoquímicas de los crudos pesados y extrapesados, se definió en que consiste un análisis PVT y el adecuado muestreo de los fluidos para la obtención de datos correctos de dicho análisis.

Las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos, los mecanismos de transferencia de calor y los modelos matemáticos como el de Marx y Langenheim, Mandl y Volek, desempeñan un papel muy importante en la aplicación de métodos térmicos porque ayudan a determinar el área calentada, pérdidas de calor, y la distribución de la temperatura durante la inyección de fluidos calientes a la formación

Se trataron los aspectos más relevantes sobre la explotación de crudo extrapesado, abarcando métodos fríos y métodos térmicos, ventajas y desventajas de la aplicación de estos y finalmente se hizo mención de las tecnologías mayormente utilizadas en la explotación de crudos extrapesados, que se han implementado en diversas partes del mundo, desde yacimientos de arenas no consolidadas hasta yacimientos naturalmente fracturados con resultados favorables.

Abstract

This work had as objective understand the technology and enhanced recovery methods applied to heavy crude and extra because currently conventional oil deposits have reached their production peak so it has resorted to other alternatives to meet demand energy.

The general characteristics of hydrocarbon reservoirs, as well as some previous definitions that helped us understand and observe how a reservoir depending on the fluid contained therein behaves either oil, gas or a mixture of both, on two fundamental properties: pressure and temperature. The current status of reserves and extra-heavy oil in Mexico, as well as the location of the fields of this type of crude oil in the Northeast Marina Region (RMNE), its importance in Round 0 and 1 are also mentioned in the context of Energy Reform.

The importance of knowing the physicochemical characteristics of heavy and extra heavy oil, was defined what a correct analysis and proper PVT fluid sampling to obtain data from that analysis.

The thermal properties of the rock and fluids, heat transfer mechanisms and mathematical models such as Marx and Langenheim, Mandl and Volek, play an important role in the application of thermal methods because they help determine the heated area, heat loss, and the temperature distribution during the injection of hot fluids to the formation.

The most relevant aspects of the exploitation of heavy crude were treated, covering cold methods and thermal methods, advantages and disadvantages of the application of these and finally mention technology mostly used in the exploitation of extra heavy oil was made, which have been implemented in around the world, from unconsolidated sands deposits to naturally fractured reservoirs with favorable results.

Índice

Resumen	i
Abstract.....	ii
Índice	iii
Índice de Figuras	ix
Índice de Tablas.....	xiii
Introducción.....	xiv
Capítulo I Conceptos Básicos.....	1
1.1 Definiciones previas	1
1.2 Clasificación general de los yacimientos.....	2
1.2.1 Yacimientos de aceite.....	3
1.2.1.1 Aceite negro	3
1.2.1.2 Aceite volátil.....	4
1.2.2 Yacimientos de gas.....	5
1.2.2.1 Gas y condensado	5
1.2.2.2 Gas húmedo	6
1.2.2.3 Gas seco	7
1.3 Tipos de crudos	8
Capítulo II Estatus de las reservas de crudos pesados y extrapesados en México	9
2.1 Ronda Cero	9
2.1.1 Objetivo de la Ronda Cero:	10
2.1.2 Ronda Cero para los crudos pesados y extrapesados	10
2.1.3 Asociaciones de PEMEX.....	11
2.1.4 Proyectos	11
2.1.5 Datos relevantes.....	12
2.2 Ronda Uno	12
2.3 Ubicación de campos de crudo extrapesado en la Región Marina Noreste (RMNE)	14
Capítulo III Características fisicoquímicas de los crudos pesados y extrapesados	16

3.1	Definiciones de crudo pesado y extrapesado	16
3.2	Análisis PVT	17
3.2.1	Muestreo de fluidos	17
3.2.1.1	Muestreo de fluidos de alta viscosidad	17
3.2.2	Análisis PVT de un crudo extrapesado.....	18
3.2.2.1	Resultados de un análisis PVT de un crudo extrapesado.....	19
3.2.2.1.1	Expansión a composición constante – volumen relativo.....	21
3.2.2.1.2	Factor volumétrico del aceite (B_o).....	22
3.2.2.1.3	Relación gas disuelto-aceite (R_s)	23
3.2.2.1.4	Densidad del aceite (ρ_o) [g/cm^3]	24
3.2.2.1.5	Factor volumétrico del gas liberado (B_g).....	25
3.2.2.1.6	Viscosidad del gas liberado (μ_g) [$cP = mPa \cdot s$]	26
3.2.2.1.7	Viscosidad del fluido de yacimiento (μ_o)	27
3.2.3	Análisis especiales de núcleos.....	28
Capítulo IV Propiedades térmicas y mecanismos de transferencia de calor		29
4.1	Propiedades térmicas de la roca y de los fluidos	29
4.1.1	Propiedades térmicas de los fluidos	29
4.1.1.1	Viscosidad.....	29
4.1.1.1.1	Viscosidad de los líquidos.....	30
4.1.1.1.2	Viscosidad del petróleo	30
4.1.1.2	Densidad del petróleo	31
4.1.1.3	Calor específico	31
4.1.1.3	Conductividad térmica (Finol, 1978).....	32
4.1.2	Propiedades térmicas de la roca.....	33
4.1.2.1	Capacidad calorífica de rocas saturadas	33
4.1.2.2	Conductividad térmica.....	34
4.1.2.2.1	Conductividad térmica de las rocas.....	34
4.1.2.3	Difusividad térmica.....	36
4.2	Mecanismos de transferencia de calor	37
4.2.2	Temperatura.....	37
4.2.3	Conducción.....	39

4.2.4	Convección.....	40
4.2.5	Radiación.....	41
4.3	Inyección de fluidos calientes a la formación.....	41
4.3.1	Modelos matemáticos que describen el calentamiento de una formación.....	42
4.3.1.1	Modelo de Marx y Langenheim.....	46
4.3.1.1.1	Tasa de inyección de calor al tiempo t.....	47
4.3.1.1.2	Tasa de utilización de calor al tiempo t.....	47
4.3.1.1.3	Tasa de pérdidas de calor al tiempo t.....	48
4.3.1.2	Modelo de Mandl y Volek (1969).....	56
Capítulo V Tecnologías para la explotación de yacimientos de crudo extrapesado		59
5.1	Tecnologías a nivel de yacimiento.....	59
5.1.1	Métodos térmicos	61
5.1.1.1	Inyección continua de vapor.....	61
5.1.1.1.1	Drene gravitacional asistido por vapor	64
5.1.1.1.1.1	Extracción de petróleo por vapor (VAPEX).....	67
5.1.1.1.1.2	Drene gravitacional asistido por vapor con un solo pozo (SW-SAGD)	68
5.1.1.1.1.3	Drene gravitacional asistido por vapor con expansión de solventes (ES-SAGD)	68
5.1.1.1.1.4	Drene gravitacional cruzado asistido por vapor (Cross-SAGD, XSAGD)	69
5.1.1.1	Inyección alternada de vapor.....	69
5.1.1.1.1	Inyección cíclica de vapor (CSS).....	69
5.1.1.2.1.1	Inyección alternada de vapor y solventes (SAS).....	72
5.1.1.2.1.2	Inyección alternada de vapor y agua (WASP).....	73
5.1.1.2.1.3	Adición de líquidos para la recuperación mejorada con vapor (LASER)	73
5.1.1.2	Combustión In-Situ.....	73
5.1.1.2.1	Combustión convencional o “hacia adelante”.....	74
5.1.1.2.2	Combustión en reversa.....	75
5.1.1.2.2.1	Ventajas	76
5.1.1.2.2.2	Desventajas.....	76

5.1.1.2.3	Combustión húmeda.....	76
5.1.1.2.4	Inyección de aire de principio a fin (THAI).....	78
5.1.1.2.5	Combustion override split-production horizontal well (COSH).....	78
5.1.1.2.6	Inyección de vapor de principio a fin (THSF)	79
5.1.1.2.7	Inyección de agua de principio a fin (TTHW)	79
5.1.1.2.8	CAPRI versión catalítica del THAI	80
5.1.1.3	Inyección de agua caliente	80
5.1.1.3.1	Ventajas de la inyección de agua caliente.....	82
5.1.1.3.2	Desventajas de la inyección de agua caliente.....	82
5.1.1.4	Calentamiento eléctrico	82
5.1.1.4.1	Herramientas de baja frecuencia tipo 1	83
5.1.1.4.2	Herramientas de baja frecuencia tipo 2	85
5.1.1.4.2.1	Cables calentadores	85
5.1.1.4.3	Herramientas de alta frecuencia	86
5.1.1.4.4	Calentamiento inductivo	86
5.1.2	Métodos no térmicos	87
5.1.2.1	Producción en frío con arenas CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand)	87
5.1.2.2	Gas miscible en hidrocarburos pesados	89
5.1.2.3	Inyección de agua	90
5.1.2.4	Inyección de químicos	90
5.1.2.5	Inyección de CO ₂	92
5.2	Tecnologías a nivel de pozo.....	94
5.2.1	Pozos alta presión alta temperatura (HPHT)	95
5.2.1.1	Pozos con terminación especial (pozos HPHT).....	96
5.2.1.1.1	Terminaciones sencillas	96
5.2.1.1.2	Terminaciones convencionales	96
5.2.1.1.3	Terminaciones dobles.....	97
5.2.1.1.4	Fluidos de perforación y terminación para pozos HPHT	99
5.2.1.1.4.1	Salmuera de formiato de cesio.....	99
5.2.1.2	Fracturamiento hidráulico	100

5.2.1.3	Pozos horizontales y desviados.....	101
5.2.1.4	Sistemas artificiales de producción.....	102
5.2.1.4.1	Definición de sistema artificial de producción.....	102
5.2.1.4.2	Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).....	103
5.2.1.4.2.1	Ventajas del BCP	104
5.2.1.4.2.2	Desventajas del BCP.....	105
5.2.1.4.3	Bombeo Electrocentrífugo (BEC).....	105
5.2.1.4.3.1	Ventajas del BEC.....	106
5.2.1.4.3.2	Desventajas del BEC	107
Capítulo VI Tecnologías para la explotación de yacimientos de crudo extrapesado (casos prácticos en el mundo).....		108
6.1	Drene gravitacional asistido por vapor (SAGD) en Canadá.....	108
6.1.1	Características de la formación	108
6.1.2	Características de los pozos y terminaciones	109
6.1.3	Geomecánica y la inyección de vapor	112
6.1.4	Simulación numérica de yacimientos	112
6.1.5	Optimización de la producción.....	113
6.1.6	Sistemas artificiales de producción	115
6.1.7	Optimización y monitoreo	117
6.2	Drene gravitacional de aceite o gas asistido térmicamente (TAGOGD Thermally Assisted Gas/Oil Gravity Drainage)	117
6.2.1	Drene gravitacional de aceite o gas asistido térmicamente.	117
6.2.1.1	Prueba de laboratorio	118
6.2.2	Implementación en el campo Qarn Alam en Omán (Shanhil SPE, 2006)....	119
6.2.2.1	Descripción del Campo.....	119
6.2.2.2	Prueba piloto de Qarn Alam	119
6.3	Tecnologías aplicadas para la cementación exitosa en los pozos de inyección de vapor en el sur de México.....	121
6.3.1	Descripción del campo y configuración del pozo	121
6.3.1.1	Mejores prácticas para optimizar la eficiencia de desplazamiento (ED) del lodo de perforación.....	122
6.3.1.1.1	Estado del fluido de perforación	122

6.3.1.1.2	Centralizado de la TR / Standoff.....	122
6.3.1.1.3	Movimiento de tubería	122
6.3.1.1.4	Permeabilidad de la formación.....	122
6.3.1.1.5	Diseño del bache espaciador	123
6.3.1.1.6	Centrado de la tubería de revestimiento.....	123
6.3.1.1.7	Diseño de lechada	123
6.3.1.1.8	El aditivo de cemento de látex	124
6.3.1.1.8.1	Aditivo expansivo.....	124
6.3.2	Caso de estudio del pozo Hew 1.....	124
6.4	Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México....	127
6.4.1	Samaria Neógeno.....	128
6.4.1.1	Diseño y terminación de los pozos	129
6.4.1.2	Diseño de tuberías de revestimiento de explotación.....	130
6.4.1.3	Resultados del primer ciclo de inyección de vapor.	136
6.5	Generadores de vapor	137
6.5.1	Ecuaciones para la calidad de vapor para el contacto directo de generadores de vapor	137
6.5.2	Experiencias operativas de un generador de vapor de fondo de pozo.....	137
6.5.2.1	Descripción de los sistemas	138
6.5.2.1.1	Diesel / generador de aire.....	141
6.5.2.1.2	Diesel / generador de oxígeno.....	142
CONCLUSIONES.....		144
NOMENCLATURA.....		146
APÉNDICE A. EXPERIMENTOS DE LABORATORIO APLICADOS A CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS		149
REFERENCIAS		158

Índice de Figuras

Figura I.1 – Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos (Garaicochea, 1984)	2
Figura I.2 – Diagrama de fase de un yacimiento de aceite negro (MacCain, 1990).	4
Figura I.3 – Diagrama de fase de un yacimiento de aceite volátil (McCain, 1990)	5
Figura I.4 – Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado (McCain, 1990).	6
Figura I.5 – Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo (MacCain, 1990).....	7
Figura I.6 – Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco (McCain, 1990)	8
Figura II.1 – Ubicación de campos (Secretaría de Energía, 2014).....	11
Figura II.2 – Zonas de Aguas Someras, Aceite extrapesados y Áreas terrestres (Secretaría de Energía, 2015)	13
Figura II.3 – Ubicación de Campos en la RMNE (Secretaría de Energía, 2014).....	15
Figura III.1 – Diferencias en el comportamiento de aceites convencionales con aceites espumantes	19
Figura III.2 – Esquema del Aparato utilizado en las Pruebas de Agotamiento de Presión ..	20
Figura III.3 – Expansión a composición constante – volumen relativo	21
Figura III.4 – Factor de volumen del aceite (B_o)	22
Figura III.5 – Relación gas disuelto- aceite (R_s)	23
Figura III.6 – Densidad del aceite (ρ_o)	24
Figura III.7 – Factor volumétrico del gas liberado (B_g)	25
Figura III.8 – Viscosidad del gas liberado (μ_g)	26
Figura III.9 – Viscosidad del fluido de yacimiento (μ_o).....	27
Figura IV.1 – Propiedades térmicas de los materiales comunes (Schlumberger, 2012)	38
Figura IV.2 – Flujo de calor (Schlumberger, 2012)	39
Figura IV.3 – Esquema de los mecanismos de transferencia de calor (Inzunza, 2012)	39
Figura IV.4 – Transferencia de calor por convección desde una superficie caliente hacia el aire (Çengel, 2012)	41
Figura IV.5 – Distribución de la temperatura durante la inyección de vapor	42
Figura IV.6 – Comparación cualitativa entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y una aproximación idealizada (Langenheim, 1959).....	46
Figura IV.7 – Pérdidas de calor hacia la capa de arriba y subyacentes (Langenheim, 1959)	48
Figura IV.8 – Función F_1 de Marx y Langenheim (Langenheim, 1959).....	53
Figura IV.9 – Función F_2 de Marx y Langenheim (Langenheim, 1959).....	55
Figura IV.10 – Función F_3 de Mandl y Volek (Higgins, R. V. 1962)	58
Figura V.1 – Tecnologías aplicadas a nivel de yacimiento para la recuperación de Crudos Pesados y Extrapesados, Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Ing. María Elena Cuaautli Hernández	60
Figura V.2 – Inyección Continua de Vapor (Álvarado y Banzér, 2002).....	63

Figura V.3 – Diagrama de la sección transversal de los pozos (Schlumberger, 2014)	64
Figura V.4 – Método de SAGD, donde se tienen dos pozos horizontales, uno en donde se inyecta el vapor y el otro donde se produce el aceite extrapesado (Schlumberger, 2006)...	65
Figura V.5 – Separación vertical entre el pozo inyector y el pozo productor (Mohsen, 2012)	66
Figura V.6 – Instalaciones requeridas para el SAGD (Conoco Phillips, 2015)	67
Figura V.7 – Vista frontal del yacimiento bajo el proceso del VAPEX.....	68
Figura V.8 – Proceso SW-SAGD	68
Figura V.9 – Proceso ES-SAGD	69
Figura V.10 – Muestra de la configuración de los pozos en el X-SAGD	69
Figura V.11 – Inyección Cíclica de Vapor (Álvarado y Banzér, 2002)	70
Figura V.12 – Respuestas típicas de producción en un Proceso de Inyección.....	71
Figura V.13 – Proceso de LASER.....	73
Figura V.14 – Tipos de Combustión In Situ.....	74
Figura V.15 – Combustión In Situ (Schlumberger, 2010/2011)	75
Figura V.16 – Combustión en reverso (Farouq, 1987).....	76
Figura V.17 – Perfiles de temperatura y saturación en combustión húmeda (Latil, 1980)..	77
Figura V.18 – Configuración de los pozos en el proceso THAI (Flores, 2008).....	78
Figura V.19 – Configuración de los pozos en el COSH (Flores, 2008)	79
Figura V.20 – Proceso del THSF (Flores, 2008).....	79
Figura V.21 – Proceso del TTHW (Flores, 2008)	80
Figura V.22 – Proceso del CAPRI (Flores, 2008).....	80
Figura V.23 – Distribución de la temperatura y saturación en una unidad de agua caliente (Harsem, J. SPE, 1971).....	81
Figura V.24 – Calentamiento eléctrico de baja frecuencia de un pozo vertical (Sierra, SPE 2001).....	84
Figura V.25 – Configuración del calentamiento eléctrico de baja frecuencia en un pozo horizontal (Sierra, SPE 2001).....	84
Figura V.26 – Sistema de calentamiento con cable de aislamiento mineral (TYCO USA, 2008).....	85
Figura V.27 – Bucle de corriente AC para el yacimiento de calentamiento inductivo (Mustafina SPE, 2013)	86
Figura V.28 – Comparación de los gastos de producción de petróleo de dos pozos en el campo Edam, uno con producción de arena y otro sin producción de arena (Sawatzky SPE, 2002)	88
Figura V.29 – Lechada producida por el método de producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) (Schlumberger, 2006)	89
Figura V.30 – Inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (Schlumberger, 2010/2011)	92
Figura V.31 – Inyección cíclica de CO ₂ (Schlumberger, 2010/2011)	94

Figura V.32 Tecnologías para Crudos Pesados a Nivel de Pozo (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Ing. María Elena Cuautli Hernández).....	95
Figura V.33 – Sistema de clasificación HPHT (Schlumberger, 2008/2009)	95
Figura V.34 – Aparejo sencillo (Rosas, 2014)	96
Figura V.35 – Aparejo sencillo selectivo (Rosas, 2014)	97
Figura V.36 – Aparejo doble selectivo (Rosas, 2014).....	97
Figura V.37 – Empacador Hidráulico para HPHT (Viñas, 2013)	98
Figura V.38 – Empacador permanente sencillo para HPHT (Viñas, 2013)	98
Figura V.39 – Proyección al personal (Cabot, 2008)	100
Figura V.40 – Proceso de Fracturamiento Hidráulico (EPA, 2014).....	101
Figura V.41 – Pozo Desviado y Pozo Horizontal.....	102
Figura V.42 – Distribución de los componentes del aparejo de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) (Aranda, 2012).....	104
Figura V.43 – Distribución de los componentes del aparejo de Bombeo Electrocentrifugo (BEC) en un pozo (Zertuche, 1979)	106
Figura VI.1 – Características de un yacimiento el cual no cumple con los requerimientos mínimos para aplicar este método <i>SAGD</i> (Schlumberger, 2014).....	109
Figura VI.2 – Mediciones de la separación relativa entre pozos (Schlumberger, 2014).....	111
Figura VI.3 – Cámaras de vapor ideal y real (Schlumberger, 2014).....	114
Figura VI.4 – Control de la inyección de vapor y de la producción de bitumen en las secciones horizontales (Schlumberger, 2014).....	114
Figura VI.5 – Tecnología de pruebas de pozos multifásicos V_x (Schlumberger, 2014)....	116
Figura VI.6 – Esquemática de un aparato experimental TAGOGD (Shanhil SPE, 2006) .	118
Figura VI.7 – Construcción de Qarn Alam modelo dinámico de petrofísica, geológica, y datos de las propiedades del material (Shanhil SPE, 2006).....	119
Figura VI.8 – La producción acelerada de aceite es debido a la reducción de la viscosidad con la temperatura (Shanhil SPE, 2006).....	120
Figura VI.9 – Canal de lodo a la izquierda en el lado estrecho del espacio anular (Ramírez-Vázquez SPE, 2014).....	122
Figura VI.10 – Configuración de un centrador a base de lodo utilizada en pozos horizontales de inyección de vapor (Ramírez-Vázquez SPE, 2014).....	123
Figura VI.11 – Aditivo expansivo que ayuda a mejorar la adherencia del cemento (Ramírez-Vázquez SPE, 2014).....	124
Figura VI.12 – Esquemática del pozo HEW 1 (Ramírez-Vázquez SPE, 2014).....	125
Figura VI.13 - Gráfica del trabajo de cementación del pozo HEW 1 (Ramírez-Vázquez SPE, 2014).....	125
Figura VI.14 – Ejemplos CBL del Campo Samaria (Ramírez-Vázquez SPE, 2014).....	126
Figura VI.15 – Columna geológica definida en la actualización del modelo estático (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013).....	128
Figura VI.16 – Diseños tipo de pozo vertical y horizontal, con terminación para operar en frío (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013)	129

Figura VI.17 – Comportamiento de la producción en frío del pozo Samaria 916 (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013).....	131
Figura VI.18 – Tubería ranurada utilizada para el control de producción de arena (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013).....	131
Figura VI.19 – Aparejo de producción isotérmico utilizado (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013)	132
Figura VI.20 - Empacadores utilizados en la prueba piloto (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013).....	132
Figura VI.21 – Barril de la bomba deformado en el pozo Samaria 916, después de la estimulación (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013)	133
Figura VI.22 – Distribuidores de vapor utilizados en la prueba piloto (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2013)	134
Figura VI.23 – Distribuidores de vapor utilizados en la prueba piloto (Cardona Arteaga Marcela, Agosto 2013)	134
Figura VI.24 – Evolución de los árboles de producción (Cardona Arteaga Marcela, Agosto 2013).....	135
Figura VI.25 – Esquema de Generador de Vapor (Donalson SPE, 2013).....	137
Figura VI.26 – Esquema de prueba Proyecto “Vapor Profundo” del Campo – Wilmington (Marshall SPE, 1992)	139
Figura VI.27 – Descripción del Proyecto “Vapor Profundo” Campo – Wilmington (Marshall SPE, 1992)	139
Figura VI.28 – Esquema de alta presión (Marshall SPE, 1992).....	140
Figura VI.29 – Rendimiento del generador de vapor de fondo de pozo (Marshall SPE, 1992)	142

Índice de Tablas

Tabla I.1 – Tipos de crudos internacionales (Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, 2014)	8
Tabla II.1 – Ronda Cero PEMEX y el Estado (Secretaría de Energía, 2014).....	10
Tabla II.2 – Campos Licitados para la Ronda Uno (Secretaría de Energía, 2015)	12
Tabla II.3 – Estadística de Exploración (Secretaría de Energía, 2015).....	13
Tabla II.4 – Estadística de Explotación (Secretaría de Energía, 2015)	14
Tabla II.5 – Crudos Extrapesados.....	15
Tabla III.1 – Características de la muestra de crudo extrapesado	20
Tabla IV.1 – Correlación de valores calculados (Assad, 1955)	35
Tabla IV.2 – Propiedades térmicas de las rocas (los valores entre paréntesis son estimados) (Somerton, W.H. 1958)	36
Tabla IV.3 – Modelos Matemáticos para el Calentamiento de la Formación durante la Inyección de Fluidos Calientes.....	44
Tabla IV.4 – Serie de áreas calentadas (Langenheim, 1959)	49
Tabla IV.5 – Funciones F_1 y F_2 de Marx y Langenheim (Langdnheim, 1959).....	52
Tabla V.1 – Criterios de diseño (Taber SPE, 1983)	61
Tabla V.2 – Criterios de Diseño para la Inyección Cíclica de Vapor (Taber SPE, 1983)....	71
Tabla V.3 – Criterios de diseño (Schlumberger, 2010/2011).....	77
Tabla VI.1– Inyección de vapor en pozos Samaria (Cardona Arteaga Marcela, agosto 2103)	135
Tabla VI.2 – Resultados del Primer Ciclo de Inyección de Vapor (Carnoda Arteaga Marcela, agosto 2103)	136
Tabla VI.3 – Características de la zona (Marshall SPE, 1992)	140
Tabla VI.4 – Resumen de Eventos para el Generador de fondo del pozo inicial (Marshall SPE, 1992).....	141
Tabla VI.5 – Condiciones de funcionamiento para Diesel / oxígeno de alta presión del generador de vapor (Marshall SPE, 1992).....	142

Introducción

El objetivo de este trabajo es dar a conocer las nuevas tecnologías y las modificaciones de los métodos de recuperación desarrollados para los crudos convencionales y que actualmente son aplicados a los crudos pesados y extrapesados, ya que estos presentan desafíos en el análisis de sus propiedades fisicoquímicas; hoy en día es necesario explotar este tipo de crudos debido a la disminución del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir y reclasificar reservas, por lo que se está incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado.

Actualmente en México, las reservas de hidrocarburos se encuentran en el orden de los 33 mil millones de barriles y aproximadamente el 57% (Arteaga Marcela, 2013) son aceites pesados que no se pueden extraer por recuperación primaria debido a que el factor de recuperación es muy bajo. Esto indica la importancia de analizar la factibilidad de explotar este tipo de yacimientos mediante la aplicación de procesos térmicos, que con base en experiencias internacionales, prometen incrementar la productividad y el factor de recuperación.

Es importante conocer las características generales de los yacimientos de hidrocarburos y cómo se comportan dependiendo del fluido que estos contengan. Así mismo es relevante que se conozcan las características fisicoquímicas de estos crudos para poder realizar una buena caracterización de los fluidos y que los datos obtenidos de la caracterización ayuden a comprender el comportamiento que presentan y como diferenciarlos de los aceites convencionales.

El propósito de la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento. Los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo son la inyección de químicos (alcalinos o con polímeros micelares); el desplazamiento miscible (inyección de dióxido de carbono [CO₂] o inyección de hidrocarburos); y la recuperación térmica (inyección de vapor o combustión in-situ). La aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva neta, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad.

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de crudos viscosos, que actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable.

Capítulo I Conceptos Básicos

Se darán a conocer las características generales de los yacimientos de hidrocarburos, así como algunas definiciones previas que nos ayudarán a comprender y observar cómo se comporta un yacimiento dependiendo del fluido que este contenga, ya sea aceite, gas o una mezcla de ambos, respecto a dos propiedades fundamentales; la presión y la temperatura.

1.1 Definiciones previas

Propiedades intensivas: Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada; por ejemplo, la viscosidad, densidad y temperatura.

En la **Figura I.1** se muestra un diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos en el cual se observan estos puntos, regiones, etc.

Punto crítico: Es el estado a condición de presión (p) y temperatura (T) para la cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión crítica (p_c): Es la presión correspondiente al punto crítico.

Temperatura crítica (T_c): Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Curva de burbujeo (ebullición) (p_b): Es el lugar geométrico de los puntos de p - T , para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío (condensación): Es el lugar geométrico de los puntos de p - T , en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Región de dos fases: Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten, en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.

Cricondenbara: Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricondenterma: Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Zona de condensación retrógrada: Es aquella en la cual al bajar la presión a temperatura constante, ocurre una condensación.

Saturación crítica de un fluido: Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

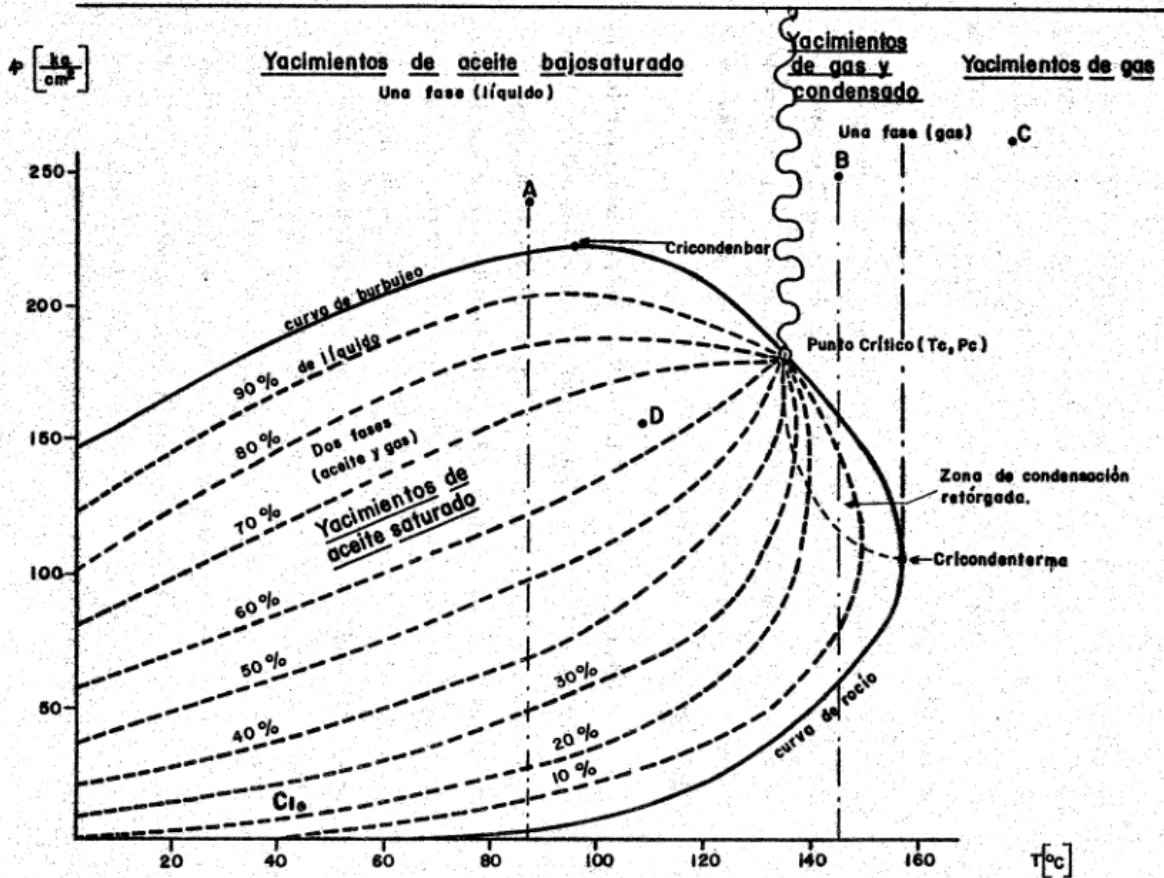


Figura I.1 – Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos (Garaicochea, 1984)

1.2 Clasificación general de los yacimientos

Es común clasificar a los yacimientos petroleros de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos y a las condiciones bajo las cuales se presenta su acumulación en el subsuelo. Así tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tienen yacimientos de:

- Aceite negro
- Aceite volátil
- Gas seco

- d) Gas húmedo
- e) Gas y condensado

1.2.1 Yacimientos de aceite

De acuerdo a la presión inicial (p_i) estos yacimientos se pueden clasificar de la siguiente manera:

Bajo saturado: Es el que a las condiciones de p y T a las que se encuentra, es capaz de disolver más gas.

Saturado: Es aquel que a condiciones de p y T a las que se encuentra está en equilibrio con su gas.

El aceite crudo es comúnmente clasificado de la siguiente manera:

1.2.1.1 Aceite negro

Para que un aceite sea catalogado como aceite negro debe tener las siguientes características (Figura I.2):

- ◆ La Temperatura de yacimiento (T_y) es menor a la Temperatura crítica (T_c).
- ◆ Su composición es principalmente de componente pesados.
- ◆ El punto crítico se encuentra a la derecha de la cricondebara.
- ◆ Si la p es mayor a la presión de burbuja (p_b) @ T_y es un yacimiento bajo saturado (1 fase).
- ◆ Si la p es menor a la p_b @ T_y es un yacimiento saturado (2 fases).
- ◆ RGA inicial es menor a $2,000 \text{ ft}^3 \text{ de gas @ c.e. /Bl de aceite @ c.e.}$
- ◆ Densidad del líquido: Mayor 0.85 g/cm^3 .
- ◆ En superficie se recupera aceite en mayor cantidad y gas en menor cantidad.
- ◆ Color del aceite: negro, verde oscuro o café oscuro.

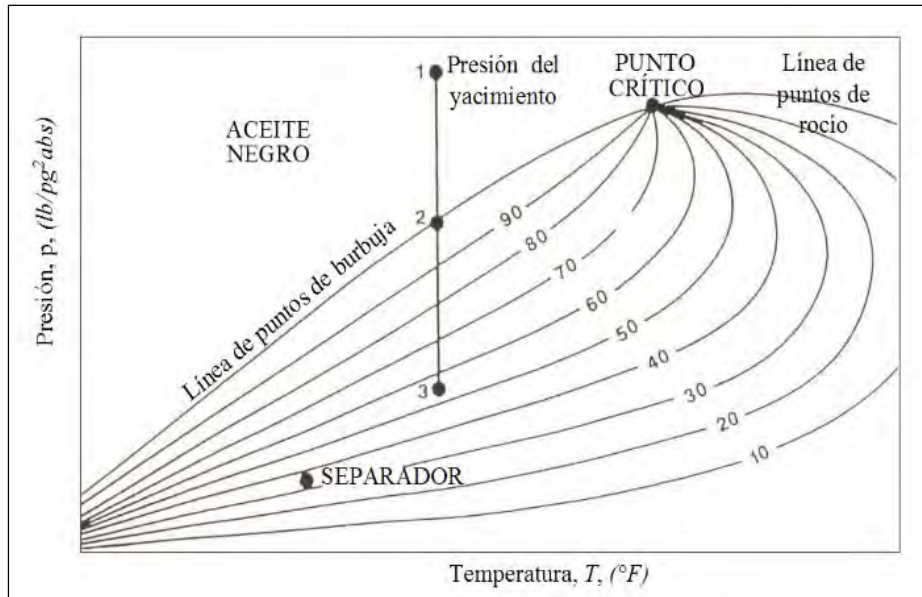


Figura I.2 – Diagrama de fase de un yacimiento de aceite negro (McCain, 1990).

1.2.1.2 Aceite volátil

Para que un aceite sea catalogado como aceite volátil debe tener las siguientes características (Figura I.3):

- ◆ La T_y es mayor o igual a la T_c .
- ◆ En su composición se encuentran menos componentes pesados y una mayor cantidad de componentes intermedios.
- ◆ Punto crítico se encuentra cercano a la cricondenbara.
- ◆ Si la p es mayor a la $p_b @ T_y$ es un yacimiento bajo saturado (1 fase).
- ◆ Si la p es menor a la $p_b @ T_y$ es un yacimiento saturado (2 fases).
- ◆ RGA inicial entre 2,000 y 3,000 ft^3 de gas @ c.e. / Bl de aceite @ c.e.
- ◆ Densidad del líquido: 0.85-0.75 g/cm^3 .
- ◆ La producción en superficie es aceite y gas.
- ◆ Color del aceite: café, anaranjado o verde.

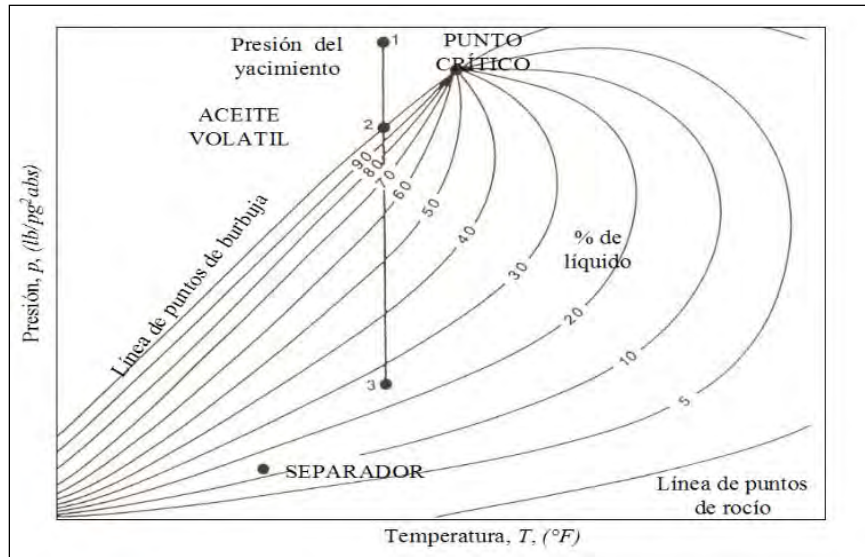


Figura I.3 – Diagrama de fase de un yacimiento de aceite volátil (McCain, 1990)

1.2.2 Yacimientos de gas

Estos yacimientos se caracterizan porque la T_y es mayor que la T_c del sistema de hidrocarburos. Tales yacimientos se clasifican de acuerdo a su diagrama de fases de la siguiente manera:

1.2.2.1 Gas y condensado

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de explotación se presentará el fenómeno de condensación retrógrada. Estos yacimientos presentan las siguientes características (**Figura I.4**):

- ◆ La T_c es menor a la T_y y menor a la cricondenbar.
- ◆ En su composición se encuentran regulares cantidades de componentes intermedios.
- ◆ Punto crítico se localiza a la izquierda de la cricondenbar.
- ◆ Si la p es mayor a la p_b @ T_y los fluidos se encuentran totalmente en la fase de vapor.
- ◆ RGA inicial entre 8,000 y 7,000 ft^3 de gas @ $c.e.$ /Bl de aceite @ $c.e.$
- ◆ Densidad del líquido: 0.80 – 0.75 g/cm^3 .
- ◆ La producción en superficie es condensado y gas.
- ◆ Color del condensado: café claro, anaranjado claro, verde claro o transparente.

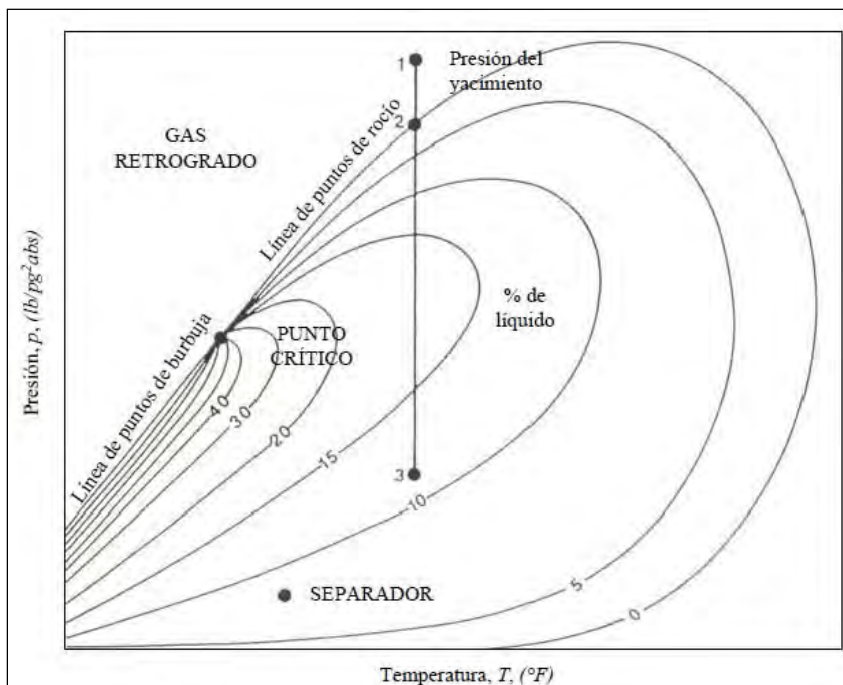


Figura I.4 – Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado (McCain, 1990).

1.2.2.2 Gas húmedo

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante la vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, pero en la superficie se recuperará en dos fases.

Un yacimiento es de gas húmedo si presenta las siguientes características (**Figura I.5**):

- ◆ La T_y es menor que la Cricondenterma.
- ◆ El punto crítico se localiza a la izquierda de la Cricondenterma.
- ◆ La producción en superficie es condensado en menor cantidad y gas en mayor cantidad.
- ◆ RGA inicial entre 6,000 y 100,000 ft^3 de gas @ c.e. /Bl de aceite @c.e.
- ◆ Densidad del líquido: 0.80 – 0.75 g/cm^3 .
- ◆ Color del condensado: transparente.

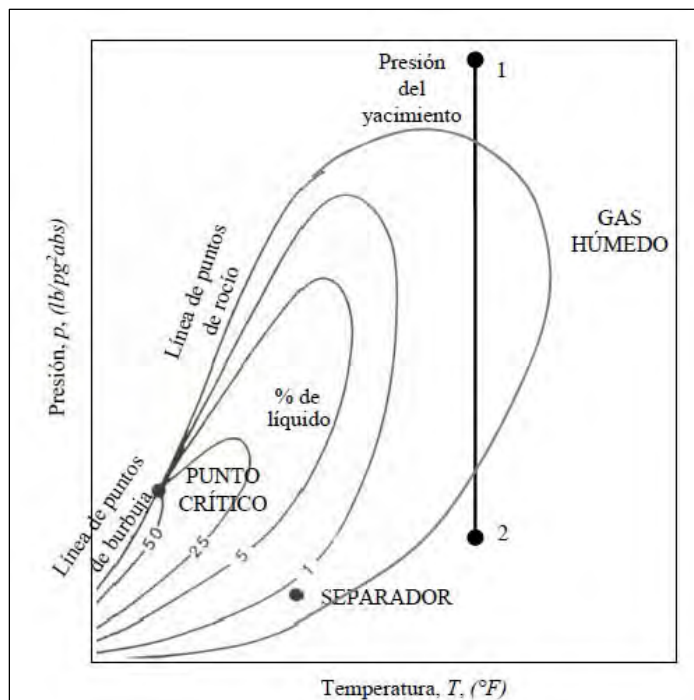


Figura I.5 – Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo (McCain, 1990)

1.2.2.3 Gas seco

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie. Estos yacimientos deben presentar las siguientes características (**Figura I.6**):

- ◆ La T_y es menor a la Cricondenterma.
- ◆ El punto crítico se localiza a la izquierda de la Cricondenterma.
- ◆ La RGA inicial es mayor a $100,000 \text{ ft}^3 \text{ de gas @ c.e. /Bl de aceite @c.e.}$
- ◆ Densidad de líquido: Mayor a 0.75 g/cm^3 .
- ◆ Su composición es principalmente de componentes ligeros.

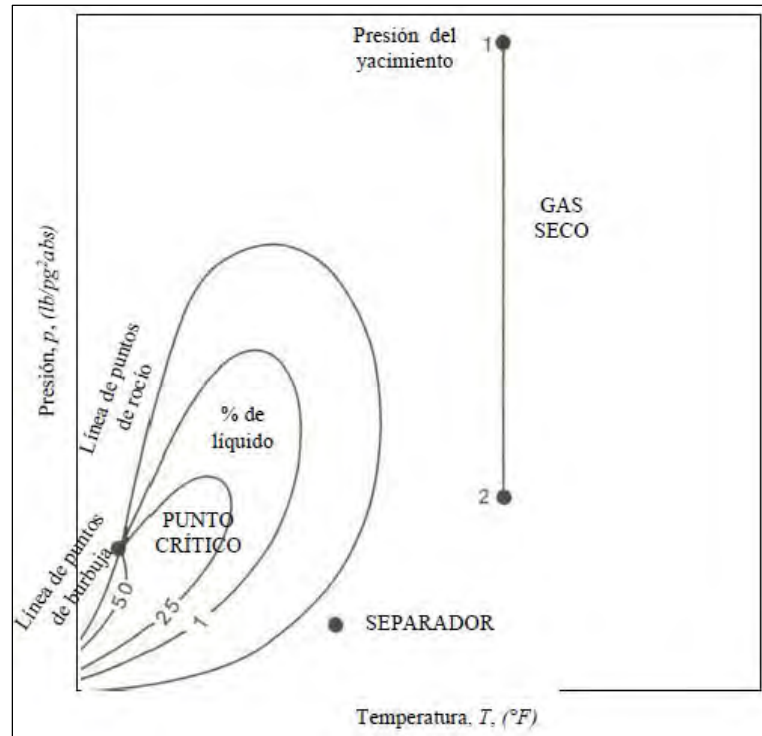


Figura I.6 – Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco (McCain, 1990)

1.3 Tipos de crudos

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad *API* (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo). En la **Tabla I.1**, se observan los tipos de crudo que se producen en diferentes partes del mundo, así como en México y sus densidades *API*.

Tabla I.1 – Tipos de crudos internacionales (Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, 2014)

País	Tipo de crudo	°API
Medio Oriente	Arabian Light	40
Noruega	Brent	38
Asia	Dubai	31
Estados Unidos	West Texas Intermediate (WTI)	39
México	Maya (pesado)	21.57
	Itsmo (ligero)	33.44
	Olmecca (superligero)	38.30
	Altamira (pesado)	15.5

Capítulo II Estatus de las reservas de crudos pesados y extrapesados en México

Se dará a conocer el estatus actual de las reservas de crudo pesado y extrapesado en México, así como la ubicación de los campos de este tipo de crudos en la Región Marina Noreste (RMNE), su importancia en la Ronda 0 y 1 dentro del marco de la Reforma Energética.

En particular los crudos extrapesados en México no han tenido el adecuado desarrollo comercial debido a que su extracción requiere de técnicas especializadas, además de que se han concentrado los esfuerzos en los recursos con menor costo de extracción.

El 21 de agosto de 2013, fue aprobada la Reforma Energética con el objetivo de: 1) Mejorar la economía de las familias, 2) Aumentar la inversión y los empleos, 3) Reforzar a PEMEX y a CFE y 4) Reforzar la rectoría del Estado.

La Reforma Energética a nivel Constitucional en materia de petróleo y gas es necesaria por dos razones: 1) para producir más hidrocarburos a un menor costo, permitiendo que empresas privadas complementen la inversión de Petróleos Mexicanos mediante contratos para la exploración y extracción del petróleo y gas; y 2) para obtener mejores resultados bajo condiciones competitivas en las actividades de refinación, transporte y almacenamiento, permitiendo que las empresas privadas participen bajo la regulación del Gobierno de la República.

De esta Reforma se deriva la Ronda Cero la cual empezó su proceso el 21 de marzo de 2014, así como la Ronda Uno que comenzó el 13 de agosto de 2014 y actualmente sigue su proceso, encabezado por la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

2.1 Ronda Cero

La Ronda Cero fue el proceso con el cual se conocieron las áreas y campos que Petróleos Mexicanos (*PEMEX*) conservó exclusivamente para su explotación y exploración de hidrocarburos. Esta Ronda Cero garantizó que el Estado contará con recursos suficientes para ofrecer rondas atractivas antes de la apertura a empresas extranjeras en la industria de exploración y extracción de hidrocarburos.

2.1.1 Objetivo de la Ronda Cero:

- 1) Fortalecer a Petróleos Mexicanos dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción de forma eficiente y una adecuada restitución de reservas, constituyendo el primer paso para convertirse en Empresa Productiva del Estado.
- 2) Multiplicar la inversión en exploración y extracción de gas y petróleo en el país, a través de rondas de licitación en las que participará la industria petrolera, y en las cuales Petróleos Mexicanos podría competir.

La premisa de este mecanismo fue lograr un balance entre los recursos que PEMEX operará y los que el Estado administrará y otorgará en las rondas posteriores (**Tabla II.1**).

Tabla II.1 – Ronda Cero PEMEX y el Estado (Secretaría de Energía, 2014).

PEMEX	El Estado
Contó con recursos petroleros importantes para mantener el nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sustentable, pudiendo acceder a nuevas áreas como resultado de las rondas en las que compita.	Promovió la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos a través de rondas de licitación abiertas a la participación de la Industria Petrolera, con el fin de incrementar la seguridad energética de México.

2.1.2 Ronda Cero para los crudos pesados y extrapesados

Solicitud de PEMEX a SENER de campos y áreas que desea mantener bajo el régimen de asignaciones en Ronda Cero:

Aceite extrapesado

PEMEX considera los crudos extrapesados como área estratégica de producción e incipiente desarrollo, por lo que ha desarrollado experiencia en el manejo de este tipo de crudos visualizando un gran crecimiento en el corto plazo, soportado en los volúmenes de reservas certificadas, recursos potenciales y su cercanía con proyectos de explotación actualmente en operación.

PEMEX continuará operando los que tienen mayor nivel de desarrollo en la actualidad ya que se dispone de capacidad y experiencia en el manejo de crudos ligeros para ser mezclados con aceites obtenidos de los campos del proyecto (**Figura II.1**).

2.1.3 Asociaciones de PEMEX

- ◆ El artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos establece que PEMEX podrá celebrar alianzas o asociaciones con otras empresas para operar las asignaciones que haya elegido migrar a contratos.
- ◆ Bajo esta modalidad, PEMEX podrá acelerar el desarrollo, incrementar la producción, acceder a mejores prácticas y tecnologías, liberar capacidad operativa y tener acceso a fuentes diversas de capital.
- ◆ En el corto plazo, PEMEX considera conveniente formar diez asociaciones en campos o agrupaciones de campos que por su complejidad técnica y alta intensidad de capital requieren la participación de operadores privados para alcanzar su desarrollo óptimo.
- ◆ El proceso de formación de asociaciones comenzó en noviembre 2014 y éstas se irán formalizando a lo largo de los siguientes trece meses.
- ◆ De acuerdo con el Artículo Trece de la Ley de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá realizar la licitación.

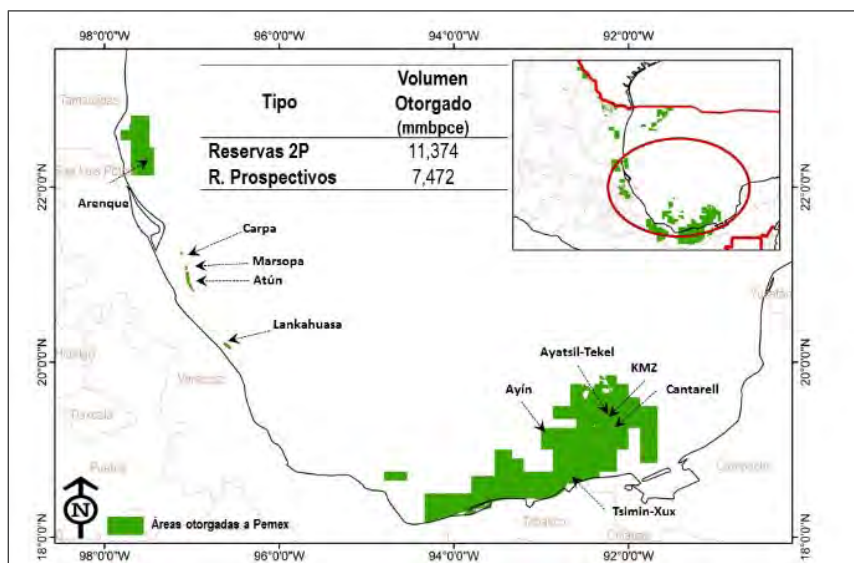


Figura II.1 – Ubicación de campos (Secretaría de Energía, 2014)

Uno de los proyectos que está contemplado de esta manera como se menciona a continuación son los campos de crudo pesado y extrapesado.

2.1.4 Proyectos

- ◆ Campos maduros terrestres: Rodador, Ogarrío y Cárdenas–Mora.
- ◆ Campos maduros marinos: Bolontikú, Sinán y Ek.
- ◆ **Campos marinos de aceite extrapesado: Ayatsil –Tekel –Utsil.**
- ◆ Campos gigantes de gas en aguas profundas: Kunah –Piklis.
- ◆ Descubrimientos en Área Perdido: Trión y Exploratus.

2.1.5 Datos relevantes

- ◆ Las reservas 2P y 3P al 1° de enero del 2014 de las diez asociaciones que serán formadas en el corto plazo son de 1,556.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (*MMbpce*) y 2,664.0 *MMbpce*, respectivamente.
- ◆ Se estiman inversiones promedio al año por 4,100 millones de dólares.

2.2 Ronda Uno

En la Ronda Uno se establecen las áreas geográficas y condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos por la iniciativa privada, ya sea en alianza con PEMEX a través de los contratos de producción y utilidad compartida, o las licencias que permitirán a los privados trabajar solos.

En la Ronda Uno se licitarán 169 bloques, de los cuales 109 corresponden a áreas de exploración y 60 a campos de extracción. Las reservas 2P y recursos prospectivos a licitar representan un volumen de 3,782 y 14,606 *MMbpce*, respectivamente. Se espera que estos proyectos representen inversiones anuales por aproximadamente \$8,525 millones de dólares, entre 2015 y 2018.

En la **Tabla II.2**, se muestra el volumen y número de bloques o campos a ser licitados en la Ronda Uno.

Tabla II.2 – Campos Licitados para la Ronda Uno (Secretaría de Energía, 2015)

Área	Tipo	Volumen	Bloques/Campos
Aguas Profundas Área Perdido	Recurso Prospectivo	1,591	11
Aguas Profundas Sur	Recurso Prospectivo	3,222	17
Chicontepec y No Convencionales	Reserva 2P	2,678	28
	Recurso Prospectivo	8,927	62
Terrestres, Aguas Someras y Aceites Extrapesados	Reserva 2P	1,104	32
	Recurso Prospectivo	724	11
No convencionales	Recurso Prospectivo	142	8

En la **Figura II.2**, se observan las zonas de Aguas Someras, Aceites extrapesados y Áreas terrestres; los crudos extrapesados están compuestos por **Utsil, Tekel y Ayatsil** y de acuerdo a la simbología mostrada estos campos irán a asociación con PEMEX.

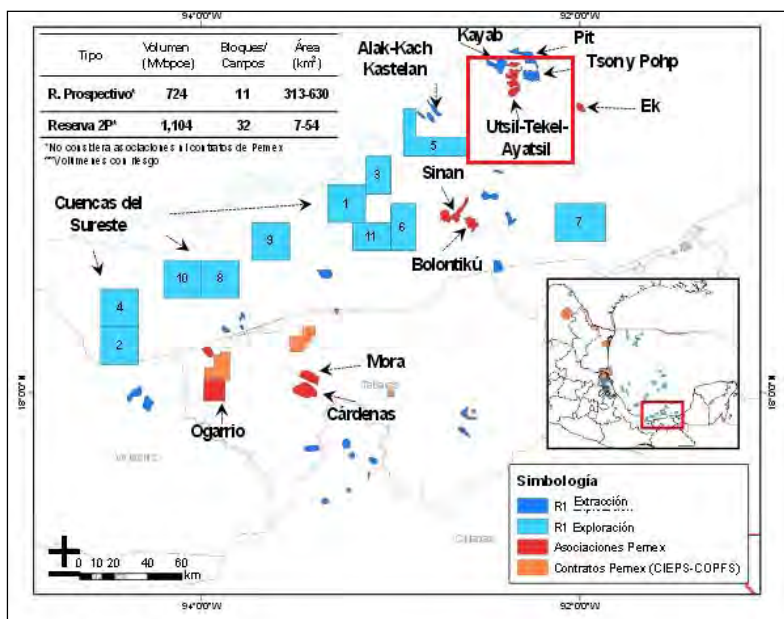


Figura II.2 – Zonas de Aguas Someras, Aceite extrapesado y Áreas terrestres (Secretaría de Energía, 2015)

En la **Tabla II.3**, se muestran las estadísticas de Exploración, las cuales contienen las providencias geológicas y los principales hidrocarburos que estas contienen; para el caso de los aceites extrapesados, estos se encuentran principalmente en la provincia geológica de Salina del Istmo.

Tabla II.3 – Estadística de Exploración (Secretaría de Energía, 2015)

No. de Bloque	Providencia Geológica	Principal Hidrocarburo	Oportunidades Identificadas (número)	Área [km ²]	Recursos Prospectivos [mmbpce]
1	Salina del Istmo	Aceite extrapesado	8	470	171
2	Salina del Istmo	Aceite ligero	9	471	104
3	Salina del Istmo	Aceite extrapesado	2	313	77
4	Salina del Istmo	Aceite ligero	6	470	76
5	Salina del Istmo	Aceite extrapesado	5	509	57
6	Salina del Istmo	Aceite ligero	2	392	56
7	Macuspana	Gas húmedo	4	630	48
8	Salina del Istmo	Aceite ligero	2	470	46
9	Salina del Istmo	Aceite ligero	3	470	40
10	Salina del Istmo	Aceite ligero	2	470	30
11	Salina del Istmo	Aceite súperligero	1	353	20
Total			44	5,018	724

*Los volúmenes estimados de recursos prospectivos son con riesgo y corresponden al escenario P (media) (incluyen un factor de riesgo geológico).

A continuación se muestran las estadísticas de Explotación (**Tabla II.4**) en donde se observa que el área de crudo extrapesado tiene 8 campos con crudos de 11 °API, entre otras características.

Tabla II.4 – Estadística de Explotación (Secretaría de Energía, 2015)

Áreas	No. Campos	VO Aceite [mmb]	VO Gas [mmmpce]	Áreas [km ²]	Reserva 1P [mmbpce]	Reserva 2P [mmbpce]	Reserva 3P [mmbpce]	°API
Aceites Extrapesados	8	14,098	1,791	219	336	757	1,753	11
Aguas Someras	7	1,819	2,488	141	124	293	562	32
Terrestre Sur	17	1,873	3,943	223	34	54	64	40
Total general	32	17,790	8,222	584	494	1,104	1,104	27

2.3 Ubicación de campos de crudo extrapesado en la Región Marina Noreste (RMNE)

Los campos forman parte de un proyecto de estudio de un Plan de Explotación, denominado “*Desarrollo de Proyecto de Crudo Extrapesados Campeche Oriente*”, para el desarrollo de 12 campos de extracción y manejo de crudo extrapesado, dividido en cuatro fases, dentro de los cuales se encuentran los campos Ayatsil-Tekel, como fase I.

El citado plan está constituido por los campos Ayatsil, Tekel, Utsil, Tson, Poph, Zazil-Ha/Yaxiltum, Kayab, Nab, Baksha, Pit, Chapabil y Numan, pertenecientes a la Región Marina Noreste y para su desarrollo se contemplan cuatro fases. El campo Ayatsil inició su exploración con el pozo Ayatsil-1, en el 2006, se encuentra localizado a 130 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, aproximadamente a 10 kilómetros al occidente del campo Maloob; tales campos petroleros se encuentran en aguas territoriales del Golfo de México, en un tirante de agua de 121 metros (**Figura II.3**). El pozo referido resultó productor con una densidad de 11 °API; hasta la fecha, se ha perforado un pozo adicional, el Ayatsil-DL1 (**Tabla II.5**).

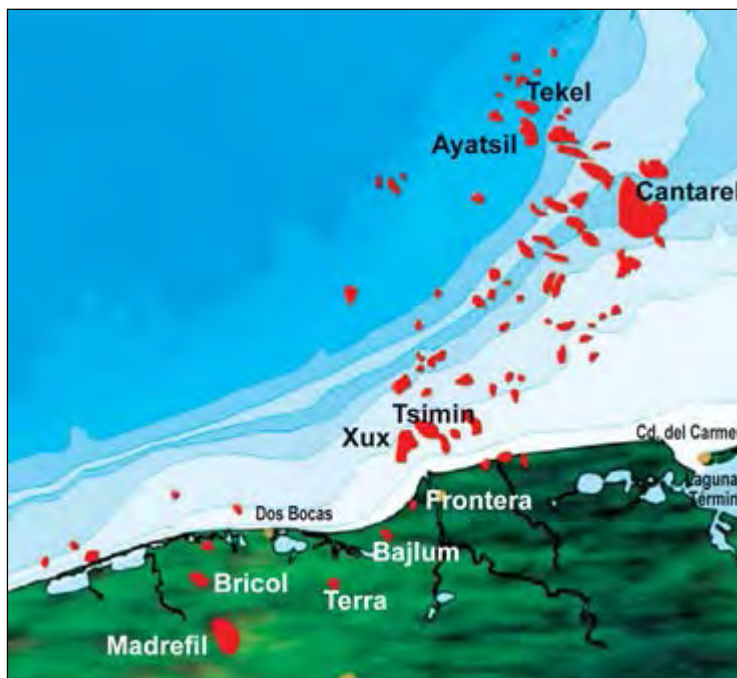


Figura II.3 – Ubicación de Campos en la RMNE (Secretaría de Energía, 2014)

Tabla II.5 – Crudos Extrapesados

País	Ubicación Campos Región Marina Noreste (RMNE)	Tipo de crudo	°API
México	Ayatzil, Tekel y Utzil	Extrapesado	11

Capítulo III Características fisicoquímicas de los crudos pesados y extrapesados

Se abordará la importancia de conocer las características fisicoquímicas de los crudos pesados y extrapesados, se definirá en que consiste un análisis PVT así como el adecuado muestreo de los fluidos para obtener datos correctos en dicho análisis y las diferencias que existen en el mismo dependiendo del tipo de fluido a analizar.

3.1 Definiciones de crudo pesado y extrapesado

El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE por sus siglas en inglés) define lo siguiente:

- ◆ **Crudo pesado (Heavy Oil):** Petróleo en estado líquido con una gravedad API de 10 a 22.3 y con una alta viscosidad típicamente superior a los 10 centipoises; generalmente presentan alto contenido de asfalto, azufre, nitrógeno y metales pesados.
- ◆ **Crudo extrapesado (Extra Heavy Oil):** Hidrocarburo líquido de peso específico menor a 10 °API y que tiene una viscosidad dinámica igual a, o menor de, 10,000 centipoises a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades en su extracción y por lo tanto altos costos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudo son los térmicos.

Algunas características importantes de este tipo de crudos, son la viscosidad y la densidad. En los aceites extrapesados la propiedad que tiene mayor impacto para la producción de los pozos es la viscosidad. Por las características de los aceites extrapesados es necesario aplicar métodos térmicos para la reducción de la viscosidad que se obtiene con un aumento en la temperatura.

3.2 Análisis PVT

Los experimentos PVT, son un conjunto de estudios de laboratorio que se realizan a las muestras de fluidos tomadas en el fondo del pozo o en la superficie para obtener sus propiedades variando la Presión, Volumen y Temperatura y se fundamenta en dos procesos termodinámicos:

1. Separación instantánea de los fluidos (aceite y gas) en la superficie durante la producción.
2. Separación diferencial de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión.

Estos experimentos, permiten conocer el comportamiento de las propiedades de los fluidos y con ellos se intenta reproducir el comportamiento de éstos en el sistema integral de producción.

Los experimentos de laboratorio convencionales que se realizan son:

- Análisis composicional
- Expansión a composición constante o flash
- Separación diferencial
- Agotamiento a volumen constante (separación diferencial a volumen constante)
- Medición de viscosidad

En el caso de crudos extrapesados, los experimentos que se realizan son los anteriores excepto el de agotamiento a volumen constante, y serán detallados en el **Apéndice A**.

3.2.1 Muestreo de fluidos

La administración de un yacimiento petrolero tiene como objetivo “Maximizar la recuperación de los hidrocarburos originalmente en el yacimiento”, por lo cual se requiere conocer las características del fluido presente en el medio poroso. El objetivo de la toma de las muestras es recolectar una muestra representativa de los fluidos del yacimiento, ya que si el procedimiento de toma de las muestras es incorrecto o las muestras son tomadas en un pozo que no es estabilizado correctamente las muestras no serán representativas del fluido del yacimiento. El uso de muestras no representativas del fluido del yacimiento puede resultar en una inadecuada administración del yacimiento aunque el procedimiento de laboratorio sea correcto. Las rocas de los yacimientos que contienen los fluidos varían en características físicas y en propiedades de flujo, lo cual debe de ser considerado en el programa de muestreo.

3.2.1.1 Muestreo de fluidos de alta viscosidad

En el muestreo de fluidos pesados de alta viscosidad no existe ninguna solución única para el problema de recolección de muestras de petróleo pesado en arenas no consolidadas, pero las mejores prácticas y las técnicas de muestreo desarrolladas para el Probador Modular de la Dinámica de la Formación (*MDT*), tecnología desarrolla por Schlumberger la cual está

permitiendo la caracterización mejorada de muchos yacimientos de petróleo pesado y extrapesado.

Los aceites pesados y extrapesados son crudos con características muy peculiares; es por ello que para realizar una prueba PVT se requiere de una muestra de alta calidad de los fluidos del yacimiento. Un ejemplo de esto es lo realizado en el Campo Samaria para la obtención de las muestras, donde se utilizaron bombas de cavidades progresivas, logrando con esto un aumento en la presión de los fluidos del yacimiento, y así poder obtener la muestra en superficie, dichas mediciones tienen que ser más significativas, antes de que sus propiedades se vean afectadas por una considerable caída de presión o por el inicio de una operación de campo, esto con el fin de que no se presenten problemas cuando se esté llevando a cabo la prueba PVT y arroje datos erróneos. La temperatura juega un papel muy importante en la toma de las muestras debido a que de ésta depende la viscosidad.

3.2.2 Análisis PVT de un crudo extrapesado

Los aceites pesados poseen características distintas a los convencionales por consiguiente, se realizan pruebas y mediciones que no se efectúan en los análisis tradicionales, particularmente, si el aceite tiene un comportamiento tipo espumante (foamy oil) en las pruebas de liberación diferencial e instantánea.

Para caracterizar el aceite extrapesado, se realizan 2 pruebas PVT, con agitación y sin agitación. Estos experimentos son conocidos como convencionales y no convencionales, la diferencia entre ellos radica en que los no convencionales se llevan a cabo agitando mecánicamente el fluido; con esto se evita que ocurra una rápida liberación del gas lo cual permite lograr un equilibrio termodinámico en poco tiempo después de cada paso de decremento de presión.

En los análisis PVT realizados a aceites extrapesados se ha observado que cuando la presión baja por debajo de la presión de burbuja, el hidrocarburo se muestra como una mezcla de espuma espesa formada por aceite y micro burbujas de gas (como un batido de chocolate), y esto es debido a que el gas desprendido queda atrapado en la fase líquida en el caso donde no hay agitación

El aceite espumante (*foamy oil*) está definido como el aceite pesado o extrapesado que contiene burbujas de gas dispersas en sí mismo, debido a la alta viscosidad del aceite más o menos denso que el agua según sea el caso. En el yacimiento esto se traduce como que es difícil que se forme una fase continua de gas libre o sea un casquete de gas. En la **Figura III.1** se ilustra el comportamiento de aceites espumantes respecto a los aceites convencionales.

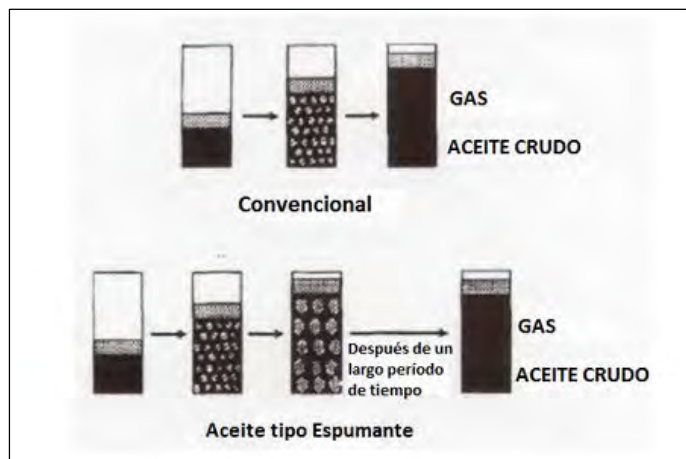


Figura III.1 – Diferencias en el comportamiento de aceites convencionales con aceites espumantes

3.2.2.1 Resultados de un análisis PVT de un crudo extrapesado

Hacer una buena caracterización de un aceite pesado es un paso previo muy importante porque así se obtiene la composición de los fluidos, el comportamiento reológico, la variación de propiedades con respecto a la temperatura, el posible comportamiento espumante, la presencia de asfaltenos y otros componentes no deseados como el azufre, son estas algunas de las propiedades que deben medirse.

En las pruebas que se realizaron para el campo Hamaca situado en la Faja del Orinoco, Venezuela, se tomaron muestras de aceite con gas disuelto a condiciones de yacimiento, al realizarse el PVT las propiedades obtenidas fueron la *RGA*, la viscosidad y la densidad. Durante un experimento de expansión a composición constante la disminución de presiones requirió un tiempo de espera que se iba incrementando intentando lograr alcanzar las condiciones de equilibrio; se observó que para alcanzar estas condiciones a la presión de saturación se requería de más tiempo. Al hacer los estudios reológicos en función de la presión se determinó el comportamiento de los aceites espumantes.

Durante un experimento de agotamiento de presión como el que se muestra en la **Figura III.2** con un núcleo tomado y preparado a condiciones de yacimiento a temperatura constante, se inyectó a diferentes presiones aceite con gas disuelto a través de capilares y medios porosos. Antes de entrar al primer regulador el aceite se mantuvo en una sola fase, con esto se espera que después de abandonar el primer regulador el aceite esté en condiciones variables esto por debajo la presión de burbuja. A partir de mediciones de flujo y caída de presión, se calculó la viscosidad aparente del aceite en función de la presión promedio con la ecuación de Darcy. También se calculó la viscosidad aparente usando viscosímetros capilares, lográndose resultados similares. Para obtener las fracciones de gas y aceite de la muestra se utilizó un densitómetro.

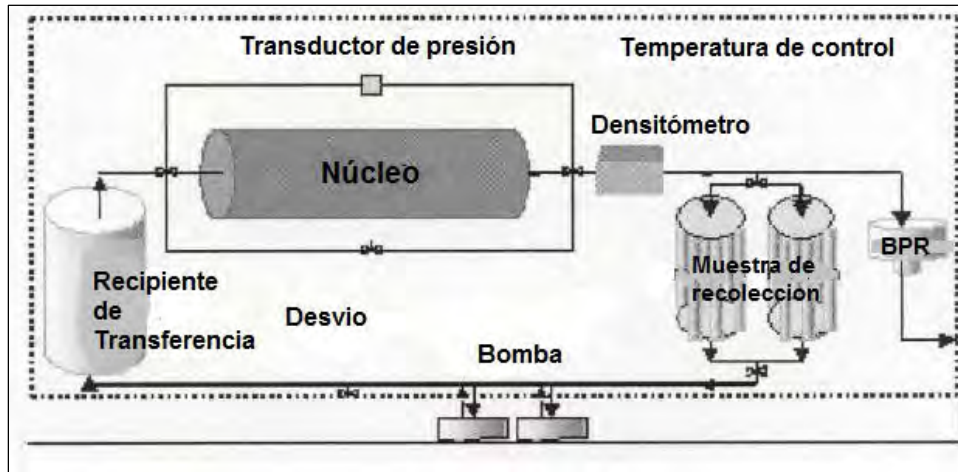


Figura III.2 – Esquema del Aparato utilizado en las Pruebas de Agotamiento de Presión

Para confirmar la viabilidad de técnicas de recuperación mejorada tales como la inyección de vapor, gas o solventes para asistir en el procesos de producción, las mediciones de laboratorio cuantifican los cambios producidos en la p_b , la densidad (ρ_o), la compresibilidad (C_o), la composición y el número de fases de hidrocarburos líquidos por el agregado de gases y solventes.

Una propiedad termodinámica de particular interés en los yacimientos de petróleo extrapesado es la p_b . A continuación se muestran los resultados obtenidos de una prueba PVT de tipo CCE aplicada a una muestra de aceite tomada de un yacimiento naturalmente fracturado de crudo extrapesado ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 130 [Km] al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche. Es un yacimiento ubicado en una formación del Cretácico Superior, con condiciones iniciales de p y T 198.5 [kg/cm^2] y 113 [$^{\circ}C$], respectivamente. La profundidad del yacimiento es de 3340-3425 [$mVbmr$]. En la **Tabla III.1** se muestran las características de una muestra de crudo extrapesado.

Tabla III.1 – Características de la muestra de crudo extrapesado

Características de las muestras	
Presión de saturación	50.76 [kg/cm^2]
RGA	22.56 [$m^3/stdm^3$]
Densidad @ 15.56 [$^{\circ}C$]	0.998 [g/cm^3]
Densidad API	10.3
Compresibilidad @ p_b	$103.09 \times 10^{-6} [kg/m^2]^{-1}$

3.2.2.1.1 Expansión a composición constante – volumen relativo

Esta prueba se inició a la temperatura del yacimiento, con lo cual al ir disminuyendo la presión el volumen relativo (V_r) de la muestra irá aumentando (ocupando mayor espacio).

En la **Figura III.3**, al llegar a la p_i se obtuvieron valores de volumen relativo menores a 1, mientras que al llegar a la p_b el valor obtenido es 1, y las presiones menores a la p_b el volumen relativo aumentará hasta llegar a valores mayores a 2.

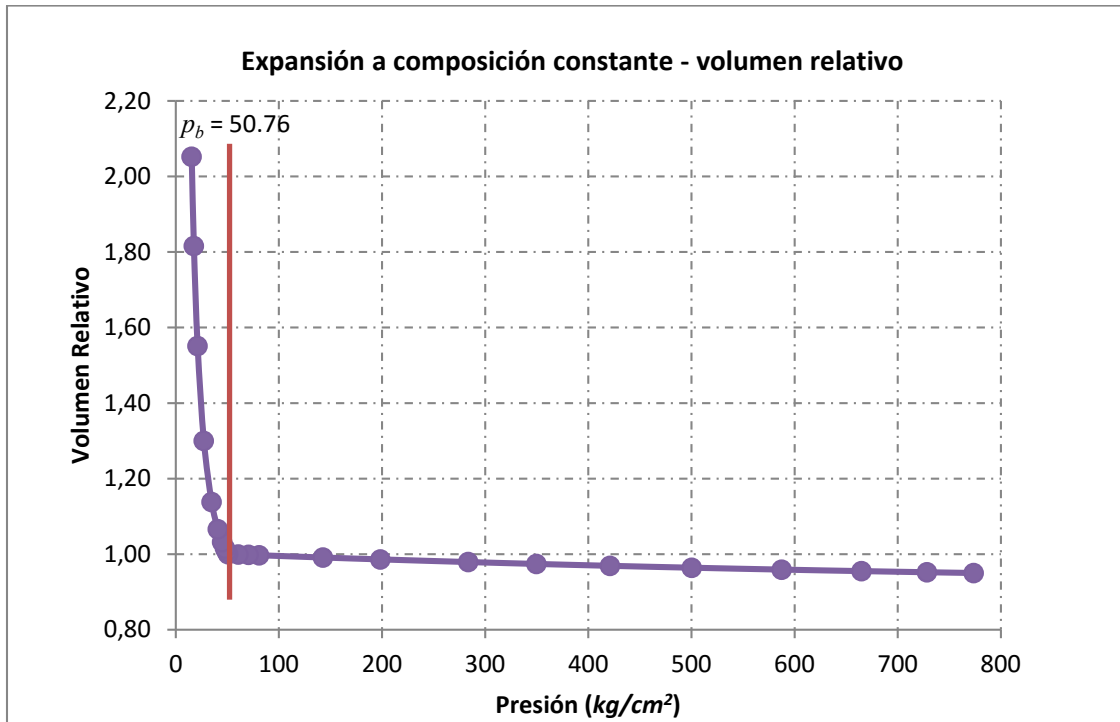


Figura III.3 – Expansión a composición constante – volumen relativo

3.2.2.1.2 Factor volumétrico del aceite (B_o)

En la **Figura III.4**, al ir disminuyendo la p hay expansión de aceite con gas disuelto, porque es una mezcla compresible, por lo que se tiene que de la p_i a la p_b no existe liberación de gas y por lo tanto B_o aumenta. Después de llegar a la p_b comienza la liberación de gas y por lo tanto la B_o disminuye.

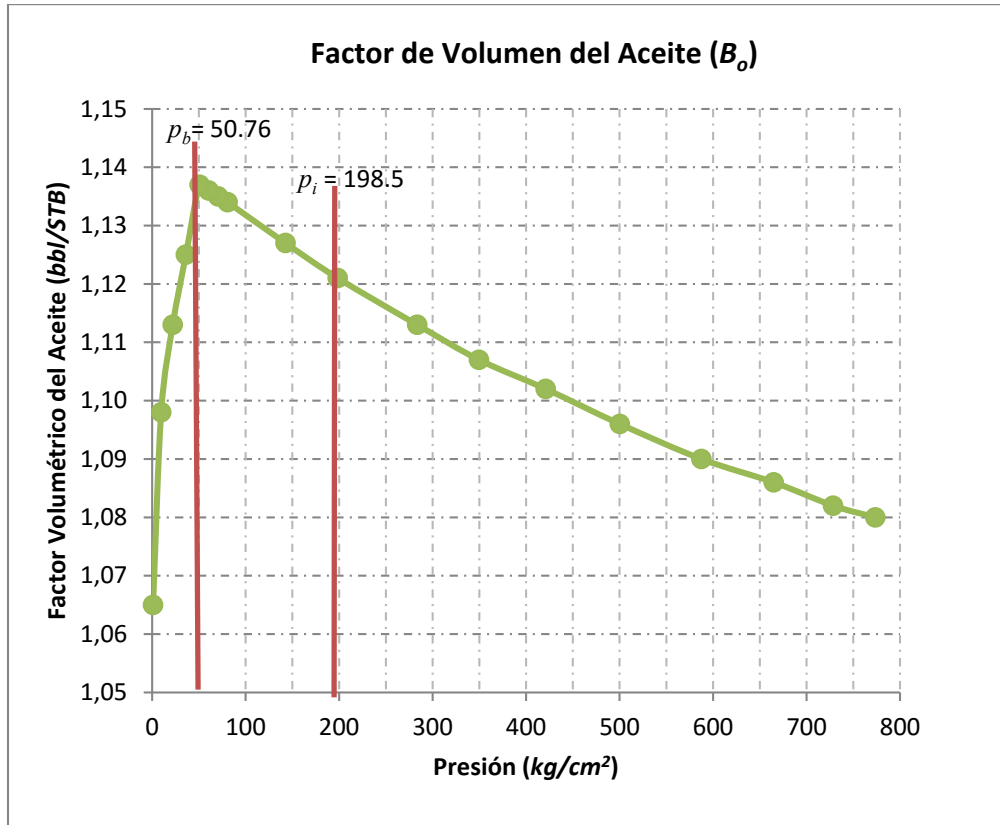


Figura III.4 – Factor de volumen del aceite (B_o)

3.2.2.1.3 Relación gas disuelto-aceite (R_s)

En la **Figura III.5**, cuando la p empieza a disminuir por debajo de la p_b se empieza a liberar el gas, el cual queda atrapado en forma de burbujas en el aceite.

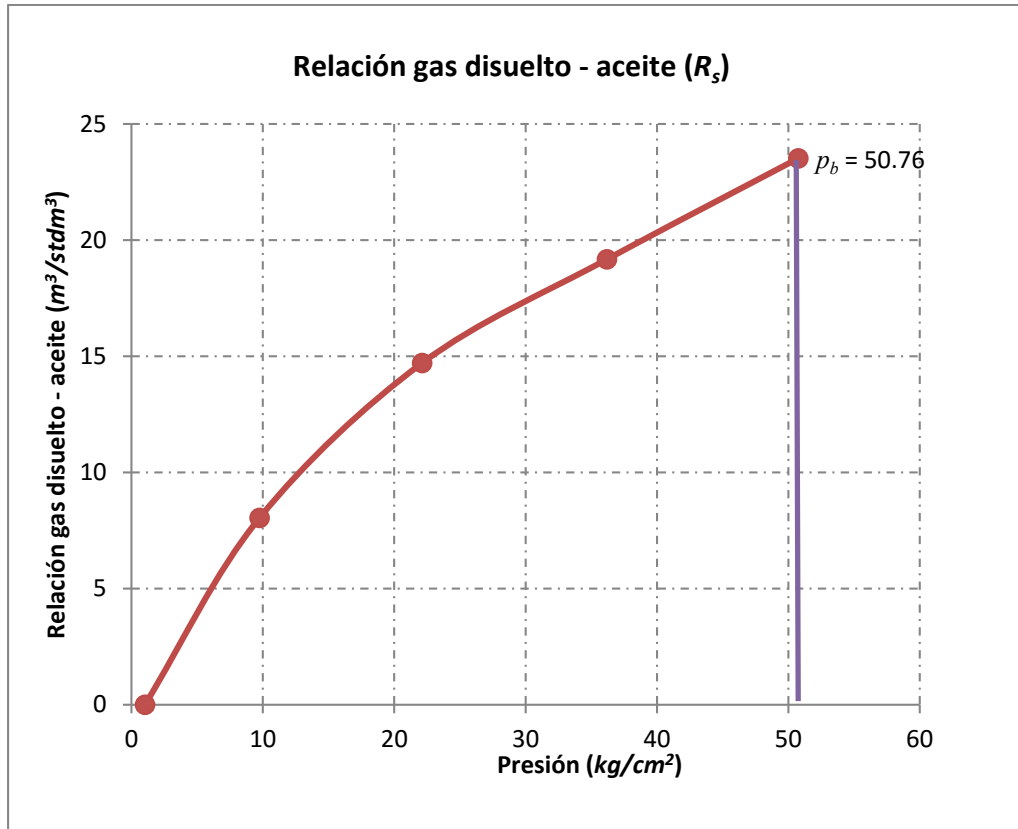


Figura III.5 – Relación gas disuelto- aceite (R_s)

3.2.2.1.4 Densidad del aceite (ρ_o) [g/cm^3]

En la **Figura III.6**, para presiones por debajo de la p_b la densidad decrece junto con la p esto porque no hay liberación de gas en la muestra; pero al superar la p_b el gas que se encuentra en la muestra se libera, por lo tanto aumenta su densidad.

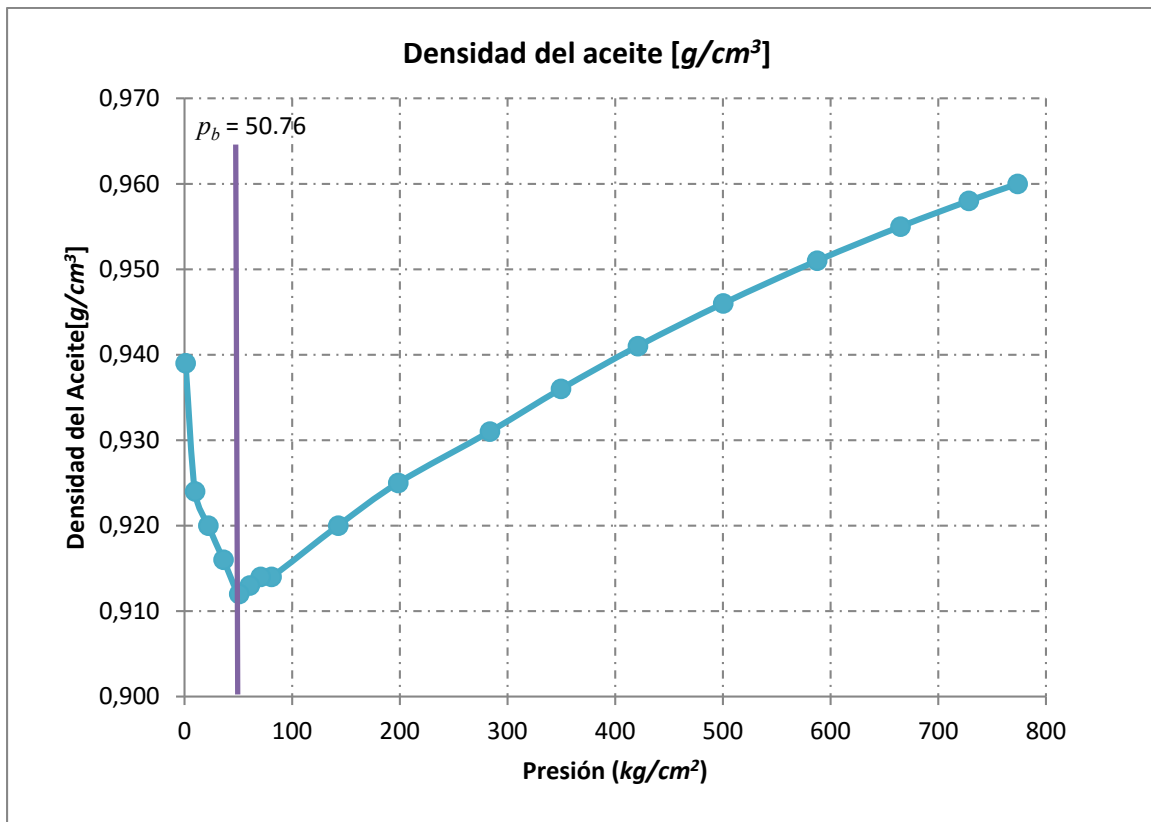


Figura III.6 – Densidad del aceite (ρ_o)

3.2.2.1.5 Factor volumétrico del gas liberado (B_g)

En la **Figura III.7**, a medida que la presión decrece por debajo de la p_b , el gas que se encuentra disuelto en el aceite empieza a liberarse y si es que hay presencia de un casquete de gas, éste comienza a expandirse.

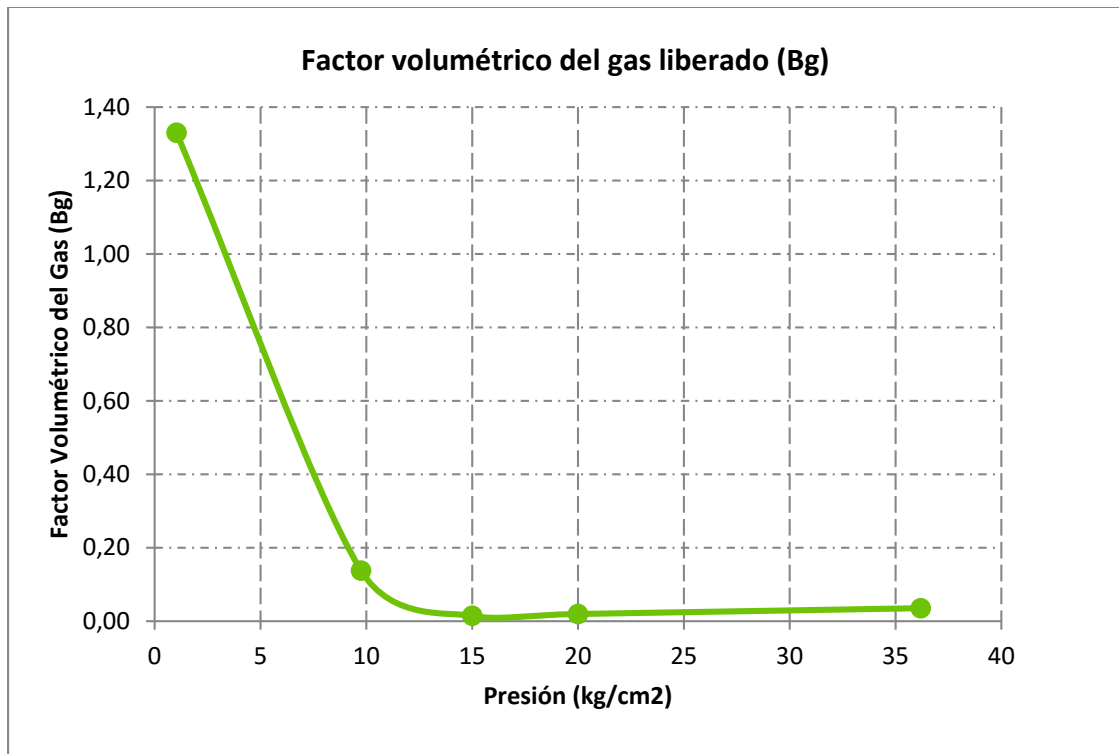


Figura III.7 – Factor volumétrico del gas liberado (B_g)

3.2.2.1.6 Viscosidad del gas liberado (μ_g) [$cP = mPa \cdot s$]

En la **Figura III.8**, una vez que se ha alcanzado la p_b la viscosidad del gas decrece cuando la p también decrece, porque las moléculas están más separadas y se mueven con mayor facilidad.

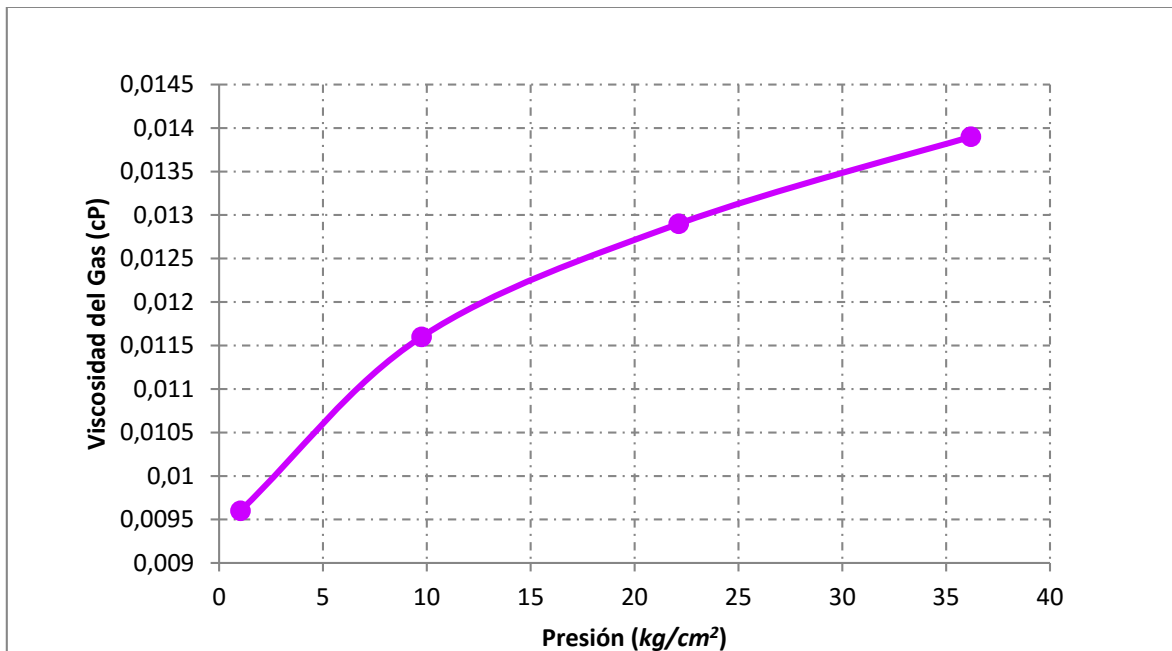


Figura III.8 – Viscosidad del gas liberado (μ_g)

3.2.2.1.7 Viscosidad del fluido de yacimiento (μ_o)

En la **Figura III.9**, se observa que cuando la p decrece la viscosidad disminuye, debido a que las moléculas se separan y se mueven más fácilmente una con otra hasta llegar a la p_b ; y como la p disminuye por debajo de la p_b , el líquido cambia de composición. El gas que se libera toma las moléculas más pequeñas a partir del líquido, dejando en el yacimiento el líquido restante con moléculas más grandes con formas complejas. Esta composición líquida provoca grandes cambios en los aumentos de la viscosidad del aceite.

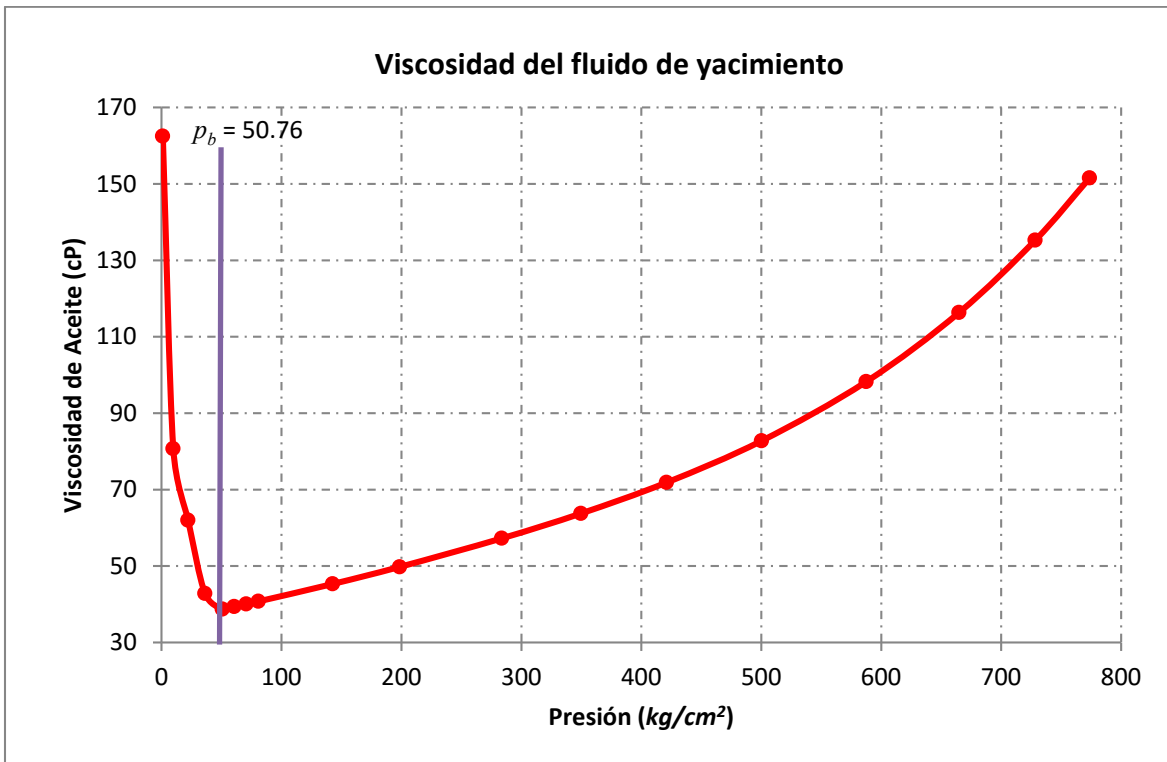


Figura III.9 – Viscosidad del fluido de yacimiento (μ_o)

3.2.3 Análisis especiales de núcleos

Los yacimientos de formaciones con aceites pesados y extrapesados por lo general son poco profundos y por consiguiente poco consolidados, lo que hace que requieran métodos especiales para la toma de las muestras y también para llevar a cabo las pruebas de laboratorio. Los análisis especiales de núcleos (tomografía computarizada, pruebas con trazadores, entre otros) son importantes para poder medir datos como presión capilar, la permeabilidad relativa, daño a la formación, el factor de recuperación, la mojabilidad y otros parámetros utilizados para la calibración de registros de pozos. En las mediciones de pruebas especiales deben considerarse las propiedades térmicas tales como la conductividad, calor específico.

Recientemente en un estudio del proceso de empuje por gas en solución en un aceite pesado en el campo Hamaca de Venezuela, se llevó a cabo una serie de estudios teóricos y experimentales con el propósito de explicar mejor el comportamiento de estos aceites pesados que permita predecir la recuperación de estos crudos, mediante la simulación de yacimientos. El estudio incluyó mediciones de las propiedades del sistema roca y roca-fluidos, así como experimentos de abatimiento de presión. Los elementos claves del estudio incluyen lo siguiente:

- ◆ Uso de núcleos y fluidos representativos del yacimiento.
- ◆ Se caracterizan las rocas del yacimiento a través de análisis especiales de núcleos y descripciones geológicas.
- ◆ Se obtienen datos reológicos del aceite a condiciones estáticas y transitorias, con tubos capilares y medios porosos.
- ◆ Se realizan experimentos cuidadosamente planificados y monitoreados a condiciones de los yacimientos y tasas de abatimiento reales.
- ◆ Se determinan las saturaciones de gas con tomografía computarizada.
- ◆ Se mide la saturación de gas crítica y las permeabilidades relativas.

Capítulo IV Propiedades térmicas y mecanismos de transferencia de calor

En este capítulo se hablará sobre las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos, los mecanismos de transferencia de calor, así como los modelos matemáticos de Marx y Langenheim, Mandl y Volek.

Conocer las propiedades térmicas, los modelos matemáticos que nos ayudarán a entender cómo influyen estos aspectos al aplicar métodos térmicos, por ejemplo la inyección de vapor y hacer que éste tenga una buena eficiencia.

4.1 Propiedades térmicas de la roca y de los fluidos

Cuando se habla de recuperación de hidrocarburos a través de algún Método Térmico, es necesario conocer las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos. Generalmente cuando se modelan estas propiedades se consideran constantes, aunque realmente varían con la temperatura.

Las propiedades térmicas de la roca son: calor específico, capacidad calorífica de rocas secas, capacidad calorífica de rocas saturadas con fluidos (agua, aceite y/o gas), y conductividad térmica. Las propiedades térmicas de los fluidos: viscosidad, densidad, calor específico y conductividad térmica.

4.1.1 Propiedades térmicas de los fluidos

Según Banzér y Douglas (2002), autores de “Recuperación Térmica del Petróleo” definen los siguientes conceptos:

4.1.1.1 Viscosidad

La viscosidad tiene importancia primordial en los procesos de recuperación térmica, ya que ella determina la movilidad del fluido y ésta varía con el incremento de temperatura.

4.1.1.1.1 Viscosidad de los líquidos

La viscosidad se define como la resistencia al flujo ejercida por un fluido y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión.

La viscosidad es probablemente la propiedad de los líquidos que ha sido más investigada y sobre este tópico se han publicado cientos de artículos. No obstante, al día de hoy no hay una sola teoría que permita calcular la viscosidad de un líquido a cualquier presión y temperatura; por el contrario, hay cientos de “teorías de viscosidad”, cada una con una fórmula empírica. No hay ni siquiera acuerdo entre investigadores sobre si la viscosidad se debe a fuerzas atractivas o a fuerzas repelentes. Si bien es cierto que en la viscosidad están envueltas fuerzas interatómicas, se desconoce la naturaleza de estas fuerzas.

4.1.1.1.2 Viscosidad del petróleo

La viscosidad del aceite generalmente se expresa en centipoise [cP]. La viscosidad del aceite es afectada por la p y la T ; un incremento en la T provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la p provoca una disminución en la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la p .

Con el mismo fin de distinguir los diferentes tipos de Aceite Pesado, la empresa TOTAL S.A (2012) ideó una clasificación basada en la viscosidad y a condiciones de yacimiento:

- ◆ Clase A. Aceites Pesados son considerados como aquellos con viscosidad de 10 a 100 [cP].
- ◆ Clase B. Los aceites extrapesados se han ubicado en un rango de viscosidad de 100 a 10,000 [cP].

Estas dos categorías, abarcan un rango de 6 a 10 °API para los aceites extrapesados y de 10 a 25 °API para los aceites pesados, incluyendo los aceites móviles que pueden ser recuperados por la producción en frío.

- ◆ Clase C. Hidrocarburos con viscosidad superior a 10,000 [cP], se cuentan como bitúmenes de menos de 6 °API, inmóviles a las condiciones del yacimiento y por lo tanto requieren métodos de recuperación térmica, como la inyección de vapor, o las técnicas de minería.
- ◆ Clase D. Comprende las lutitas bituminosas, consideradas como roca madre. Estos recursos se obtienen mediante técnicas de minería in-situ.

4.1.1.2 Densidad del petróleo

La densidad de un aceite refleja su composición química. La gravedad API se usa para clasificar el aceite. Dada la gravedad °API, la densidad relativa del petróleo, γ_o , puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API + 131.5}, \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde, γ_o es la gravedad específica del petróleo o densidad relativa del aceite, adimensional. La densidad del petróleo en $\left[\frac{lb}{pie^3}\right]$ es $62.4 \times \gamma_o$, y en $\left[\frac{Kg}{pie^3}\right]$ es $1000 \times \gamma_o$, ambas a condiciones estándar (60 [°F], 15 [°C] o 288 [K]).

La densidad del petróleo a cualquier otra temperatura está dada por:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T-68}{1.885}}, \dots\dots\dots (4.2)$$

O

$$\frac{\rho}{\rho_{osc}} = 1.034125 - 0.0565 * 10^{-2} + 0.2375 * 10^{-6} T^2, \dots\dots\dots (4.3)$$

Donde, T está en [°F] y ρ_{osc} la densidad del petróleo a condiciones estándar.

4.1.1.3 Calor específico

El calor específico se define como la energía requerida para elevar en un grado la temperatura de una unidad de masa de una sustancia, específicamente de 60 [°F] – 61 [°F]. En general, depende de la temperatura aunque no muy marcadamente.

Gambill (1957), presenta las siguientes ecuaciones para estimar el calor específico de:

i. Hidrocarburos líquidos y petróleo:

$$C_o = \frac{0.388 + 0.00045T}{\sqrt{\gamma_o}}, \dots\dots\dots (4.4)$$

Donde:

C_o : Calor específico, $\left[\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}\right]$, γ_o : Gravedad específica del petróleo, T : [°F]

ii. Hidrocarburos gaseosos:

$$C_g = 4 + 1.30n + 0.012nT \quad n \geq 3, \dots\dots\dots (4.5)$$

Donde:

C_g : Calor específico, $\left[\frac{BTU}{lb-mol-^{\circ}F}\right]$, n : Número de átomos de carbono/mol, T : [K]

iii. Agua Saturada:

$$C_w = 1.0504 - 6.05 \times 10^{-4} + 1.79 \times 10^{-6}T^2, \dots\dots\dots (4.6)$$

Donde:

C_w : Calor específico, $\left[\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}\right]$, T : [$^{\circ}F$] ($T \leq 500[^{\circ}F]$)

4.1.1.3 Conductividad térmica (Finol, 1978)

La conductividad térmica de la mayoría de los líquidos, especialmente los orgánicos, varía entre 0,05 y 0,2 $\left[\frac{BTU}{hr \times pie \times ^{\circ}F}\right]$ y normalmente su valor disminuye con el aumento de temperatura, siendo 0,08 un buen promedio. El agua es una excepción: la conductividad térmica aumenta al incrementar la temperatura, hasta 130 [$^{\circ}C$]. (Valor máximo = 0.398 $\left[\frac{milicalorías}{seg-cm-K}\right]$)

Para el agua, puede usarse la siguiente ecuación:

$$K_w = 0.004T + 0.028 \quad (10 [^{\circ}C] \leq T \leq 80[^{\circ}C]), \dots\dots\dots (4.8)$$

Donde T está en [K].

Una de las siguientes relaciones se puede utilizar para el cálculo de la conductividad térmica de líquidos.

$$K_h = 0.5778 \left[0.0984 + 0.109 \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \right], \dots\dots\dots (4.9)$$

O,

$$K_h = 41.2 C_p \left(\frac{\gamma_o}{M} \right)^{1.33} \frac{T_b}{L_v}, \dots\dots\dots (4.10)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica, $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}\right]$, C_p : Calor específico, $\left[\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}\right]$, γ_o : Gravedad específica del petróleo, T_b : Temperatura de ebullición, [K], L_v : Calor latente de vaporización a T_b , $\left[\frac{BTU}{lb}\right]$, M : Peso molecular, $\left[\frac{lb}{mol}\right]$

Para fracciones de petróleo y mezclas de hidrocarburos en general, Cragoe, 1933, propone la siguiente ecuación:

$$K_h = \frac{0.0677[1.0-0.0003(T-32)]}{\sqrt{\gamma_o}}, \dots\dots\dots (4.11)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica, $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}\right]$, T : $[^{\circ}F]$, γ_o : Gravedad específica del petróleo

Para gases a condiciones ordinarias de presión y temperatura, la conductividad térmica varía entre 0.002 y 0.0025 $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}\right]$, siendo 0.007 a 0.008 un buen promedio.

Gambill (1957), recomienda la siguiente relación para calcular la conductividad térmica de gases hidrocarburo:

$$K_h = \mu \left(C_p + \frac{2.48}{M} \right), \dots\dots\dots (4.12)$$

Donde: μ : Viscosidad del gas, $\left[\frac{lb}{pie-h} hr\right]$, $\left(1 cp = 2.4191 \left[\frac{lb}{pie-h}\right]\right)$, M : Peso molecular, $\left[\frac{lb}{lb-mol}\right]$.

Para vapor de agua a altas temperaturas, Vargaftik (1964), recomienda la siguiente relación:

$$K_h = 0.5778 \times 10^{-4} (176 + 0.587T + 1.04 \times 10^{-3}T^2 - 4.51 \times 10^{-7}T^3), \dots\dots\dots (4.13)$$

Donde: K_h : $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}\right]$, T : $[^{\circ}F]$.

4.1.2 Propiedades térmicas de la roca

4.1.2.1 Capacidad calorífica de rocas saturadas

Una propiedad térmica de gran interés en el diseño de procesos térmicos con propósitos de recuperación mejorada, es la capacidad térmica de las rocas saturadas con uno o varios fluidos, ya que de su valor depende cuanto calor se debe suministrar para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene, en un determinado incremento.

La capacidad calorífica de una roca saturada con petróleo, agua y gas, está dada por la siguiente expresión:

$$M = (1 - \phi)\rho_r C_r + \phi(S_o\rho_o C_o + S_w\rho_w C_w + S_g\rho_g C_g), \dots\dots\dots (4.14)$$

Donde: M es la capacidad calorífica $\left[\frac{BTU}{pie^3-^{\circ}F}\right]$, S : saturación de fluidos, fracción, C : calor específico $\left[\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}\right]$, ρ : densidad $\left[\frac{lb}{pie^3}\right]$, ϕ : porosidad, o, w, r, g : subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

4.1.2.2 Conductividad térmica

La conductividad térmica, K_h , es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la p y T . Se expresa por la Ley de Fourier, la cual establece que:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial x}, \dots \dots \dots (4.15)$$

Donde: $\frac{Q_c}{A}$ = gasto de transferencia de calor en, $\left[\frac{BTU}{pie^2}\right]$, K_h = conductividad térmica, en $\left[\frac{BTU}{h-pie-\text{pie}^\circ F}\right]$, $\frac{\partial T}{\partial x}$ = gradiente de temperatura en $\left[\frac{^\circ F}{pie}\right]$.

El signo negativo indica que la transferencia de calor es en la dirección de menor T .

La K_h de la mayoría de los líquidos, especialmente líquidos orgánicos, varía entre 0.05 y 0.2 $\left[\frac{BTU}{hora \times pie \times ^\circ F}\right]$ y normalmente su valor disminuye con aumento de T , siendo 0.08 un buen promedio. El agua es una excepción: la K_h sube al subir la T , hasta 130 $[^\circ C]$.

4.1.2.2.1 Conductividad térmica de las rocas

Esta propiedad depende de un gran número de factores, algunos de los cuales son: densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y movimiento de los fluidos en la roca. Se ha observado que disminuye con temperatura, mientras que aumenta con saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante.

Entre las correlaciones existentes para estimar la conductividad térmica de rocas, se tienen las siguientes ecuaciones:

a) Ecuación de Tikhomirov (1968) para considerar el efecto de la temperatura:

$$K_h = 0.047 K_{h20c}^{4.98} T^{(0.17 \ln T - 1.161 \ln K_{h20c} + 0.12)}, \dots \dots \dots (4.16)$$

Donde: K_h = conductividad térmica de la roca a la temperatura T $\left[\frac{\text{milicalorías}}{\text{seg-cm-K}}\right]$ (multiplicar por 0.24175 para convertir a $\left[\frac{BTU}{h-pie-\text{pie}^\circ F}\right]$), T : $[K]$, K_{h20c} : Conductividad térmica a 20 $[^\circ C]$

Ecuación de Tikhomirov (1968) para considerar el efecto de la densidad de la roca:

$$K_{h20c} = e^{\left(\frac{\rho_r - 1.60}{1.53}\right)}, \dots \dots \dots (4.17)$$

Donde, ρ_r es la densidad de la roca en $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$.

b) Ecuación de Assad (1955) para considerar el efecto de la saturación de fluido y tipo de fluido saturante:

$$K_h = K_1 \left(\frac{K_2}{K_1} \right)^m, \dots\dots\dots (4.18)$$

Donde: K_h = conductividad térmica de la roca saturada de fluido, $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F} \right]$, K_1 = conductividad térmica de la roca, $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F} \right]$, K_2 = conductividad térmica del fluido saturante, $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F} \right]$, m : $C \times \phi$, C : Factor de correlación, (Tabla IV.1). ϕ : Porosidad, fracción.

Tabla IV.1 – Correlación de valores calculados (Assad, 1955)

Roca	ϕ	K_1	m	C
Arenisca	0.196	5.7	0.460	2.3
Arenisca	0.400	2.2	0.395	1.0
Arena cienosa	0.430	2.3	0.385	0.9
Limonita	0.360	2.2	0.410	1.1
Caliza	0.186	4.8	0.325	1.7
Arena (Fina)	0.380	5.4	0.445	1.2
Arena (Gruesa)	0.340	5.4	0.410	1.2

c) Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto combinado de la densidad, saturación de fluidos y temperatura.

$$K_h = \frac{26.31}{T^{0.55}} e^{0.6(\rho_r+S_w)}, \dots\dots\dots (4.19)$$

Donde:

K_h = conductividad térmica de la roca parcialmente saturada de agua a la T $\left[\frac{micalorías}{seg-cm-K} \right]$ (multiplicar por 0.24175 para convertir a $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F} \right]$), T : [K], ϕ : Porosidad, fracción.

d) Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto combinado de la porosidad, saturación de líquido y temperatura.

$$K_h = \frac{6.36 e^{0.6[2.65(1-\phi)+S_l]}}{(0.556T+255.3)^{0.55}}, \dots\dots\dots (4.20)$$

Donde:

K_h = conductividad térmica de la roca $\left[\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F} \right]$, S_l : Saturación total del líquido, fracción

T: [K].

Los valores típicos de la K_h y otras propiedades de las rocas se muestran en la **Tabla IV.2**.

Tabla IV.2 - Propiedades térmicas de las rocas (los valores entre paréntesis son estimados) (Somerton, W.H. 1958)

ROCA	DENSIDAD $\left[\frac{lb}{pie^3}\right]$	CALOR ESPECÍFICO $\left[\frac{BTU}{lb - F}\right]$	CONDUCTIVIDAD TÉRMICA $\left[\frac{BTU}{h - pie - F}\right]$	DIFUSIVIDAD TÉRMICA $\left[\frac{pie^2}{h}\right]$
Rocas Secas				
Areniscas	130	0.183	0.507	0.0213
Arena cienosa	119	0.202	(0.400)	(0.0167)
Limolita	120	0.204	0.396	0.0162
Lutita	145	0.192	0.603	0.0216
Caliza	137	0.202	0.983	0.0355
Arena (Fina)	102	0.183	0.362	0.0194
Arena (Gruesa)	109	0.183	0.322	0.0161
Rocas Saturadas de agua				
Areniscas	142	0.252	1.592	0.0445
Arena cienosa	132	0.288	(1.500)	(0.0394)
Limolita	132	0.276	(1.510)	(0.0414)
Lutita	149	0.213	0.975	0.0307
Caliza	149	0.266	2.050	0.0517
Arena (Fina)	126	0.339	1.590	0.0372
Arena (Gruesa)	130	0.315	1.775	0.0433

4.1.2.3 Difusividad térmica

La difusividad térmica está representada por la siguiente relación:

$$\alpha = \frac{K_h}{M}, \dots\dots\dots (4.21)$$

Donde: α : Difusividad térmica, $\left[\frac{pie^2}{h}\right]$, K_h : Conductividad térmica de la roca, $\left[\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}\right]$, M : Capacidad calorífica, $\left[\frac{BTU}{pie^3 - h}\right]$.

Es más común utilizar difusividad térmica que la conductividad térmica. La difusividad térmica al ser el cociente de la K_h entre la M , se ve afectada por los mismos factores que afectan a éstas. Se ha observado que cuando aumenta la temperatura disminuye la α , ya que

K_h disminuye cuando la T aumenta y M aumenta cuando la T aumenta pero en mayor proporción.

4.2 Mecanismos de transferencia de calor

El calor se define como la forma de energía que se transfiere entre dos sistemas (o entre un sistema y el exterior) debido a una diferencia de temperatura. Ahora bien, la transferencia de calor, es el modo microscópico de trabajo, donde la energía es transferida a través de la frontera de un sistema debido a una diferencia de T ; siendo la T una propiedad macroscópica, que nos permite relacionar la transferencia de energía a nivel molecular.

Se considera que una transferencia positiva de calor agrega energía a un sistema. Un trabajo positivo extrae energía de un sistema. La temperatura juega un papel muy importante en la transferencia de calor por lo que es necesario definir primeramente qué es ésta.

4.2.2 Temperatura

La temperatura es una medida de la energía cinética promedio de los átomos y moléculas individuales de una sustancia. Cuando se agrega calor a una sustancia, sus átomos o moléculas se mueven más rápido y su temperatura se eleva, o viceversa. Cuando dos cuerpos que tienen distintas temperaturas se ponen en contacto entre sí, se produce una transferencia de calor desde el cuerpo de mayor temperatura al de menor temperatura.

La unidad de calor original, la caloría, fue definida en 1824 por el físico y químico francés Nicolás Clément, como la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de 1 [kg] de agua en 1 [°C].

El descubrimiento posterior de la equivalencia entre el calor y la energía mecánica, a cargo del físico y cervecero inglés James Prescott Joule, condujo al reemplazo de la caloría como unidad física básica por la unidad derivada para la energía mecánica o cinética, el $\left[\frac{kg \times m^2}{s^2}\right]$, que ahora se conoce como joule [J]. La caloría de Clément, que equivale a aproximadamente 4.2 [kJ], hoy subsiste como la unidad común para medir el contenido energético de los alimentos. Dado que 1 [m³] de agua pesa 1,000 [kg], la capacidad calorífica volumétrica del agua es de aproximadamente 4.2 $\left[\frac{MJ}{m^3 \times K}\right]$. La capacidad calorífica volumétrica de las rocas en general es más baja y se encuentra en el rango de 1 a 4 $\left[\frac{MJ}{m^3 \times K}\right]$ (**Figura IV.1**).

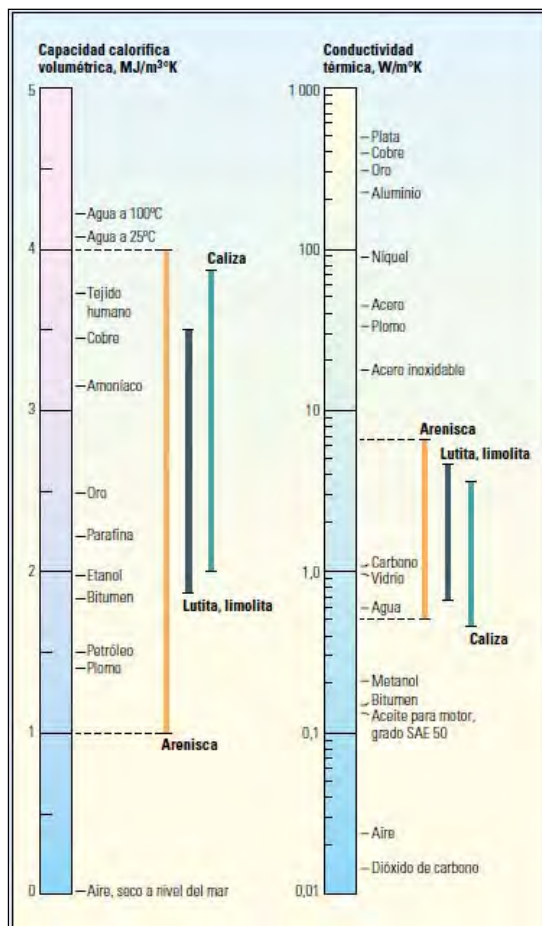


Figura IV.1 – Propiedades térmicas de los materiales comunes (Schlumberger, 2012)

Las diferencias de temperatura controlan el flujo de energía térmica; el flujo de calor. Al igual que el flujo de fluido o de corriente eléctrica, el flujo de calor posee tanto magnitud como dirección y por consiguiente, se representa como una cantidad vectorial. La magnitud del vector de flujo de calor proporciona la cantidad de energía térmica por unidad de tiempo que atraviesa una superficie de área unitaria orientada en sentido perpendicular a la dirección del vector. Por ende, las unidades de flujo de calor son: energía por unidad de tiempo por unidad de área, o potencia por unidad de área, y se expresan convencionalmente como watt por metro cuadrado [W/m^2].

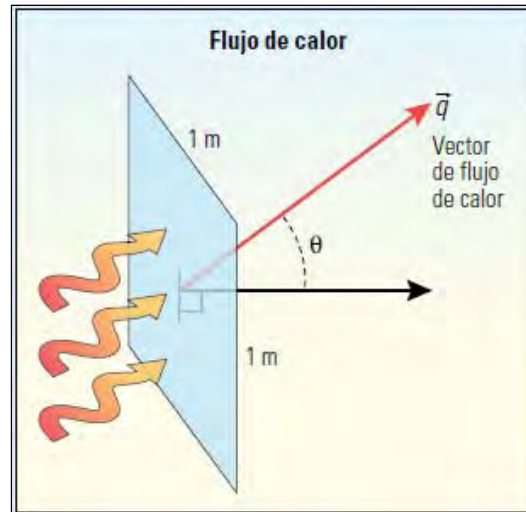


Figura IV.2 – Flujo de calor (Schlumberger, 2012)

El flujo de calor es una cantidad vectorial, q , cuya magnitud, en cualquier punto de un material, proporciona la cantidad de energía térmica que fluye por unidad de tiempo a través de una superficie de unidad de área orientada en sentido perpendicular a la dirección vectorial. Si el vector de flujo de calor (flecha roja) se encuentra orientado formando un ángulo, θ , con la superficie, el flujo de energía a través de la superficie exhibe una reducción equivalente al coseno del ángulo (**Figura IV.2**).

La transferencia de calor se puede realizar por tres mecanismos físicos: *conducción*, *convección* y *radiación*, que se ilustran en la **Figura IV.3**.



Figura IV.3 – Esquema de los mecanismos de transferencia de calor (Inzunza, 2012)

4.2.3 Conducción

La conducción es el mecanismo de transferencia de calor en escala atómica a través de la materia por actividad molecular, por el choque de unas moléculas con otras, donde las partículas más energéticas le entregan energía a las menos energéticas, produciéndose un

flujo de calor desde las temperaturas más altas a las más bajas. Los mejores conductores de calor son los metales. El aire es un mal conductor del calor. Los objetos malos conductores como el aire o plásticos se llaman aislantes.

La conducción de calor sólo ocurre si hay diferencias de temperatura entre dos partes del medio conductor.

La rapidez de transferencia de calor, está dada por la ley de la conducción de calor de Fourier.

$$\dot{Q}_{cond} = -K_h A \frac{dT}{dx} \dots\dots\dots (4.22)$$

Donde K_h en $\left[\frac{W}{m \times K}\right]$, magnitud que representa la capacidad con la cual la sustancia conduce calor y produce la consiguiente variación de T ; $\frac{dT}{dx}$ y es el gradiente de T . El signo menos indica que la conducción de calor es en la dirección decreciente de la temperatura.

4.2.4 Convección

La convección es el mecanismo de transferencia de calor por movimiento de masa o circulación dentro de la sustancia. Puede ser natural producida solo por las diferencias de densidades de la materia; o forzada, cuando la materia es obligada a moverse de un lugar a otro, por ejemplo el aire con un ventilador o el agua con una bomba. Sólo se produce en líquidos y gases donde los átomos y moléculas son libres de moverse en el medio.

En la naturaleza, la mayor parte del calor ganado por la atmósfera por conducción y radiación cerca de la superficie, es transportado a otras capas o niveles de la atmósfera por convección.

La tasa de transferencia de calor por convección se determina a partir de ley de enfriamiento de Newton:

$$\dot{Q}_{conv} = hA(T_s - T_f) \dots\dots\dots (4.23)$$

Donde h se llama coeficiente de convección, en $\left[\frac{W}{m^2 \times K}\right]$, A es la superficie en la cual tiene lugar la transferencia de calor, T_s es la temperatura de la superficie y T_f es la temperatura del fluido lejos de la superficie **Figura IV.4.**

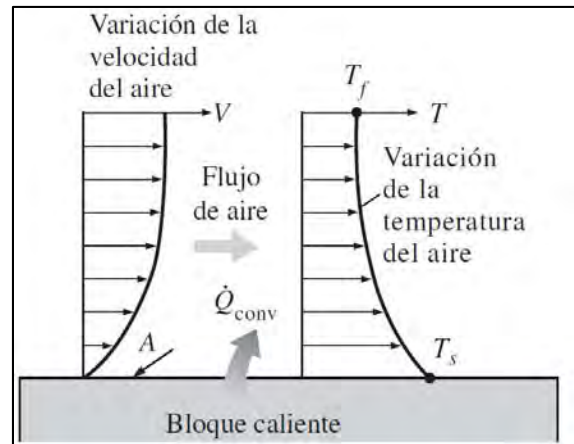


Figura IV.4 – Transferencia de calor por convección desde una superficie caliente hacia el aire (Çengel, 2012)

4.2.5 Radiación

La radiación térmica es energía emitida por la materia que se encuentra a una temperatura dada; se produce directamente desde la fuente hacia afuera en todas las direcciones. Esta energía es producida por el cambio en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas constitutivo y transportado por ondas electromagnéticas o fotones, porque lo recibe el nombre de radiación electromagnética. La masa en reposo de un fotón (que significa luz) es idénticamente nula. Por lo tanto, atendiendo a relatividad especial, un fotón viaja a la velocidad de la luz y no se puede mantener en reposo. (La trayectoria descrita por un fotón se llama rayo). La radiación electromagnética es una combinación de campos eléctricos y magnéticos oscilantes y perpendiculares entre sí, que se propagan a través del espacio transportando energía de un lugar a otro.

A diferencia de la conducción y la convección, o de otros tipos de onda, como el sonido, que necesitan un medio material para propagarse, la radiación electromagnética es independiente de la materia para su propagación, de hecho, la transferencia de energía por radiación es más efectiva en el vacío.

4.3 Inyección de fluidos calientes a la formación

El principio básico de los Métodos Térmicos consiste en transferir energía en forma de calor a los yacimientos de petróleo, por lo cual resulta necesario conocer el área calentada y la distribución de temperatura en la formación, ambas en función del tiempo.

La importancia de conocer el área calentada y la distribución de temperatura, es que con ellas se determina el Factor de recuperación vs tiempo, Factor de recuperación vs. Volumen de poros inyectado, o sea se puede definir el comportamiento del yacimiento sometido al proceso térmico en consideración

4.3.1 Modelos matemáticos que describen el calentamiento de una formación.

Los comportamientos que describen la distribución de temperatura durante la inyección de un fluido caliente, se describe a través de diferentes modelos matemáticos, y se aplican dependiendo del tipo de fluido que se está inyectando, por ejemplo inyección de vapor.

Antes de presentar los modelos que describen la distribución de temperatura durante la inyección de fluidos calientes, es conveniente analizar la forma como el calor inyectado se transfiere a la roca y fluidos a la formación.

Considérese el caso de inyección de vapor en una formación, tal como se muestra en la **Figura IV.5**. A medida que el vapor es inyectado en la formación, parte de su calor se transfiere a la roca y a los fluidos de la formación de interés, la cual al calentarse transfiere calor a sus formaciones adyacentes.

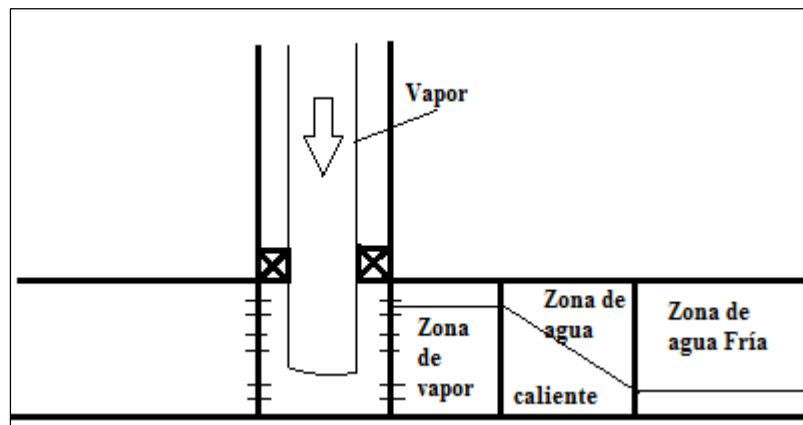


Figura IV.5 – Distribución de la temperatura durante la inyección de vapor

La temperatura en la formación disminuye a medida que aumenta la distancia desde el pozo inyector esto ocurre en un tiempo específico.

La distribución de temperatura observada y para propósito de cálculos de recuperación, durante la inyección de vapor es conveniente considerar la formación dividida en tres zonas.

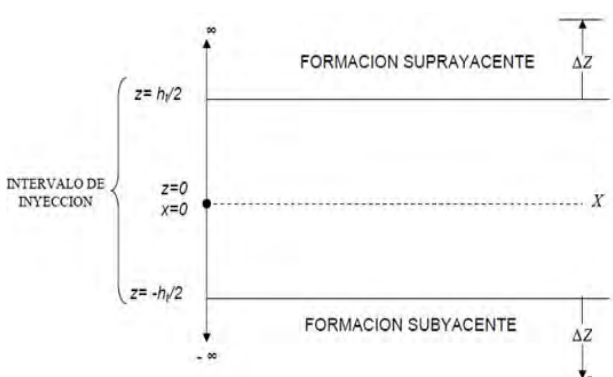
- Zona de vapor, donde la temperatura es constante e igual a la temperatura del vapor.
- Zona de agua caliente, donde la temperatura varía desde la temperatura del vapor hasta la original del yacimiento.
- Zona de agua fría, donde la temperatura es constante e igual a la original del yacimiento.

La zona *a*, de temperatura constante solo se presenta en el caso de la inyección de vapor, debido a que en dicha zona el calor transferido por el vapor es su calor latente de vaporización. En el caso de la inyección de agua caliente solo se observan las zonas *b* y *c*,

puesto que el calor cedido por el agua inyectada es su calor sensible y de allí la disminución de temperatura a medida que avanza el desplazamiento.

A continuación se elaboramos la **Tabla IV.3** donde se da una breve descripción de algunos modelos matemáticos para el calentamiento de la formación durante la inyección de fluidos calientes.

Tabla IV.3 – Modelos Matemáticos para el Calentamiento de la Formación durante la Inyección de Fluidos Calientes

Modelos Matemáticos	Descripción	Aplicación	Consideraciones	Condiciones
Modelo de Lauwerier	Lauwerier fue el primero en establecer firmemente los cálculos aproximados de la distribución de temperatura del yacimiento.	Este modelo describe la inyección de agua caliente en un sistema lineal	<p>a) Tasa de inyección de agua caliente constante.</p> <p>b) Espesor, permeabilidad y porosidad de la formación central es uniforme.</p> <p>c) La conductividad térmica en la formación suprayacente y subyacente tienen sólo componente vertical, mientras que la formación central se considera infinita en dirección vertical, de tal manera que la temperatura es constante a lo largo de su espesor.</p> <p>d) La conductividad térmica de los granos de arena individuales es infinita y se calientan instantáneamente a la temperatura del fluido que los rodea.</p> 	<p>i. $T_1(X, -\frac{h}{2} \leq Z \leq \frac{h}{2}) = 0, a t=0$</p> <p>ii. $T_2(X, -\frac{h}{2} \leq Z \leq \infty) = 0, a t=0$</p> <p>iii. $T_2(X, -\frac{h}{2} \leq Z \leq -\infty) = 0, a t=0$</p>

<p>Modelo de Marx y Langenheim</p>	<p>Es un modelo matemático que puede utilizarse para calcular el área calentada, las pérdidas de calor y la distribución de la temperatura durante la inyección de un fluido caliente en una arena petrolífera.</p>	<p>Fue desarrollado para el caso de inyección de vapor húmedo, suponiendo que la distribución de la temperatura es una función escalonada.</p>	<p>Se considera la inyección de vapor a una temperatura T_S en una formación petrolífera a una temperatura inicial T_R, de espesor constante h, y situada entre dos formaciones idénticas (suprayacente y subyacente) que tienen conductividad térmica K_h y capacidad calorífica M por unidad de volumen v.</p>	<p>i. $T(y, 0) = T_R$ ii. $T(0, t) = T_S$ iii. $T(\infty, t) = T_R$</p>
<p>Modelo de Spillette</p>	<p>Consiste en una solución numérica de las ecuaciones de balance de energía térmica, de una forma muy general, incluyendo la variación de la conductividad térmica.</p>	<p>Las ecuaciones utilizadas son generalizadas para cualquier tipo de coordenadas, considerando la formación productora saturada de aceite o agua para las capas supra y subyacentes. Esas ecuaciones son resueltas con procedimientos numéricos, con el uso de simuladores.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Flujo multidimensional 2. Yacimiento heterogéneo 3. Porosidad y saturación de fluidos es variable 4. Las propiedades físicas son dependientes de la temperatura 	

A continuación se detalla el modelo de Marx y Langenheim, porque es el que se aplica en la inyección de vapor en un yacimiento petrolero y debido a que los métodos más utilizados para la extracción de crudo extrapesado son los térmicos. Por lo tanto, con éste modelo podemos describir el calentamiento de la formación cuando se somete a un fluido caliente.

4.3.1.1 Modelo de Marx y Langenheim

Marx y Langenheim (1959), formularon un modelo matemático que puede utilizarse para calcular el área calentada, las pérdidas de calor y la distribución de temperatura durante la inyección de un fluido caliente en un yacimiento.

El modelo fue desarrollado para el caso de inyección de vapor húmedo, suponiendo que la distribución de temperatura es una función escalonada (desde la temperatura del vapor T_S , hasta la temperatura de la formación, T_R), tal como se muestra en la **Figura IV.6**. Las pérdidas de calor se llevan a cabo hasta un punto donde se produce el cambio de la temperatura del vapor a la temperatura del yacimiento. A medida que se inyecta más fluido caliente, el área calentada aumenta en la dirección del flujo. Luego, el área a través de la cual se lleva a cabo la conducción de calor aumenta con el tiempo. Tal como Marx y Langenheim lo señalaron más tarde, la configuración de la zona calentada es general, aunque su formulación inicial se discutió el caso de una zona cilíndrica que se expandía simétricamente.

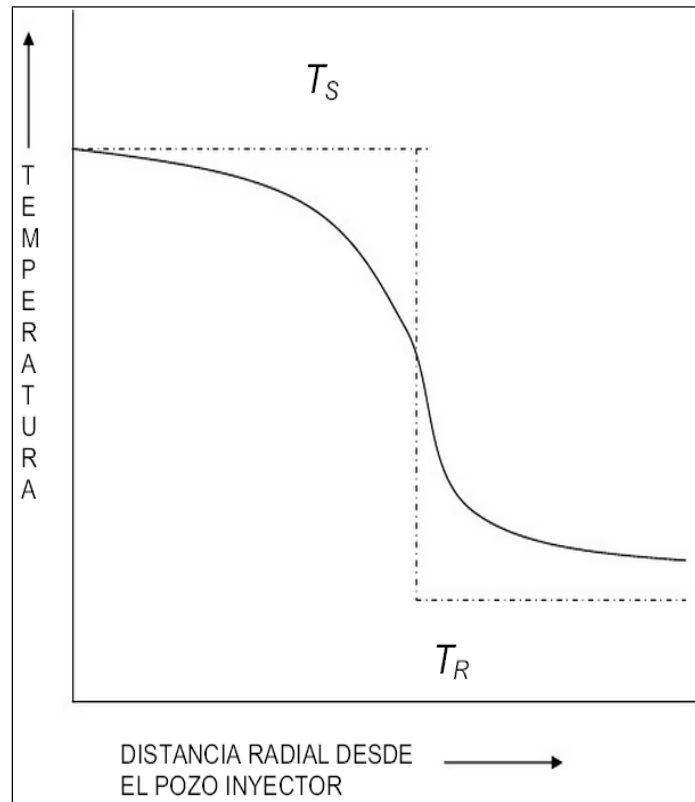


Figura IV.6 – Comparación cualitativa entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y una aproximación idealizada (Langenheim, 1959)

Bajo las consideraciones anteriores, un balance de calor para un tiempo t , luego de iniciada la inyección, puede establecerse como:

$$Q_i = Q_{ob} + Q_S, \dots\dots\dots (4.24)$$

Donde Q_i es la tasa de inyección, Q_{ob} es la tasa aplicada de calor al tiempo t y Q_S es la tasa de pérdidas de calor al tiempo t .

4.3.1.1.1 Tasa de inyección de calor al tiempo t

Considerando la inyección de vapor a una tasa igual a i_{st} [bpd] (agua equivalente), la tasa de inyección de calor $\left[\frac{BTU}{hora}\right]$ viene dada por:

$$Q = \left(\frac{350}{24}\right) i_{st} \{ (H_w - H_R) + X_{st} L_V \} = \left(\frac{350}{24}\right) i_{st} \{ C_w (T_s - T_R) + X_{st} L_V \}, \dots\dots (4.25)$$

Donde, X_{st} es la calidad del vapor, fracción, H_w y H_R son las entalpías del agua saturada y del agua a la temperatura del yacimiento en $\left[\frac{BTU}{lb}\right]$, L_V es el calor latente de vaporización en $\left[\frac{BTU}{lb}\right]$, C_w es el calor específico promedio del agua en $\left[\frac{BTU}{lb \times ^\circ F}\right]$, y T_s y T_R son las temperaturas del vapor y de la formación respectivamente en $[^\circ F]$. En el trabajo original, la tasa de inyección de calor $Q \left[\frac{BTU}{h}\right]$ se consideró constante.

4.3.1.1.2 Tasa de utilización de calor al tiempo t

Se refiere a la cantidad de calor por unidad de tiempo utilizada para calentar la formación, desde la temperatura del yacimiento T_R , hasta la temperatura del vapor T_s . Teniendo en cuenta que el área calentada aumenta con el tiempo, se tiene:

- ✓ $A(t)$, área calentada al tiempo t , [pie^2]
- ✓ $A(t + \Delta t)$, área calentada al tiempo $(t + \Delta t)$, [pie^2]
- ✓ $A(t) h_t M_s (T_s - T_R)$, calor utilizado al tiempo t , [BTU]
- ✓ $A(t + \Delta t) h_t M_s (T_s - T_R)$, calor utilizado al tiempo $(t + \Delta t)$, [BTU]

Donde, h_t es el espesor de la formación, en [pie], y M_s es la capacidad calorífica de la formación, $\left[\frac{BTU}{pie^3 - ^\circ F}\right]$

Entonces, la tasa de utilización de calor Q_S , puede calcularse como:

$$Q_S = \frac{[A(t + \Delta t) - A(t)] h_t M_s (T_s - T_R)}{\Delta t}, \dots\dots\dots (4.26)$$

Donde al tomar el límite cuando Δt tiende a cero, se obtiene:

$$Q_S = h_t M_s (T_s - T_R) \frac{\partial A}{\partial t}, \dots\dots\dots (4.27)$$

4.3.1.1.3 Tasa de pérdidas de calor al tiempo t

Una de las suposiciones de este modelo, es que considera que no existen pérdidas de calor en la dirección radial, sino solamente en la dirección vertical hacia las capas de arriba y subyacentes (**Figura IV.7**). Así, la tasa de pérdidas de calor por conducción, Q_C , desde la formación hacia las capas de arriba y subyacentes, por unidad de área calentada y por unidad de tiempo $\left[\frac{BTU}{h-pie^2}\right]$, dada por:

$$Q_C = -K_{hob} \left(\frac{\partial T}{\partial y}\right)_{y=0}, \dots\dots\dots (4.28)$$

Puesto que el gradiente de temperatura $\left(\frac{\partial T}{\partial y}\right)_{y=0}$ cambia con el tiempo, la distribución de temperatura hacia las formaciones adyacentes viene dada por la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{\partial T}{\partial y} = \alpha_{ob} \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \quad (0 \leq t \leq \infty), \dots\dots\dots (4.29)$$

Con las condiciones de contorno e inicial:

$$\begin{aligned} T(y, 0) &= T_R, \\ T(0, t) &= T_S, \\ T(\infty, t) &= T_R, \dots\dots\dots (4.30) \end{aligned}$$

Donde, α_{ob} es la difusión térmica de las capas adyacentes en $\left[\frac{pie^2}{hr}\right]$

La solución de la ecuación diferencial (4.29) para las condiciones de contorno e inicial (4.30), se determina aplicando transformadas de Laplace, y es igual a:

$$T(y, t) = T_S - T_R \operatorname{erf}\left[\frac{y}{2\sqrt{\alpha_{ob}t}}\right], \dots\dots\dots (4.31)$$

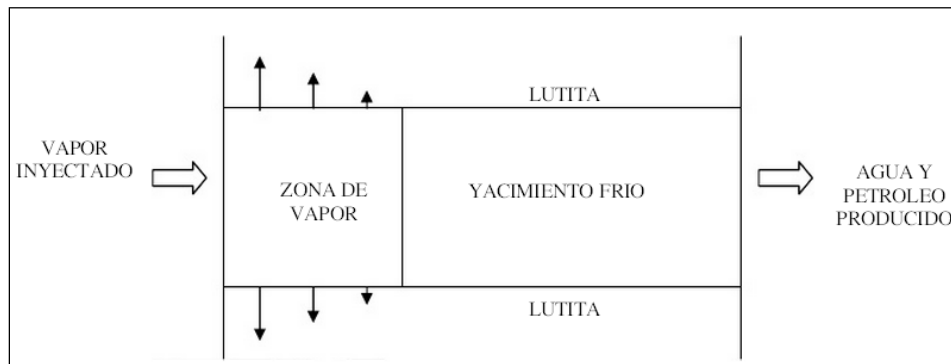


Figura IV.7 – Pérdidas de calor hacia la capa de arriba y subyacentes (Langenheim, 1959)

Donde la función error, erf(x), se define como:

$$\text{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du, \dots\dots\dots (4.32)$$

Luego;

$$\frac{\partial T}{\partial y} = - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{(T_S - T_R)}{2\sqrt{\alpha_{ob}t}} e^{-(y^2/4\alpha_{ob}t)}, \dots\dots\dots (4.33)$$

Y para y=0:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial y}\right)_{y=0} = - \frac{(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}t}}, \dots\dots\dots (4.34)$$

Así, sustituyendo (4.34) en (4.28), se obtiene la tasa de pérdidas de calor por unidad de área calentada y por unidad de tiempo, $\left[\frac{BTU}{h-pie^2}\right]$, expresada por:

$$Q = \frac{K_{hob}(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}t}}, \dots\dots\dots (4.35)$$

Con el objeto de calcular las pérdidas de calor por unidad de tiempo, considérense una serie de áreas calentadas (

Tabla IV.4):

A1 (t1), A2 (t2),..., An (tn), las cuales se han formado a los tiempos: t1, t2, ..., tn.

Entonces, se tiene que:

Tabla IV.4 – Serie de áreas calentadas (Langenheim, 1959)

<u>Área</u>	<u>Calor perdido al tiempo</u>
A1(t1)	(t1-0)
A2(t2)-A1(t1)	(t2-t1)
⋮	⋮
⋮	⋮
An(tn)- An-1(tn-1)	(tn-tn-1)

Luego, si un elemento de área dA el cual se comenzó a formar al tiempo “u”, al tiempo (t>u) habrá perdido calor durante el tiempo (t-u). Así, la tasa de pérdidas de calor al tiempo “t”, viene dada por:

$$Q = 2 \int_0^{A(t)} Q_C dA = 2 \int_0^{A(t)} \frac{K_{hob}(T_S - T_R)dA}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}(t-u)}}, \dots\dots\dots (4.36)$$

Donde el 2 es para tomar en cuenta las dos formaciones adyacentes. Dado que el A es una función de tiempo, entonces se puede escribir:

$$dA = \frac{dA}{du} du, \dots \dots \dots (4.37)$$

Y la ecuación (4.36) puede escribirse como:

$$Q_{ob} = 2 \int_0^{A(t)} \frac{K_{hob}(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}(t-u)}} \frac{dA}{du} du, \dots \dots \dots (4.38)$$

Entonces, sustituyendo las expresiones respectivas en el balance dado por la ecuación (4.24), se tiene:

$$Q_i = h_t M_S (T_S - T_R) \frac{dA}{dt} + 2 \int_0^{A(t)} \frac{K_{hob}(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}(t-u)}} \frac{dA}{du} du, \dots \dots \dots (4.39)$$

La ecuación (4.39) es una ecuación integro-diferencial, la cual se puede resolver usando transformadas de Laplace para calcular $A(t)$, utilizando la condición inicial $A(0) = 0$. Con la finalidad de hacer esto, se designan las constantes:

$$C_1 = \frac{K_{hob}(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}}}, \dots \dots \dots (4.40)$$

Y

$$C_2 = h_t M_S (T_S - T_R), \dots \dots \dots (4.41)$$

Notando que la integral en la ecuación (4.40) y (4.41) es la unión de $\frac{1}{\sqrt{(t-u)}}$ y $\frac{dA}{du}$, la transformada de Laplace de la ecuación (4.40) y (4.41) es fácil de obtener, y la ecuación para A , en términos de la variable transformada (s), resulta:

$$A(s) = \frac{Q_i}{2C_1 \sqrt{\pi s^2 + C_2 s^2}}, \dots \dots \dots (4.42)$$

La transformada inversa puede obtenerse de tablas, de donde se obtiene que:

$$L^{-1}[e^{a^2 t} \left\{ \frac{b}{a} \operatorname{erf}(a\sqrt{t}) - 1 \right\} + e^{b^2 t} \operatorname{erf}(b\sqrt{t})] = \frac{b^2 - a^2}{\sqrt{s(s-a^2)(\sqrt{s+b})}}, \dots \dots \dots (4.43)$$

Y si se tiene en cuenta que:

$$\lim_{a \rightarrow 0} \frac{1}{a} \operatorname{erf}(a\sqrt{t}) = 2 \sqrt{\frac{t}{\pi}}, \dots \dots \dots (4.44)$$

El resultado final es:

$$A_S = \frac{Q_i M_S h_t F_1}{4K_{hob} M_{ob} (T_S - T_R)}, \dots \dots \dots (4.45)$$

Siendo A_S , el área de la zona de vapor calentada a un tiempo t , en [pie^2]. De manera análoga, el volumen de la zona de vapor V_S , [pie^3], viene dada por:

$$V_S = \frac{Q_i M_S h_t^2 F_1}{4K_{hob} M_{ob} (T_S - T_R)}, \dots \dots \dots (4.46)$$

Donde F_1 es una función del tiempo adimensional, t_D , dada por:

$$F_1 = e^{t_D} \text{erfc}(\sqrt{t_D}) + 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1, \dots \dots \dots (4.47)$$

$\text{erfc}(x)$, es la función error complementaria, definida por:

$$\text{erfc}(x) = 1 - \text{erf}(x) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt, \dots \dots \dots (4.48)$$

Y t_D , el tiempo adimensional, dado por:

$$t_D = \frac{4K_{hob} M_{ob} t}{M_S^2 h_t^2}, \dots \dots \dots (4.49)$$

Siendo, M_{ob} la capacidad caloríficas de las capas supra y subyacentes en $\left[\frac{BTU}{\text{pie}^3 - F}\right]$, y t es el tiempo en horas. Normalmente, el t (en procesos de inyección) viene expresado en años, así es necesario convertir este tiempo a horas para calcular t_D . Muchas aproximaciones matemáticas del primer término de F_1 están disponibles en manuales de funciones matemáticas. Tales aproximaciones pueden ser usadas para obtener un valor exacto de F_1 . Van Lookeren (1977), da la siguiente aproximación de F_1 la cual tiene un error máximo menor del 3%. La **Figura IV.8** presenta una curva de F_1 vs. t_D , la cual puede utilizarse para obtener F_1 . Algunas veces es más conveniente usar valores tabulados tales como los mostrados en la **Tabla IV.5**.

Tabla IV.5 – Funciones F_1 y F_2 de Marx y Langenheim (Langenheim, 1959)

t_D	F_1	F_2	t_D	F_1	F_2	t_D	F_1	F_2
0.0000	0.00000	1.00000	0.62	0.38198	0.49349	3.2	1.29847	0.27996
0.0002	0.00020	0.98424	0.64	0.39180	0.48910	3.3	1.32629	0.27949
0.0004	0.00039	0.97783	0.66	0.40154	0.48484	3.4	1.35377	0.27314
0.0006	0.00059	0.97295	0.68	0.41120	0.48071	3.5	1.38092	0.26992
0.0008	0.00028	0.96887	0.70	0.42077	0.47670	3.6	1.40775	0.26681
0.0010	0.00098	0.96529	0.72	0.43027	0.47281	3.7	1.43428	0.26380
0.0020	0.00193	0.95147	0.74	0.43969	0.46902	3.8	1.46052	0.26090
0.0040	0.00382	0.93245	0.76	0.44903	0.46533	3.9	1.48647	0.25810
0.0060	0.00567	0.91826	0.78	0.45830	0.46174	4.0	1.51214	0.25538
0.0080	0.00749	0.90657	0.80	0.46750	0.45825	4.1	1.53755	0.25275
0.0100	0.00930	0.89646	0.82	0.47663	0.45484	4.2	1.56270	0.25021
0.0020	0.01806	0.85848	0.84	0.48569	0.45152	4.3	1.58759	0.24774
0.0040	0.03470	0.80902	0.86	0.49469	0.44827	4.4	1.61225	0.24534
0.0060	0.05051	0.77412	0.88	0.50362	0.44511	4.5	1.63677	0.24301
0.0080	0.06571	0.74655	0.90	0.51250	0.44202	4.6	1.66086	0.24075
0.1000	0.08040	0.72358	0.92	0.52131	0.43900	4.7	1.68482	0.23856
0.1200	0.09467	0.70379	0.94	0.53006	0.43605	4.8	1.70857	0.23642
0.1400	0.10857	0.68637	0.96	0.53875	0.43317	4.9	1.73212	0.23434
0.1600	0.12214	0.67079	0.98	0.54738	0.43034	5.0	1.75545	0.23232
0.1800	0.13541	0.65668	1.00	0.55596	0.42758	5.2	1.80153	0.22843
0.2000	0.14841	0.64379	1.10	0.57717	0.42093	5.4	1.84686	0.22474
0.2200	0.16117	0.63191	1.20	0.63892	0.40285	5.6	1.89146	0.22123
0.2400	0.17370	0.62091	1.30	0.67866	0.39211	5.8	1.93538	0.21788
0.2600	0.18601	0.61065	1.40	0.71738	0.38226	6.0	1.97865	0.21470
0.2800	0.19813	0.60105	1.50	0.75514	0.37317	6.2	2.02129	0.21165
0.3000	0.21006	0.59202	1.60	0.79203	0.36473	6.4	2.06334	0.20875
0.3200	0.22181	0.58350	1.70	0.82811	0.35688	6.6	2.10482	0.20597
0.3400	0.23340	0.57545	1.80	0.86343	0.34955	6.8	2.14576	0.20330
0.3600	0.24483	0.56781	1.90	0.89803	0.34267	7.0	2.18617	0.20076
0.3800	0.25612	0.56054	2.00	0.93198	0.33621	7.2	2.22608	0.19832
0.4000	0.26726	0.55361	2.10	0.96529	0.33011	7.4	2.26550	0.19598
0.4200	0.27826	0.54699	2.20	0.99801	0.32435	7.6	2.30446	0.19374
0.4400	0.28914	0.54066	2.30	1.03017	0.31890	7.8	2.34298	0.19159
0.4600	0.29989	0.53459	2.40	1.06180	0.31372	8.0	2.38106	0.18952
0.4800	0.31052	0.52876	2.50	1.09292	0.30880	8.2	2.41873	0.18755
0.5000	0.32104	0.52316	2.60	1.12356	0.30411	8.4	2.45600	0.18565
0.5200	0.33145	0.51776	2.70	1.15375	0.29963	8.6	2.49289	0.18383
0.5400	0.34175	0.51257	2.80	1.18349	0.29535	8.8	2.52940	0.18208
0.5600	0.35195	0.50755	2.90	1.21282	0.29126	9.0	2.56555	0.18041
0.5800	0.36206	0.50271	3.00	1.24175	0.28734	9.2	2.60135	0.17881
0.6000	0.37206	0.49802	3.10	1.27029	0.28358	9.4	2.63682	0.17727

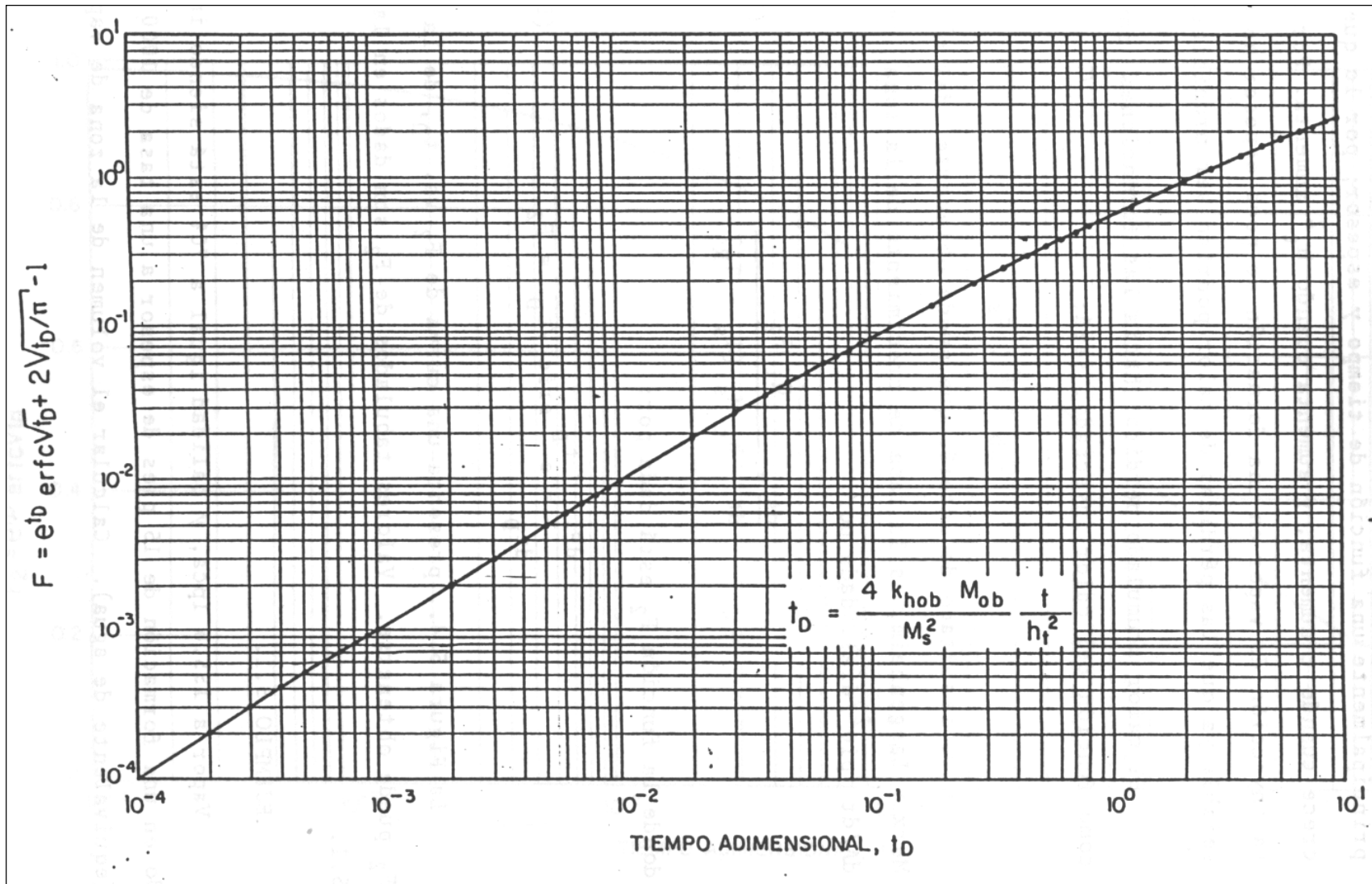


Figura IV.8 – Función F_1 de Marx y Langenheim (Langenheim, 1959)

$$F_1 = \frac{t_D}{1+0.85\sqrt{t_D}}, \dots\dots\dots (4.50)$$

El modelo de Marx y Langenheim, permite también obtener la eficiencia térmica, E_S , la cual se define como la fracción del calor inyectado que permanece en la zona de vapor a un tiempo dado:

$$E_S = \frac{F_1}{t_D}, \dots\dots\dots (4.51)$$

La E_S , es una función solamente de t_D . Suponiendo que las propiedades térmicas varían poco de formación a formación, la E_S es principalmente una función del tiempo y del espesor; por lo que E_S decrece cuando t aumenta, y aumenta cuando h_t aumenta. Por lo tanto, la inyección de vapor en una formación de poco espesor no es aconsejable ya que las pérdidas de calor podrían ser restrictivas.

El calor acumulado perdido hacia las capas supra y subyacentes, como función del calor inyectado, será:

$$Q_{ob} = 1 - E_S, \dots\dots\dots (4.52)$$

Otro resultado de interés que puede obtenerse del modelo de Marx y Langenheim, es la tasa de crecimiento de la zona calentada, $\frac{dA}{dt} \left[\frac{pie^2}{dia} \right]$, dada por:

$$\frac{dA}{dt} = \frac{Q_1 F_2}{h_t M_S (T_S - T_R)}, \dots\dots\dots (4.53)$$

Donde la función F_2 está dada por:

$$F_2 = \frac{dF_1}{dt_D} = e^{t_D} erfc\sqrt{t_D}, \dots\dots\dots (4.54)$$

La **Figura IV.9**, presenta una curva de F_2 vs t_D , de la cual puede obtenerse F_2 . En la **Tabla IV.5**, se presentan valores tabulados de F_2 .

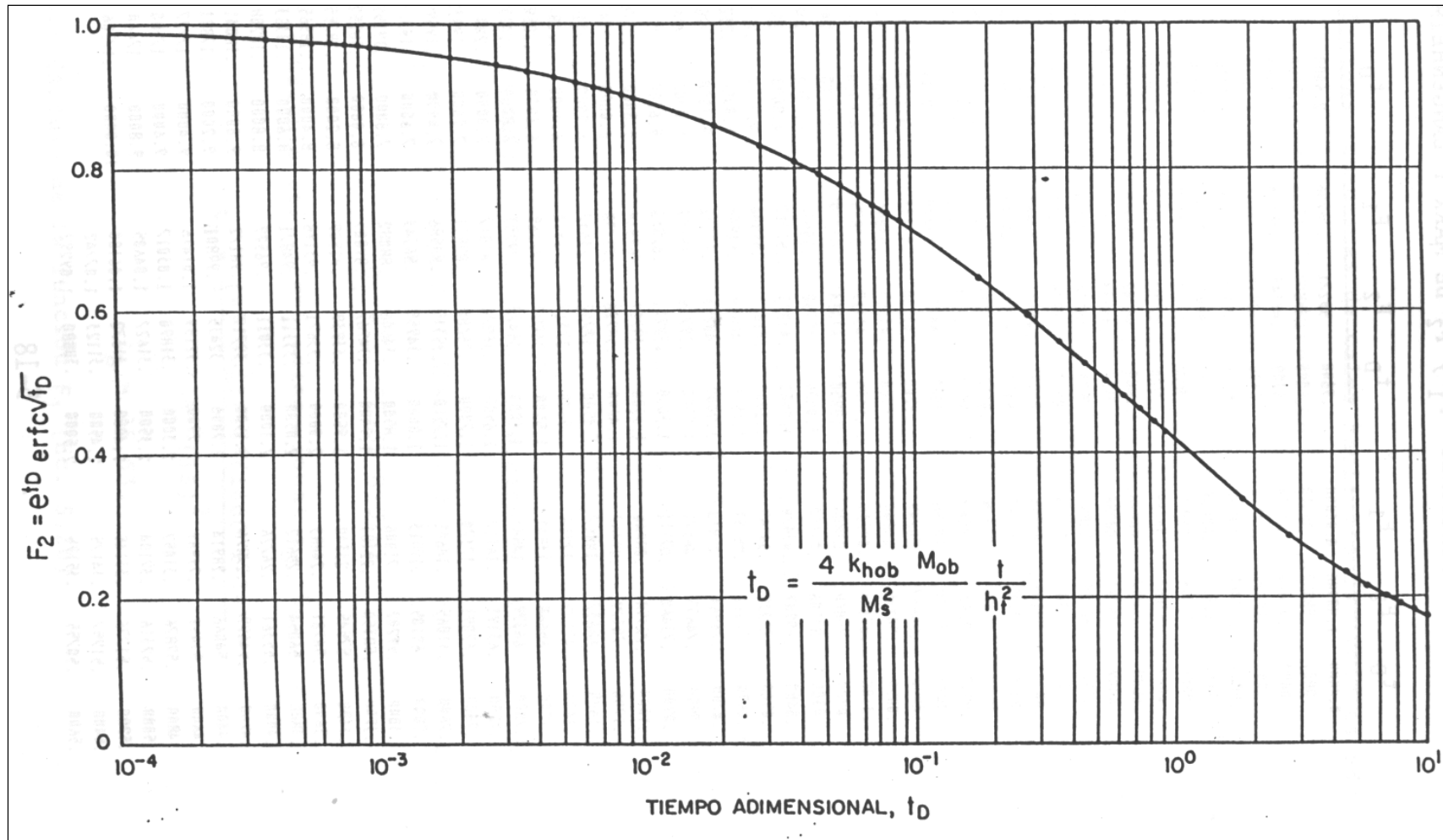


Figura IV.9 – Función F_2 de Marx y Langenheim (Langenheim, 1959)

4.3.1.2 Modelo de Mandl y Volek (1969)

El modelo anterior supone que el vapor se condensa totalmente en el frente, y el condensado es enfriando a la temperatura del yacimiento. Mientras la tasa de inyección de calor sea mayor que el calor consumido el Modelo de Marx Langenheim es válido. Sin embargo, a un cierto tiempo el cual Mandl y Volek, llaman *tiempo crítico*, esto cesa, y debe tomarse en cuenta la convección del calor transportado por el agua caliente delante del frente de condensación.

Mandl y Volek reconocieron esta situación y obtuvieron el siguiente grupo de ecuaciones, las cuales son utilizadas para determinar el tiempo crítico, t_c .

$$F_{2c} = e^{t_{Dc}} \operatorname{erfc} \sqrt{t_{Dc}} = \frac{1}{1+B}, \dots \dots \dots (4.55)$$

Donde el tiempo crítico adimensional, t_{Dc} , está dado por:

$$t_{Dc} = \frac{4K_{hob}M_{ob}t_c}{M_s^2 h_t^2}, \dots \dots \dots (4.56)$$

O

$$t_c = \frac{M_s^2 h_t^2 t_{Dc}}{4K_{hob}M_{ob}}, \dots \dots \dots (4.57)$$

Y la razón del calor latente al calor sensible, B, está dado por:

$$B = \frac{X_{st}L_V}{H_w - H_r} = \frac{X_{st}L_V}{c_w(T_S - T_R)}, \dots \dots \dots (4.58)$$

El procedimiento para calcular el tiempo crítico t_c , usando las ecuaciones anteriores es el siguiente:

1. Calcular B de la ecuación (4.58)
2. Calcular F_{2c} de la ecuación (4.55)
3. Determinar t_{Dc} de la **Tabla IV.5** o **Figura IV.9**.
4. Calcular el tiempo crítico t_c de la ecuación (4. 57) y convertirlo a *años* si se desea.

Estas ecuaciones pueden resolverse para t_{Dc} , la cual se convierte al t_c , en horas, usando la función F_2 de la **Figura IV.9** o **Tabla IV.5**.

Para el cálculo del volumen de la zona de vapor, se debe tener en cuenta que: si el *tiempo* es *menor* que el *tiempo crítico*, la solución dada por Marx y Langenheim permanece válida, pero si el *tiempo* es *mayor* que *el tiempo crítico*, la solución dada por Mandl y Volek debe ser usada. Así el volumen de la zona de vapor para las condiciones anteriores será:

$$V_s = \frac{Q_i h_t^2 M_s F_1}{4K_{hob}M_{ob}(T_S - T_R)} \quad (t \leq t_c), \dots \dots \dots (4.59)$$

$$V_s = \frac{Q_i h_t^2 M_s F_3}{4K_{hob} M_{ob} (T_s - T_R)} \quad (t > t_c), \dots \dots \dots (4.60)$$

Donde la función F_3 viene dada por:

$$F_3 = e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} + 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 - \sqrt{\frac{t_D - t_{Dc}}{\pi}} \left\{ \left(1 + \frac{X_{st} L_v}{c_w (T_s - T_r)} \right)^{-1} + \frac{t_D - t_{Dc} - 3}{3} e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} - \frac{t_D - t_{Dc}}{3\sqrt{\pi t_D}} \right\}, \dots \dots \dots (4.61)$$

La **Figura IV.10**, presenta curvas de F_3 vs t_D para varios valores de B . La curva superior en la **Figura IV.10** ($B = \infty$) da valores de $F_3 = F_1$ de la función de Marx y Langenheim. En las ecuaciones (4.59) y (4.60), V_s está en [pie^3], por lo tanto hay que dividir por 43.560 para obtener [$acre-pie$].

Mandl y Volek, estimaron que el volumen de la zona de vapor es el promedio para dos condiciones de contorno, las cuales se resuelven analíticamente. Una condición supone que no hay movimiento del agua caliente delante del frente de condensación, por lo tanto la solución obtenida es igual a la de Marx y Langenheim. La otra condición supone que existe movimiento del agua caliente y pérdidas de calor delante del frente, pero que no hay precalentamiento de las formaciones adyacentes en el frente.

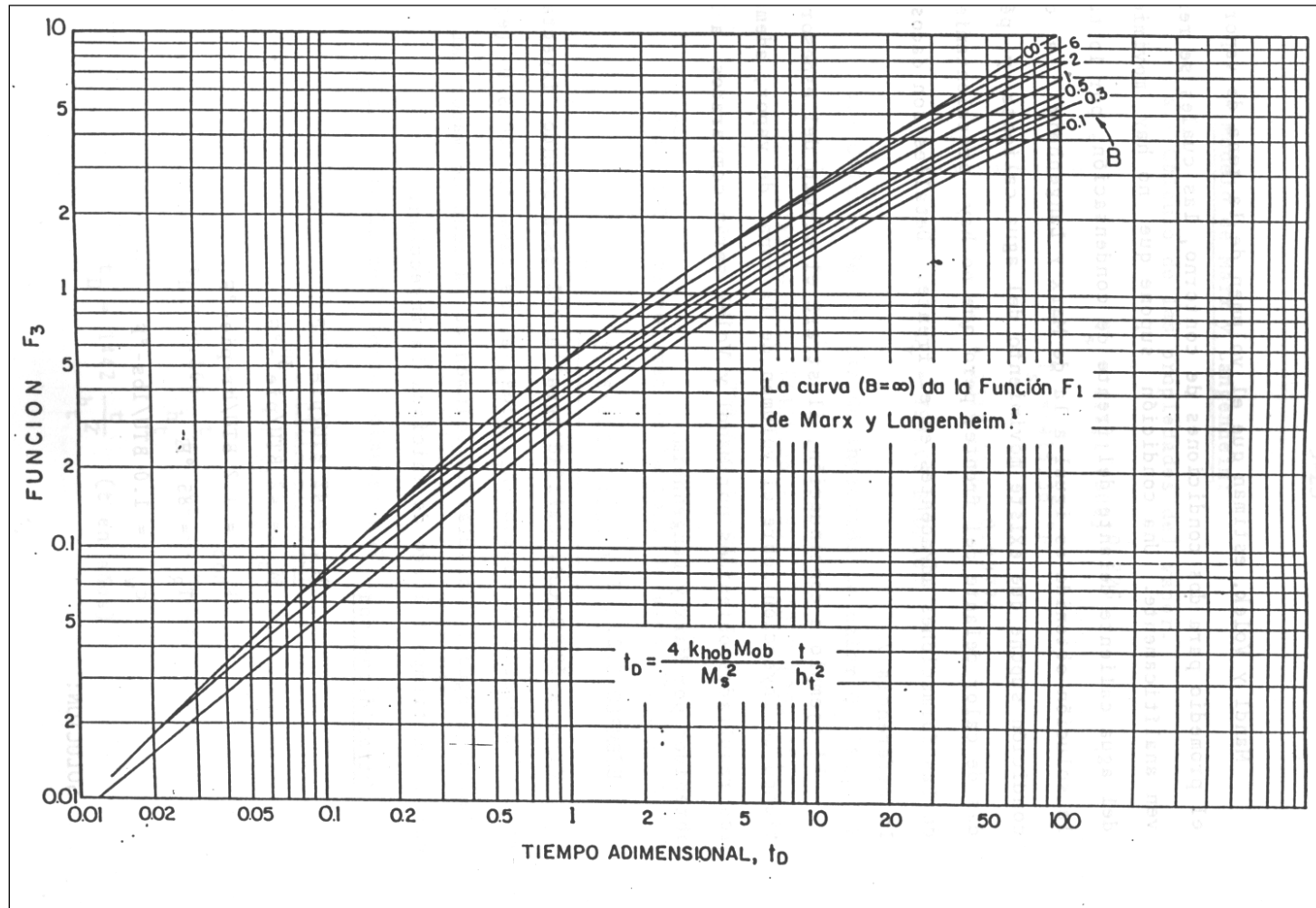


Figura IV.10 – Función F_3 de Mandl y Volek (Higgins, R. V. 1962)

Capítulo V Tecnologías para la explotación de yacimientos de crudo extrapesado

Se tratarán los aspectos más relevantes sobre la explotación de crudo extrapesado, abarcando tanto métodos fríos como métodos térmicos, ventajas y desventajas de la aplicación de estos.

En los últimos años, los operadores están aplicando nuevas tecnologías y otras ya existentes para explotar el petróleo pesado y extrapesado, lo cual ha llevado a incrementar la producción de aceite y los bajos factores de recuperación que se obtienen de este tipo de crudos.

Al explotar comercialmente este tipo de crudos, resulta en mayores costos debido a su naturaleza, ya que se tienen que aplicar prácticas y tecnologías diferentes a los aplicados en la extracción de crudos convencionales, en todos los niveles de la cadena productiva, incluyendo el transporte y procesamiento de este. Sin embargo, en este trabajo, únicamente se van a mencionar las tecnologías aplicadas a nivel de yacimiento y de pozo, que tienen que ver con las formas de llevarlo a la superficie.

5.1 Tecnologías a nivel de yacimiento

La necesidad que se tiene de explotar los yacimientos de aceite en muchos países ha originado el desarrollo de los métodos de recuperación térmica de aceite. El objetivo fundamental de estos métodos es proporcionar energía calorífica al aceite, con el fin de disminuir su viscosidad y facilitar su flujo hacia los pozos productores.

La selección del mejor método para un yacimiento en particular requiere un estudio general que incorpore diversos factores, tales como propiedades de los fluidos, continuidad de la formación, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie. Este esfuerzo de equipo multidisciplinario también debe considerar las soluciones de compromiso entre factores tales como reservas, regímenes de recuperación esperados y tasas de producción. También se requiere la consideración del costo de la generación de energía y la sensibilidad ambiental.

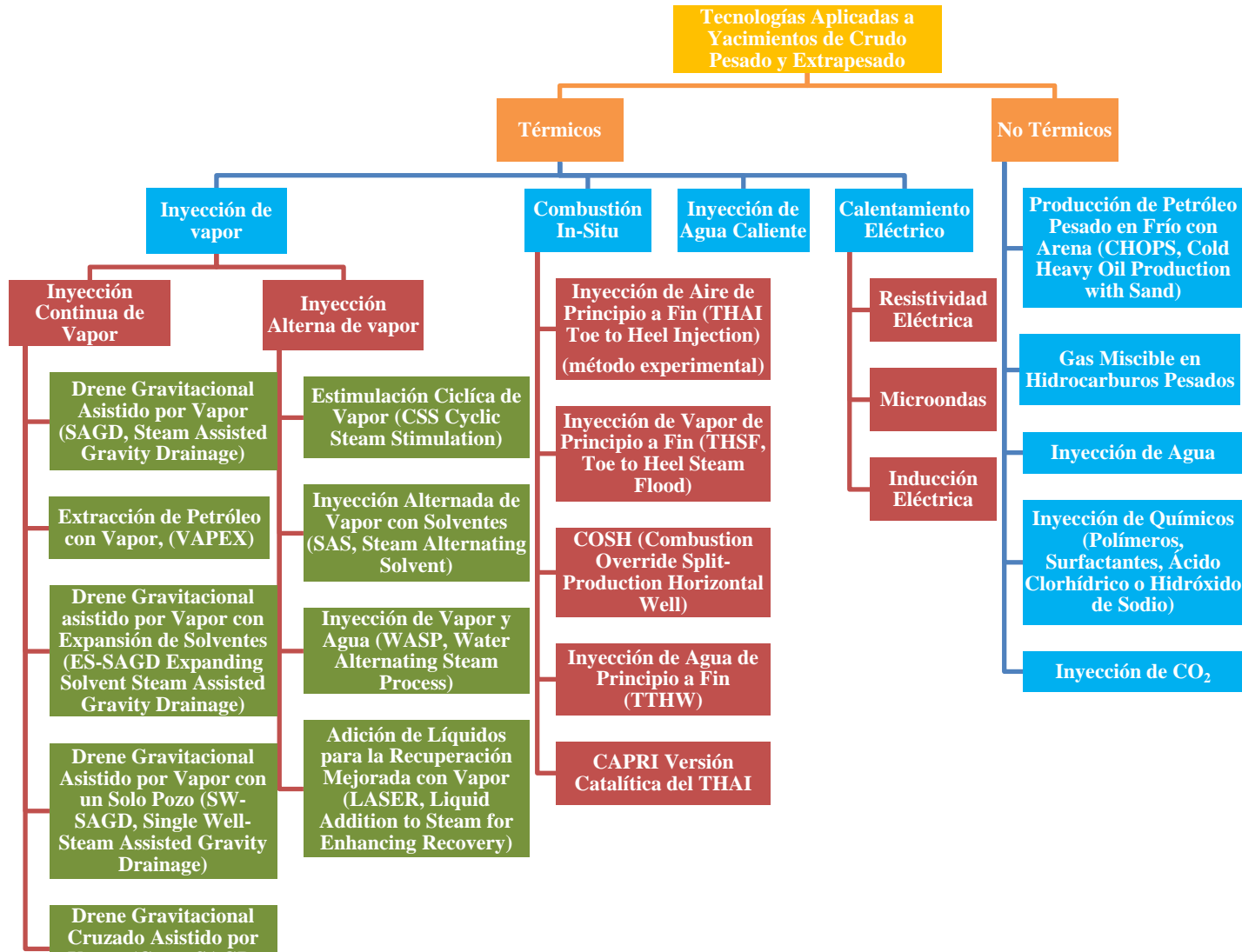


Figura V.1 – Tecnologías aplicadas a nivel de yacimiento para la recuperación de Crudos Pesados y Extrapesados, Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Ing. María Elena Cuautli Hernández

5.1.1 Métodos térmicos

5.1.1.1 Inyección continua de vapor

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento, y como tal es más eficiente desde el punto de vista de recuperación final que la estimulación con vapor. Consiste en inyectar vapor en forma continua a través de pozos inyectoros y producir el petróleo por otros.

Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia del barrido. Así, el efecto neto es que la extracción por inyección continua de vapor es apreciablemente mayor que la obtenida por inyección de agua caliente.

Donde el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia del barrido.

A continuación como se muestra en la **Tabla I.1**, podemos ver los criterios de diseño de la Inyección Continua de Vapor:

Tabla V.1 – Criterios de diseño (Taber SPE, 1983)

Criterios de Diseño de la Inyección Continua de Vapor	
Petróleo	
Viscosidad	20- 1000 [cP]
Gravedad específica	<25 °API
Yacimiento	
Espesor	>20 [ft]
Profundidad	300-3300 [ft]
Permeabilidad	>200 [mD]
Agua	
El agua para la generación del vapor debería ser relativamente suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de H ₂ S y de hierro disuelto.	
Litología	
Contenido de bajo de arcillas	
Ventajas	
Bajo costo de los combustibles	
Disponibilidad de pozos que pueden ser utilizados	
Alta calidad del agua	
Factor de recobro de 2 a 10 veces comparado con la recuperación primaria de crudo extrapesado	
Disminución de la viscosidad	

Desventajas
Fuerte empuje de agua
Pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y en superficie
Pérdida de calor en la tubería de inyección y desgaste de la misma

i. Mecanismos de Recuperación en la Inyección Continua de Vapor

Cuando se inyecta vapor en forma continua en una formación petrolífera, el petróleo es producido por tres mecanismos básicos: destilación por vapor, reducción de la viscosidad y expansión térmica, siendo la destilación por vapor el más importante.

Los mecanismos de recuperación por inyección continua de vapor pueden visualizarse considerando la inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo, inicialmente saturado con petróleo y agua intersticial (es aquella que está presente en cualquier punto de todo yacimiento de hidrocarburos. Esta agua rodea a los granos y llena los pequeños poros. En general, los hidrocarburos ocupan la parte central de los poros grandes y las grietas). El petróleo en la vecindad del extremo de inyección es vaporizado y desplazado hacia delante. Una cierta fracción del petróleo no vaporizado es dejada atrás.

El vapor que avanza se va condensando gradualmente debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona o banco de agua caliente, el cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento (**Figura V.2**). Desde este punto en adelante el proceso de desplazamiento prosigue.

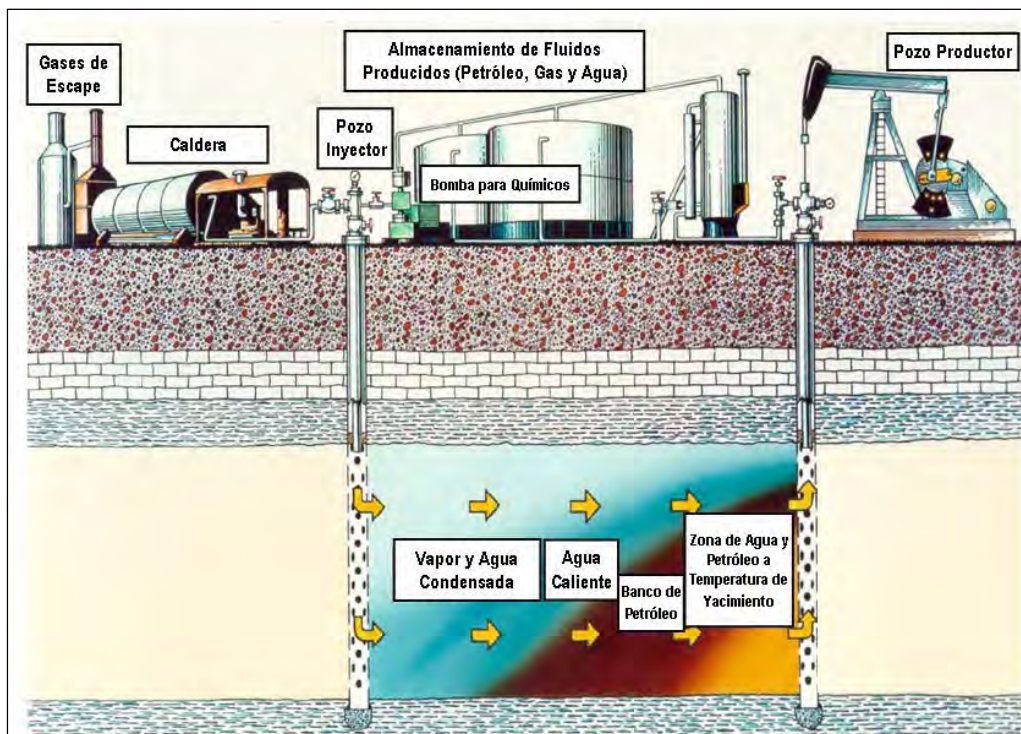


Figura V.2 – Inyección Continua de Vapor (Alvarado y Banzér, 2002)

Así, se puede observar que se distinguen tres zonas diferentes: la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría. Por lo tanto, el petróleo recuperado en el proceso es el resultado de los mecanismos operando en cada una de estas zonas.

En la zona de agua caliente, la recuperación de petróleo está gobernada básicamente por las características térmicas del petróleo. Si la viscosidad del petróleo exhibe una drástica disminución con el aumento de la temperatura, la zona de agua caliente contribuirá considerablemente a la recuperación de petróleo. Si por el contrario, el cambio en la viscosidad del petróleo con temperatura es moderado, los beneficios obtenidos con el agua caliente serán solo ligeramente mayores que los obtenidos con inyección de agua fría convencional.

En la zona de vapor, el efecto predominante es la destilación con vapor. Este fenómeno consiste en la destilación de los componentes relativamente ligeros del petróleo no desplazados por las zonas de agua fría y caliente, los cuales se caracterizan por una alta presión de vapor. La presencia de la fase gaseosa y la alta temperatura originan la vaporización de los componentes livianos, los cuales son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en la zona más fría del yacimiento.

El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes ligeros, lo cual causa efectos de extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo

original del yacimiento, aumentando así la recuperación. Otro mecanismo que opera en la zona de vapor es el empuje por gas disuelto ya que el vapor es una fase gaseosa.

5.1.1.1.1 Drene gravitacional asistido por vapor

La idea básica del proceso es la inyección de vapor cerca del fondo del yacimiento; este vapor se acumula en la parte superior del yacimiento, y el condensado junto con el petróleo al cual se le redujo su viscosidad caen al fondo debido a la gravedad, los cuales son producidos, mientras el aceite es drenado a la superficie, el espacio poroso que inicialmente estaba saturado con aceite ahora es ocupado por el vapor (**Figura V.3**).

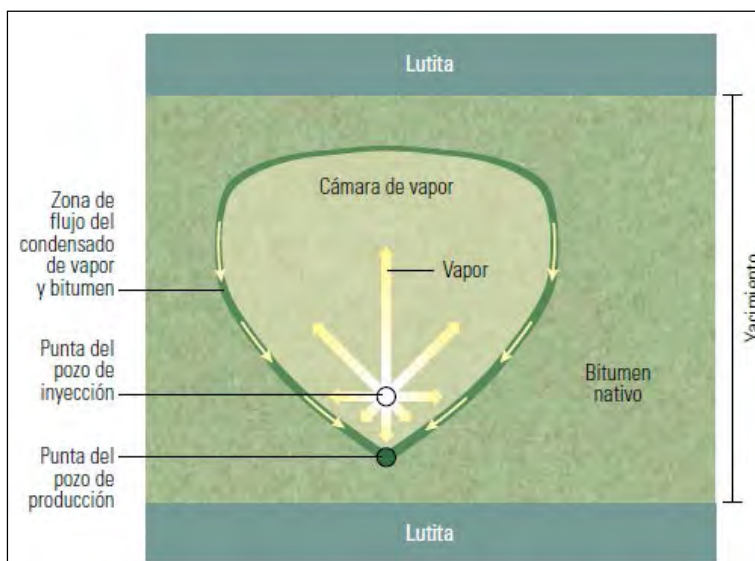


Figura V.3 – Diagrama de la sección transversal de los pozos (Schlumberger, 2014)

En el método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), la transferencia de energía a la formación y al aceite ocurre por la condensación del vapor en los límites de la cámara de vapor. El calor latente liberado por el vapor, se transfiere a la formación principalmente por conducción. El SAGD funciona para los aceites extrapesados.

i. Descripción del proceso

SAGD consta de dos tuberías horizontales separadas por una distancia vertical a unos 5 o 7 [m] (16 a 23 [ft]), y son asentadas cerca del fondo de la formación. La tubería superior es el pozo inyector y la inferior es el productor. El proceso comienza con la circulación de vapor en ambos pozos, entonces el aceite entre ellos es calentado hasta que fluya al pozo productor. Los espacios porosos liberados son continuamente llenados con vapor formando una “cámara de vapor”.

Entonces se deja de inyectar por el productor dejando solo esta tarea al inyector formando así un cono. Nuevo crudo es calentado, el aceite ya con menor viscosidad fluye por los límites

de la cámara de vapor hasta el pozo productor por medio de gravedad. Durante este período la tasa de producción del aceite se incrementa de manera continua hasta que la cámara alcanza la cima del yacimiento. El único medio para transferir calor en el yacimiento frío es por conducción térmica normal a la superficie de condensación de la cámara de vapor llamada “interfase”. Esta interfase avanza a una velocidad V , la distribución de temperatura delante del frente de avance depende de la difusividad térmica del yacimiento y de la velocidad de avance del frente; después de cierto tiempo se forma una sola cámara cubriendo el volumen total del yacimiento (si hay más pozos inyectores). El factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50% y 70%. (**Figura V.4**)

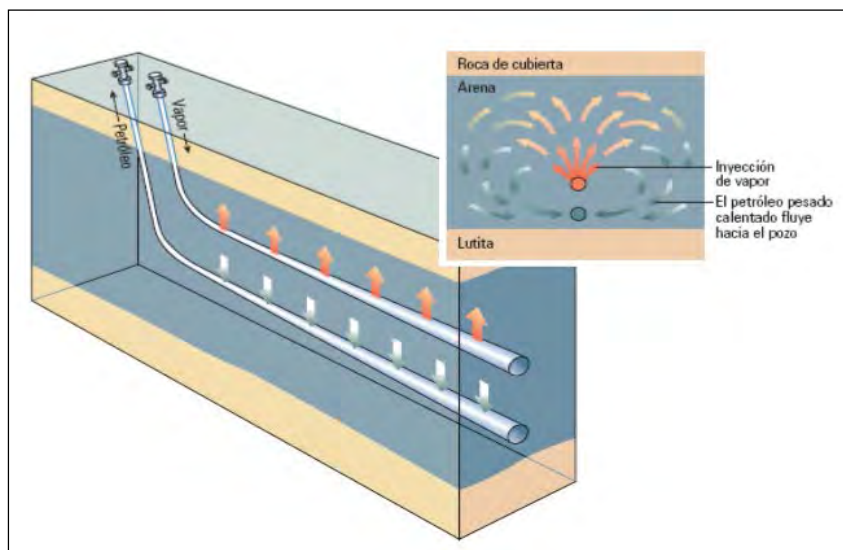


Figura V.4 – Método de SAGD, donde se tienen dos pozos horizontales, uno en donde se inyecta el vapor y el otro donde se produce el aceite extrapesado (Schlumberger, 2006)

Con base en las propiedades del crudo se determina la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, esto con base en los experimentos de Butler.

En la siguiente **Figura V.5**, se muestra la separación vertical aproximada entre el productor y el inyector; los yacimientos de aceite con una viscosidad de menos de 10,000 [cP] permiten amplias separaciones entre el inyector y el productor, sin embargo, para los bitúmenes que tienen viscosidades de 100,000 [cP] o más, es necesario reducir la separación a unos pocos metros.

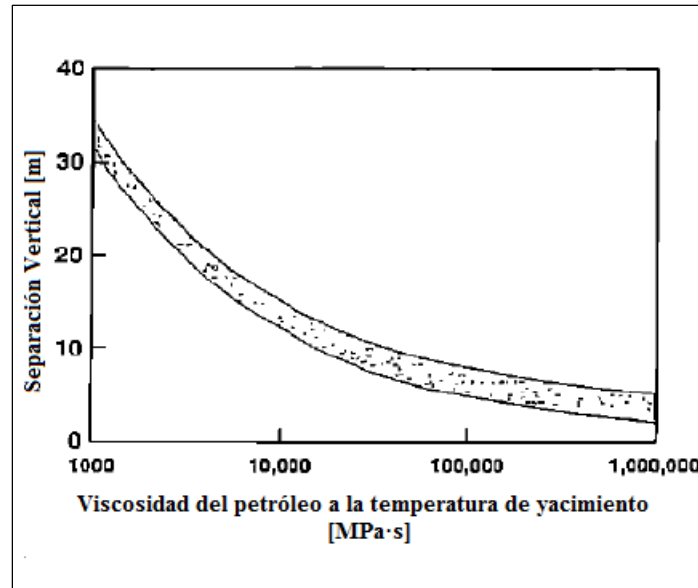


Figura V.5 – Separación vertical entre el pozo inyector y el pozo productor (Mohsen, 2012)

ii. Planta de procesos de SAGD

Para tener una aplicación adecuada de SAGD es necesario contar con instalaciones apropiadas para su explotación, su procesamiento y venta. A continuación se indican los componentes de las instalaciones requeridas (**Figura V.6**):

- 1) Generadores de Vapor: Generan el vapor con calidades del 80%, para la inyección en el yacimiento.
- 2) Desplazamiento del vapor: Después de que el vapor es generado, se desplaza a través de dos pozos horizontales que son perforados desde un pozo central.
- 3) Estructura de Los Pozos: Esta consiste en dos pozos horizontales, uno es el que inyecta vapor y el otro recupera el aceite extrapesado enviándolo a la instalación central para que sea procesado.
- 4) Intercambiador de Calor: Los intercambiadores de calor ayudan a conservar el calor. En las operaciones de SAGD, en la separación primaria, el agua es separada del aceite y pasa a través de los intercambiadores de calor antes de ser tratado.
- 5) Separación Agua/Aceite: En este proceso separa al agua del aceite, el agua es reciclada y el aceite extrapesado es mezclado con aceite sintético para mantener una baja viscosidad.
- 6) Separación de sólidos: Este tratamiento incluye procesos de filtrado de cuerpos sólidos, como arenas.
- 7) Tratamiento de Agua: El agua es tratada, para ser reutilizada durante los procesos SAGD.

- 8) Tanques: Son un grupo de tanques que son utilizados para el almacenamiento comercial del aceite
- 9) Estaciones de Venta: Una vez que el aceite se ha separado y tratado, el aceite extrapesado se transporta por tuberías para mayor facilidad de comercialización.
- 10) Presa de Purga: Se utiliza como almacenamiento temporal del agua que se acumula durante las operaciones de la planta, después de algunos procesos el agua vuelve a ser vapor.
- 11) Presas de aguas pluviales: Estas presas atrapan gran parte del material sólido que es transportado por el agua de lluvia, como sedimentos, y con esto ayuda a reducir la contaminación de ríos y lagos.



Figura V.6 – Instalaciones requeridas para el SAGD (Conoco Phillips, 2015)

Para el caso del método de SAGD existen en el mercado variantes de este proceso, las cuales se mencionan a continuación para tener un panorama general de ellas.

5.1.1.1.1 Extracción de petróleo por vapor (VAPEX)

Es un proceso similar al SAGD, solo que su variante es que se inyecta solvente hidrocarburo en estado gaseoso (etano, butano, propano o una combinación) en lugar del vapor.

El objetivo es mantener los solventes en fase gaseosa cercana a su presión de vapor el mayor tiempo posible, el solvente es el que reducirá la viscosidad; y este es inyectado a través de

un pozo inyector vertical donde se crea la cámara de gas, los solventes son añadidos en el bitumen hasta que el aceite disuelto fluye hasta el pozo productor por gravedad (**Figura V.7**).

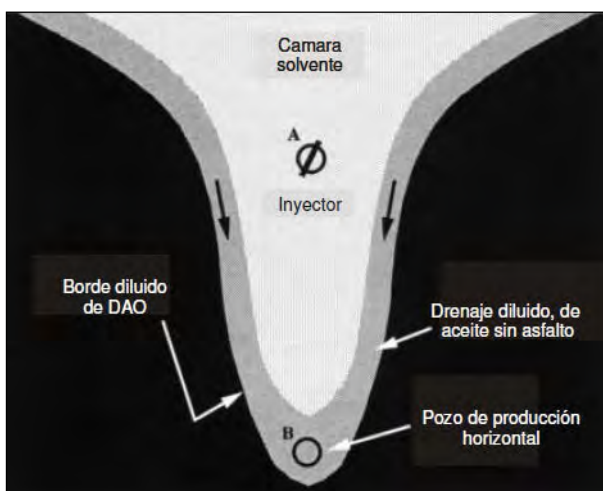


Figura V.7 – Vista frontal del yacimiento bajo el proceso del VAPEX

5.1.1.1.2 Drene gravitacional asistido por vapor con un solo pozo (SW-SAGD)

El principio básico de este proceso es inyectar vapor en un único pozo horizontal; el vapor será liberado en la base de la tubería aislada térmicamente. El aceite de baja viscosidad empieza a fluir con el vapor a la superficie por el espacio anular o a través de una segunda sarta de perforación, con ayuda de un Sistema Artificial de Producción (SAP) (**Figura V.8**).

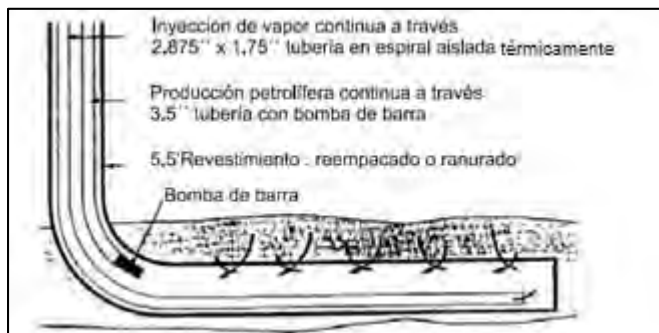


Figura V.8 – Proceso SW-SAGD

5.1.1.1.3 Drene gravitacional asistido por vapor con expansión de solventes (ES-SAGD)

En este proceso un solvente es añadido en el yacimiento, para lograr la recuperación de los fluidos, el solvente en un estado gaseoso será inyectado con el vapor.

El aditivo hidrocarburo se selecciona de tal manera que se evapora y se condensa bajo las mismas condiciones de la fase líquida. Con la cámara de vapor el solvente condensado diluye el aceite y con el calor hacen que la viscosidad disminuya considerablemente. (**Figura V.9**).

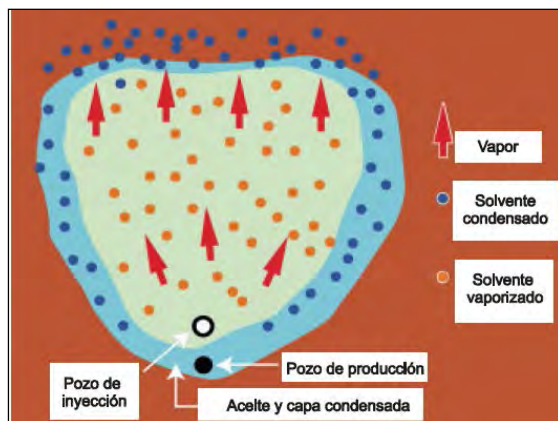


Figura V.9 – Proceso ES-SAGD

5.1.1.1.4 Drene gravitacional cruzado asistido por vapor (Cross-SAGD, XSAGD)

La idea principal de este proceso es perforar los pozos inyectoros bajo los productores con un espaciamiento similar al método de SAGD, pero en este proceso del X-SAGD, los pozos inyectoros están perpendiculares a los pozos productores. Al aumentar la distancia lateral entre los pozos inyectoros y productores en los segmentos de los pozos se mejora la trampa del vapor aumentando los gastos de vapor inyectado. Este método debe de utilizarse cuando tenemos varios pozos inyectoros perpendiculares para formar una malla con el cruce se los pozos (**Figura V.10**).

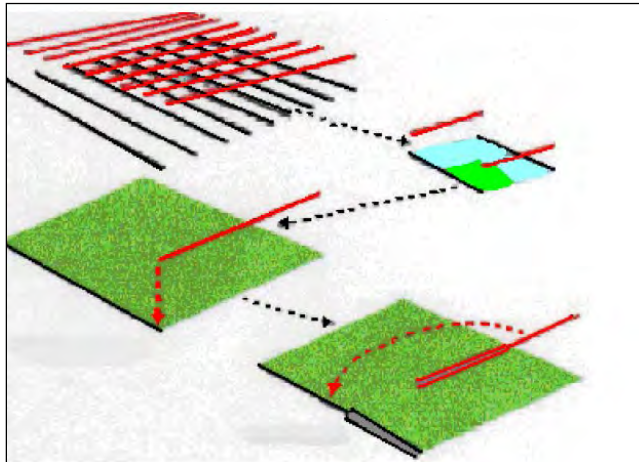


Figura V.10 – Muestra de la configuración de los pozos en el X-SAGD

5.1.1.1 Inyección alternada de vapor

5.1.1.1.1 Inyección cíclica de vapor (CSS)

Fue descubierta accidentalmente en Venezuela en el año de 1957, cuando la empresa Shell Oil Company desarrollaba una prueba de Inyección Continua de Vapor en el Campo Mene

Grande. Luego fue empleada en California en el año de 1960 y actualmente ha pasado a ser una técnica económicamente confiable.

La inyección cíclica de vapor consiste en inyectar vapor a un pozo de petróleo durante un determinado tiempo, generalmente de 1 a 3 semanas; cerrar el pozo por un corto período de tiempo (3 a 5 días), y luego ponerlo en producción. La **Figura V.11**, es una representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor.

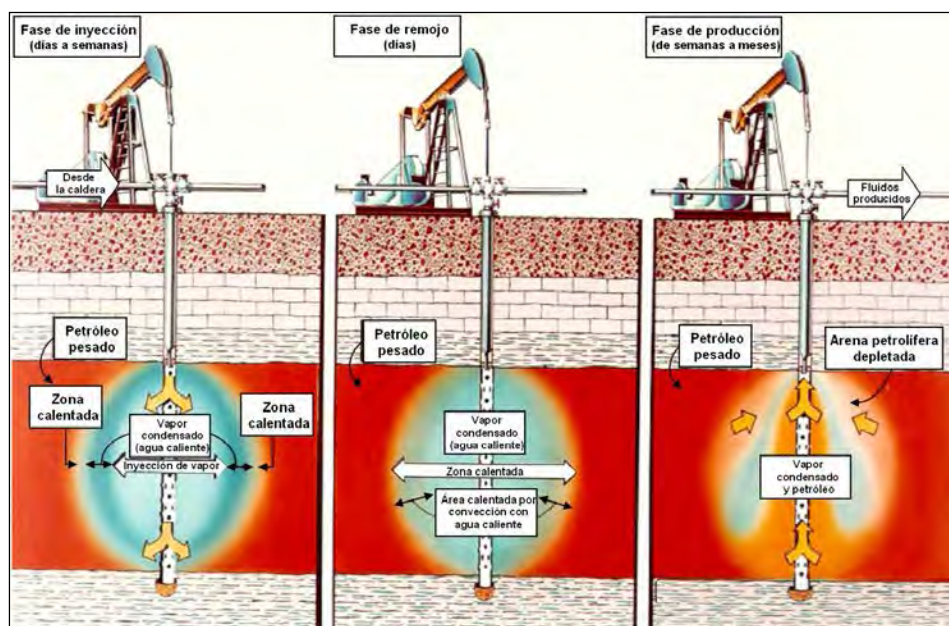


Figura V.11 – Inyección Cíclica de Vapor (Alvarado y Banzér, 2002)

Una vez que el pozo es puesto en producción, éste producirá a una tasa aumentada durante un cierto periodo de tiempo, que en general puede ser del orden de 4 a 6 meses, y luego declinará a la tasa de producción original. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo la tasa de producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor.

En la literatura técnica se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. La **Figura V.12**, presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

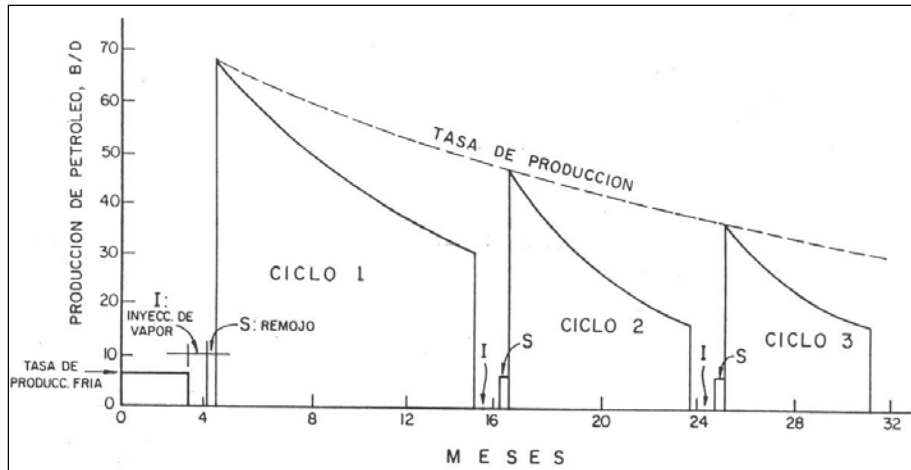


Figura V.12 – Respuestas típicas de producción en un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor (Farouq, 1987)

Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica descrito, es evidente que se trata básicamente de un proceso de estimulación, usualmente utilizado para petróleos pesados y extrapesados ($8-15^{\circ}API$); puede utilizarse también para yacimientos de cualquier tipo de crudo. En la **Tabla V.2** se dan a conocer los criterios de diseño para la Inyección Cíclica de Vapor.

Tabla V.2 – Criterios de Diseño para la Inyección Cíclica de Vapor (Taber SPE, 1983)

Criterios de Diseño para la Inyección Cíclica de Vapor	
Petróleo	
Viscosidad	>400 [cP] en condiciones de yacimiento
Gravedad	<16 °API
Yacimiento	
Profundidad	<3000 [ft]
Porosidad	>25 %
Permeabilidad	>100 [mD]
Agua	
El agua del generador de vapor deberá ser relativamente suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de H ₂ S y de hierro disuelto.	
Litología	
Bajo contenido de arcillas	
Ventajas	
Pozos existentes adaptables a la inyección de vapor	
Bajo costo con respecto a los demás procesos de recuperación térmica	
Aumento en la producción de aceite pesado y extrapesado	
Desventajas	

Fuerte empuje de agua
Daños a la TR mientras el vapor está siendo inyectado
Si no se controla el gasto de la inyección de vapor puede ocasionar fracturamiento a la formación y como consecuencia la pérdida de los fluidos del yacimiento y pérdida de presión del mismo; se debe recordar que la inyección se tiene que realizar a la mayor tasa para lograr el mayor calentamiento el crudo pesado y extrapesado y así obtener buenos resultados

i. Mecanismos de Recuperación en la Inyección Cíclica de Vapor

Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. Sin duda, la reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al pozo afecta ampliamente el comportamiento de la producción.

En orden para entender los mecanismos de producción de petróleo por inyección cíclica de vapor, se considera un pozo produciendo inicialmente a una tasa muy baja (típicamente de 5 a 10 [bpd] para un petróleo pesado). La tasa de producción inicial incluso puede ser cero en el caso de petróleos muy viscosos (8-15 °API). El vapor es inyectado en el pozo a una tasa alta (para minimizar las pérdidas de calor) por varias semanas. Después de inyectar el volumen deseado de vapor (expresado como barriles equivalentes de agua), el pozo se cierra aproximadamente por dos semanas. Esto es llamado el periodo de remojo, y el propósito es promover una condensación parcial de todo el vapor inyectado para calentar la roca y los fluidos, así como también, permitir la distribución uniforme del calor.

Hasta la actualidad, hay diferencias de opinión con respecto a la eficacia del periodo de remojo, especialmente cuando grandes volúmenes de vapor están envueltos, ya que la cantidad relativa de vapor condensado en un corto periodo de tiempo es pequeña por un lado, y el periodo de remojo representa una pérdida en la producción de petróleo por otro lado. Sin embargo, el período de remojo es una parte integral en un proceso de inyección cíclica. Durante la inyección de vapor y los períodos de remojo, la viscosidad del petróleo es disminuida dentro de la zona de vapor, ocurriendo expansión térmica del petróleo y del agua.

5.1.1.2.1.1 Inyección alternada de vapor y solventes (SAS)

Este método trata de combinar las bondades del SAGD y VAPEX (descrito más adelante en este trabajo), para minimizar la entrada de energía por unidad de aceite recuperado. Este proceso consiste en inyectar el vapor y un solvente conjuntamente con la configuración que se presenta en el SAGD, con pozos inyectores horizontales y los productores paralelos a los inyectores.

La operación inicia con la inyección de únicamente vapor como en el SAGD, para después inyectar el solvente (éste será seleccionado tal que la temperatura del punto de rocío del solvente debe de estar entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor)

cuando la cámara de vapor este formada, la temperatura de la cámara empieza a disminuir se detiene la inyección del solvente y se empieza a inyectar vapor; este proceso se repite hasta que deje de ser económicamente rentable.

5.1.1.2.1.2 Inyección alternada de vapor y agua (WASP)

Este método ayuda a minimizar el fenómeno de “digitación” (fingering), mediante un barrido vertical, lo que aumenta la recuperación. La principal ventaja sobre la inyección de vapor es retardar o eliminar el avance prematuro del vapor; cuando el vapor entra en el pozo productor, alcanza temperaturas muy altas, haciendo que exista pérdida de energía térmica y minimiza la producción del pozo. El WASP hace un mejor barrido, logrando un mejor porcentaje de recuperación.

5.1.1.2.1.3 Adición de líquidos para la recuperación mejorada con vapor (LASER)

En el proceso LASER, es necesario inyectar un hidrocarburo líquido (C5+) como aditivo en el vapor utilizando CSS, Al adicionar este aditivo se descubrió un aumento en la producción, debido a la reducción de la viscosidad cuando el aditivo está en contacto con el aceite. Un obstáculo de este proceso es que no se está recuperando la cantidad de diluyente, ocasionado que se mantenga dentro de la formación en los ciclos de CSS (**Figura V.13**).

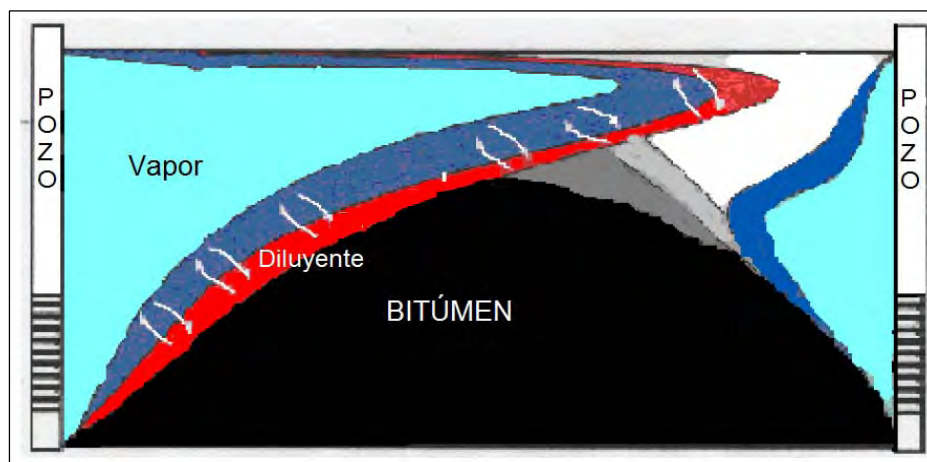


Figura V.13 – Proceso de LASER

5.1.1.2 Combustión In-Situ

El primer método de combustión térmica fue con los calentadores de fondo; su función era mejorar y acelerar la extracción de petróleo en los yacimientos de crudo pesado; su propósito primario es reducir la viscosidad y, con esto, incrementar la tasa de producción de crudos pesado. Probablemente ocurrió durante la ejecución de proyectos de inyección de aire usados a principios de siglo XX para mejorar la extracción del crudo; estos fueron patentados en 1923.

La primera publicación sobre una operación de campo del proceso de combustión subterránea a gran escala corresponde a las llevadas a cabo en la antigua Rusia. Este método se desarrolló

rápidamente en Estados Unidos, a partir de las investigaciones realizadas en laboratorio de Kuhn y Koch (1953).

El proceso de combustión in situ es un método convencional térmico que se basa en la generación de calor en el yacimiento para seguir recuperando hidrocarburo una vez culminada la producción primaria y/o secundaria. Este método consiste en quemar una porción del petróleo presente en el yacimiento para generar calor; esta porción es aproximadamente el 10%.

En la **Figura V.14**, se indican los diferentes tipos de combustión in situ empleados en el yacimiento.

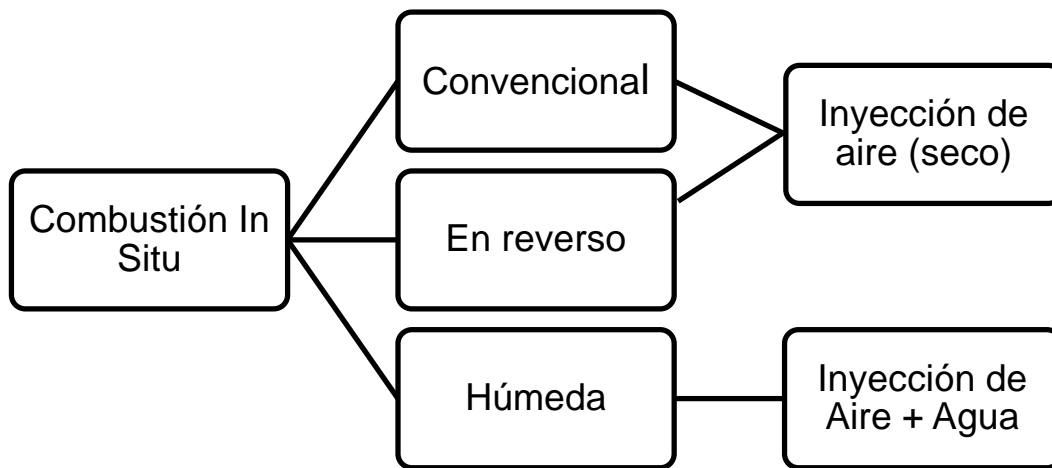


Figura V.14 – Tipos de Combustión In Situ

Generalmente se inicia bajando un calentador o quemador en el pozo inyector, posteriormente se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone en marcha el calentador hasta lograr el encendido. Luego, los alrededores del fondo del pozo son calentados, se saca el calentador y se continua la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

5.1.1.2.1 Combustión convencional o “hacia adelante”

Es también llamada combustión seca ya que no existe inyección de agua junto con el aire. La combustión es hacia adelante debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos, desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

La ignición ocurre cerca del pozo inyector, y el frente de combustión se mueve desde el pozo inyector hasta el pozo productor (**Figura V.15**).

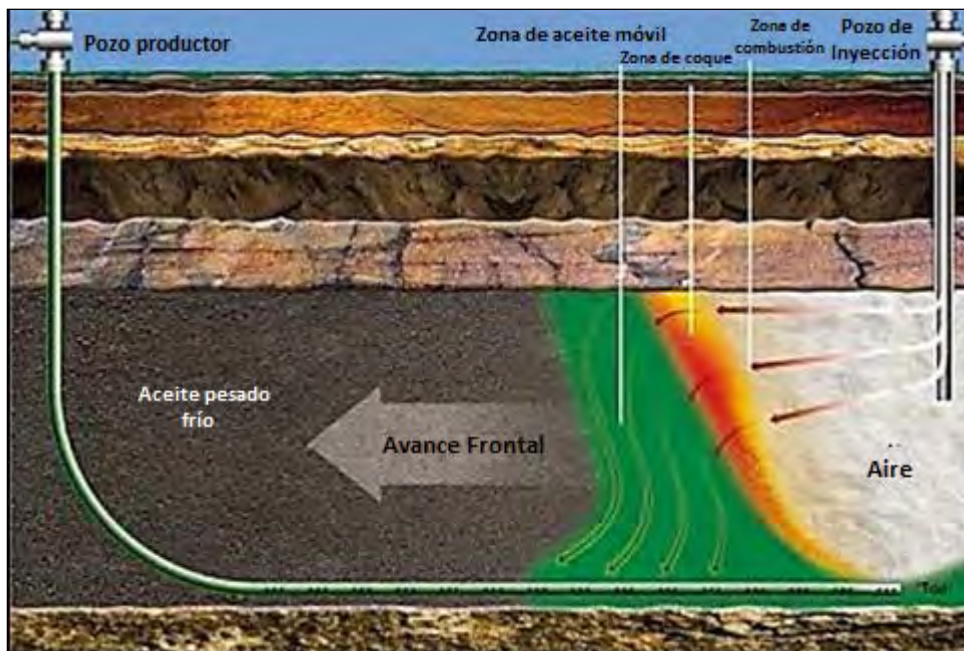


Figura V.15 – Combustión In Situ (Schlumberger, 2010/2011)

El aire enriquecido con oxígeno es inyectado para oxidar el petróleo, y de esta forma se produce gas residual. Esto puede traer problemas en la eficiencia de bombeo, abrasión y también se genera cierta restricción del flujo de petróleo en el yacimiento por la gran cantidad de gas existente. La combustión va avanzando con una velocidad que depende del volumen de petróleo quemado; de esta manera se generan altas concentraciones de calor (aproximadamente 1,200 [°F]). Justo en el frente de combustión se depositan las fracciones más pesadas de petróleo (coque), esto es lo que permite que se mantenga la combustión.

Por lo general en la zona donde ocurre la combustión ocurre una segregación gravitacional. Cuando ocurre una ruptura en el pozo productor, las temperaturas se van haciendo cada vez más altas, y esto trae como consecuencia que los costos de producción aumenten, ya que inicialmente por un largo período de tiempo el petróleo que se encuentra cerca del pozo productor está a la temperatura original del yacimiento.

5.1.1.2.2 Combustión en reversa

En este tipo de combustión la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la dirección del flujo de fluidos y la combustión se enciende en los pozos productores. Como se muestra en la **Figura V.16**, la zona de combustión se mueve en contra del flujo de aire, y los fluidos producidos fluyen a través de las zonas de altas temperaturas (500 – 700 [°F]) hacia los pozos productores, originándose así una reducción en la viscosidad del petróleo y por consiguiente un aumento de la movilidad.

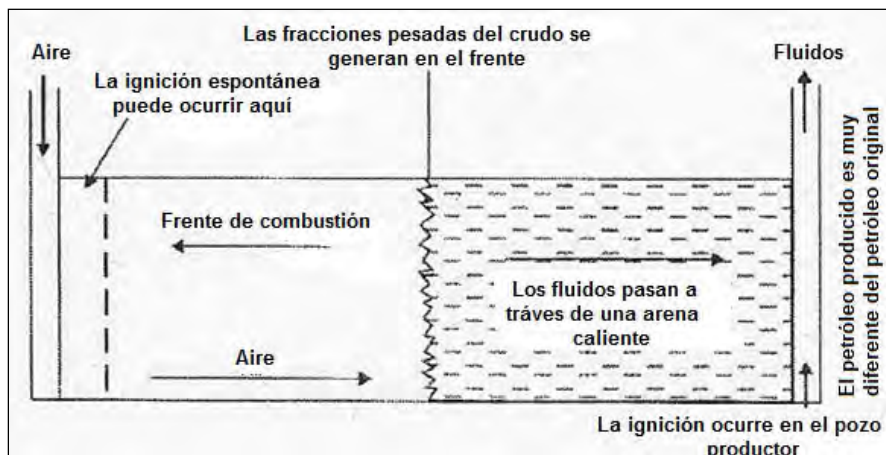


Figura V.16 – Combustión en reverso (Farouq, 1987)

5.1.1.2.2.1 Ventajas

- ✓ Se estima una recuperación de hasta el 80% según cálculos computarizados.
- ✓ Disminuye la viscosidad del crudo que se encuentra en el yacimiento.
- ✓ Se puede mejorar la gravedad API de 11° hasta 26°.
- ✓ No deteriora el medio ambiente.
- ✓ En comparación con la inyección tradicional de vapor, se requiere menos energía para generar vapor.
- ✓ Aumento de la gravedad API del crudo.
- ✓ Se estima una reducción del 22% de emisión de dióxido de carbono porque no se quema gas natural en superficie para generar vapor al compararse con el SAGD.

5.1.1.2.2.2 Desventajas

La desventaja de este tipo de combustión, es que el petróleo que se produce tiene que pasar por una zona fría y si es pesado puede traer problemas en cuanto a su fluidez. También el calor que se almacena fuera de la zona quemada no es usado eficientemente ya que el aire inyectado no es capaz de transportar efectivamente el calor hacia adelante.

A continuación mencionaremos de manera general las variantes que existen del método de Combustión In-Situ.

5.1.1.2.3 Combustión húmeda

Este es un proceso que combina la combustión convencional más inyección de agua. El agua se inyecta en el pozo inyector, ya sea alternada o simultáneamente con aire, el agua es vaporizada y pasa a través del frente de combustión, de esta manera es transferido el calor (Figura V.17).

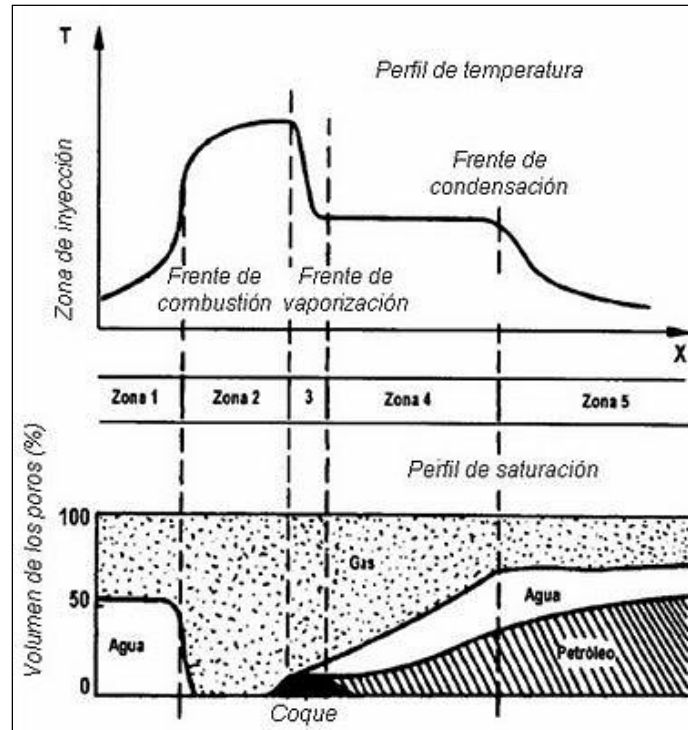


Figura V.17 – Perfiles de temperatura y saturación en combustión húmeda (Latil, 1980)

En este tipo de combustión, se puede obtener la reducción de la relación aire-petróleo, ya que al disminuir la viscosidad del petróleo frío se extiende la zona de vapor alcanzando una distancia mayor delante del frente de combustión; esto permite que el petróleo fluya a una presión menor y con menos combustible. El petróleo recuperado es alrededor del 50%.

Se clasifica en:

- ✓ **Combustión húmeda normal:** se denomina así cuando el coque depositado se consume completamente.
- ✓ **Combustión húmeda incompleta:** se denomina así cuando el agua inyectada hace que el combustible depositado no se quemara por completo
- ✓ **Combustión súper húmeda:** se logra cuando la cantidad de calor disponible en la zona quemada no es suficiente para vaporizar toda el agua inyectada al sistema.

En la **Tabla V.3**, se indican los criterios de diseño para el proceso de combustión in situ.

Tabla V.3 – Criterios de diseño (Schlumberger, 2010/2011)

Petróleo	Viscosidad 100 [cP] (rango normal 100-5000 [cP]) Gravedad <40 °API Composición Componentes asfálticos
Yacimiento	Espesor >10 [ft] Profundidad >500 [ft]

	Temperatura >150 [°F]
Litología	Contenido bajo de arcillas
Factores Favorables	Temperatura del yacimiento alta Permeabilidad vertical baja
Factores Desfavorables	Fracturas extensivas Capa grande de gas Empuje fuerte de agua Fluidos producidos altamente constantes Problemas serios con emulsiones pre-existent

5.1.1.2.4 Inyección de aire de principio a fin (THAI)

Este método involucra conceptos de Combustión In – Situ y pozos horizontales, aquí el pozo productor es horizontal y el inyector puede ser horizontal o vertical; el frente de combustión se propaga a lo largo del pozo horizontal, el aire es inyectado de principio a fin desde los dedos (toe) hasta el talón (heel). El mecanismo de recuperación es la quema de residuos pesados o una fracción de coque que produce el calor aumentado la temperatura reduciendo la viscosidad del aceite y aumentando la movilidad.

El THAI logra una buena recuperación debido a que logra una combustión y un frente de combustión muy estables de principio a fin. (Figura V.18)

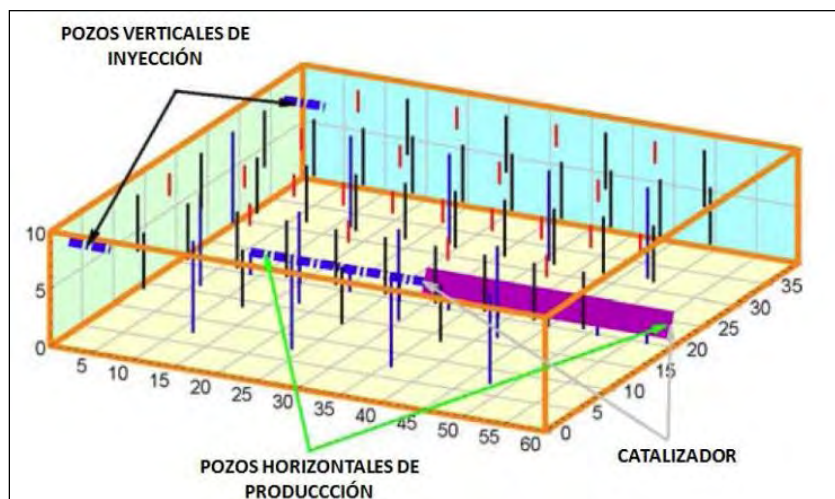


Figura V.18 – Configuración de los pozos en el proceso THAI (Flores, 2008)

5.1.1.2.5 Combustion override split-production horizontal well (COSH)

Este método usa un pozo horizontal como pozo productor, y el aire es inyectado con varios pozos verticales localizados justo arriba del pozo horizontal. Algunas de las desventajas de este método es controlar el frente de combustión y se necesitan pozos especiales para la recolección de gases, lo que implica gastos extras. (Figura V.19)

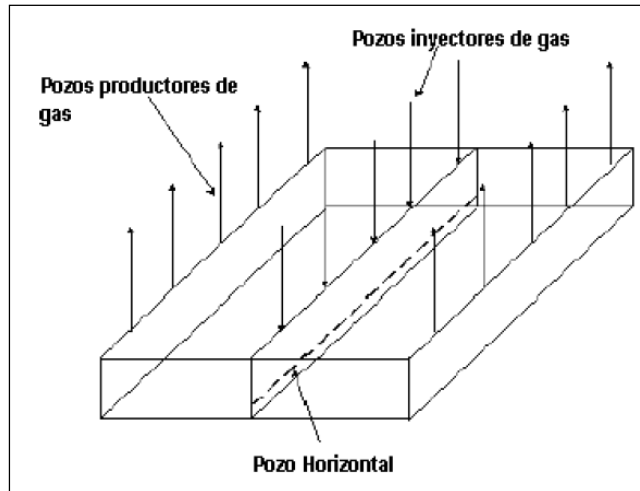


Figura V.19 – Configuración de los pozos en el COSH (Flores, 2008)

También el método de THAI tiene variantes las cuales son las siguientes:

5.1.1.2.6 Inyección de vapor de principio a fin (THSF)

Este método implica el concepto de desplazamiento “toel to heel”; aquí se inyecta vapor en lugar de aire. El proceso consiste en crear una propagación estable del frente de propagación de vapor a lo largo del pozo horizontal productor.

La configuración de los pozos al igual que en el THAI es un pozo vertical inyector y dos pozos horizontales o un pozo horizontal inyector y un pozo horizontal productor. (**Figura V.20**).

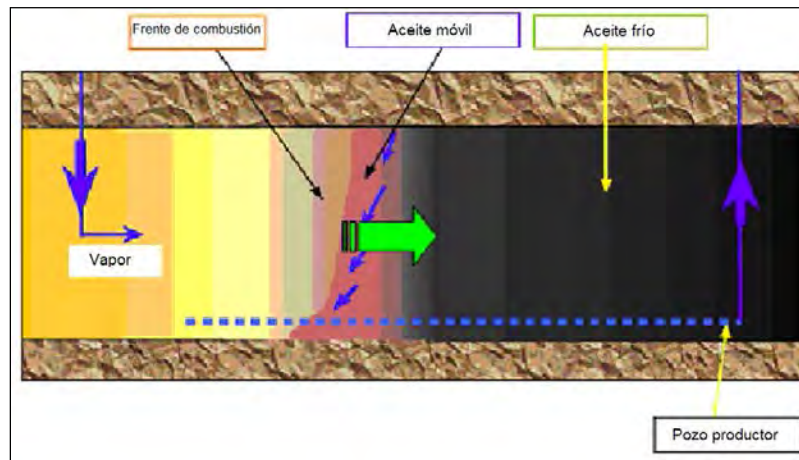


Figura V.20 – Proceso del THSF (Flores, 2008)

5.1.1.2.7 Inyección de agua de principio a fin (TTHW)

Este es un proceso basado en la inyección de agua de principio a fin, en este proceso se utiliza un pozo vertical y un pozo horizontal. El pozo horizontal está en la parte superior de la formación mientras que un extremo está cercano al pozo vertical el cual está en la parte inferior de la formación.

El objetivo principal de este proceso es lograr un barrido eficiente aún si se llega muy rápido a algunos bancos de agua al final (**Figura V.21**).

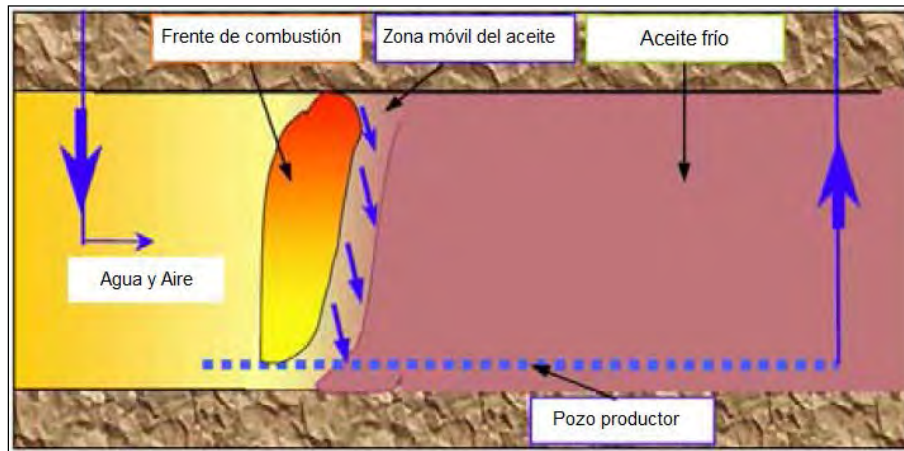


Figura V.21 – Proceso del TTHW (Flores, 2008)

5.1.1.2.8 CAPRI versión catalítica del THAI

Es una combinación especial de pozos verticales de inyección, pozos verticales de inyección, pozos horizontales de producción, una combustión in-situ y un catalizador agregado al relleno de grava alrededor de los pozos de producción.

Este método consiste en iniciar un fuego subterráneo que se alimenta junto con el aire que se bombea, al hacer esto la cámara de combustión crece y se genera una gran cantidad calor en el yacimiento, lo que reduce la viscosidad del aceite y lo hace fluir al mismo tiempo que lo mejora antes de salir del subsuelo (**Figura V.22**).

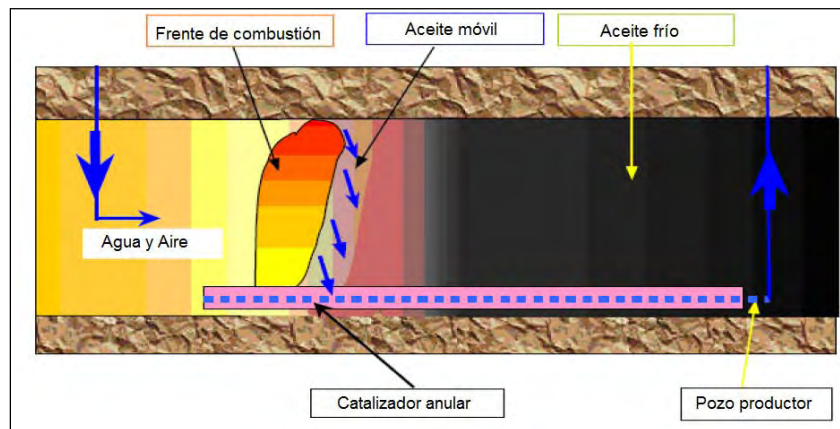


Figura V.22 – Proceso del CAPRI (Flores, 2008)

5.1.1.3 Inyección de agua caliente

Desde un punto de vista operativo, la inyección de agua caliente es el más atractivo proceso de recuperación térmica. Los equipos e instalaciones para la generación y el manejo de agua

caliente son relativamente simples y de bajo costo, y los problemas de producción difieren poco de los que se encuentran en la inyección de agua fría.

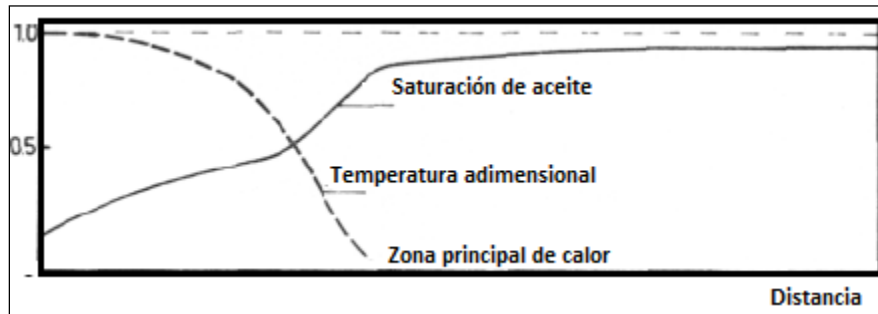


Figura V.23 – Distribución de la temperatura y saturación en una unidad de agua caliente (Harsem, J. SPE, 1971)

En el yacimiento el agua caliente fluye continuamente en la arena más fría y gradualmente pierde calor, hasta que llega a la temperatura del yacimiento original en el extremo frontal de la zona caliente (**Figura V.23**). La distribución de temperatura en la zona caliente depende de las pérdidas de calor para superar formaciones subyacentes, pero la velocidad de su extremo frontal es independiente de tales pérdidas. Esta velocidad es proporcional al flujo de agua y adicionalmente depende de las capacidades caloríficas del agua y la arena. Tal que más de dos unidades de volumen de poro de agua caliente deben ser inyectadas para calentar un volumen mayor del yacimiento.

De esta manera el aceite se desplaza por primera vez por el agua fría mucho antes de que llegue el frente de calor. Un empuje de agua caliente, por lo tanto es tan inestable como un empuje de agua fría. El agua caliente se enfría más rápidamente en los pequeños canales, y esto concentra el calor en un número menor de canales más grandes, que calientan lentamente el centro del yacimiento.

El rendimiento inicial de un empuje de agua caliente es peor que el de un empuje de agua fría, porque el agua caliente es menos viscosa que el agua fría pero todavía empuja esencialmente el aceite frío. Poco a poco, las pérdidas de calor de los canales de agua caliente aumentan la temperatura de la arena petrolífera adyacente por conducción. Esto reduce la viscosidad del aceite en todo el yacimiento y por lo tanto aumenta el efecto del empuje de agua.

En los canales de agua caliente, las temperaturas más altas disminuyen sustancialmente la relación de viscosidad de aceite / agua. Esto se traduce en un desplazamiento más eficaz y una saturación residual inferior del aceite en la parte de barrido de la arena petrolífera.

5.1.1.3.1 Ventajas de la inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente será ventajosa en formaciones con una alta permeabilidad, suficiente para mantener una tasa de inyección alta, con el objeto de minimizar las pérdidas de calor. Además, como el incremento de temperatura logrado con el agua caliente es menor que el logrado con vapor, la inyección de agua caliente resultará más efectiva en yacimientos que contengan petróleos viscosos que exhiban una gran disminución en viscosidad para incrementos de temperatura relativamente pequeños.

La inyección de agua caliente puede ser deseable en el caso de formaciones que contengan arcillas sensibles al agua, puesto que el vapor podría dañar la formación en tales circunstancias. La Inyección de Agua Caliente es aconsejable si la condición mecánica de los pozos no es adecuada para inyectar vapor o si los pozos son muy profundos.

5.1.1.3.2 Desventajas de la inyección de agua caliente

Las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el pozo pueden causar una seria disminución en la temperatura del agua.

En el caso de petróleos livianos, donde la destilación con vapor contribuye en una alta proporción a la recuperación total, la inyección de agua caliente podría no ser efectiva, ya que la destilación no se hará efectiva debido a la ausencia de una fase gaseosa.

5.1.1.4 Calentamiento eléctrico

La recuperación de petróleo pesado y extrapesado por calentamiento eléctrico está considerada como una alternativa o como una técnica complementaria a los métodos de inyección de vapor. La Calefacción electromagnética inductiva (IH) en un yacimiento de petróleo extrapesado representa un complicado proceso multi-físico afectado por las condiciones de explotación de yacimientos y propiedades de los fluidos. El IH tiene lugar en las frecuencias de 10^{-3} - 1 [MHz] y el principio se basa en las corrientes de Foucault, en la generación agua congénita mineralizada y el calentamiento Joule.

Los métodos de calentamiento electromagnético se pueden dividir en tres grupos dependiendo de la frecuencia de la corriente eléctrica:

- ◆ Baja frecuencia de calentamiento resistivo
- ◆ De alta frecuencia (radiofrecuencia o microondas) de calefacción
- ◆ Calentamiento inductivo

Cuando se utiliza corriente alterna *de baja frecuencia* (AC), el calentamiento óhmico (calentamiento óhmico: se produce cuando una corriente eléctrica pasa a través de un objeto, provocando la elevación de la temperatura en su interior como resultado de la resistencia que

ofrece al paso de la corriente eléctrica) es dominante. En el rango *de alta frecuencia* (Frecuencia de radio y microondas), el calentamiento dieléctrico prevalece, y los dipolos que forman las moléculas tienden a alinearse con el campo eléctrico. La alternancia de este campo induce un movimiento de rotación en los dipolos, con una velocidad proporcional a la frecuencia de la alternancia. El movimiento molecular puede resultar en un calentamiento significativo, como se ve en los hornos de microondas.

Un tercer método de la calefacción eléctrica es *el calentamiento inductivo*, donde AC que fluye a través de un conjunto de conductores induce un campo magnético en el medio circulante. La variación del campo magnético, a su vez, induce corrientes secundarias, cuya circulación genera calor en el medio.

El calentamiento eléctrico con herramientas de baja frecuencia se logra con base en el efecto de Joule, el cual se debe a que cuando se hace fluir una corriente eléctrica a través de un conductor, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor, debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor, elevando la temperatura del mismo. Estas herramientas pueden ser divididas en dos tipos:

Tipo 1: hacen fluir una corriente eléctrica a través del yacimiento, en la vecindad del pozo, convirtiéndolo en el elemento conductor, y por ende elevan la temperatura del mismo y la de los fluidos que contiene.

Tipo 2: incluyen un material resistivo, del cual sus propiedades propician que tenga altas pérdidas óhmicas, consiguiendo la elevación de la temperatura del mismo, y a su vez ésta es transferida al fluido que está siendo producido por el yacimiento y que está en contacto con este elemento o en zonas cercanas.

5.1.1.4.1 Herramientas de baja frecuencia tipo 1.

En este método, la corriente de baja frecuencia, usando un mecanismo de conducción iónica, viaja a través del agua intersticial presente en el sistema matriz del yacimiento. La energía eléctrica es convertida en calor debido a las pérdidas óhmicas asociadas a la formación, y el efecto total de la generación de calor reduce la presión en la vecindad del pozo, por una disminución en la viscosidad y aumento en la movilidad del crudo.

Los componentes principales de estas herramientas son:

- ◆ Ensamble de electrodos, los cuales consisten en segmentos de revestimiento y juntas aislantes, el diseño se hace previamente usando estudios de optimización para determinar el flujo de potencia, basados en las características del yacimiento.

- ◆ Unidad de acondicionamiento de potencia, la cual provee la manera de modificar la potencia de la línea (generalmente 480 [V], 50/60 [Hz]), a la adecuada para el yacimiento.
- ◆ Sistema de transferencia de potencia, está constituido por tubería, cables o una combinación de ambos, este sistema esencialmente provee la manera de transmitir la electricidad de forma eficiente y segura.
- ◆ Sistema de tierra, está diseñado para regular el flujo al yacimiento.
- ◆ Sistema de registro/monitoreo, provee el hardware y software para el control manual o automático, y monitoreo de la potencia y temperaturas, a través de sondas instaladas en los sistemas.

En la **Figura V.24** y **Figura V.25**, se muestra la configuración para un pozo vertical y uno horizontal:



Figura V.24 – Calentamiento eléctrico de baja frecuencia de un pozo vertical (Sierra, SPE 2001)

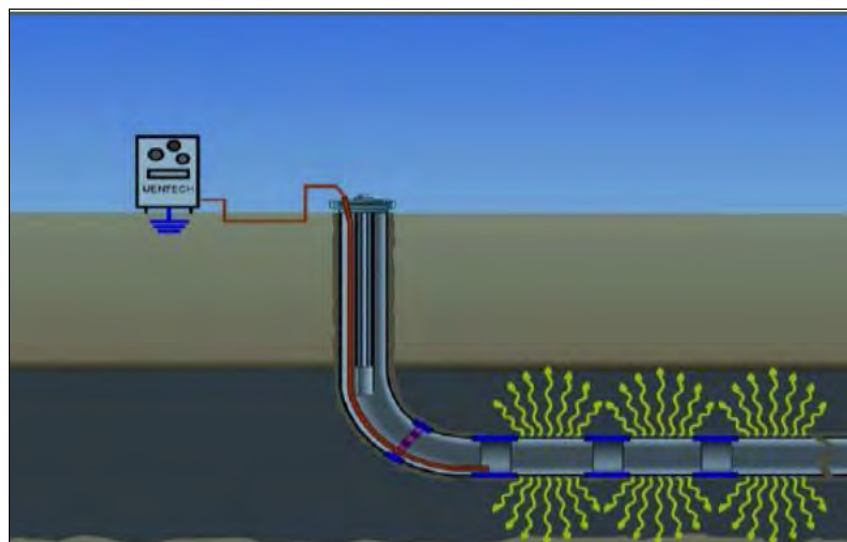


Figura V.25 – Configuración del calentamiento eléctrico de baja frecuencia en un pozo horizontal (Sierra, SPE 2001)

5.1.1.4.2 Herramientas de baja frecuencia tipo 2.

Con este sistema la formación no necesita la presencia de la salmuera para transportar la corriente eléctrica; existen dos tipos: cables calentadores y calentadores de tubería, ambos sistemas pueden ser utilizados para el calentamiento del fondo del pozo, pero los calentadores de tubería además pueden ser usados para calentar zonas en la que pueda existir la presencia de parafinas e hidratos.

5.1.1.4.2.1 Cables calentadores

En la industria petrolera pueden ser encontrados tres tipos de cables para el calentamiento del fondo de pozos, los cuales han sido desarrollados por la empresa Tyco Thermal Controls. En estos sistemas de calentamiento se utiliza cable especial, el cual está definido como un sistema trifásico que cuenta con un cable de distribución de energía, un transformador, un espaciador flexible, y armaduras de acero galvanizado que ofrecen resistencia a los daños mecánicos y al medio ambiente corrosivo. Su configuración típica es como la que se muestra en la **Figura V.26**.

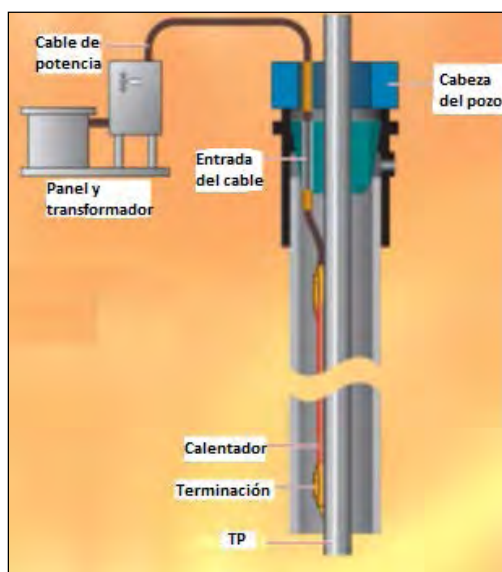


Figura V.26 – Sistema de calentamiento con cable de aislamiento mineral (TYCO USA, 2008)

Para justificar el uso de los calentadores eléctricos de baja frecuencia, deben ser considerados el costo de limpieza periódica del pozo, incluyendo las pérdidas de producción durante las mismas, reducción de la carga por fricción de los raspadores (en el caso de uso conjunto al bombeo mecánico), tanto como el incremento de la producción.

El costo de instalación y operación del calentador puede ser recuperado por el incremento en la producción y la reducción en el mantenimiento del pozo, disminuyendo la frecuencia de mantenimiento de seis semanas a seis meses en pozos que responden favorablemente. El costo total de instalación de un calentador de fondo incluyendo calentador, cable,

transformador y un control automático, generalmente disminuye en un 25%, lo cual lo hace un método considerablemente más barato que otros métodos de calentamiento del fondo de pozo, o de tratamiento del pozo.

5.1.1.4.3 Herramientas de alta frecuencia

Estas herramientas son capaces de producir microondas (MW), las cuales inducen el calentamiento de la formación y de los fluidos que contiene. En mediciones de laboratorio se encontró que las arenas pueden absorber dichas MW, y alcanzan altas temperaturas rápidamente (300 [°C] a 400 [°C]).

Las microondas interactúan fuertemente con algunos materiales y débilmente con otros, ya que la absorción de la energía depende de la frecuencia de la MW, de la composición del fluido, y de la temperatura, por lo que esta interacción puede ser usada para calentar sitios específicos. El calentamiento con MW no es como el calentamiento convencional donde se calienta un cuerpo desde el exterior hacia el interior, sino que la superficie del cuerpo puede ser calentada al mismo tiempo que el interior, por lo que, el calentamiento puede llegar a ser inmediato.

5.1.1.4.4 Calentamiento inductivo

Para el calentamiento inductivo, se aplica un campo eléctrico de frecuencia media. El campo eléctrico se produce a partir de una bobina bajo la superficie que es alimentado desde un convertidor localizado en la superficie.

Como fuente en un circuito eléctrico se utiliza un convertidor de frecuencia media, con rangos de 10 [kHz] hasta 200 [kHz] dependiendo de las condiciones del yacimiento. El convertidor alimenta un inductor compensado, que está instalado en el yacimiento como un bucle (**Figura V.27**), el campo de corriente alterna está siempre presente en el yacimiento; las pérdidas por efecto Joule sólo se generan cuando la conductividad permite el flujo de corriente alterna (AC).

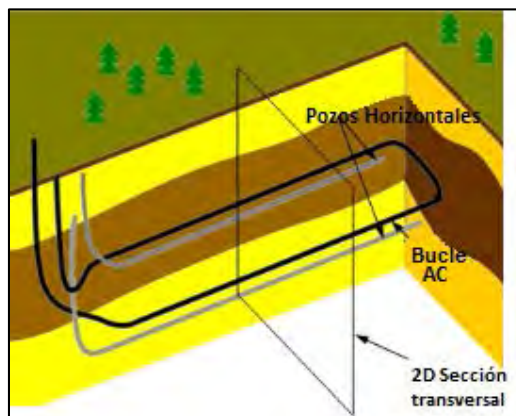


Figura V.27 – Bucle de corriente AC para el yacimiento de calentamiento inductivo (Mustafina SPE, 2013)

El modelado del calentamiento inductivo requiere el acoplamiento entre simuladores electromagnéticos y de yacimiento; STARS es un simulador que ofrece soluciones numéricas para la variedad de problemas asociados con el flujo de corriente trifásica, fluidos multicomponentes y transferencia de calor en medios porosos. ANSYS proporciona un análisis electromagnético de baja frecuencia, se utiliza para determinar el estado de equilibrio, el tiempo transitorio, tiempo armónico, baja frecuencia eléctrica y los estudios de campo magnético.

Los usuarios pueden simular las corrientes eléctricas de baja frecuencia y campos eléctricos en los sistemas conductivos y capacitivos, así como los campos magnéticos resultantes de las corrientes, y también pueden organizar de forma arbitraria las resistencias, condensadores, diodos, inductores, cables, transformadores de tensión y fuentes de corriente, así como otros componentes.

Los yacimientos candidatos para usar este tipo de tecnología son aquellos en los que:

- ✓ La inyección de vapor no es aplicable.
- ✓ Un modesto cambio en la temperatura produce cambios significativos en la producción.
- ✓ La formación productora es de calizas con crudo pesado.
- ✓ La formación productora debe ser de arena de 5 [ft] o mayores.
- ✓ Exista una baja saturación de agua in-situ.
- ✓ Exista daño en la vecindad del pozo.
- ✓ El crudo tenga viscosidades mayores a 100 [cP].
- ✓ Se tengan pozos sin estimulación con producciones menores a 30 [bpd]
- ✓ Se tengan pozos previamente terminados sin instalaciones térmicas.
- ✓ Se tengan pozos horizontales de larga extensión.

5.1.2 Métodos no térmicos

5.1.2.1 Producción en frío con arenas CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand)

La producción en frío de aceites pesados con arenas, mejor conocida como CHOPS, es uno de los métodos más efectivos de producción en yacimientos de arenas no consolidadas. La tecnología CHOPS requiere de pozos verticales ($<45^\circ$) que produzcan grandes cantidades de arena junto con el aceite; comúnmente este tipo de pozos producirán un alto porcentaje de arena durante su etapa inicial de explotación, con valores arriba del 40% del volumen total producido, pero este porcentaje disminuirá hasta alcanzar valores de entre 1% y 10%.

Las condiciones que debe tener el yacimiento para la aplicación de este método son:

- ◆ No consolidado
- ◆ Arenas limpias

- ◆ Viscosidad del aceite mínimo
- ◆ Aceite móvil
- ◆ Una mínima relación gas-aceite inicial (RGA)

El proceso de producción de frío mejora la producción de petróleo sustancialmente sobre las tasas que se obtienen bajo producción primaria cuando no se produce arena. Un típico ejemplo de esta mejora, se obtiene mediante la comparación de las tasas de producción de dos pozos en el mismo grupo (en el Campo Edam) una con y otra sin producción de arena se muestra en la **Figura V.28**.

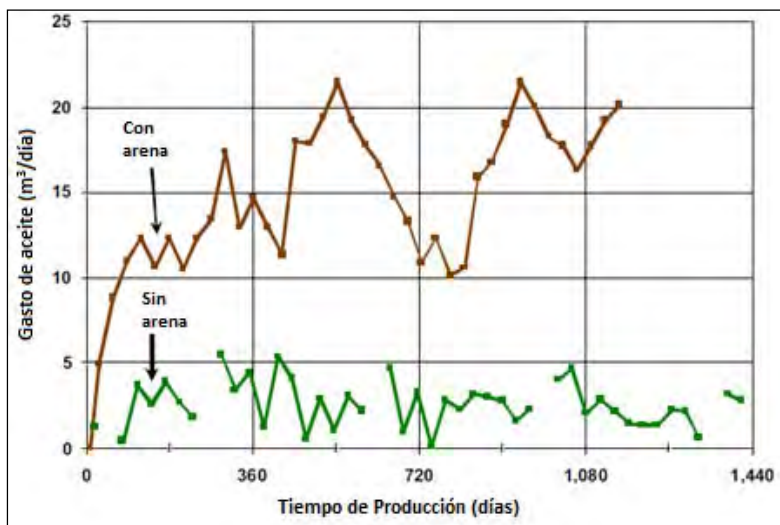


Figura V.28 – Comparación de los gastos de producción de petróleo de dos pozos en el campo Edam, uno con producción de arena y otro sin producción de arena (Sawatzky SPE, 2002)

La Producción en frío implica que no se requiere calor en el yacimiento para la producción del aceite; el movimiento de la arena incrementará la movilidad del fluido y formará canales, denominados “agujeros de gusanos”, que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. La red de “agujero de gusano” es generalmente extensa, y puede crecer a grandes distancias (a 200 [m] o más de lo original).

Normalmente, el petróleo pesado fluye a pocos metros desde el yacimiento a un canal de alta permeabilidad, incluso durante la fase madura de la producción. En este caso, se produce el drenaje a distancias de más del orden de decenas de metros o más, una vez que el pozo se acerca.

La arena y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables. El método requiere sistemas artificiales de producción que puedan manipular la arena, el petróleo, el agua y el gas; ha sido aplicado en yacimientos

con viscosidades de petróleo de entre 50 y 15,000 [cP] (0.05 y 15 [Pa•s]). En Canadá, la producción anual de petróleo pesado por el método CHOPS fue de 700,000 [bpd] (111,230 [m³]) en el año 2003.

En la **Figura V.29**, se observa una lechada producida por el método de producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS).



Figura V.29 – Lechada producida por el método de producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) (Schlumberger, 2006)

Los factores de recuperación final para pozos de producción en frío por lo general caen dentro de un intervalo de aproximadamente 8% – 15% de la inicial de aceite. Sin la producción de arena, los factores de recuperación de pozos de producción primaria llegan a ser menores.

5.1.2.2 Gas miscible en hidrocarburos pesados

Cruz y Santiago (2010) definen los siguientes conceptos:

- ◆ *Miscibilidad al primer contacto*: dos fluidos son miscibles al primer contacto cuando el fluido inyectado y el petróleo del yacimiento llegan a ser totalmente miscibles.

Este es el mecanismo más directo para alcanzar un desplazamiento miscible ya que el fluido inyectado se mezcla completamente con el petróleo, creando una mezcla en una sola fase. Para lograr una miscibilidad el primer contacto entre el fluido inyectado y el petróleo, la presión deber ser mayor que la cricondenbara ya que todas las mezclas solvente-petróleo por debajo de esa presión están en fases distintas.

- ◆ *Miscibilidad por múltiples contactos*: cuando los fluidos inicialmente no son miscibles al primer contacto, pero bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición intercambian componentes para alcanzar la miscibilidad después de un número de contactos.

El gas natural, gas de combustión, nitrógeno y CO₂ no son miscibles al primer contacto y forman una región de dos fases cuando se mezclan con los fluidos del yacimiento. La miscibilidad se alcanza por la transferencia de componentes que resulta de múltiples y repetidos contactos entre el petróleo y el fluido inyectado en el yacimiento.

Este método puede aplicarse tanto a aceites ligeros como a aceites pesados. Cuando la presión empieza a decrecer, el mecanismo de desplazamiento es reemplazado por la liberación de gas en solución y la expansión de los fluidos del yacimiento.

Los hidrocarburos pesados son más viscosos que los aceites convencionales, y es por ello que las muestras que se toman son como espuma, por lo que los aceites pesados y extrapesados son llamados aceites espumosos o espumantes, lo cual se explicó en el capítulo III de este trabajo. El comportamiento de este tipo de aceites pesados da como resultado una gran producción primaria de hidrocarburos; esta recuperación tiene un rango de 5% al 25% de aceite in situ, el cual puede reducirse en un rango de 0 a 5% de aceite producido no espumoso.

5.1.2.3 Inyección de agua

Es el método de recuperación secundaria no térmico más utilizado y el que más ha contribuido en la recuperación de aceite; el agua es inyectada en el acuífero en el contacto agua – aceite y no se requieren muchos pozos, pero en el caso de aceites muy viscosos es muy ineficiente, por lo cual no es utilizado debido a que tiene poca eficiencia de barrido. Económicamente es rentable y fácil de usar. Sus porcentajes de recuperación primaria y secundaria van del 8% al 10%. Es más utilizado en aceites de poca viscosidad.

5.1.2.4 Inyección de químicos

Muchos tipos de químicos se inyectan para recuperar el petróleo, pero en general corresponden a uno de los tres grupos siguientes: polímeros, surfactantes y álcalis. Hoy en día, existen pocos proyectos activos, pero históricamente la inyección de polímeros ha sido aplicada con mucha más frecuencia que los otros dos métodos. Los proyectos modernos de inyección de químicos pueden resultar significativamente exitosos para el desplazamiento del petróleo remanente; se han reportado recuperaciones de petróleo en el rango del 90% tanto en el laboratorio como en el campo.

Los polímeros de cadena larga son inyectados junto con agua u otros agentes de inyección para mejorar la relación de viscosidad, mediante lo cual se reduce la interdigitación viscosa.

La inyección de polímeros se utiliza tanto para el control del cumplimiento de las normas en la región vecina al pozo como para el control del barrido de la formación.

Los químicos surfactantes son moléculas de cadena intermedia a larga que poseen tanto una sección hidrofílica como una sección hidrofóbica. Por consiguiente, las moléculas se acumulan en la interfase agua-petróleo y reducen la tensión interfacial (IFT) entre las fases. Dado que las fuerzas capilares impiden que el petróleo se desplace a través de las restricciones mojables por agua, tales como las gargantas de poros, la reducción de esas fuerzas puede incrementar la recuperación.

Cuando el número capilar, o relación entre las fuerzas viscosas y capilares, es alto, predominan las fuerzas viscosas y el petróleo remanente se puede desplazar. Esto también rige en un desplazamiento dominado por la atracción gravitacional, donde la relación fuerza de gravedad-fuerza capilar necesita ser alta para superar el entrapamiento capilar. Si bien el precio de los surfactantes ha bajado con respecto al precio del crudo desde la década de 1980, siguen estando entre los inyectantes más caros para los proyectos EOR.

Una alternativa con respecto a los surfactantes son los químicos alcalinos con un pH elevado. Si el petróleo contiene una concentración suficiente de ácidos de petróleo del tipo correcto, el álcali reaccionará en sitio para formar jabones, que también son activos de superficie. El objetivo es el mismo que el de la inyección de surfactantes, pero dado que las características surfactantes del jabón no están diseñadas para el sistema, es probable que el grado de recuperación no sea tan alto como con los surfactantes seleccionados específicamente para el campo.

Las combinaciones de estos métodos químicos se han vuelto más comunes. Una de las primeras combinaciones utilizadas en diversos campos fue la inyección de surfactantes-polímeros, también conocida como inyección de soluciones micelares poliméricas. El proceso consiste en inyectar un tapón de surfactante para movilizar el petróleo, seguido por la inyección de polímeros para prevenir el fenómeno de interdigitación viscosa. Recientemente, una combinación de los tres tipos de inyectantes demostró ser significativamente promisoria.

En un proceso de inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (ASP), los operadores inyectan una mezcla personalizada de un compuesto alcalino y los surfactantes seleccionados para el sistema de petróleo crudo-salmuera-roca (COBR) específico, seguida por la inyección de tapones de polímero para el control de la movilidad. Si se formula correctamente, un método de inyección ASP combina lo mejor de los tres métodos químicos para optimizar la recuperación.

En la **Figura V.30**, se muestra un proceso de inyección ASP consta de varias etapas de inyección. A veces se utiliza un colchón de prelavado de salmuera para cambiar la salinidad u otras propiedades de las rocas y de los fluidos.

El primer tapón químico inyectado es una combinación de álcali y surfactante. Ese tapón se mezcla con el petróleo y modifica sus propiedades, reduciendo la IFT y alterando la mojabilidad de la roca. Estos efectos producen la movilización de más petróleo. Luego sigue un tapón de polímero para mejorar la diferencia de movilidad entre el petróleo y los fluidos inyectados.

A su vez, este tapón es seguido habitualmente por un tapón de agua dulce para optimizar la recuperación de los químicos, y luego por un proceso de inundación con agua de empuje. El efecto de la segregación gravitacional en el barrido y las heterogeneidades de la formación, tales como la presencia de un filón de permeabilidad más alta (capa más oscura), afectan las formas de los frentes de inundación.

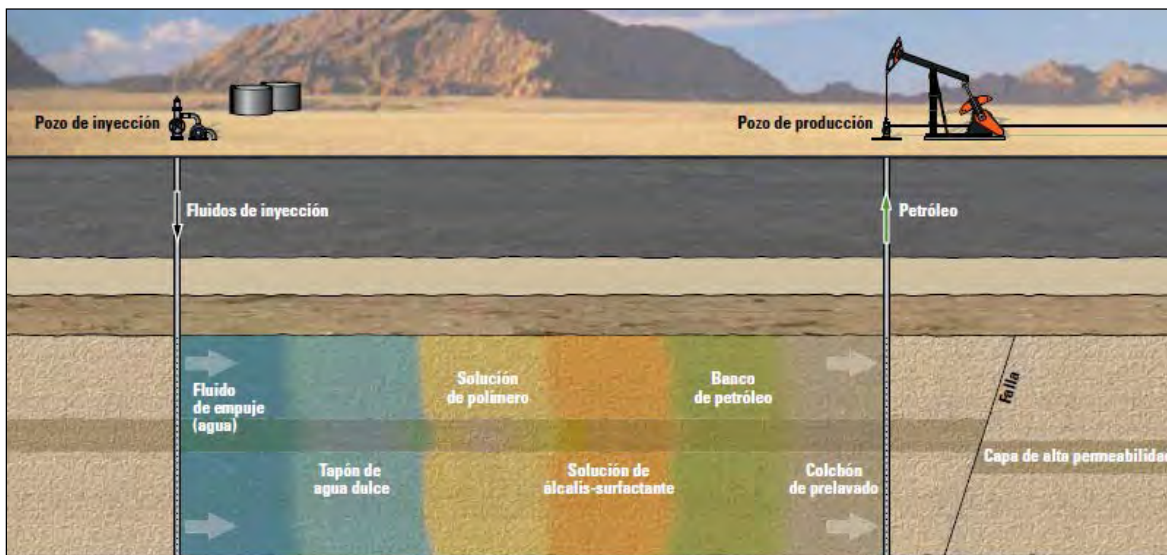


Figura V.30 – Inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (Schlumberger, 2010/2011)

La reducción de la IFT también puede lograrse a través de la EOR microbiana. Las actividades de investigación actuales se centran en el descubrimiento de los microbios presentes en la formación, que exhiben propiedades favorables para la actividad interfacial, y la posterior inyección de nutrientes favorecidos por esos microbios. Esto produce su proliferación in situ, lo que incrementa la acción microbiana que genera la IFT reducida para el sistema agua petróleo. El método de EOR microbiano no ha sido aplicado a menudo.

5.1.2.5 Inyección de CO₂

Históricamente, el proceso de inyección de gas ha sido clasificado a menudo como un método de recuperación secundaria o Improved Oil Recovery (IOR). Puede convertirse en un método

preferido de disposición final o almacenamiento del gas natural asociado si no existe mercado disponible alguno o, estacionalmente, cuando la demanda de gas es inferior a la oferta. Pero también puede aplicarse después de la inyección de agua, o en combinación con un proceso de inyección de agua, en cuyo caso se considera un método EOR.

Cuando se ejecuta en conjunto con la inyección de agua, la inyección se alterna típicamente entre el gas y el agua. Los ciclos de inyección alterna de agua y de gas (WAG) mejoran la eficiencia de barrido mediante el incremento de la viscosidad del frente de inundación combinado. Por otro lado, con ciertas composiciones de fluidos y condiciones locales, puede formarse espuma, lo que puede mejorar posteriormente la eficiencia de barrido relacionada con la viscosidad. Dependiendo de la presión, la temperatura y la composición del gas y del petróleo, la inyección puede llevarse a cabo en condiciones inmiscibles o miscibles.

En un proceso de inundación inmisible, el gas y el petróleo permanecen como fases diferenciadas. El gas invade la roca como una fase no mojante, mediante el desplazamiento del petróleo de los poros más grandes primero. No obstante, cuando son miscibles, el gas y el petróleo forman una fase. Esta mezcla habitualmente hace que el volumen de petróleo se dilate, a la vez que se reduce la tensión interfacial entre la fase petróleo y el agua. El desplazamiento mediante inyección de gas miscible puede ser altamente eficiente para la recuperación del petróleo.

La mojabilidad de la roca también incide en la recuperación del petróleo mediante métodos de inyección miscible. En un estudio de núcleos de laboratorio (Roa DN, 1992), la mejor recuperación de petróleo por inyección de agua se logró en rocas de mojabilidad mixta, luego en rocas de mojabilidad intermedia y por último en rocas mojables por petróleo, que exhibieron la más baja recuperación de petróleo por inyección de agua.

En un proceso de inyección de gas miscible después de la inyección de agua, el mayor volumen de petróleo remanente se recuperó en el núcleo mojable por petróleo, lo que sugiere que podrían considerarse procesos miscibles en lugar del proceso de inyección de agua. Tanto las rocas de mojabilidad intermedia como las rocas de mojabilidad mixta exhibieron una alta recuperación general a partir de los procesos combinados de inyección de agua e inyección de gas miscible.

Bajo ciertas condiciones, los fluidos se consideran miscibles con contactos múltiples. En este caso, cuando se ponen en contacto por primera vez, el gas y el petróleo no son miscibles. No obstante, los componentes livianos del petróleo ingresan en la fase gaseosa, y los hidrocarburos pesados de cadena larga provenientes del gas ingresan en la fase líquida. Cuando el frente se pone en contacto con el petróleo nuevo, se intercambia un mayor número de componentes hasta que el gas y el petróleo alcanzan composiciones que son miscibles.

Para el proceso EOR se utilizan varios gases como inyectantes. El gas natural producido en el mismo campo o en un campo vecino ya ha sido mencionado como una de las fuentes. También se utiliza metano o metano enriquecido con fracciones livianas. Si los costos de transporte son suficientemente bajos, se puede utilizar un suministro local de gas de chimenea, tal como el gas de escape de una central de energía. El nitrógeno, que generalmente se separa del aire en la localización, es otro gas de inyección.

La mayor parte de los proyectos EOR con inyección de gas actualmente en funcionamiento utilizan CO₂ como gas de inyección. Como se muestra en la **Figura V.31**, la Inyección cíclica de gas; en un proceso de un solo pozo, en la región vecina al pozo se inyecta un gas, tal como el CO₂, durante un período breve de algunos días o semanas (*izquierda*). En un período de remojo largo, que dura entre algunos días y algunas semanas (*centro*), el gas miscible se mezcla con el petróleo en sitio, lo dilata y reduce su viscosidad. Luego, el pozo se hace producir durante un período de tiempo prolongado (*derecha*). Para esto se aprovecha el incremento de presión producido por los fluidos inyectados y el cambio de las propiedades del petróleo. Típicamente, este ciclo se repite.

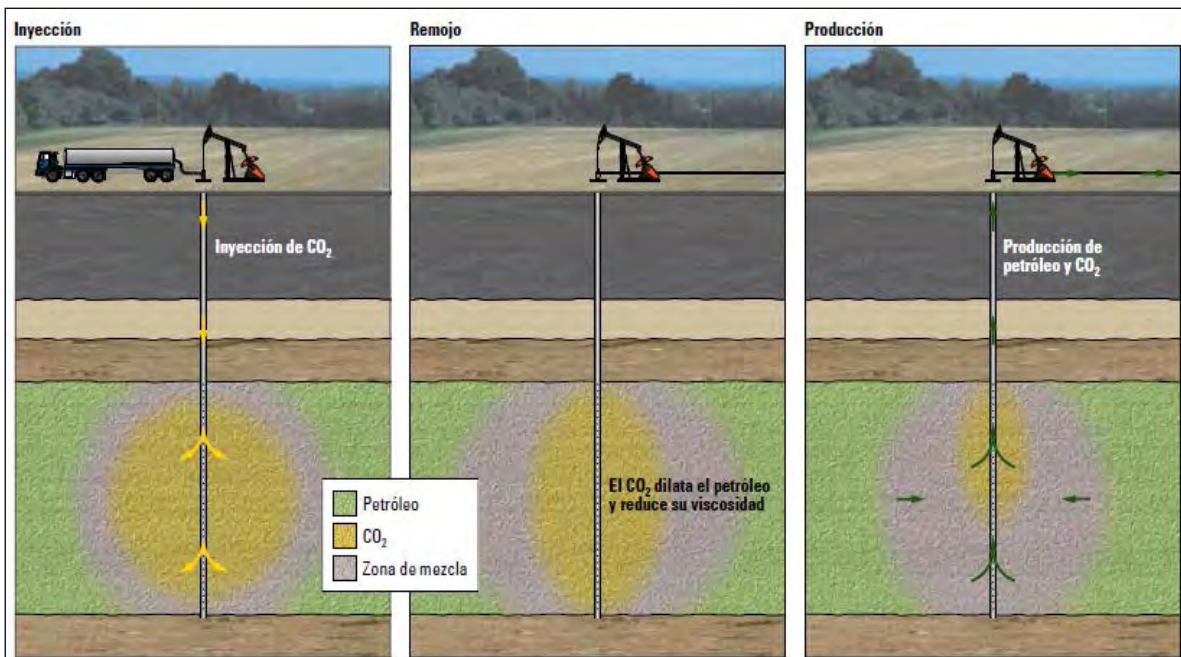


Figura V.31 – Inyección cíclica de CO₂ (Schlumberger, 2010/2011)

5.2 Tecnologías a nivel de pozo

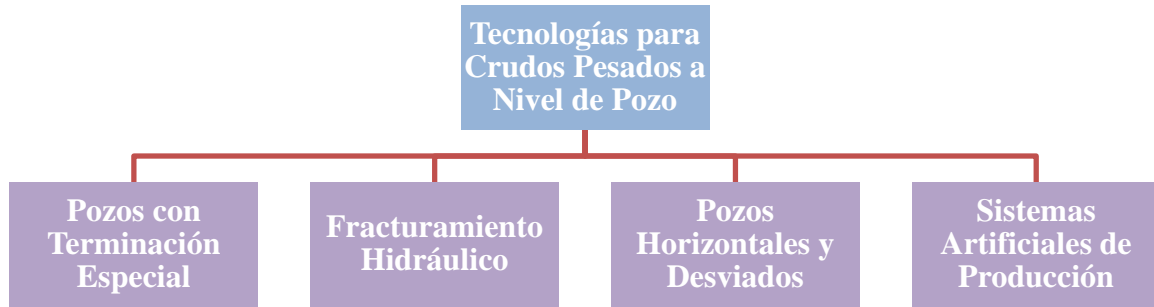


Figura V.32 Tecnologías para Crudos Pesados a Nivel de Pozo (Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Ing. María Elena Cuautli Hernández)

5.2.1 Pozos alta presión alta temperatura (HPHT)

Se llaman pozos de alta presión – alta temperatura (**HPHT**, por sus siglas en inglés) a aquellos cuya temperatura de fondo (BHT) alcanza 150 [°C] (300 [°F]) o su presión de fondo (BHP) asciende a 69 [MPa] (10,000 [psi]).

Oilfield Review (1992) dio la clasificación de este tipo de pozos:

Pozos Ultra HTHP: exceden los límites operativos prácticos de la tecnología de componentes electrónicos existente; más de 205 [°C] (400 [°F]) o 138 [MPa] (20,000 [psi]).

Pozos HTHP-hc: define los ambientes más extremos; pozos con temperaturas y presiones superiores a 260 [°C] (500 [°F]) o 241 [MPa] (35,000 [psi]), respectivamente.

Para el caso de los pozos de recuperación térmica (inyección de vapor) y pozos geotérmicos exceden la temperatura de 260 [°C] por lo tanto entran en la clasificación de HTHP-hc, debido a la temperatura elevada del vapor (**Figura V.33**).

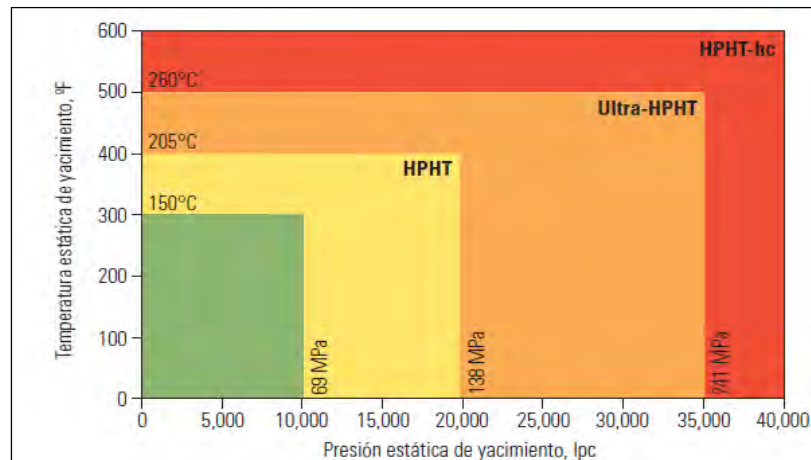


Figura V.33 – Sistema de clasificación HPHT (Schlumberger, 2008/2009)

5.2.1.1 Pozos con terminación especial (pozos HPHT)

Los pozos pueden ser terminados como sencillos o dobles. Las terminaciones triples no han sido adecuadas bajo estas condiciones por su complejidad y limitación de diámetros de la tubería.

5.2.1.1.1 Terminaciones sencillas

Las terminaciones sencillas son las que solamente una zona productiva está abierta al flujo en un momento específico. Estas terminaciones pueden ser sin empacador o convencionales.

◆ Terminaciones sin empacador

Ningún empacador de producción es usado, y la tubería franca se utiliza para la mejor producción, mientras que una línea de matanza es usada en caso de que exista un descontrol de pozo.

5.2.1.1.2 Terminaciones convencionales

◆ Aparejo sencillo

Producirán solamente un intervalo durante la vida del pozo, y una operación de reparación se requiere para cambiar el intervalo que produce. El Aparejo sencillo está formado por un empacador recuperable o permanente, una válvula de circulación, y la tubería de producción. El flujo del aceite y gas se controlan por medio de un estrangulador instalado en el árbol de válvulas (**Figura V.34**).

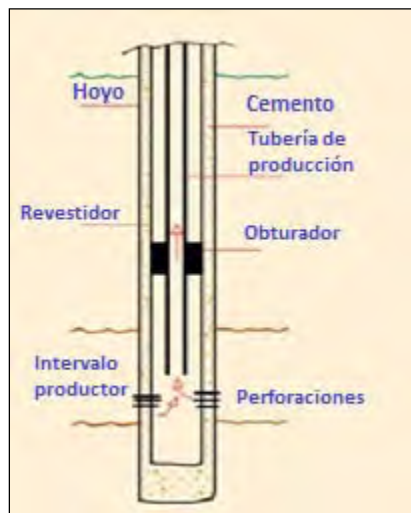


Figura V.34 – Aparejo sencillo (Rosas, 2014)

◆ Aparejo sencillo selectivo

Puede producir varios intervalos potenciales, pero el intervalo de producción se puede cambiar sin ninguna operación de reparación. El Aparejo sencillo selectivo consta de un empacador permanente inferior, un empacador superior, junta de seguridad y dos válvulas de circulación (**Figura V.35**).

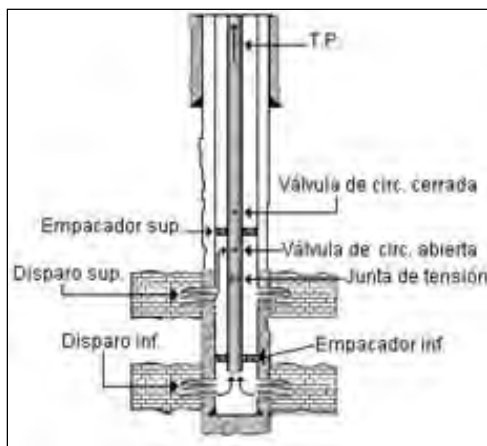


Figura V.35 – Aparejo sencillo selectivo (Rosas, 2014)

5.2.1.1.3 Terminaciones dobles

Son utilizadas cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo. Generalmente, el yacimiento superior produce por el espacio anular creado por la Tubería de revestimiento y la Tubería de producción.

◆ Terminaciones con aparejo doble

Está formado por dos empacadores, uno permanente inferior y otro recuperable, una junta de seguridad, dos válvulas de circulación y dos tuberías de producción. Se denomina Sarta Larga (S.L.) a la sección por donde aporta fluidos el intervalo inferior y Sarta Corta (S.C.) por donde fluiría el aceite y gas del intervalo superior.

◆ Terminaciones con aparejo doble selectivo

Utiliza tres empacadores, una junta de seguridad y tres válvulas de circulación con dos tuberías de producción de igual o diferente diámetro. Por la S.L. desalojan los fluidos de los intervalos inferior e intermedio y por la S.C. descargan los fluidos del intervalo superior (Figura V.36).

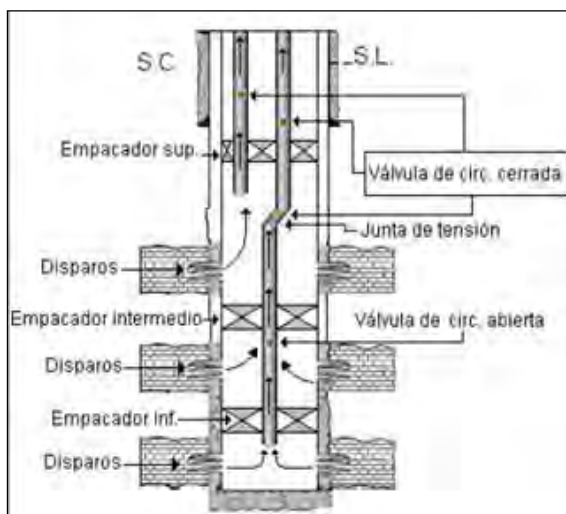


Figura V.36 – Aparejo doble selectivo (Rosas, 2014)

En cualquier tipo de aparejo los empacadores son elementos de sello cuya finalidad principal es la de aislar el o los intervalos abiertos entre sí, además evitar la comunicación entre las Tuberías de producción y las Tuberías de revestimiento.

Para los pozos de HPHT, es necesario usar un *empacador hidráulico recuperable*, el diseño de este empacador es único debido a sus características específicas de sus cuñas, hules y métodos de desanclaje y recuperación. El empacador posee cuñas para la alta presión de una sola pieza que distribuye los esfuerzos sobre la Tubería de revestimiento reduciendo el riesgo de daños a la misma, el sistema de elementos de hule del empacador permite que se obtenga un sello confiable y hermético en ambientes HPHT (**Figura V.37**).



Figura V.37 – Empacador Hidráulico para HPHT (Viñas, 2013)

O un *empacador permanente sen cillo*, como su nombre lo indica es permanente ya que después de su anclaje no se pueden recuperar completos, se necesita un máximo de seguridad de sello y larga duración debido a las condiciones de los pozos HPHT (**Figura V.38**).

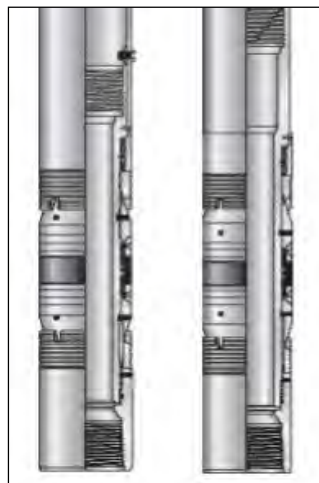


Figura V.38 – Empacador permanente sencillo para HPHT (Viñas, 2013)

En cada técnica antes dicha, hay una gran cantidad de variaciones que pueden conducir a la terminación específica que satisfaga las necesidades del operador.

5.2.1.1.4 Fluidos de perforación y terminación para pozos HPHT

La industria está cambiando y también los fluidos de perforación y terminación. Ahora enfrentamos ambientes de alta presión – alta temperatura, es por ello que se necesitan mejores fluidos que puedan soportar estas condiciones.

5.2.1.1.4.1 Salmuera de formiato de cesio

La salmuera de formiato de cesio es un fluido claro, pesado, de baja viscosidad, cuyo propósito está diseñado para ofrecer a la industria petrolera un fluido de terminación y perforación mejor y más seguro para los pozos HPHT. Desde 1999, las salmueras de formiato de cesio se han utilizado como fluidos de suspensión, terminación y prueba de pozo en más de 80 pozos difíciles de HPHT, y demostraron las siguientes ventajas sobre las salmueras tradicionales de alta densidad.

Cabot (2008) mencionó algunas de las características que presenta este fluido:

- ◆ **Daño de formación reducido** el formiato de cesio es básicamente incapaz de producir daño permanente a la formación. La mayoría de las compañías informan que después de algunas semanas de producción, los índices de productividad de sus pozos superan las expectativas después de la perforación y/o terminación en salmuera de formiato de cesio.
- ◆ **Integridad mejorada del pozo** el uso de salmuera de formiato de cesio protegida reduce el riesgo de corrosión catastrófica localizada y agrietamiento de corrosión por tensión en pozos tubulares expuestos a afluencias de gas ácido de alta presión y alta temperatura.
- ◆ **Durabilidad extrema** la salmuera de formiato de cesio puede desplegarse con seguridad en pozos extremos de HPHT donde las salmueras de terminación tradicional ocasionarán mayores problemas. La experiencia de trabajo en el pozo Mako-6 (con una temperatura de 235[°C] 455[°F]) en Hungría demostró que los fluidos de suspensión basados en salmuera de formiato de cesio podían tolerar meses de exposición a una combinación de presiones y temperaturas extremas.
- ◆ **Protección al personal** las salmueras de formiato no sólo son ambientalmente amigables sino que también son amigables con el personal de perforación. La no toxicidad de los fluidos significa que no son peligrosos, con excelentes resultados en toxicidad dérmica, irritación ocular, sensibilización de la piel. Las salmueras de

formiato de cesio pueden ser manejadas con seguridad sin necesidad de trajes de goma, protección facial total y respiradores (**Figura V.39**).



Figura V.39 – Proyección al personal (Cabot, 2008)

- ◆ **Sin desechos no deseados** como las salmueras de formiato no contienen sólidos, no hay agentes densificantes que aumenten los volúmenes de desechos. Desechar los agentes densificantes, como la potencialmente tóxica barita mineral, es un dolor de cabeza junto a la posibilidad de futuras demandas a ser consideradas también.

5.2.1.2 Fracturamiento hidráulico

En este proceso se inyecta una gran cantidad de fluido a una presión mayor a la presión de fractura, con esto el fluido entra en contacto con la formación a través de los disparos hasta que la formación se rompa, logrando fracturarla lo que genera una serie de canales aumentando la comunicación desde el pozo a través de la formación.

El fluido apuntalante es agua y agentes apuntalantes (arenas) lo que ayudará a mantener abierta la fractura, se pueden agregar otros componentes para mejorar la calidad del fluido apuntalante, como por ejemplo, ácido clorhídrico; la utilización de este tipo de componentes dependerá del tipo de formación en la cual quiera ser usado. Para realizar el Fracturamiento Hidráulico se debe tomar en cuenta el tipo de roca y con ayuda de registros y núcleos se puede obtener dicha información.

En la **Figura V.40** se ilustra de una manera muy general el proceso de Fracturamiento Hidráulico.

Etapa 1: Obtención del Agua: gran parte de esta agua es obtenida de acuíferos subterráneas.

Etapa 2: Mezcla Química: Los aditivos químicos son mezclados con el agua y apuntalante.

Etapa 3: Pozo Inyector: El fluido apuntalante es inyectado en el pozo, fracturando la formación que permite que el aceite y/o gas escape a través del pozo para luego ser recogido en la superficie.

Etapa 4: Retorno de flujo y Producción de agua: Cuando se libera la presión en el pozo, el fluido fracturante, agua de formación y el gas comienzan a fluir de nuevo en el pozo. Esta combinación de líquidos, que contienen aditivos químicos y otras sustancias, se debe almacenar en tanques para su tratamiento, reciclaje o eliminación.

Etapa 5: Tratamiento de aguas residuales y desechos: Se tratan de varias maneras para la eliminación de los residuos, para futuras operaciones.

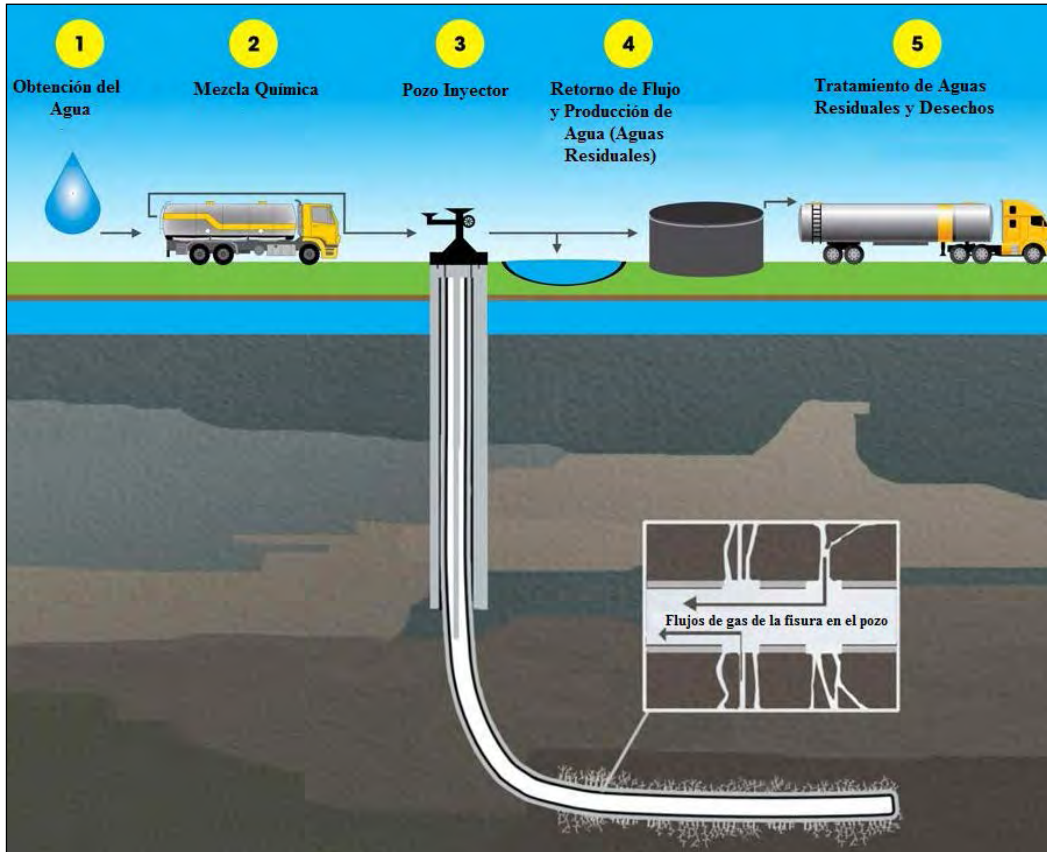


Figura V.40 – Proceso de Fracturamiento Hidráulico (EPA, 2014)

5.2.1.3 Pozos horizontales y desviados

En comparación con los pozos verticales, los pozos horizontales o desviados pueden producir a tasas altas y pueden ser utilizados en cualquier tipo de yacimiento. En la **Figura V.41** se muestran un pozo desviado y un pozo horizontal.

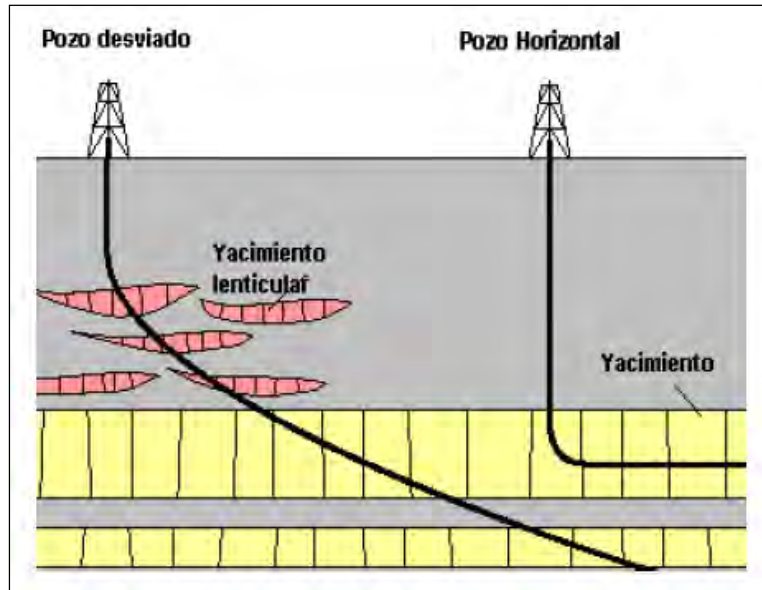


Figura V.41 – Pozo Desviado y Pozo Horizontal

El objetivo principal de usar esta tecnología es:

1. Aumentar el área de contacto entre el pozo y la formación.
2. Incrementar la producción durante la etapa de recuperación.

En este último punto los factores de recuperación son más elevados, y hay un uso más eficaz del vapor en los proyectos de recuperación de petróleo pesado y extrapesado asistido térmicamente.

Con este tipo de pozos también se pueden inyectar diluyentes, como por ejemplo, nafta para reducir la viscosidad del fluido y también empleando sistemas artificiales de producción como Bombeo Electrosumergible y Bombeo de Cavidades Progresivas, que llevan los hidrocarburos a la superficie para luego ser transportados a las unidades de procesamiento donde su calidad será mejorada.

5.2.1.4 Sistemas artificiales de producción

La extracción de los hidrocarburos en la industria petrolera ya sea por energía propia del yacimiento o con la ayuda de sistemas artificiales de producción y dado que hay un incremento de los costos de energía, es de vital importancia la correcta selección del sistema artificial, ya que se optimizará el sistema que presente la máxima eficiencia de bombeo y los menores costos de instalación y mantenimiento.

5.2.1.4.1 Definición de sistema artificial de producción

Es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a un determinado gasto, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando el gasto es inferior a la deseada.

Estos Sistemas Artificiales son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar el gasto en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

De forma general, los Sistemas Artificiales de Producción pueden ser clasificados de la siguiente manera (Avalos, 2013):

- ◆ Métodos que alteran las propiedades físicas del fluido.
- ◆ Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Los Sistemas Artificiales de Producción son los siguientes:

- ◆ Bombeo Mecánico
- ◆ Bombeo Neumático
- ◆ Bombeo Hidráulico
- ◆ Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
- ◆ Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

Para efecto de esta tesis solo se describirán los últimos dos Sistemas Artificiales de Producción, porque son los utilizados en la extracción de crudos extrapesados.

5.2.1.4.2 Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

Este sistema proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es realmente sencillo.

Un sistema BCP consta de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

La operación de la bomba es sencilla, a medida que el rotor gira dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover los fluidos desde la succión de la bomba hasta su descarga. El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor. El rotor va enroscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que

proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator, estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento la bomba de cavidades progresivas. El niple de asentamiento o zapata, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario. En la **Figura V.42** se muestra la distribución de los componentes del aparejo de forma tradicional y como quedan distribuidos en el pozo.

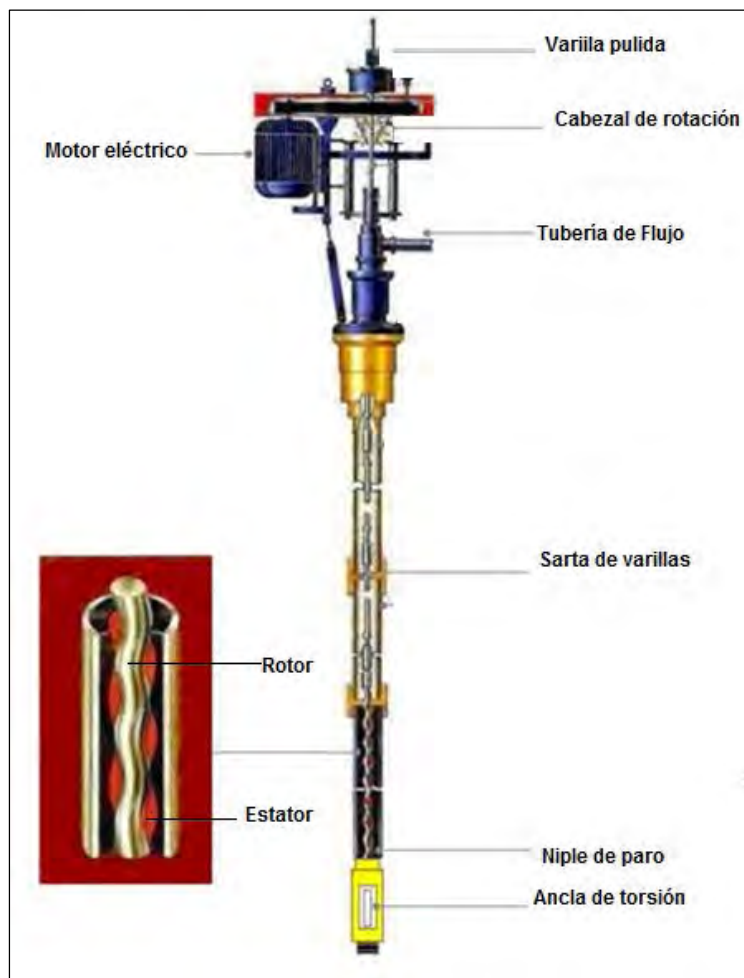


Figura V.42 – Distribución de los componentes del aparejo de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) (Aranda, 2012)

5.2.1.4.2.1 Ventajas del BCP

- ◆ Desplaza fluidos altamente viscosos, de alta concentración de sólidos y gas libre moderado.
- ◆ Gastos internos bajos, lo cual limita la emulsificación de fluidos por agitación.
- ◆ No tiene válvulas (no hay candado de gas o atascamiento).
- ◆ Bajos costos.

5.2.1.4.2 Desventajas del BCP

- ◆ Producción máxima: 6,825 [bpd].
- ◆ Profundidad máxima: 2,000 [m].
- ◆ Temperatura máxima: 170 [°C].
- ◆ Sensibilidad a algunos fluidos; el elastómero puede inflarse o deteriorarse cuando está expuesto a ciertos fluidos.

5.2.1.4.3 Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

El Bombeo Electrocentrífugo, desde su primera aplicación para un pozo petrolero en 1929, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económica. En la actualidad ha probado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

Entre las características únicas del sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El aparejo de Bombeo Electrocentrífugo trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos.

En la actualidad, el diseño ha mejorado incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades físicas de la mezcla, varían considerablemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la de descarga. Consecuentemente las dimensiones del motor y de la bomba tienen que ser menores, para lograr una operación más eficiente del sistema, y para obtener en la superficie el gasto de líquidos deseado, manteniendo la presión necesaria en la cabeza del pozo.

Una unidad típica de Bombeo Electrocentrífugo sumergido está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba

electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control y transformador. La integración de los componentes es indispensable ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido. En la **Figura V.43**, se muestra la distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional como quedan colocados en el pozo.

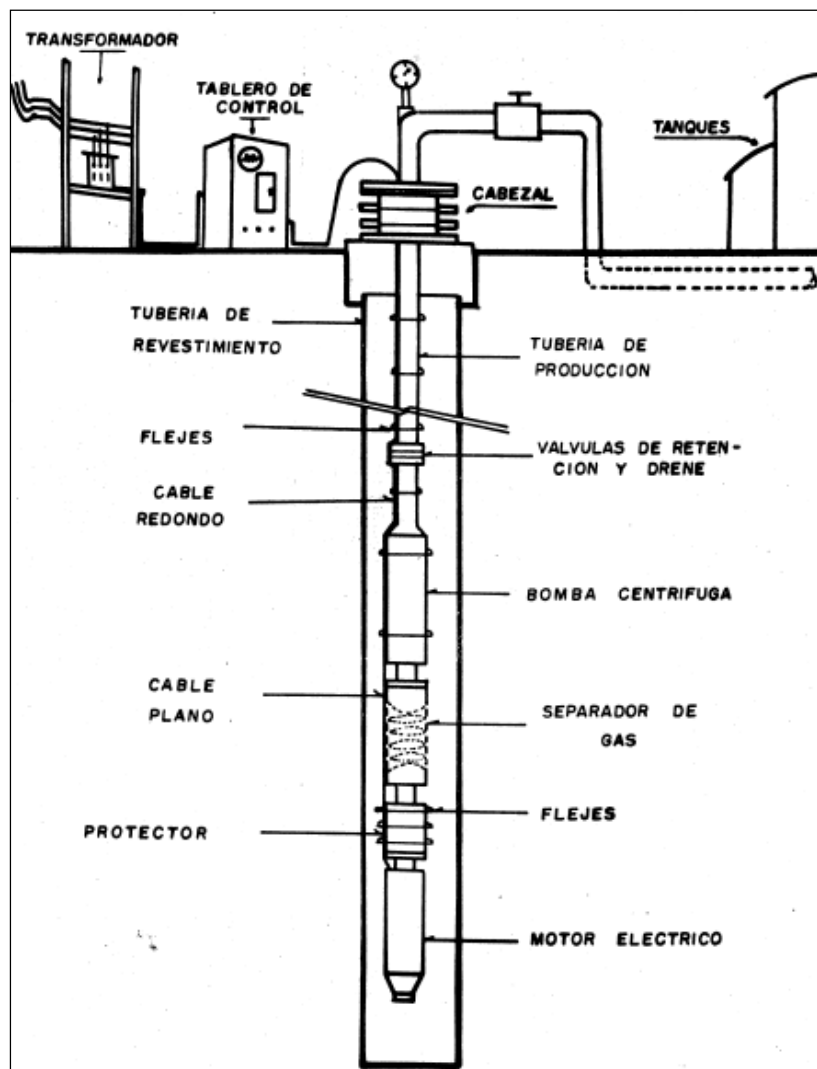


Figura V.43 – Distribución de los componentes del aparejo de Bombeo Electrocentrífugo (BEC) en un pozo (Zertuche, 1979)

5.2.1.4.3.1 Ventajas del BEC

- ◆ Puede levantar altos volúmenes de fluidos.
- ◆ Opera con altos cortes de agua (aplicables en costa afuera).
- ◆ Resulta versátil para inyectar fluidos a la formación.
- ◆ Vida útil prolongada.

- ◆ Aplicable para pozos desviados.
- ◆ Fácil aplicación en tratamientos contra corrosión y formación de incrustaciones.
- ◆ No requiere instalaciones superficiales de gran tamaño a excepción de un variador de frecuencia.

5.2.1.4.3.2 Desventajas del BEC

- ◆ Inversión inicial considerablemente alta.
- ◆ Alto consumo de potencia.
- ◆ No es rentable en pozos de baja productividad.
- ◆ Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- ◆ Susceptible a la producción de gas y arena.

Capítulo VI Tecnologías para la explotación de yacimientos de crudo extrapesado (casos prácticos en el mundo)

Se mencionarán algunas de las tecnologías mayormente utilizadas en la explotación de crudos extrapesados que se han implementado en diversas partes del mundo, desde yacimientos de arenas no consolidadas hasta yacimientos naturalmente fracturados con resultados bastante favorables.

6.1 Drene gravitacional asistido por vapor (SAGD) en Canadá

Canadá es el único país del mundo en el que se han aplicado la técnica *SAGD* de forma rentable. A continuación se examinan algunas herramientas y métodos empleados para optimizar la producción de aceite pesado a través de esta práctica.

6.1.1 Características de la formación

El éxito económico de la mayoría de los proyectos de *EOR* depende del desplazamiento eficiente del aceite proveniente de la formación por otro fluido inyectado. En el caso de los proyectos *SAGD*, el desplazamiento se produce en el frente de expansión de la cámara de vapor, donde el vapor calienta el bitumen y de ese modo incrementa su movilidad. El aceite móvil y el vapor condensado fluyen hacia el pozo productor por la acción de la fuerza de gravedad.

Para que un yacimiento en arenas sea explotado con éxito utilizando el método *SAGD*, debe estar libre de barreras, lentes, lutitas (*extremo superior*) que puedan impedir el crecimiento o la uniformidad de la cámara de vapor. La arena también debe estar libre de zonas de pérdida de circulación (*centro*) que pueden afectar la eficiencia térmica o encauzar la cámara de vapor lejos del pozo de producción. Y además debe satisfacer los requerimientos mínimos de un espesor productivo (*extremo inferior*) para proporcionar espacio para el desarrollo de una cámara de vapor efectiva. La **Figura VI.1**, muestra las características de un yacimiento el cual no cumple con los requerimientos mínimos para aplicar este método.

6.1.2 Características de los pozos y terminaciones

Una vez que se determina que una arena es buena candidata para aplicar esta técnica, el siguiente paso es perforar pozos horizontales en pares, un productor y un inyector desde una sola localización de pozos múltiples.



Figura VI.1 – Características de un yacimiento el cual no cumple con los requerimientos mínimos para aplicar este método *SAGD* (Schlumberger, 2014)

Cada pozo posee una profundidad medida variable entre 1,400 [m] y 1,600 [m] con un desplazamiento horizontal entre de 800 [m] y 1,200 [m] en la zona productiva. Los pozos de producción se posicionan por encima y tan cerca de la base de la formación como sea posible, y los pozos de inyección se emplazan en sentido paralelo y a unos 5 [m] a 6 [m] por encima de los productores con un desplazamiento de no más de 2 [m] respecto del plano vertical que contiene el productor.

La separación óptima entre las secciones horizontales de los dos pozos es crucial para asegurar una máxima recuperación y eficiencia. Si los dos pozos están muy juntos, en la mayoría de los casos el vapor sólo alcanzará el talón del pozo productor, lo que ocasionará una recuperación ineficiente, pérdida de producción y una rentabilidad deficiente de los activos. Si los pozos se encuentran muy alejados entre sí, puede suceder que la producción se demore varios meses, mientras se crea una cámara de vapor de grandes dimensiones.

Primero, se perfora el pozo de producción, utilizando herramientas *MWD*, luego se perfora el pozo de inyección utilizando herramientas direccionales convencionales hasta que los trayectos de ambos pozos comienzan a converger. Esto se produce generalmente cuando el pozo inyector y el pozo productor se encuentran separados por una distancia de aproximadamente 10 [m] y el pozo inyector se encuentra dentro de los 120 [m] a 150 [m] del asentamiento en la zona productiva. Esta proximidad del pozo de inyección con respecto a la tubería de revestimiento (*TR*) del pozo de producción produce una interferencia magnética que vuelve imprecisas a las herramientas *MWD* convencionales basadas en mediciones magnéticas.

La determinación de la posición respecto de otro pozo utilizando mediciones magnéticas se denomina *Telemetría Magnética*; este método se utiliza comúnmente para perforar de manera planificada pozos que se intersectan entre sí, tales como las utilizadas para los pozos de alivio. En el punto de interferencia magnética, los perforadores pueden recurrir al proceso de telemetría activa, en el cual una fuente magnética se baja en el pozo productor con Tubería Flexible (*TF*) o con un tractor operado con cable.



Figura VI.2 – Mediciones de la separación relativa entre pozos (Schlumberger, 2014)

La proximidad de los pozos productores e inyectores es crucial para el éxito de un proyecto SAGD y se mide como una separación relativa entre ambos a lo largo de sus secciones horizontales. Esta relación se representa habitualmente como una diana (blanco de tiro) con un recuadro como objetivo (rojo). El pozo de producción, ya perforado, se encuentra en el centro de la diana, y la posición relativa del pozo de inyección que se está perforando se indica como una serie de puntos (azul) contenidos en el recuadro, que representan los puntos topográficos. En esta visualización, el punto topográfico más reciente se representa con un punto verde. Esta representación se puede observar en la **Figura VI.2**.

Las mediciones incluyen lo siguiente: la orientación de la herramienta hacia el objetivo (el ángulo existente entre el pozo inyector y el pozo productor medido en sentido horario desde el pozo inyector); la distancia (distancia radial entre los pozos); el lado derecho (el desplazamiento lateral del pozo inyector respecto del pozo productor medido desde el plano vertical del pozo productor); y el lado alto (el desplazamiento vertical del pozo inyector respecto del pozo productor medido desde el plano horizontal del pozo productor).

La medición del sensor se obtiene en la profundidad medida (*MD*) y la profundidad vertical verdadera (*TVD*) del trayecto del pozo de inyección en el punto de medición. La inclinación y el azimut del trayecto del pozo de inyección también se obtienen en el punto de medición.

El bitumen y la arena de la formación se adhieren al arreglo de fondo de pozo, provocando un incremento del esfuerzo de torsión (torque) de la sarta de perforación. Además, cuando el

bitumen llega a la superficie, a menudo taponan las temblorinas del equipo de tratamiento de lodo, y si la arena se separa del bitumen, puede formar capas que bloqueen el flujo en la línea de retorno. El empleo de solventes en el sistema de lodo permite disolver el bitumen, pero también puede producir derrumbes inaceptables en el pozo.

Los métodos de recuperación térmica también presentan desafíos para el aislamiento de la zona. Durante las operaciones *SAGD*, las temperaturas de fondo de pozo habitualmente alcanzan 275 [°C]. Estas temperaturas elevadas hacen que la *TR* del pozo se expanda, lo que impone esfuerzos en el revestimiento de cemento circundante. Para reducir estos esfuerzos y mantener la integridad del pozo, el cemento utilizado para el aislamiento debe poseer un coeficiente de expansión térmica similar al de la *TR*. Además, es importante que el cemento no se degrade cuando se expone a estas temperaturas elevadas durante tiempos prolongados.

6.1.3 Geomecánica y la inyección de vapor

Las implicaciones de la inyección de vapor a alta presión en formaciones de arenas productoras trascienden la comprobación de los límites del acero y el cemento, ya que también se ponen a prueba las técnicas de modelado de yacimientos. La inyección de vapor a alta presión en la cámara de vapor incrementa la temperatura y la presión de poro. El incremento de la presión de poro reduce los esfuerzos efectivos (los esfuerzos totales menos la presión de poro) sobre la matriz de la roca. La cámara de vapor se dilata, o incrementa su volumen, debido al incremento del volumen poroso ocupado por el vapor y la expansión térmica de los contenidos de la cámara de vapor.

Dado que la cámara de vapor se encuentra confinada a lo largo de sus lados, la mayor parte de la dilatación se manifiesta como un levantamiento de los estratos de sobrecarga. Este levantamiento de la sobrecarga estira, o extiende, lateralmente la roca sello. Por encima del pozo inyector de vapor, la extensión lateral actúa contra los esfuerzos de compresión principales horizontales. Si como resultado de dicha acción, el esfuerzo principal horizontal mínimo se convierte en tracción, la roca sello se fracturará en condiciones de tensión. En dirección a los lados de la cámara de vapor, la extensión lateral produce un empuje hacia afuera e induce esfuerzos cortantes, que, si exceden la resistencia a la cizalladura, generan fracturas de corte. Estas fracturas se convierten en trayectos de permeabilidad mejorada que transportan el fluido móvil y la presión lejos de la cámara de vapor.

En las operaciones *SAGD*, una de las principales preocupaciones es la preservación de la roca de cubierta, que se expone a numerosos ciclos de inyección de vapor a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

6.1.4 Simulación numérica de yacimientos

El método *SAGD* demostró ser comercialmente exitoso durante más de una década, en sus primeros días de aplicación, sin embargo los gastos de aceite recuperados eran mucho menores que los estimados. Esto se debía en parte a que se calculaba la respuesta del

yacimiento al vapor sobre la base de estudios de Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) en los que se asumía la homogeneidad de las arenas productoras. Estas suposiciones, que funcionaron razonablemente bien durante muchos años, en los proyectos de *EOR* tradicionales, a menudo hacían que se pronosticaran los requerimientos de vapor y presión de manera imprecisa y que sobrestimaran el volumen de reservas recuperables alojadas en un yacimiento de bitumen.

Esa práctica se modificó cuando se dieron cuenta de que las arenas exhibían variaciones significativas en las propiedades geológicas y las propiedades de los yacimientos. Aprovechando las mejoras introducidas recientemente en los métodos de simulación y la tecnología de computación, hoy se emplea una cuadrícula de alta resolución para captar los detalles de la heterogeneidad de un yacimiento y pueden correr modelos de campo completos. Además, con la disponibilidad de una mayor capacidad computacional, se pueden efectuar simulaciones de localizaciones SAGD con múltiples pozos y dar cuenta de la interrelación de las cámaras de vapor para los pares de pozos adyacentes. El problema de la SNY, no es exclusivo del SAGD, este tema representa un problema en la mayoría de los métodos de EOR, incluyendo proyectos de Recuperación Secundaria.

6.1.5 Optimización de la producción

El flujo de bitumen y vapor a través de la formación entre los pares de pozos es irregular (**Figura VI.3**). Las heterogeneidades del yacimiento producen un flujo irregular de vapor a través de las arenas y una movilidad variable de la fase aceite, lo que genera un flujo no uniforme de aceite. Además, el vapor es desviado por la presencia de capas de lutita y lodo, a raíz de lo cual más del 80% del vapor inyectado sale del pozo por el talón, a través del trayecto de menos resistencia, y casi todo el vapor remanente sale por la punta del pozo. Para mejorar la concordancia mediante el control de la inyección, se han utilizado diversas estrategias, incluidas sartas de tubería de producción (*TP*) dobles dentro de las *TR* cortas (*liners*) ranuradas u otros filtros de exclusión de arena, tanto para los pozos de producción como para los pozos de inyección.

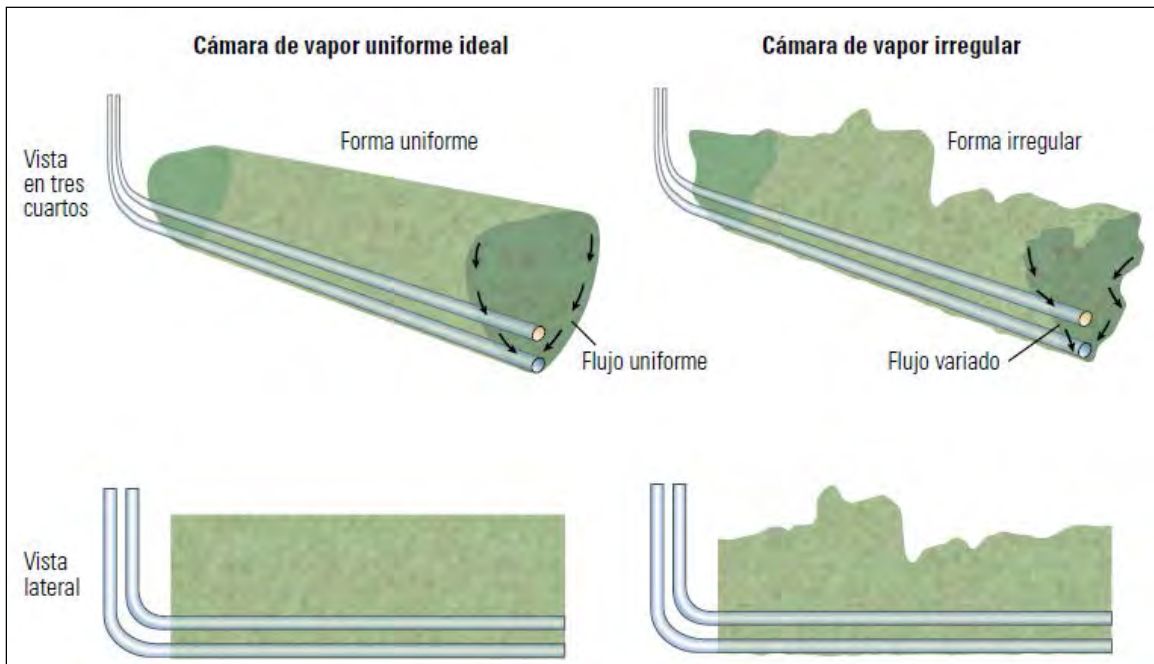


Figura VI.3 – Cámaras de vapor ideal y real (Schlumberger, 2014)

En la **Figura VI.3**, una cámara de vapor ideal (*izquierda*) exhibe una distribución uniforme del vapor a lo largo de la extensión horizontal del pozo inyector e impregna la formación de manera uniforme, dirigiendo eficientemente el bitumen hacia el pozo de producción que se encuentra debajo. En la práctica, sin intervención, las cámaras de vapor son muy irregulares e ineficientes (*derecha*).

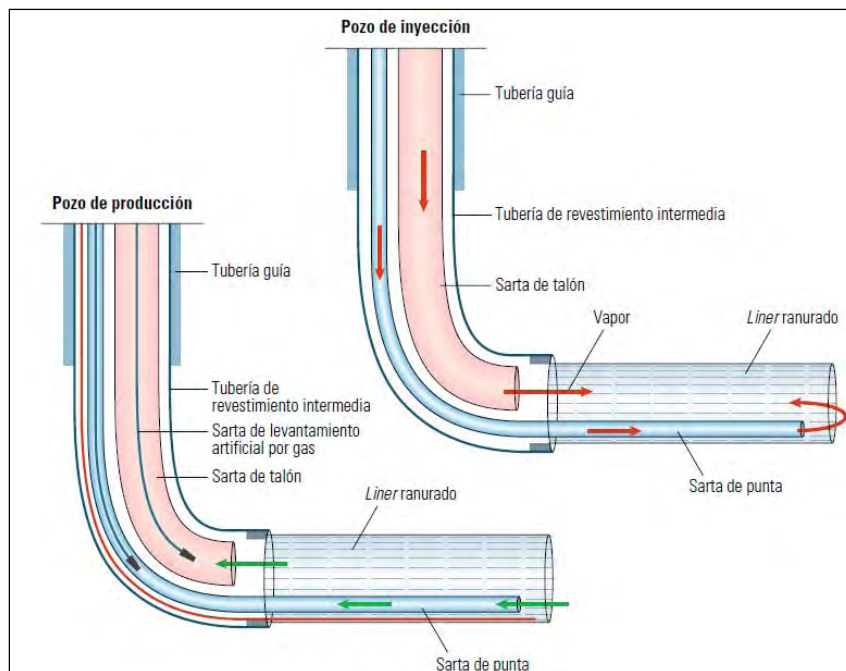


Figura VI.4 – Control de la inyección de vapor y de la producción de bitumen en las secciones horizontales (Schlumberger, 2014)

Cuando se termina un pozo de inyección *SAGD* (**Figura VI.4**), (*derecha*) con múltiples sartas de *TP* y un liner ranurado, se puede inyectar vapor (flechas rojas) en el espacio anular existente entre la *TR* y la *TP*, tanto en la punta como en el talón del pozo, para contribuir a la obtención de un perfil de inyección más uniforme a lo largo de la sección horizontal. Un pozo de producción terminado con sartas de *TP* duales y un liner ranurado (*izquierda*) permite que el condensado de vapor y el bitumen controlados por la fuerza de gravedad (flechas verdes) ingresen de manera más uniforme en el espacio anular existente entre la *TP* y la *TR*, a lo largo de la sección horizontal. Un controlador de realimentación proporcional, derivativo e integral (*PID*) (no mostrado) monitorea la diferencia de temperatura ente los fluidos inyectados y los fluidos producidos, o subenfriamiento, a través de la *TF* instrumentada del pozo de producción (línea roja) y regula los gastos de inyección acorde a un valor de subenfriamiento objetivo.

Las terminaciones con *TP* doble con controladores *PID* han mejorado la eficiencia de desplazamiento (*ED*) de la cámara de vapor a través del control de los gastos de inyección para mantener un valor de subenfriamiento específico a medida que cambian las condiciones del yacimiento.

Las terminaciones *SAGD* con dispositivos de control de influjo (*ICDs*) permiten mejorar la *ED* sin necesidad de una segunda sarta de *TP* que se extienda hasta la punta del pozo de producción. Los *ICDs* poseen el potencial para mejorar el desempeño del desarrollo de un proyecto *SAGD*.

6.1.6 Sistemas artificiales de producción

En los pozos *SAGD*, el vapor domina tanto la producción como los costos. El mantenimiento de la producción de bitumen de los pozos *SAGD* sin intervención mecánica requiere incrementos constantes de los gastos y la presión de inyección de vapor para compensar las pérdidas de la cámara de vapor y ayudar a llevar la emulsión aceite y agua a la superficie. Sabiendo que dichos incrementos son insostenibles, se han recurrido a los sistemas artificiales de producción (*SAP*).

Para ello, la compañía Schlumberger, investigó diversas técnicas y herramientas para sistemas artificiales de producción en arenas productoras de aceite del oeste Canadá, incluidas bombas multifásicas, sistemas rudimentarios de bombeo neumático y bombas electrosumergibles.

Debido al éxito limitado que experimentó dicha compañía con las bombas multifásicas y el bombeo neumático (*BN*), optaron por instalar bombas electrosumergibles. Comprendieron que para que estas bombas resultaran efectivas, debían controlar el subenfriamiento en la admisión de la bomba. Cuando el valor del subenfriamiento se vuelve demasiado bajo, el vapor puede fluir directamente hacia la sarta de producción y la eficiencia energética se reduce. El vapor que ingresa en el liner ranurado también puede producir fallas en dicha

tubería, problemas de producción de arena y el fenómeno de cavitación en la bomba el cual afecta el funcionamiento por lo cual el espacio de la bomba no está totalmente cargado con el fluido que se está bombeando, esto surge por la entrada de aire o gas en la corriente del fluido.

La producción proveniente de los pozos *SAGD* normalmente se caracteriza por la presencia de regímenes de flujos inestables (turbulentos), altas temperaturas, aceite espumoso emulsionado, ácido sulfhídrico (H_2S) y partículas abrasivas de arena.

En 2007, buscaron una forma de superar estas limitaciones mediante la verificación y la calificación de un medidor de flujo multifásico (*MPFM*). El medidor *MPFM* se basó en la tecnología de pruebas de pozos multifásicos *Vx* desarrollada para aplicaciones en aguas profundas. El sistema *Vx* combina un tubo venturi instrumentado con un medidor de fracciones multienergético para medir el gasto total y las fracciones de gas, aceite y agua presentes en las corrientes de producción multifásicas (**Figura VI.5**).

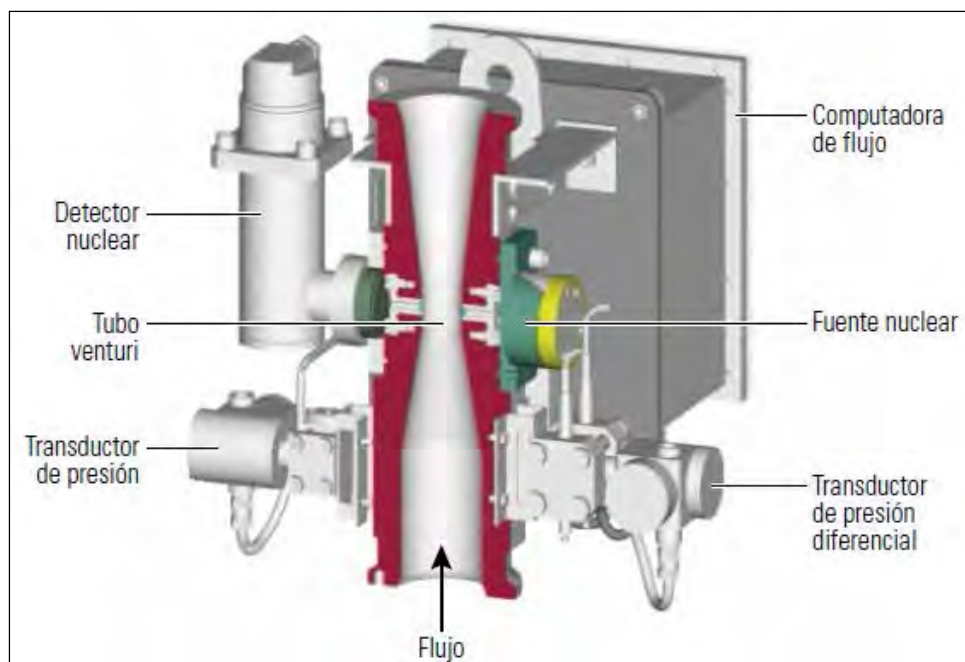


Figura VI.5 – Tecnología de pruebas de pozos multifásicos Vx (Schlumberger, 2014)

Las mediciones del medidor Vx no se basan en la separación de los fluidos o en la calibración del flujo y no son afectadas por la presencia de espuma o emulsiones. El medidor no posee partes móviles ni sensores en contacto directo con el fluido. Las mediciones de la presión absoluta y la presión diferencial se obtienen en el mismo punto del estrechamiento del tubo venturi. Las ventanas transparentes-nucleares del tubo venturi permiten que los rayos gamma pasen de la fuente al detector con poca pérdida causada por el equipo. Una computadora de flujo provee los datos de los gastos de flujo y procesamiento de los sensores.

6.1.7 Optimización y monitoreo

Las operaciones son complejas y requieren que se monitoreen y se controlen muchos parámetros; las variables más importantes son los gastos de inyección de vapor, el subenfriamiento (que el líquido no se evapore), la T y la presión de fondo de pozo (p_{wf}).

Dos de las mediciones más importantes que se utilizan en la práctica de optimización en tiempo real (los perfiles de T y p a lo largo de las secciones horizontales) se obtienen a través de sensores de fibra óptica que registran la distribución de la temperatura (DTS). Los dispositivos $MPFMs$ proporcionan un tercer dato crucial: los gastos de flujo de superficie en tiempo real para cada fase.

Para verificar la optimización en tiempo real de los perfiles de temperatura y presión se compara el subenfriamiento calculado a partir de mediciones de temperatura DTS en tiempo real con un modelo de yacimiento y un rango de subenfriamiento objetivo. Cuando el sistema notifica que el valor de subenfriamiento se encuentra fuera de rango, se efectúan cambios en los controles, tales como los gastos de inyección de vapor y de bombeo multifásico.

La relación entre los volúmenes de producción resultantes de los métodos $SAGD$ y los métodos de explotación minera se está incrementando a favor de los primeros porque gran parte del bitumen del oeste de Canadá se encuentra a demasiada profundidad para ser extraído por métodos mineros, y las erogaciones de capital y costos operativos de los proyectos $SAGD$ son sustancialmente inferiores a los de las operaciones mineras. Los proyectos $SAGD$ pequeños pueden ser redituables y extenderse con el tiempo. Además, en los pozos, los plazos de tiempo son más cortos que en las minas, por lo que las compañías pueden reaccionar ante las condiciones cambiantes de los mercados. Por otra parte, mientras que las operaciones de extracción del bitumen por métodos mineros requieren la remoción de toda la capa superficial del suelo y los estratos de sobrecarga, los pozos $SAGD$ producen una huella relativamente pequeña, lo que los torna mucho más atractivos desde el punto de vista ambiental.

6.2 Drene gravitacional de aceite o gas asistido térmicamente (TAGOGD Thermally Assisted Gas/Oil Gravity Drainage)

Este método, es una nueva y novedosa técnica de EOR térmica aplicada a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados que contienen crudo pesado.

6.2.1 Drene gravitacional de aceite o gas asistido térmicamente.

El TAGOGD consiste en inyectar vapor en la parte alta de la cresta del yacimiento en el sistema de fracturas. El desplazamiento por gravedad que se produce en el sistema de fracturas entre el vapor y los hidrocarburos, combinado con los pequeños gradientes de presión que existen en el sistema de fracturas, dan lugar a una situación en la que la conducción térmica es el mecanismo dominante para el transporte de calor en los bloques de la matriz.

Utilizando el simulador térmico STARS (Computer Modeling Group) el cual indica poco o ningún líquido (vapor) en el intercambio que se produce entre la matriz y la fractura en el casquete de gas de la fractura hasta las últimas etapas de inyección de vapor. Como los bloques de la matriz se calientan, la *RGA* de la matriz aumenta debido a la volatilidad térmica de los componentes de hidrocarburos más ligeros.

Una vez que se sobrepasa la saturación de gas crítica, la fase de gas altamente móvil migra inmediatamente al sistema de fracturas donde aumenta significativamente el tamaño del contacto gas-aceite en la fractura. La diferencia de densidad entre el gas y el aceite, combinada con la disminución de la viscosidad del aceite, permite que el aceite menos viscoso drene a través de la matriz a una velocidad acelerada, hasta que el aceite más viscoso se encuentre frío.

6.2.1.1 Prueba de laboratorio

Se utiliza un aparato experimental térmico, del cual se muestra el esquema en la **Figura VI.6**. El vapor se inyecta a presión del yacimiento en el sistema de fracturas en la parte superior del soporte del núcleo. El aceite y vapor condensado que fluye a través de las fracturas se recolectan en la parte inferior del soporte del núcleo, mientras que el aceite y vapor de agua condensada que fluye a través de la matriz del núcleo, se produce mediante drene por gravedad en una serie de recipientes situados debajo del soporte del núcleo. Los gastos de aceite, el agua producida, los gastos de inyección de vapor y temperaturas a lo largo del recipiente aislado se registran electrónicamente. Se permite el drene isotérmico de aceite durante 30 días, en lo que comienza el tiempo de la inyección de vapor.

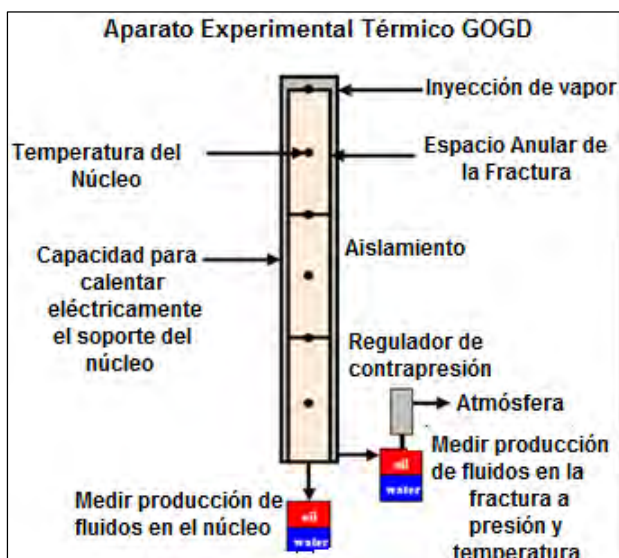


Figura VI.6 – Esquemática de un aparato experimental TAGOGD (Shanhil SPE, 2006)

6.2.2 Implementación en el campo Qarn Alam en Omán (Shanhil SPE, 2006)

6.2.2.1 Descripción del Campo

El campo Qarn Alam es un yacimiento carbonatado altamente fracturado que se encuentra sobre un domo salino en el norte de Omán. Los 6 [km] de largo y 3 [km] de ancho del campo forma un anticlinal relativamente alto con un relieve *N-NE* por la orientación *S-SW*.

Las fracturas están presentes en todas las zonas, y se cree que son continuas y comunicadas hidráulicamente con un acuífero muy activo. La saturación de aceite inicial es de aproximadamente 95% y la saturación de agua inicial es la del agua congénita. La porosidad de la matriz es alta (30%), mientras que la permeabilidad de la matriz es de 5-20 [mD]. Bajo la producción primaria, el yacimiento produce un promedio de 629 [bpd] de 16 °API de aceite "pesado", con una RGA de 10 [m³/m³].

El propósito de aplicar éste método en el campo Qarn Alam es incrementar el factor de recuperación del campo en un 4%.

6.2.2.2 Prueba piloto de Qarn Alam

Para determinar un conjunto uniforme de propiedades térmicas de la fractura, tamaño de la abertura de la fractura, y el factor de forma que se utilizarán en los modelos de yacimientos dinámicos de desarrollo de campo, era necesario un historial de presentaciones de Qarn Alam.

Con este fin, un modelo de yacimiento térmico de campo se construyó utilizando el Simulador térmico STARS. Este es un modelo térmico de doble permeabilidad, con borde de agua y análisis térmico de acuíferos asociados. La construcción del modelo consistió en la incorporación de datos geológicos, petrofísicos, bienes materiales, caracterización de la fractura, y validación de ingeniería de yacimientos. Esto se ilustra en la **Figura VI.7**.

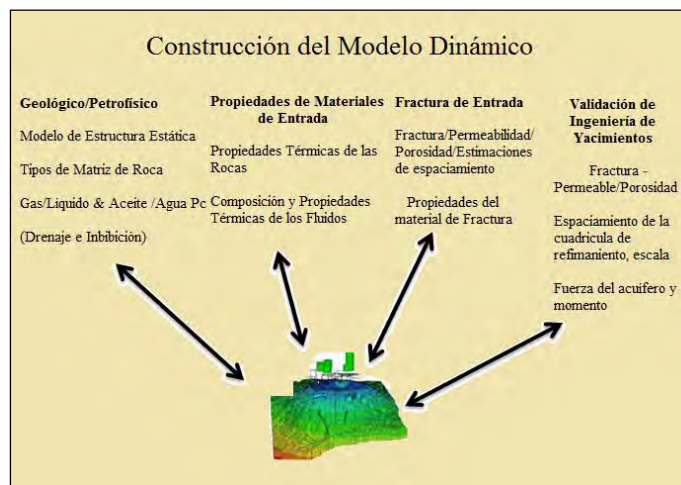


Figura VI.7 – Construcción de Qarn Alam modelo dinámico de petrofísica, geológica, y datos de las propiedades del material (Shanhil SPE, 2006)

La reducción de la viscosidad del aceite debido al aumento de temperatura es la principal fuerza impulsora para la acelerada producción de aceite en Qarn Alam TAGOGD. Esto se ilustra en la **Figura VI.8**, donde se muestra el gasto de aceite simulado en un determinado tiempo.

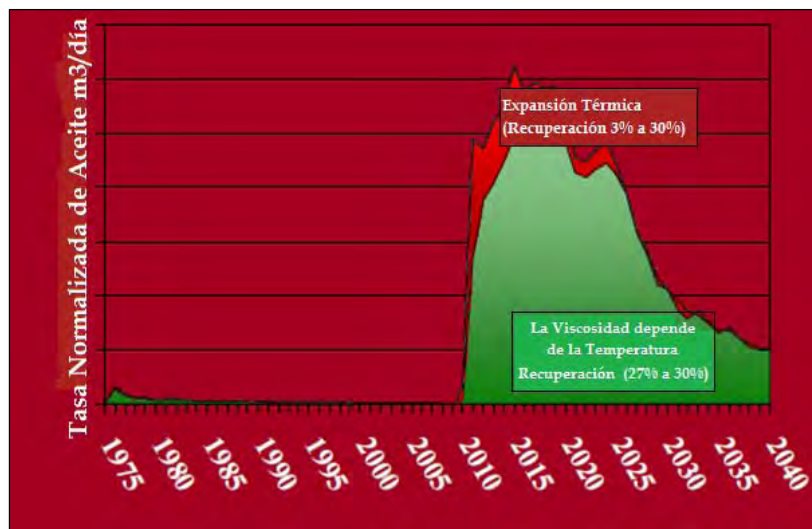


Figura VI.8 – La producción acelerada de aceite es debido a la reducción de la viscosidad con la temperatura (Shanhil SPE, 2006)

Mediante la simulación de las propiedades del yacimiento, datos PVT, la dependencia de la modificación de la viscosidad con la temperatura y la expansión térmica, los resultados muestran que el mecanismo de recuperación que mayor impacto tiene es la reducción de la viscosidad con la temperatura, por lo que de un 30% que se esperaba recuperar se obtuvo el 27%, mientras que la expansión térmica sólo fue del 3%. El incremento de producción del aceite se produce de 2009 a 2019, y se debe a la expansión de la cámara de vapor que está calentando más volumen de hidrocarburos en el yacimiento.

La disminución de la producción de aceite de 2019 en adelante, se debe al aumento de las fuerzas de flotación provocadas por gradientes de presión capilar y los valores más pequeños de permeabilidad relativa del aceite. Ambos se presentan por la disminución de la saturación de aceite en el bloque de la matriz.

La inyección de vapor es el mecanismo principal porque crea su propio casquete de gas y provoca la reducción de la viscosidad del aceite debido al calentamiento por conducción del bloque de matriz.

El método TAGOGD se da por los siguientes mecanismos:

- El crecimiento del casquete de gas generado por el gasto de inyección de vapor.
- La generación de gas debido al calentamiento del aceite de densidad relativa media.

TAGOGD requiere de un modelo térmico integrado, la combinación de una descripción dual del yacimiento, permeabilidades, mapas de espaciamiento de fracturas, pérdidas de calor en la formación y una descripción detallada de las propiedades PVT de los hidrocarburos.

6.3 Tecnologías aplicadas para la cementación exitosa en los pozos de inyección de vapor en el sur de México

Los aceites pesados y extrapesados que se encuentran en todo el mundo, son la clave para la solucionar la demanda de energía. Debido a que la inyección de vapor ha sido utilizada con éxito para la extracción de aceite extrapesado, su uso ha aumentado en todo el mundo. El aceite pesado es muy viscoso y no fluye con facilidad, por lo que se logra el adelgazamiento térmico a través de la inyección de vapor en el yacimiento.

Los temas relacionados con el aceite pesado se han incrementado en áreas relevantes para el aislamiento zonal proporcionado por el revestimiento de cemento. Los mayores retos que deben abordarse son:

- Traer la parte superior de cemento (*TOC*) a la superficie, lo que ayuda a prevenir la pérdida de circulación durante el trabajo de cementación.
- Ayudar a garantizar un revestimiento de cemento estable en la temperatura máxima de la inyección de vapor.
- Asegurar la eliminación adecuada de fluido de perforación para ayudar a lograr un buen registro de adherencia a lo largo del espacio anular.
- Ayudar a prevenir que el líquido en cualquier punto en el espacio anular pueda expandirse y causar el colapso en la *TR* durante la inyección de vapor.

6.3.1 Descripción del campo y configuración del pozo

El campo Samaria se encuentra en la región sur de México en Villahermosa, Tabasco. El principal objetivo de este campo es producir comercialmente el aceite pesado y extrapesado de la roca arenisca de formaciones de poca profundidad. El campo fue descubierto en 1961, y la explotación comenzó con el Pozo 2, que fue perforado a una profundidad de 799.79 [m] con una producción de 94 [bpd]. El aceite extrapesado producido a partir de este campo tiene una gravedad API típica que va desde 5 a 10 °API y se produce a partir de una formación de arenisca no consolidada conocido como Paraje Solo. La producción actual estimada de cada pozo es de 250 [bpd] de aceite pesado y extrapesado. La litología de depósito es de roca arenisca y pizarra. La temperatura máxima de inyección de vapor y la presión son 330 [°C] (626 [°F]) y 1,500 [psi], respectivamente. Las profundidades totales de los pozos van desde 999.74 a 2,499.36 [m].

6.3.1.1 Mejores prácticas para optimizar la eficiencia de desplazamiento (ED) del lodo de perforación

6.3.1.1.1 Estado del fluido de perforación

El acondicionamiento del fluido de perforación antes de un trabajo de cementación en el pozo ayuda a aumentar significativamente la ED. El acondicionamiento apropiado del lodo de perforación antes de cementar cualquier pozo es probablemente el factor más importante que influye en el éxito del trabajo de cementación.

6.3.1.1.2 Centralizado de la TR / Standoff

Los centradores se utilizan para mantener la TR en el centro del agujero. Además, los centradores son útiles para mantener la TR lejos de la pared del pozo, y de esta manera no se adhieren a zonas altamente permeables (**Figura VI.9**).



Figura VI.9 – Canal de lodo a la izquierda en el lado estrecho del espacio anular (Ramírez-Vázquez SPE, 2014)

6.3.1.1.3 Movimiento de tubería

Ambos movimientos (rotación y de movimiento alternativo) son útiles para el movimiento lento o incluso estático del lodo presente en el lado estrecho del espacio anular excéntrico. Este movimiento de la tubería, aunque es más difícil en pozos horizontales, se debe intentar siempre que sea posible. La agitación mecánica adicional ayuda a romper áreas de lodo altamente gelificado.

6.3.1.1.4 Permeabilidad de la formación

La presencia de una costra de lodo en la pared de las formaciones permeables es otro factor que puede afectar el proceso de circulación. Cuando el lodo no está fluyendo a través de una zona permeable, se somete a filtración estática. Sin el suficiente control de la pérdida de fluido, una costra de lodo excesivamente gruesa puede acumularse y reducir el tamaño del espacio anular; y su eliminación es difícil.

6.3.1.1.5 Diseño del bache espaciador

El propósito de un bache espaciador es ayudar en la eliminación del lodo entre los fluidos del pozo y la lechada del cemento. Por lo tanto, el bache espaciador debe ser compatible con el lodo de perforación y el cemento.

6.3.1.1.6 Centrado de la tubería de revestimiento

El centrado contribuye de manera significativa al éxito de un trabajo de cementación por medio de un buen standoff (>70%) ayudando a garantizar la colocación homogénea de cemento en el pozo.

La **Figura VI.10** ilustra la configuración de un centrador a base de lodo utilizado en pozos horizontales de inyección de vapor del campo Samaria. Algunos beneficios de este tipo de centrador son:

- ◆ Una mayor área de flujo en los centradores estándar ayuda a prevenir el "packing off", al mismo tiempo que permite mayor distribución del cemento para ayudar a mejorar la eliminación del lodo y la integridad a largo plazo del aislamiento zonal.
- ◆ No se desliza o mueve.
- ◆ Es más económico en comparación con subcentradores.
- ◆ No causará rigidez.
- ◆ Es un compuesto no metálico, lo que significa que no hay corrosión galvánica, la aleación es resistente a la corrosión (CRA) de la tubería, ayudando a aumentar la vida pozo.
- ◆ Estrecha tolerancia en los diseños de TR (7 5/8 X 8 1/2 pulgadas; 5 1/2 X 6 1/4 pulgadas; 13 5/8 X 16 pulgadas; 5 1/2 X 7/8 pulgadas; etc.)



Figura VI.10 – Configuración de un centrador a base de lodo utilizada en pozos horizontales de inyección de vapor (Ramírez-Vázquez SPE, 2014)

6.3.1.1.7 Diseño de lechada

Típicamente, el diseño de la lechada para una *TP* tiende a ser el cemento más sofisticado en el pozo. Con respecto a la inyección de vapor, debe ser térmica y físicamente estable para soportar los ciclos de inyección de vapor, la presión y la temperatura de producción,

ayudando a prevenir la formación de grietas, pérdida de adherencia, cualquier otro fracaso del cemento, y maximizando la integridad del cemento durante la vida útil del pozo. Para lograr estas características de lechada, es necesario modificar el módulo de Young y la relación de Poisson más bajo posible y la más alta posible respectivamente. Algunos aditivos pueden ayudar al diseño de la lechada a alcanzar esas propiedades, incluyendo fibras, látex y aditivos expansivos.

6.3.1.1.8 El aditivo de cemento de látex

Este aditivo ayuda a mejorar tres propiedades importantes de las lechadas de cemento: la resistencia a los ácidos, el control de pérdida de fluido y las propiedades de suspensión a alta temperatura, que pueden ser utilizados en una amplia gama de condiciones de pozo y de temperatura.

El tratamiento del cemento utilizando un aditivo de látex produce lechadas con excelentes propiedades humectantes, bajas viscosidades y una mayor capacidad de recuperación.

6.3.1.1.8.1 Aditivo expansivo

Este aditivo se expande durante el fraguado del cemento, lo que ayuda a mejorar la adherencia del cemento entre la *TR* y la formación (**Figura VI.11**). Además, para ayudar a asegurar propiedades físico-mecánicas, el uso de una gran cantidad de arena de sílice es importante para soportar el factor de temperatura (330 [°C]) durante la inyección de vapor. El aditivo de control de gas también se utiliza para ayudar a minimizar el tiempo de transición de la lechada de líquido a sólido y ayudar a prevenir la migración de gas.



Figura VI.11 – Aditivo expansivo que ayuda a mejorar la adherencia del cemento (Ramírez-Vázquez SPE, 2014)

6.3.2 Caso de estudio del pozo Hew 1

Uno de los trabajos más exitosos de cemento realizados para el proyecto de inyección de vapor fue en un pozo horizontal llamado Hew 1. Este pozo tiene un ángulo de desviación de

84°, por lo cual no se podía tomar un registro caliper y un aumento del 90% en el tamaño de la barrena se utilizó como el tamaño del agujero para los cálculos de volumen de lechada de cemento.

La **Figura VI.12**, muestra el esquema del pozo de HEW 1 con una profundidad total de 1,549.99 [m]. Durante la perforación de esta sección, hubo pérdida de circulación parcial.

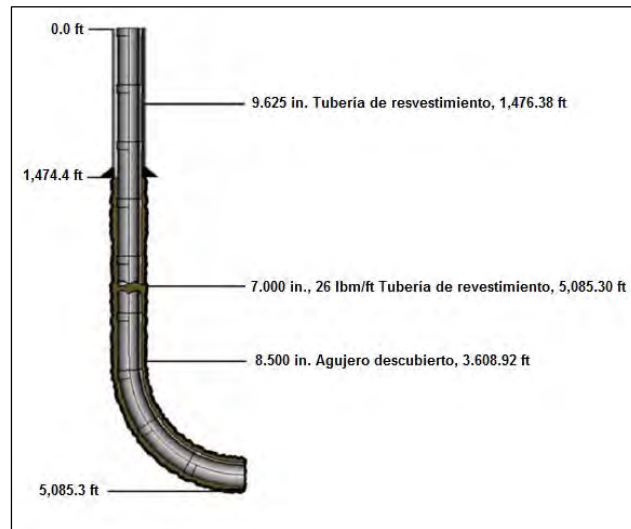


Figura VI.12 – Esquemática del pozo HEW 1 (Ramírez-Vázquez SPE, 2014)

Debido al ángulo de desviación, se realizó el centrado de la *TR* usando una combinación de 26 centradores de resortes convencionales (7 x 8.5”) situado en la sección vertical, 6 centradores rígidos (7 x 8.25”) en la sección de ángulo de construcción y 20 centradores nuevos a base de resina (7 x 8.37”).

La **Figura VI.13**, ilustra el gráfico del trabajo de cementación. El trabajo se llevó a cabo como estaba previsto; el cemento se hizo circular de nuevo a la superficie, y los resultados fueron positivos.

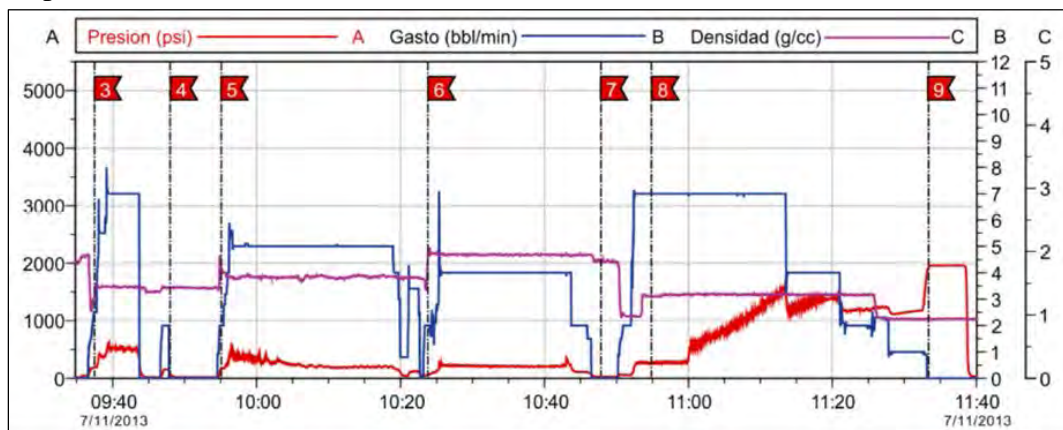


Figura VI.13 - Gráfica del trabajo de cementación del pozo HEW 1 (Ramírez-Vázquez SPE, 2014)

Junto con un análisis detallado de cada operación en la cementación, se han demostrado consistentemente buenos resultados. Desde el inicio de este proyecto hasta el año 2012, se han perforado 86 pozos de crudo pesado en el campo Samaria. Todos estos pozos fueron evaluados, produciendo los siguientes resultados en cuanto al aislamiento de zonas:

- ◆ Cemento de regreso a la superficie, según sea necesario.
- ◆ Registros de Adherencia del Cemento (*CBL*), muestran excelente adherencia del cemento.
- ◆ No hay retrasos en la producción atribuidas a trabajos de reparación.

Térmica y mecánicamente, el cemento es estable a la vista después de poner los pozos en producción.

La **Figura VI.14** muestra registros *CBL* de diferentes pozos de aceite extrapesado cementados en el campo Samaria, que demuestran los resultados obtenidos de la aplicación de estas tecnologías. Amplitudes de menos de 10 [*mV*] se puede observar en la mayor parte de la longitud pozos. El Microsismógrafo también demuestra una buena unión entre el cemento-tubería y el cemento-formación. (Debe tomarse en cuenta la amplitud de 10 [*mV*] para una buena unión cemento tubería y cemento formación)

La experiencia en el área ha mostrado que la inversión en estas tecnologías puede ahorrar casi \$215,000 USD por pozo.

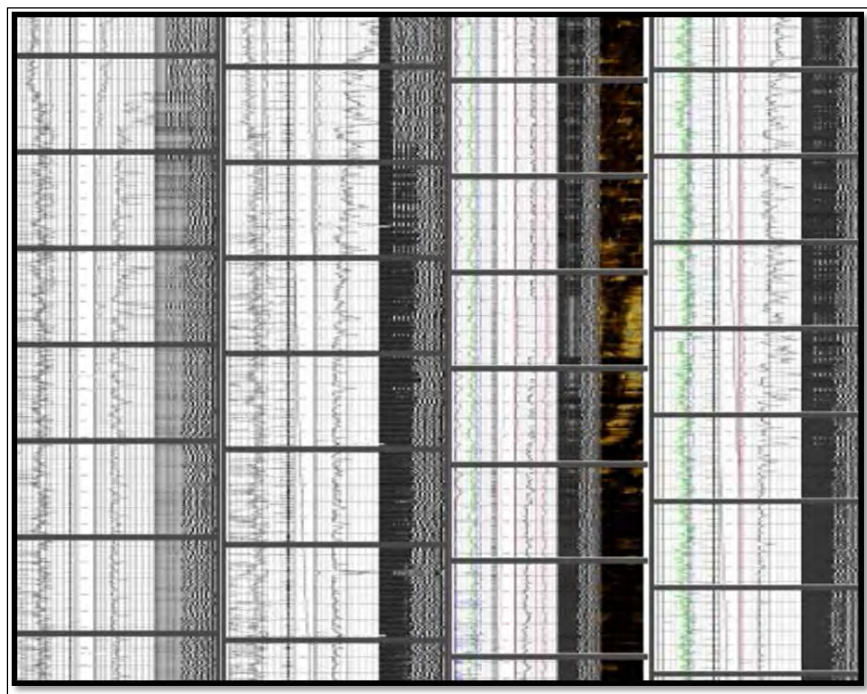


Figura VI.14– Ejemplos CBL del Campo Samaria (Ramírez-Vázquez SPE, 2014)

6.4 Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México

El desarrollo del proyecto Samaria Neógeno ha sido a través de las tres etapas FEL (Front End Loading es la práctica más usada comúnmente por las empresas líderes en los Estados Unidos para lograr mejorar los resultados de sus proyectos de inversión en términos de costo, programa, operatividad y cumplimiento de sus objetivos de negocio), y la ejecución del proyecto piloto de inyección de vapor. En la etapa de visualización se evaluaron varios escenarios; las opciones de mayor valor fueron diseñadas para la producción en frío a principios de año, seguido de la incorporación de la producción caliente en las fases a corto y medio plazo. En la etapa de conceptualización, se seleccionó el escenario más valioso, lo que llevó al desarrollo de un proyecto piloto de inyección de vapor. El proyecto piloto de inyección de vapor representa el mayor aporte de información sobre el yacimiento y la respuesta con la inyección de vapor.

La producción media por pozo aumentó de 240 a 1,170 [bpd], y de 30 a 40 barriles de aceite se recuperaron por cada tonelada de vapor inyectado. Después de la obtención de estos resultados, se ha creado un plan de desarrollo masivo, y se llevará a cabo este plan durante el año 2013.

La reserva actual de crudo pesado en el mundo actual se estima en unos 1,100 millones de barriles. El Hemisferio Occidental contiene aproximadamente el 70% de las reservas técnicamente recuperables de este recurso. Estas altas estimaciones están ganando aceptación como tecnologías de recuperación recientemente desarrolladas y prometen un aumento en la recuperación, forzando un cambio desde la producción primaria (en frío) con el uso de métodos térmicos y no térmicos.

Al tratarse de aceites pesados y extrapesados se requiere de personal altamente capacitado para hacer un correcto análisis, incrementar la eficiencia y por lo tanto incrementar la producción económica. Los gastos de producción de aceite de alta viscosidad están influenciados tanto por la efectividad de la tecnología disponible, el suministro y la disponibilidad de aceite convencional. Aunque la demanda de energía continúa aumentando, nuevos e importantes descubrimientos de aceites convencionales son poco frecuentes; los costos de descubrimiento y producción de aceite convencional aumentan por lo tanto la economía del aceite pesado constantemente mejorará.

La inyección de vapor y la estimulación cíclica de vapor (CSS) son métodos de recuperación de aceite con vapor cada vez más populares y utilizados para extraer el bitumen o hidrocarburos en yacimientos de crudo pesado. A diferencia del método CSS en el que el vapor se inyecta directamente en el pozo productor para calentar el aceite. Los pozos productores con inyección de vapor son estimulados por el vapor inyectado en los pozos de inyección cercanos. El vapor ayuda a que el aceite se caliente y migre a los pozos de producción, donde se produce mediante el flujo natural o sistemas artificiales.

6.4.1 Samaria Neógeno

El campo Samaria Neógeno se originó en un entorno fluvial; cuatro cuerpos de arena, identificados como A0, A1, A4, A6. La columna geológica definida en la actualización del modelo estático se presenta en la **Figura VI.15**. El área piloto se seleccionó, considerando la zona donde se tuviera la mayor cantidad de información, existen más de seis arenas de interés con espesor de arena impregnado mayor de 10 [m] y el requerimiento de infraestructura superficial fue mínimo.

Se contempló la perforación de ocho pozos, cuatro verticales, tres horizontales y uno desviado, lo que permitiría analizar diferentes geometrías de pozo y más del 60% de las arenas. Se terminaron en agujero entubado debido a la alta saturación de agua en los intervalos de interés y se dispararon con pistolas de agujero amplio en varios intervalos. Para el control de arena se utilizó tubería ranurada y como tubería de inyección-producción se utilizó tubería aislada al vacío para eliminar las pérdidas de calor.

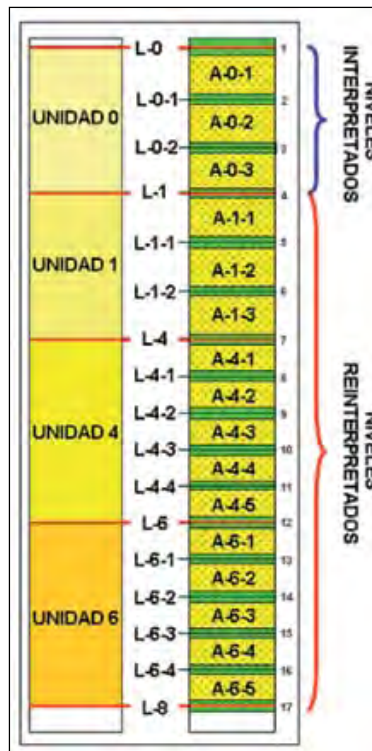


Figura VI.15 – Columna geológica definida en la actualización del modelo estático (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

Se buscó información para disminuir los riesgos y se elaboró el plan de monitoreo y control operacional de la prueba, la cual se desarrolló en dos etapas:

- 1) Evaluar en frío los cuatro pozos verticales y el direccional por un período de seis meses y los tres pozos horizontales por tres años utilizando sistemas artificiales e inyección de diluyente.

- 2) Evaluar el comportamiento después de la inyección de vapor de los cuatro pozos verticales y el pozo desviado, inyectando entre 3,000 y 5,000 toneladas de vapor por pozo, a un gasto de 10 toneladas/hora.

Con base en los resultados de la simulación realizada, se propuso operar los pozos horizontales sólo en frío, no obstante, todos los pozos fueron estimulados con vapor.

6.4.1.1 Diseño y terminación de los pozos

Los pozos fueron diseñados con el propósito de perforar en lo posible desde localizaciones existentes y de esta manera optimizar el plan de explotación. Los cuatro pozos verticales, el desviado tipo J y dos horizontales fueron terminados con TR de 7", el otro horizontal con TR de 9-5/8". El diseño tipo propuesto originalmente para operar en frío se presenta en la **Figura VI.16**.

La selección del fluido de perforación para los pozos del proyecto se fundamentó en las experiencias de perforación del pozo Samaria 1001, el cual se perforó con lodo base agua sin presentarse problemas de inestabilidad, pérdidas de circulación, o atrapamiento por presión diferencial. Para la perforación de los pozos verticales de este proyecto, se perforó con lodos base agua y la zona productora con un fluido polimérico inhibido, no disperso, con carbonato de calcio (Ca_2CO_3) como material apuntalante y densificante.

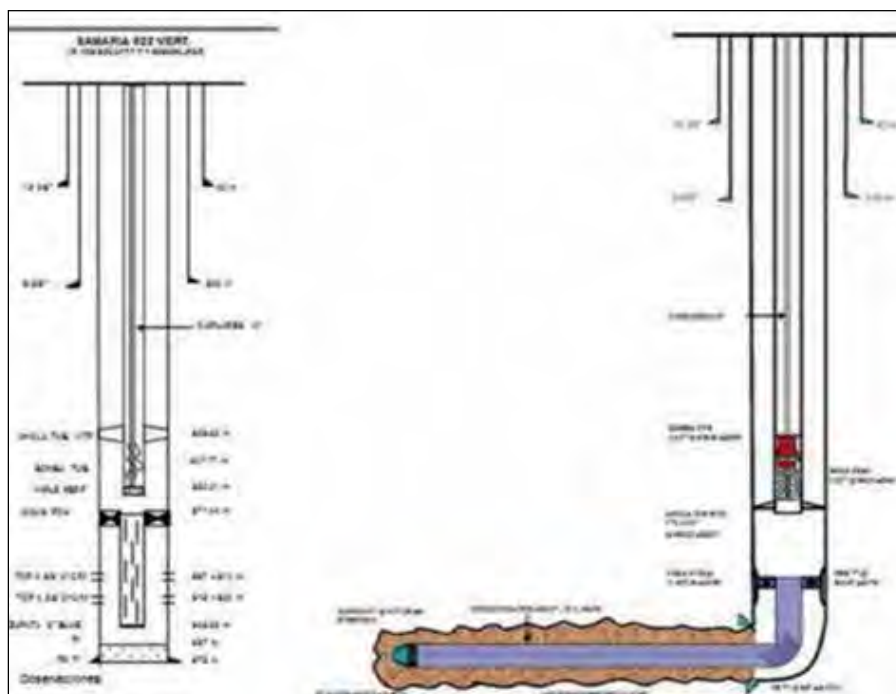


Figura VI.16– Diseños tipo de pozo vertical y horizontal, con terminación para operar en frío (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

6.4.1.2 Diseño de tuberías de revestimiento de explotación

La presión externa para el diseño de la *TR* de explotación, se definió con la presión inicial del yacimiento, referida a la arena más profunda, 1,337 [psi]. Con el objetivo de anticipar parámetros para cementación, tales como: colapso, tensión y resistencia a la presión interna, con el simulador StressCheck™, se calculó el nivel de estrés al cual será sometida la *TR* utilizando una densidad de lodo de 1.32 [gr/cm³].

Se utilizó tubería aislada al vacío para proteger la *TR* de la degradación térmica del cemento, así como para mantener la condición de carga elástica en todas las conexiones de la *TR*.

La *TR* seleccionada fue 7", 26 [lb/ft], L-80, la cual es posiblemente la tubería que cuenta con los estudios más profundos realizados para aplicaciones térmicas. Los procesos de calidad API para el control del sulfuro y otros contaminantes en la tubería L-80, tipo 1 y los respectivos tratamientos térmicos hacen que este producto sea más consistente. El bajo contenido de sulfuro provee estrés sulfhídrico e hidrógeno, lo cual aumentó la protección contra el craqueo en presencia del *H₂S* que puede ser un producto generado en ambientes de operaciones térmicas.

Para la cementación de estos pozos, con el objetivo de evitar retrogradación e incremento de la permeabilidad en el cemento fraguado a las altas temperaturas esperadas, 343.3 [°C] (650 [°F]), durante la inyección del vapor, se utilizaron en todos los diseños de las lechadas 55% de sílice.

La expansión o contracción cíclica del pozo por el efecto del calentamiento y enfriamiento durante los ciclos de inyección de vapor, tiende a causar desprendimiento o agrietamiento radial en el cemento, por lo que se recomendó el diseño de lechadas con propiedades mecánicas mejoradas, incrementando su elasticidad.

La definición de los disparos en las arenas débiles depende fundamentalmente de la resistencia de la roca, pero también de otros factores como la tensión efectiva, el desbalance, la distancia entre los disparos adyacentes y los fluidos en los espacios de los poros y en el agujero. El uso de pistolas Big Hole permitió tener mejor control de la producción de arena, dado que los disparos de mayor diámetro y poca penetración han mostrado efectividad en el control de arena en campos similares.

Aun cuando en el diseño de la prueba piloto se propuso el uso de pistolas Big Hole, en el primer pozo, el Samaria 916, se utilizaron pistolas de alta penetración por ser las que se venían usando en el Activo. Como resultado, de mayo a julio del 2009, este pozo tuvo baja productividad en frío, con tan solo 18 [bpd], de manera intermitente, utilizando bombeo de cavidades progresivas (BCP). Por lo anterior, se realizó una RMA al pozo para redispararlo con pistolas Big Hole, con lo cual se obtuvieron mejores resultados al tener una producción de 120 [bpd], como se observa en la **Figura VI.17**.



Figura VI.17 – Comportamiento de la producción en frío del pozo Samaria 916 (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

El yacimiento Samaria Neógeno por ser somero y por su característica de ser una formación de arena débil y no consolidada, con una granulometría de grano mediano a grueso, podría producir arena en su etapa temprana de producción. En tal sentido se tomaron en cuenta todas las previsiones operacionales para que en el diseño de la terminación de los pozos se contemplen equipos para controlar la migración de finos.

En los análisis granulométricos se decidió utilizar solamente tubería ranurada como la que se muestra en la **Figura VI.18**, sin empacamiento con grava, para hacer más económica la terminación. Con este tipo de tubería se obtuvieron buenos resultados, dado que no se tuvo producción de arena en ninguno de los ocho pozos.



Figura VI.18 – Tubería ranurada utilizada para el control de producción de arena (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

Inicialmente los pozos se diseñaron para operar en frío y una vez concluida esta etapa se retiraron los equipos de subsuelo empleados para producción y se reemplazaron por el aparejo térmico de inyección. No obstante, este programa no se pudo llevar a cabo debido a que, para hacer los cambios de aparejo de producción a inyección y luego nuevamente a producción, se requirió tener un equipo de perforación disponible para la realización de este tipo de intervenciones, mínimo una vez al año por pozo, con un costo de 12 a 19 millones de

pesos. Considerando que el costo aproximado del aparejo isotérmico es de 12 millones de pesos, se terminó el pozo con este tipo de aparejo, **Figura VI.19**, y evitar cambiarlo en el futuro.

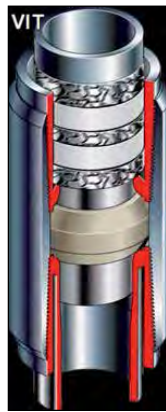


Figura VI.19 – Aparejo de producción isotérmico utilizado (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

Se simularon las pérdidas de calor de la tubería aislada al vacío, y se demostró que con las condiciones de inyección de vapor en Samaria, para un pozo tipo con una longitud de tubería aislada de 800 [m], la calidad de vapor en el extremo de la tubería será de 78% y una temperatura máxima en la TR de 37.77 [°C](100 [°F]), mientras que con tubería desnuda o no aislada la calidad de vapor en fondo será de 57% con una temperatura en la TR de 241.11 [°C](466 [°F]).

Por otra parte, en todos los pozos de la prueba piloto donde se utilizó empacador mecánico, se tuvo comunicación entre *TP* y *TR* originado por la falla de los sellos de elastómeros; por lo anterior, se decidió utilizar empacadores flotantes de sellos metálicos, los cuales dieron mejores resultados, los diferentes tipos de empacador se muestran en la **Figura VI.20**.



Figura VI.20 - Empacadores utilizados en la prueba piloto (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

También se observó en todos los pozos resistencia a la altura del barril de la bomba después de haber inyectado vapor; con la reparación del primer pozo se pudo determinar que sufrió deformación (**Figura VI.21**), por lo que se utilizaron bombas insertables con el objetivo de eliminar este elemento de falla.

El empacador flotante es generalmente usado en aplicaciones de inyección de vapor. Fue desarrollado específicamente como una alternativa al empacador térmico convencional con una junta de expansión. El diseño del empacador flotante es sencillo, eficiente y muy económico. El diseño está basado en sello o contacto metal-metal con las paredes internas de la *TR*.



Figura VI.21 – Barril de la bomba deformado en el pozo Samaria 916, después de la estimulación (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

Los anillos de doble sellado son fabricados a partir de un acero suave y tratado térmicamente hasta que la elasticidad permita el movimiento de los mismos. Este movimiento permite que los anillos se desplacen libremente a través de la *TR* compensando los esfuerzos generados debido a la expansión térmica del aparejo.

Adicionalmente, para compensar la restricción de flujo creada por los anillos metálicos del empacador flotante, se bombeo N_2 por espacio anular hasta presurizarlo a la misma presión con la cual se inyectará vapor; esto para evitar que el vapor suba a la superficie por el espacio anular y disminuya la vida útil del cemento, y además mantenga el espacio anular seco disminuyendo las pérdidas de calor por reflujo.

Con el objeto de garantizar la distribución del vapor a lo largo de toda la arena abierta, en los pozos horizontales se modificó la densidad de ranuras o se colocó tubería con orificios a lo largo de la zona productora. Los dos tipos de distribuidor de vapor utilizados se presentan en la **Figura VI.22**; ambos fueron evaluados durante la vida productiva del pozo, pero con

ninguno se logró estimular toda la sección horizontal, y más del 70% del vapor se quedó en el talón.

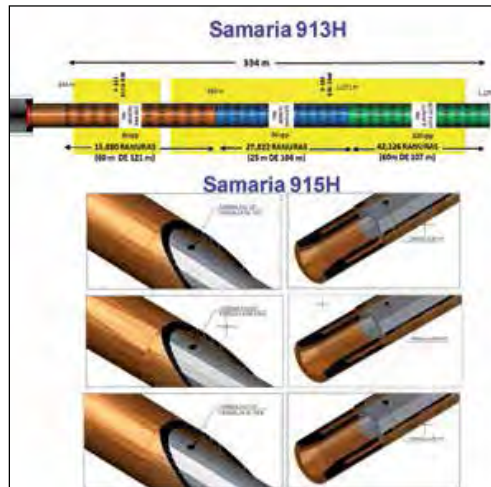


Figura VI.22 – Distribuidores de vapor utilizados en la prueba piloto (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2013)

En la **Figura VI.23** se presentan los diferentes estados mecánicos que se fueron utilizando durante la prueba piloto con el objeto de mejorar el diseño y adaptarlo a las necesidades de este proyecto.

Las especificaciones de las conexiones de superficie se determinaron con la norma API 6A, 16ª edición, la cual cubre reglones de equipos utilizados en sistemas de control presurizados, incluyendo conexiones, anillos de sello, válvulas, cabezales y árboles de navidad, considerando que no existe la presencia de CO_2 ni H_2S . Los árboles de producción utilizados durante la prueba piloto se presentan en la **Figura VI.24**.

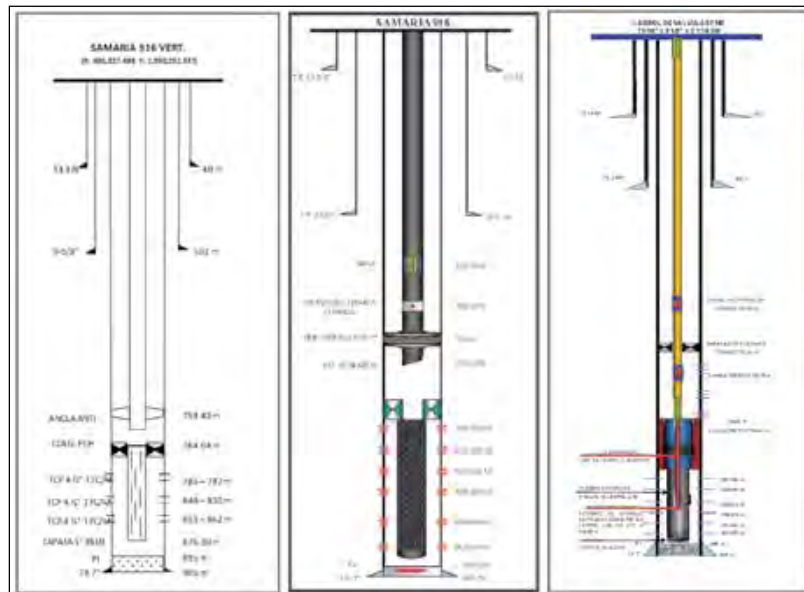


Figura VI.23 – Distribuidores de vapor utilizados en la prueba piloto (Arteaga Cardona Marcela, Agosto 2013)

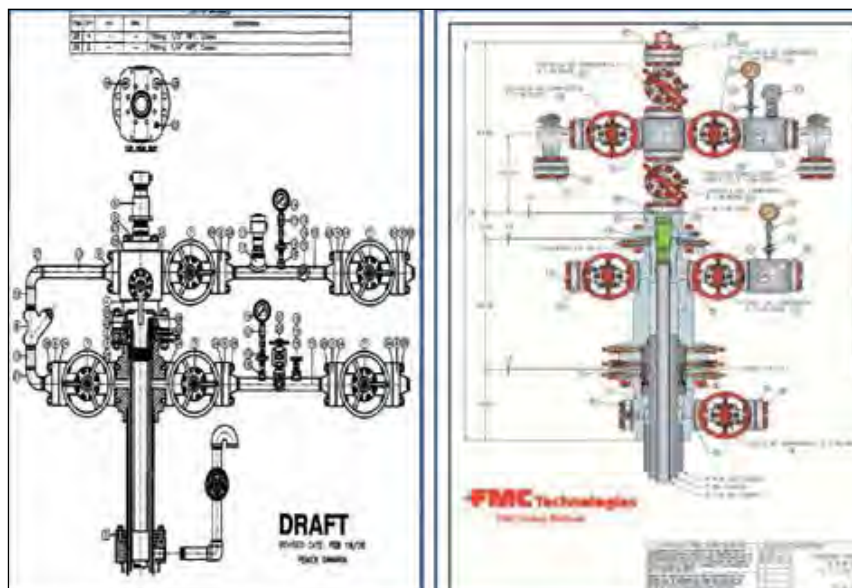


Figura VI.24 – Evolución de los árboles de producción (Arteaga Cardona Marcela, Agosto 2013)

Inyección de vapor. Durante la etapa de inyección, una media de 240 toneladas de vapor se inyectó por día con una calidad de 80%; esto es equivalente a 1,500 barriles de agua a presión máxima de 1,972 [psi] y temperatura de 336 [°C] (636 [°F]). El volumen total de inyección en los pozos verticales fue de 19,458 toneladas; que oscilaba entre 2,477 toneladas para el Samaria-916 y 8,096 toneladas para el Samaria-901. En consecuencia, se logró una transferencia de energía al yacimiento que va de 5,440 a 18,535 [MMBTU]. Cada pozo fue originalmente programado para un tiempo de remojo de 3 a 5 días, pero el tiempo de remojo en realidad varió de 8 a 14 días como resultado de adaptaciones de las instalaciones de superficie. Para el pozo horizontal, 8,730 toneladas de vapor se inyectaron, que transfirió 20,026 [MMBTU] a la arena. En el primer ciclo, 28,188 toneladas de vapor se inyectaron en cinco pozos, y se consumieron 78 [MMPC] de gas. La **Tabla VI.1** proporciona detalles de los pozos de inyección de vapor en la prueba piloto.

Tabla VI.1– Inyección de vapor en pozos Samaria (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2103)

Pozo	Días de Inyección	Consumo de gas [MMPC]	Toneladas Inyectadas	Energía Transferida [MMBTU]	Días de remojo
Sam-916	11	6	2,477	5,440	8
Sam-948	21	14	4,955	10,892	10
Sam-922	24	11	3,930	9,103	14
Sam-913H	38	25	8,730	20,026	18
Sam-901	34	22	8,096	18,535	8
Total		78	28,188	63,996	

6.4.1.3 Resultados del primer ciclo de inyección de vapor.

Después los pozos se sometieron al primer ciclo de inyección de vapor, y la producción de aceite por pozo aumentó significativamente, como se muestra en la **Tabla VI.2**. Inicialmente, la producción en los pozos verticales fríos varió desde 67 hasta 278 [bpd], y en la producción de calor a partir de 996 a 1,657 [bpd]. Al final, la producción de todos los pozos se incrementó en más de cuatro veces sus tasas de producción originales. La proporción de aceite producido en barriles, por toneladas de vapor inyectado (RPV), está todavía en la evaluación debido a que no se ha completado en la etapa caliente de la producción en cualquiera de los pozos; en los primeros pozos, Samaria-916 y Samaria-948, sin embargo, el resultado fue de aproximadamente 40 barriles por tonelada de vapor inyectado.

Tabla VI.2 – Resultados del Primer Ciclo de Inyección de Vapor (Arteaga Cardona Marcela, agosto 2103)

Pozo	Gasto de Producción de aceite (Frío) [bpd]	Inyección		Toneladas/pie inyectadas	Aceite neto [bpd] Primer Medición		Producción Acumulada (barriles)	RPV [bb/ton]
		Fecha de Inicio	Fecha de término		3/8 [pg]	½ [pg]		
Sam--916	125	5/12/09	16/12/09	15	467	996	107,391	43
Sam--948	67	5/01/10	26/01/10	37	717	1,233	205,936	42
Sam--922	78	29/01/10	22/02/10	40	920	1,657	135,520	34
Sam--913H	268	25/02/10	04/04/10	----	611	920	160,325	18
Sam--901	278	07/04/10	11/05/10	65	564	1,052	308,685	38

Hubo una mayor expectativa de aumento de la producción de los pozos horizontales; sin embargo, su producción fue similar a la de los pozos verticales. Se ajustaron a los modelos para determinar si fue o no el volumen óptimo de vapor inyectado; con registros PLT se determinó si fue o no la totalidad de la sección horizontal la que experimentó los efectos del vapor. Estas actividades se llevaron a cabo para determinar la mejor configuración para el gran desarrollo del campo Samaria.

6.5 Generadores de vapor

6.5.1 Ecuaciones para la calidad de vapor para el contacto directo de generadores de vapor

La calidad del vapor que sale de la caldera se puede calcular a partir de un balance de energía. En los lugares alejados de un generador de vapor, la calidad del vapor se puede medir por medio de un calorímetro. Una medición de la calidad del vapor en tuberías de transporte de superficie o en la entrega en el frente de formación del fondo del pozo, es de gran importancia en los cálculos de pérdida de energía y en los modelos de recuperación del yacimiento.

La información necesaria para el cálculo de la calidad del vapor son: los flujos de másicos del combustible, comburente y del agua, presión total del efluente y la temperatura. A continuación se discute cómo el estado del efluente de un generador de vapor de contacto directo puede determinarse termodinámicamente.

El análisis utiliza los siguientes supuestos:

1. Se mantiene una relación estequiométrica de combustible / oxidante.
2. La reacción se completa y la descarga está en equilibrio térmico.
3. Todos los procesos son adiabáticos.
4. La presión en todo el generador de vapor es uniforme.
5. El ingreso de corrientes de combustible, comburente y el agua se encuentran en estado de referencia de 25 [°C] (77 [°F]).
6. La ley de Dalton se aplica a la mezcla gaseosa y los gases no condensables obedecen a la ecuación de Estado del Gas Ideal. El generador de vapor puede ser ilustrado esquemáticamente de la siguiente manera (**Figura VI.25**):

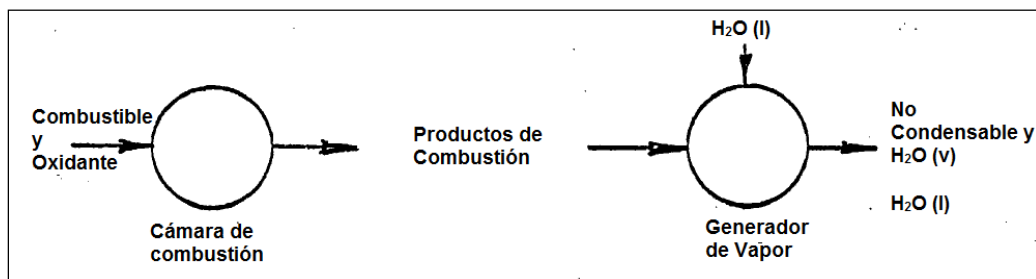


Figura VI.25 – Esquema de Generador de Vapor (Donalson SPE, 2013)

La reacción química que se produce en la cámara de combustión está dada por:



6.5.2 Experiencias operativas de un generador de vapor de fondo de pozo

El Departamento de Energía de Estados Unidos de Norteamérica (USA) ha apoyado el desarrollo de generadores de vapor de fondo de pozo para la EOR como parte del proyecto

“vapor profundo”. Se hizo un estudio general (Marshall SPE, 1992) con diferentes métodos para la generación de vapor en el fondo del pozo.

- Primera fase: implicaba la operación de una unidad de montaje superficial usando propano como combustible en Río Kern cerca del campo de Bakersfield, California. Los objetivos que implicaban la medición de la circulación de los gases no condensables dentro del yacimiento se cumplieron satisfactoriamente.
- Segunda fase: Fue un ensayo llevado a cabo en el campo de Denton en el sureste de Nuevo México en conjunto con ARCO para demostrar las técnicas para ejecutar múltiples sartas dentro de un pozo.
- Tercera y fase final: Consistió en colocar un generador de fondo de pozo en operación durante un periodo de varios meses. Los Laboratorios Nacionales Sandia entraron en un acuerdo con la ciudad de Long Beach para probar dos generadores, uno colocado en el fondo del pozo y operados con diesel / aire y el otro montado en superficie y manejado con diesel / oxígeno, en pozos operados en el campo Wilmington por Compañía de Desarrollo de Petróleo Long Beach (LBOD). Esta operación se inició en el campo en junio de 1981; y la prueba hasta 1992 se encontraba en curso.

6.5.2.1 Descripción de los sistemas

El programa de pruebas en el campo Wilmington llamado para operar dos separadores de alta presión, combustión directa de generadores de vapor. Los objetivos de estas pruebas incluyen la demostración de un funcionamiento fiable del concepto y la evaluación de diferencias en la producción; la respuesta podría estar relacionada con las diferencias en la composición del gas de combustión.

Se diseñó un generador para quemar el diesel y el aire, y se colocó cerca de la parte inferior del pozo. El otro, diseñado para quemar diesel y el oxígeno, y por lo tanto para producir mayores presiones parciales de CO_2 , se encuentran en la superficie con la mezcla de los gases de vapor / combustión canalizado al yacimiento.

La **Figura VI.26**, presenta un esquema de las dos instalaciones de prueba. LBOD pozo SZ1-44 es el pozo que con el generador diesel / aire se colocó un par de metros por encima del empacador fijado en 620.26 [m] de profundidad vertical.

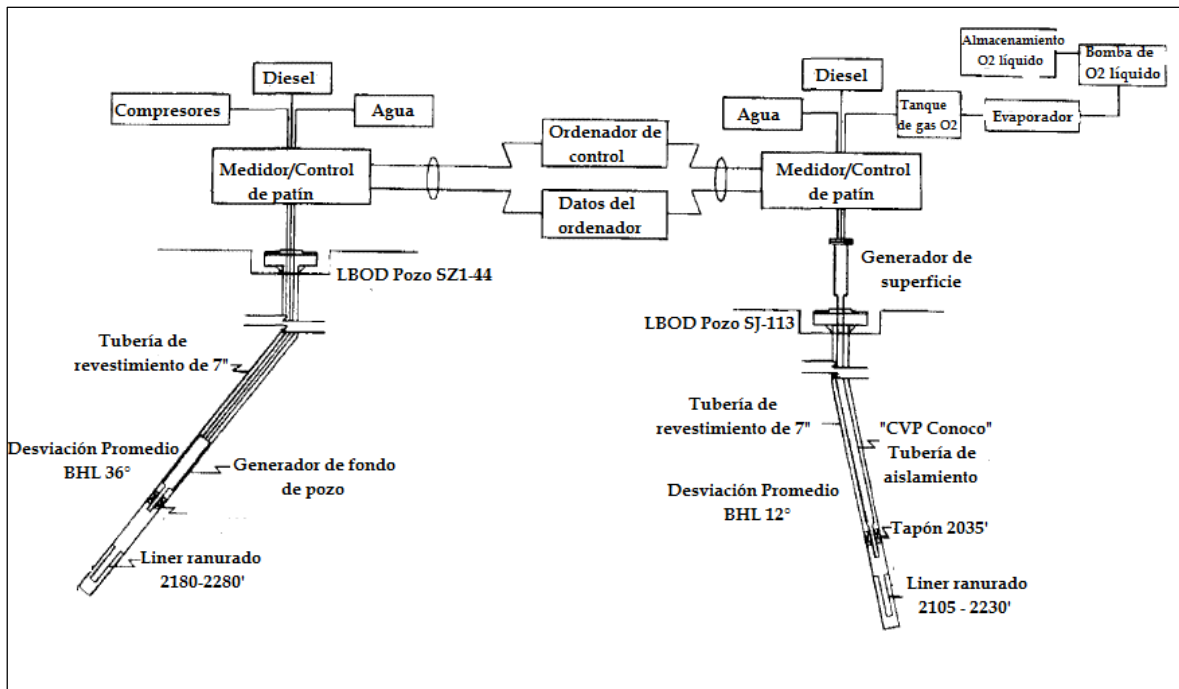


Figura VI.26 – Esquema de prueba Proyecto “Vapor Profundo” del Campo – Wilmington (Marshall SPE, 1992)

La **Figura VI.27**, es una fotografía del sitio, muestra la medición / control de patines de apoyo para ambas unidades ubicadas cerca del cabezal del pozo.

Los datos de temperatura, presión, velocidad del flujo y energía se controlan típicamente cada pocos segundos y se registran por un ordenador de datos. Un ordenador de control separado proporciona la vigilancia de los parámetros clave y ajusta si son necesarios los parámetros de flujo para mantener las condiciones de ensayo deseadas.



Figura VI.27 – Descripción del Proyecto “Vapor Profundo” Campo – Wilmington (Marshall SPE, 1992)

En la **Tabla VI.3** se muestran las características de la zona; el pozo SZ1-44 está en área de 5 hectáreas, así el pozo SJ-113 está en 8 hectáreas.

Tabla VI.3 – Características de la zona (Marshall SPE, 1992)

Porosidad	30%-33%
Permeabilidad	500 [mD]
Densidad	12-16 °API
Viscosidad	280 [cP]
Temperatura (inicial)	46.11 [°C]
Profundidad	609.60 -752[m]
Espesor	2.03 –3.04 [cm]

El concepto de diseño del generador se muestra esquemáticamente en la **Figura VI.28**. El generador general es aproximadamente de 1.21 [m] de largo y 11.43 [cm] de diámetro. El agua de refrigeración pasa de la cabeza del generador a lo largo del exterior del generador a través de un conducto externo y luego devuelve hacia arriba a través de un pasaje anular formado por la pared exterior y un liner exterior en el generador. Entonces el flujo se da vuelta hacia abajo a través un segundo pasaje anular formado por el liner exterior y el liner interior del bote de combustión.

A la salida de la combustión, el agua fluye a través de pequeñas ranuras en el liner interior y pasa a lo largo de la pared directamente en la región de combustión donde la vaporización tiene lugar en el flujo de gas.

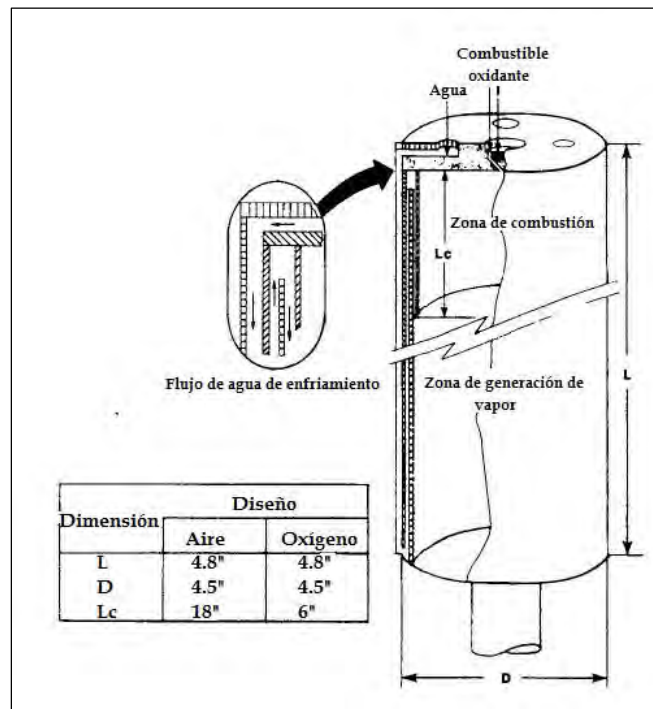


Figura VI.28 – Esquema de alta presión (Marshall SPE, 1992)

6.5.2.1.1 Diesel / generador de aire

La **Tabla VI.4**, presenta un resumen de los principales acontecimientos del inicio del generador hasta que la unidad fue retirada en agosto de 1981.

El evento que muy probablemente causó daños a la unidad fue la pérdida de agua de refrigeración y dio lugar al apagado. El generador se retiró del pozo el 7 de agosto y regresó a Sandia / Albuquerque para su examinación. Se realizó un análisis del generador, observaciones sobre el estado general de la unidad, la presión y las cajas eléctricas y finalmente, el desmontaje e inspección interna.

Tabla VI.4 – Resumen de Eventos para el Generador de fondo del pozo inicial (Marshall SPE, 1992)

Fecha	Comentario
Junio 17	Arranque de la unidad
Junio 19	Comienzo del Flujo de aire/agua
Junio 22	Combustión de fondo de pozo
Julio 2	Compresor de aire sobrecalentado; se detuvo unidad
Julio 14	Compresor reparado; se reinicia unidad
Julio 16	Falla en la bomba de agua; unidad probablemente dañada debido al sobrecalentamiento. Reinicio intentado pero no se ha confirmado debido a la instrumentación
Agosto 3	Intento de arranque usando líquido sin éxito
Agosto 6/7	Eliminación del generador de pozo

Los resultados de este examen fueron consistentes con la hipótesis de que una pérdida de agua de refrigeración en la región de alta temperatura del quemador se había producido y había causado graves daños en el quemador.

Después de varias reparaciones, como fallas en el sistema del compresor, pérdida de flujo de agua, errores de la computadora, y fuga de vapor que fueron los causaron que se apagara y se reiniciara el equipo, lo que dio como resultado tiempos muertos y después de varios reinicios volvió a sus funciones normales (dentro del 1% al 2%) como se muestra en la **Figura VI.29**.

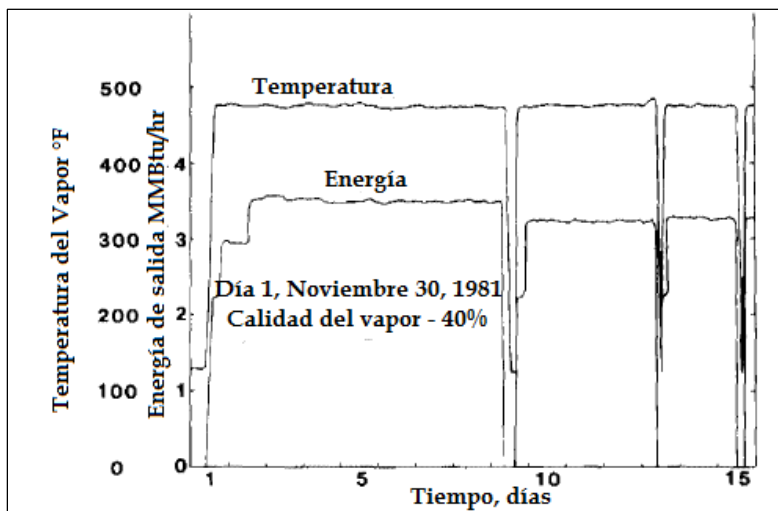


Figura VI.29 – Rendimiento del generador de vapor de fondo de pozo (Marshall SPE, 1992)

6.5.2.1.2 Diesel / generador de oxígeno

El sistema Diesel /Generador de oxígeno llegó al lugar a mediados de julio. Sin embargo, fue inmediatamente evidente que extensas calibraciones y un número de mejoras se requerían en el sistema. Durante la operación del sistema se revelaron varias dificultades operativas que no habían sido vistas en la unidad de Diesel/Generador de aire.

Los primeros resultados fueron que el vapor producido, estaba inicialmente limpio, sin embargo las pruebas del efluente contenían carbón sin ser quemado; pero debido a que se hicieron cambios durante la operación del combustible y realizando varios periodos de funcionamiento dieron como resultado que el liner de metal fue sometido a una corrosión severa, que involucraba sulfatación y oxidación probablemente combinada con el estrés térmico.

La corrosión se convirtió en grandes grietas en el revestimiento del quemador y en la propia cabeza; esto ocasionó que el combustible escapara hacia el quemador. Se realizaron modificaciones en la cámara de combustión original, por materiales como el cobalto, aluminio para la protección contra la corrosión.

Una segunda unidad de combustión fue rediseñada para aumentar la velocidad de la refrigeración del agua y reducir las velocidades de corrosión. La **Tabla VI.5**, presenta un resumen de la operación típica de los parámetros del sistema Diesel/Generador de oxígeno.

Tabla VI.5 – Condiciones de funcionamiento para Diesel / oxígeno de alta presión del generador de vapor (Marshall SPE, 1992)

Superficie de presión de vapor	1175 [psi]
Superficie de temperatura de vapor	290.55 [°C]
Temperatura de fondo de pozo	226.66 [°C]

Relación Oxígeno / Combustible	2.95
Relación Agua / Combustible	20.2
Superficie calidad del vapor	60%
Salida de Energía	4.1 [MMBTU/hora]

Después de ver el funcionamiento de cada uno de los generadores se concluyó lo siguiente: el generador alimentado con diesel y el uso de aire como oxidante, ha operado de forma fiable y ha sido objeto de una serie paros de equipos de superficie sin dañar el quemador.

Durante cada una de las paradas del sistema de control detecta el valor del parámetro incorrecto y detiene automáticamente la combustión cerrando el flujo del combustible. En la unidad de oxígeno, los aumentos en hidrógeno, monóxido de carbono y el contenido de oxígeno de los gases de producción siguen el arranque en aproximadamente 7 días. Las disminuciones correspondientes en el contenido de estos gases se ven cuando se detienen los generadores de vapor.

El sistema de la quema de diesel /oxígeno ha demostrado ser menos fiable debido a la corrosión combinada, la oxidación, y los efectos de estrés térmico en el bote de combustión. Varios cambios de diseño han mejorado el rendimiento de este diseño pero se requiere de desarrollo adicional para proporcionar un funcionamiento a largo plazo especialmente en lo que se hacen intentos para aumentar la calidad del vapor.

CONCLUSIONES

- ◆ Es muy importante hacer un muestreo representativo de los fluidos del yacimiento, para garantizar buenos resultados en los Análisis PVT.
- ◆ Los métodos térmicos siguen siendo los procesos establecidos para la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados. En el caso de tecnologías de recuperación térmica los costos se han reducido a la mitad desde inicios de los años 80.
- ◆ El aceite en México está muy lejos de agotarse y demuestra que el futuro de la producción y restitución de reservas tendrán como una de sus componentes principales los volúmenes incorporados y producidos a través de la aplicación de técnicas EOR.
- ◆ Las tecnologías que se describieron a lo largo de este trabajo fueron seleccionadas con base a una investigación exhaustiva de los métodos que mostraron los resultados más satisfactorios, al ser implementados en campos de hidrocarburos pesados y extrapesados en diferentes partes del mundo.
- ◆ Es muy importante conocer las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos, ya que estas indicarán qué método es más factible aplicar, y por lo tanto dará una mayor eficiencia en la producción.
- ◆ Los sistemas artificiales de producción en especial el BEC y BCP permiten aumentar la producción de hidrocarburos debido a que son los más eficientes en la producción de crudos extrapesados.
- ◆ En el mundo existen numerosos casos que implementan métodos térmicos para la extracción de crudos pesados y extrapesados, por lo cual podemos darnos cuenta la importancia que han adquirido al aporte en la producción de este tipo de crudos.
- ◆ Los modelos matemáticos mencionados en este trabajo son muy importantes ya que permiten determinar el área calentada, pérdidas de calor, y la distribución de la temperatura durante la inyección de fluidos calientes a la formación; si no hay una buena distribución de calor, la movilidad del aceite se ve afectada, dando como resultado una menor zona de barrido.

- ◆ No todos los yacimientos son candidatos para aplicar la inyección de vapor, ya que estos tienen que cumplir con requerimientos específicos para que el método resulte eficiente; por ejemplo, deben de estar libres de barreras de lutitas lateralmente extensas que impidan el crecimiento uniforme de la cámara de vapor; segundo deben de tener un mínimo de zona de pérdida de circulación y un espesor productivo de más de 15 [m] para proporcionar una altura suficiente para el desarrollo de la cámara de vapor; tercero y último, la formación debe estar sellada por una capa superior impermeable.

NOMENCLATURA

API	American Petroleum Institute
γ_o	Densidad relativa del aceite
ρ_{osc}	Densidad del petróleo a condiciones estándar
\emptyset	Porosidad
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
μ	Viscosidad
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probables
3P	Reservas Posibles
A	Área
AC	Baja Frecuencia
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas
BEC	Bombeo Electrocentrífugo
B_g	Factor de volumen del gas
B_o	Factor de volumen de aceite
bpce	Barriles de Petróleo Crudo Equivalente
bpd	Barriles por Día
BTU	British thermal unit, es una unidad de <u>energía</u>
CBL	Registro de Adherencia del Cemento
CCE	Prueba de Expansión a Composición Constante
CHOPS	Producción en Frio de Aceite Pesado con Arenas
CO ₂	Dióxido de Carbono
CROSS-SAGD	Drene Gravitacional Cruzado Asistido por Vapor
CSS	Inyección Cíclica de Vapor
D	Darcy
DL	Prueba de Liberación Diferencial
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos
ED	Eficiencia de Desplazamiento
EOR	Enhanced Oil Recovery
EOR	Recuperación Mejorada de Petróleo
ES-SAGD	Drene Gravitacional Asistido por Vapor con Expansión de Solventes
FR	Factor de Recuperación

GC	Cromatografía de Gases
H ₂ O	Ácido Sulhídrico
hc	En idioma francés, “hc” corresponde a “hors catégorie,” lo que significa en esencia “más allá de clasificación.”
HPHT	Alta Presión Alta Temperatura
ICD's	Dispositivo de Control de Flujo
IFT	Tensión Interfacial
IH	Calefacción Electromagnética Inductiva
IOR	Improved Oil Recovery
J	Joule
K	Permeabilidad
kg	Kilogramo
km	Kilómetros
LASER	Adición de Líquidos para la Recuperación Mejorada con Vapor
m	Metros
MD	Profundidad Medida
MDT	Probador Modular de la Dinámica de la Formación
MM	Millones
MPFM	Medidor de Flujo Multifásico
mVbmr	Metros verticalizados bajo mesa rotaria
MW	Microondas
M _{w.o}	Movilidad de la fase desplazante a la movilidad de la fase desplazada
MWD	Mediciones durante la perforación
<i>p</i>	Presión
Pa	Pascal
<i>p_b</i>	Presión de saturación
PCD	Pies cúbicos por Día
<i>p_i</i>	Presión inicial
Psi	Pounds force per square inch (libra por pulgada cuadrada)
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
q	Gasto
RGA	Relación Gas-Aceite
R _s	Relación de solubilidad
SAGD	Drene Gravitacional Asistido por Vapor
SAP	Sistema Artificial de Producción
SAS	Inyección Alternada de Vapor y Solventes
SNY	Simulación Numérica de Yacimientos

SW-SAGD	Drene Gravitacional Asistido por Vapor con un solo pozo
t	Tiempo
T_c	Temperatura Crítica
TDV	Profundidad Vertical Verdadera
TF	Tubería Flexible
THAI	Inyección de Aire de Principio a Fin
THSF	Inyección de Vapor de Principio a Fin
TOC	Parte Superior del Cemento
TTHW	Inyección de Agua de Principio a Fin
T_y	Temperatura de yacimiento
V	Volts
VAPEX	Extracción de Petróleo por Vapor
WAST	Inyección Alternada de Vapor y Agua
ρ	Densidad

APÉNDICE A. EXPERIMENTOS DE LABORATORIO APLICADOS A CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

Cromatografía de Gases (GC)

La GC es un análisis que describe la naturaleza química del petróleo con mucho grado de detalle, para observar las diferencias que existen entre los hidrocarburos. El análisis composicional se lleva a cabo con un volumen de aceite que es medido con precisión, este es transferido isobárico (a presión constante) e isotérmicamente (a temperatura constante) a un picnómetro especial para medir su masa y densidad (**Figura 1**). Luego la muestra de aceite se enfría para que alcance la temperatura ambiente y se descomprime hasta presión del medio ambiente. El volumen de gas liberado, con este procedimiento permite el cálculo de la Relación gas- aceite (RGA).



Figura 1 – Para medir la densidad de fluidos muy viscosos

Esta técnica de cromatografía en fase gaseosa determina la composición en fase vapor hasta el C15+ y de la composición líquida hasta el C36+.

La ventaja de esta técnica es que se analiza toda la muestra desde los componentes livianos hasta los pesados, y con esto permite comparar todos los aceites basándose en su porcentaje molar (% mol). **Tabla 1**.

Tabla 1 – Composiciones típicas para algunos hidrocarburos nacionales

Tipos	Metano, C1 (%mol)	Intermedios, C2- C6 (%mol)	Heptano más C7+ (%mol)
Aceite Extrapesado	25	15	60
Aceite Pesado	30	35	35
Aceite Volátil,	55	30	15
Gas y Condensado	70	22	8

Pero en el caso de los aceites pesados el GC estándar, no puede diferenciar el alto número de componentes de mayor peso molecular, con suficiente grado de detalle para ser utilizados en las operaciones de simulación.

Fraccionamiento SARA (Saturados-Aromáticos-Resinas-Asfáltenos)

El análisis SARA, permite conocer la cantidad en porcentaje peso de: saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos; con esta prueba podemos inferir la cantidad probable de asfáltenos que se pudieran precipitar, por los cambios de p y T a condiciones de operación.

Los aceites pesados y extrapesados tienen un mayor contenido de resinas que son la fracción del aceite muerto, es insoluble en propano líquido y soluble en n-heptano, su estructura es similar a los asfáltenos pero con un peso molecular menor y son moléculas que insolubles en alcohol y solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno, xileno, cloroformo, bisulfuro de carbono y ligeramente solubles en éter y acetonas.

En el Fraccionamiento SARA por solubilidad, los asfáltenos son separados de los otros componentes mediante un n-alcano (insoluble en n-alcanos) como son el n-pentano o el n-heptano. Los componentes remanentes (máltenos) son fraccionados posteriormente haciendo pasar la mezcla a través de una columna. Los saturados son removidos de la columna mediante un n-alcano.



Figura 2 – Fraccionamiento SARA del aceite muerto

Medición de la Viscosidad para Aceites Pesados y Extrapesados

Para los aceites pesados y extrapesados, la caracterización del comportamiento de la viscosidad es particularmente importante, ya que hasta pequeños cambios de presión, temperatura y composición, pueden tener efectos grandes sobre los regímenes de producción y los volúmenes de aceite recuperables.

En ciertos yacimientos de aceites pesados y extrapesados, la viscosidad del petróleo puede cambiar cuando el aceite se mezcla con gas o agua. El gas que es liberado del aceite durante la producción puede formar una fase dispersa. La mezcla del aceite con agua puede crear una emulsión, y con ello las viscosidades resultantes son marcadamente diferentes.

Algunos métodos de recuperación de aceites pesados y extrapesados requieren la inyección de vapor, gas o solventes reductores de la viscosidad, para asistir en el proceso de producción o de levantamiento artificial. Para confirmar la viabilidad de estas técnicas de recuperación, las mediciones de laboratorio cuantifican los cambios producidos en la presión del punto de burbuja, la densidad, compresibilidad, composición y el número de fases de hidrocarburos líquidos por el agregado de gases y solventes. Ya que el agregado de gases y solventes pueden modificar posteriormente las propiedades del aceite a través de la precipitación de asfáltenos.

Para evitar cambios no deseados en la viscosidad y la precipitación de sólidos, las mediciones de laboratorio monitorean los cambios producidos en la reología del aceite, con los cambios de presión, temperatura y composición.

Viscosímetro Electromagnético (EMV)

Descripción y Principio de Operación

El Viscosímetro Electromagnético (EMV) es un instrumento de precisión diseñado para medir la viscosidad de los fluidos hidrocarburos a alta presión y alta temperatura. El instrumento se puede describir como una combinación del principio de funcionamiento de Tubo Capilar y del principio de Cuerpo Cayendo, pero con una tecnología más simple y fiable. Dos bobinas que mueven un pistón hacia arriba y abajo magnéticamente a una fuerza constante (fuerza electromagnética constante). Este equipo analiza el tiempo de viaje del pistón para medir la viscosidad dinámica (viscosidad absoluta), no se requiere del conocimiento de la densidad del fluido que se analiza, entonces, esto simplifica el cálculo de la viscosidad dinámica a:

$$\mu = f\left\{\begin{array}{l} \text{(longitud de viaje del pistón)} \\ * \text{(espacio entre el pistón y la cámara del pistón)}^2 \\ * \text{(tiempo de viaje del pistón)} \end{array}\right\}$$

Con el viscosímetro electromagnético (EMV) es posible medir viscosidades en el intervalo de 0.02 a 10,000 [cP] con una exactitud de +/-1.0%, sus condiciones de presión y temperatura

de operación son de hasta 20,000 [psi] (137.93 [MPa]) y de 253 [K] (-20 [°C]) a 463 [K] (190 [°C]), respectivamente.

Principio de Operación del Viscosímetro Electromagnético (EMV)

En la **Figura 3**, muestra un diagrama esquemático del Viscosímetro Electromagnético (EMV). Un pistón (el tamaño del pistón varía según sea la naturaleza del aceite) es inmerso en una cámara de medición que es llenada con el fluido a ser analizado (5 [ml] de muestra); este viscosímetro contiene dos bobinas magnéticas "A" y "B" dentro de un cilindro de acero inoxidable, las cuales rodean la cámara de medición en su parte superior e inferior. El pistón dentro de la cámara de medición es forzado magnéticamente por la bobinas a recorrer una distancia fija a través del fluido muestra.

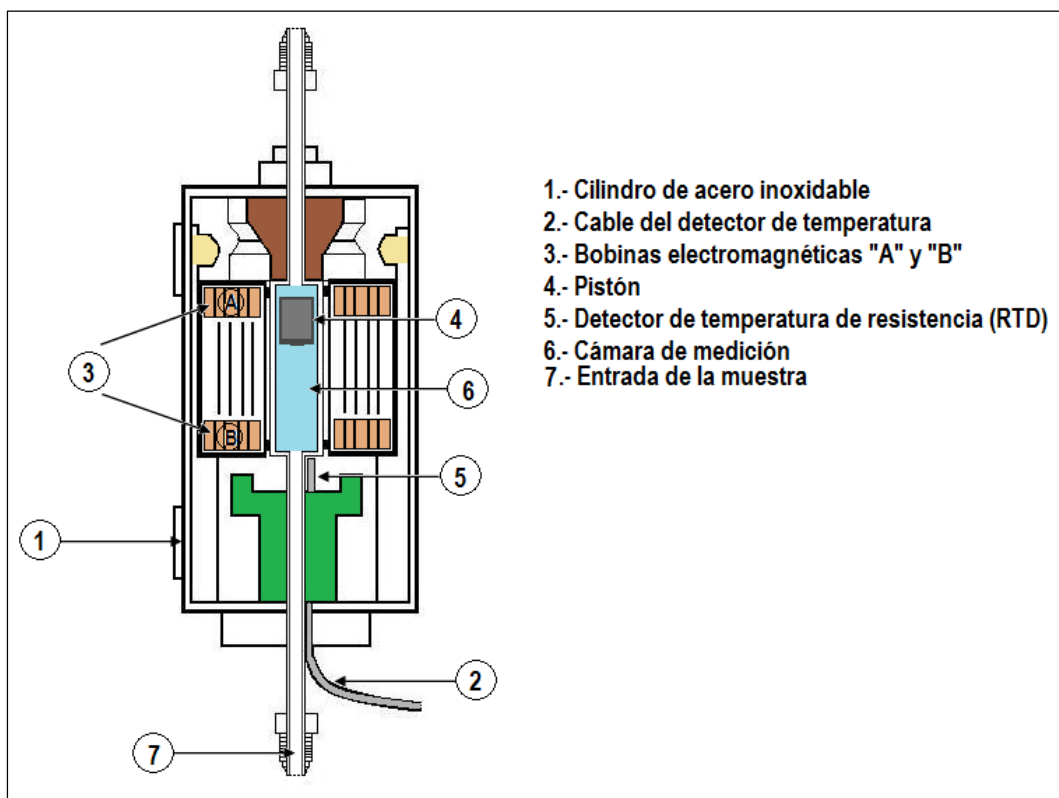


Figura 3 – Esquema interno del Viscosímetro Electromagnético (EMV).

Cuando la cámara de medición se llena con el fluido, la bobina "B" es activada y la fuerza magnética ejercida sobre el pistón lo atrae hacia la base de la cámara de medición; de esta manera, obliga a que el fluido fluya hacia la apertura del detector. En forma simultánea, la bobina "A" se activa para monitorear el movimiento del pistón corriente abajo.

Cuando el pistón es atraído hacia el fondo de la cámara de medición, la bobina "A" se activa, al mismo tiempo que la bobina "B" es usada para monitorear el desplazamiento del pistón corriente arriba. Una vez que el pistón es atraído hacia el extremo superior de la cámara de

medición, la bobina "B" se activa de nuevo y el proceso se repite, hasta que las lecturas de viscosidad mostradas en el indicador digital temperatura/viscosidad son constantes o estables.

Esta tecnología analiza el tiempo de travesía bidireccional del pistón, el cual es relacionado directamente a la viscosidad dinámica del fluido contenido en el interior de la cámara de medición. Por consiguiente, a medida que el fluido dentro de la cámara de medición sea cada vez más viscoso, el movimiento del pistón será más lento.

Ya que la medición del movimiento del pistón se hace en las dos direcciones (hacia abajo y hacia arriba), las variaciones en el tiempo de travesía debido a la vibración, orientación y flujo se consideran que no presentan ningún efecto considerable. En relación a la orientación del pistón (45° de inclinación) que si tiene influencia sobre la medición de la viscosidad y el instrumento debe ser calibrado y utilizado con el mismo ángulo.

Un baño de circulación a temperatura controlada (regulación de temperatura de ± 0.5 [°C]), y una cubierta térmica-aislante (mantienen el control preciso de la temperatura) son utilizados para calentar la cámara de medición y llevarla a la temperatura de estudio.

La temperatura es medida continuamente mediante el uso de un Detector de Temperatura de Resistencia (RTD) de platino, montado en la base de la cámara de medición y reportada en un indicador de temperatura digital; ya que la viscosidad del fluido varía significativamente con la temperatura, es importante conocer la temperatura exacta de la cámara de medición.

Un transductor de presión (Heise, modelo 901 A) y su indicador de presión digital están conectados al viscosímetro para monitorear la presión en el sistema. La exactitud del transductor de presión es de 0.1% de la escala completa (10,000 [psi]). La exactitud de las mediciones de viscosidad es de $\pm 1.0\%$ (según el fabricante).

Para determinar valores de precisión de la viscosidad es muy importante llevar a cabo una calibración cuidadosa del aparato así como del detector de temperatura de resistencia (RTD) y del transductor de presión que se utilizarán en las mediciones.

Prueba CCE (Expansión a Composición Constante)

Esta prueba consiste en la medición de las relaciones de presión-volumen del fluido del yacimiento a temperatura de yacimiento con una celda visual. Esta celda PVT permite la observación visual del proceso de condensación que resulta de cambiar las presiones. La prueba CCE está diseñada para proporcionar la presión del punto de rocío (p_r) a temperatura de yacimiento y el volumen total relativo V_{rel} del fluido del yacimiento (en relación con el volumen del punto de rocío) como una función de la presión. El volumen relativo es igual a

uno a la p_r . El factor de compresibilidad del gas a presiones mayores o iguales a la presión de saturación también es reportado.

En el laboratorio, el experimento de expansión a composición constante (CCE), considera decrementos de presión discretos dentro de la celda PVT a temperatura del yacimiento, sin extracción de algún tipo de fluido hidrocarburo, es decir, que la composición de la mezcla del fluido dentro de la celda es constante.

Después de cada decremento de presión se permite que la muestra de aceite dentro de la celda alcance la condición de equilibrio termodinámico (tiempo de estabilización), antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado respecto al decremento de presión. Durante todo el proceso la composición del sistema permanece constante. La prueba termina cuando se alcanza la presión de burbuja o bien, puede continuarse a presiones menores (**Figura 4**).

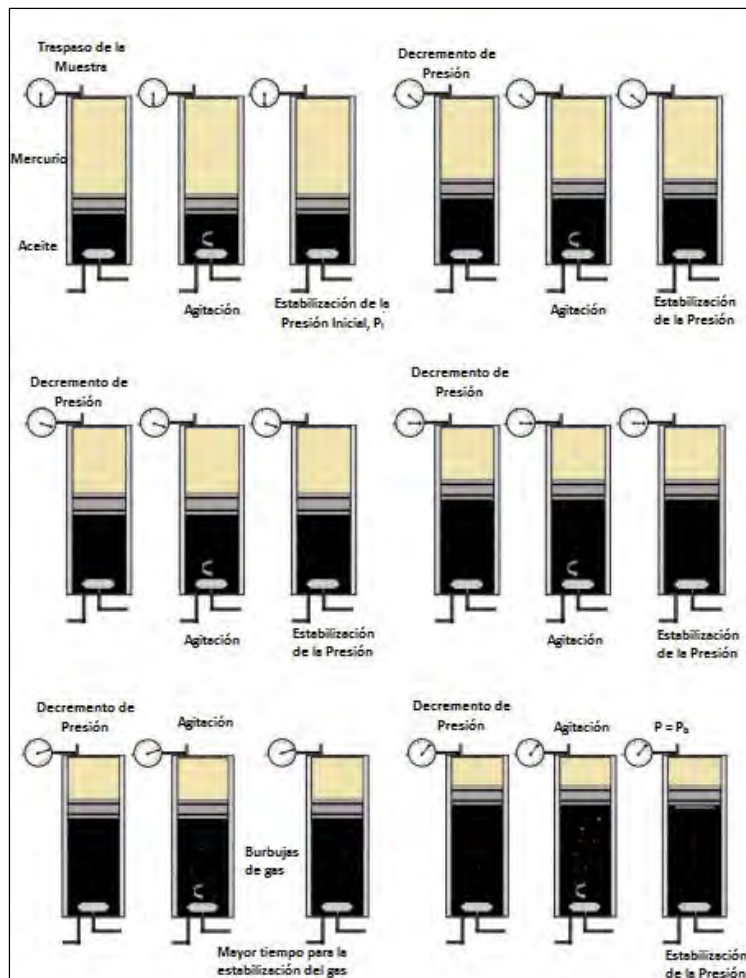


Figura 4 – Descripción de la prueba CCE

También se registra después de terminados todos los pasos el volumen del sistema de hidrocarburo en función a la presión que contenga la celda y se expresa matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}}$$

Donde: V_t es Volumen total de hidrocarburo, V_{rel} es el volumen relativo, V_{sat} es el volumen a la presión de saturación.

Prueba de Separación Diferencial (DL)

El análisis DL se lleva a cabo por etapas en una serie de decrementos de presión, que dan inicio a partir de la p_b y finalizan en la presión atmosférica o en la presión cero manométrica.

En cada una de las etapas, el gas liberado en el decremento específico de presión, es extraído totalmente a presión constante, dejando solo a la presión correspondiente el volumen de líquido con su gas disuelto en la celda (**Figura 5**).

Este análisis describe lo que sucede con los fluidos en el yacimiento donde la mayoría del gas liberado se produce junto con el líquido.

Para el caso de los crudos pesados y extrapesados, en esta prueba, cuando la presión declina las burbujas de gas crecen y se unen a un ritmo más acelerado, hasta que puedan empezar a escapar de la solución y formar un casquete de gas, esto después de un tiempo no muy prolongado de estabilización.

De esta prueba se pueden obtener los siguientes datos para cada etapa de presión:

- ◆ El volumen de líquido y gas en equilibrio
- ◆ Factor de compresibilidad del gas (Z)
- ◆ El B_o y B_g
- ◆ La relación de solubilidad
- ◆ La μ_o y μ_g
- ◆ El volumen y la densidad del líquido residual

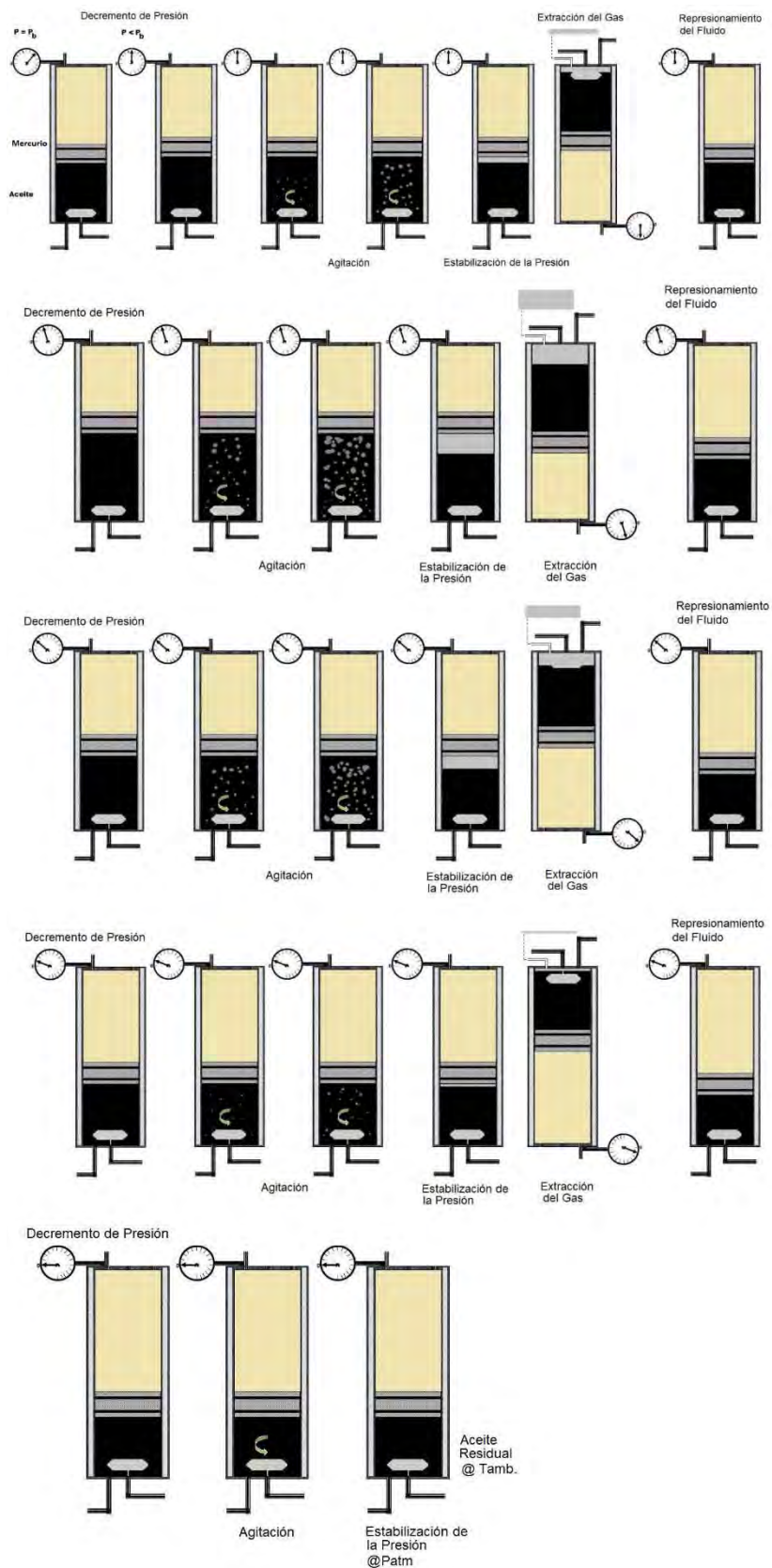


Figura 5 – Liberación Diferencial

Hidrocrqueo

Es un proceso de refinado que convierte las moléculas pesadas, con gran contenido de azufre y otros contaminantes, en compuestos más ligeros y limpios que se usan como combustible para el transporte; gasolina, carburante para turbinas de avión y gasóleo. El hidrocrqueo tiene lugar en reactores catalíticos, en presencia de hidrógeno y normalmente bajo presiones relativamente altas. Se trata de un proceso muy flexible que permite a las refinerías ajustar la producción de gasolina y de gasóleo a las demandas estacionales y del mercado.

REFERENCIAS

1. Abreu M. Tomas J., Muñoz A. Francisco, Silva José R. y Eduardo Loreto M. Eduardo., “*Apuntes de Recuperación Secundaria*”, Facultad de Ingeniería, UNAM 1985.
2. Alboudwarej H. Félix, J. Taylor, S., et al. 2006, “*La Importancia del Petróleo Pesado*”, Oilfield Review (otoño) 38-59.
3. Al-Mjeni Rifaat, Arora Shyam, et al. Invierno 2010/2011. “¿Llegó el momento para la tecnología EOR?”. Oilfield Review. Pág. 16-33.
4. Alvarado A. Douglas, Banzér S. Carlos, “*Recuperación Térmica de Petróleo*”, Caracas, 2002.
5. Amhed Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Third Edition 2006, pp 174.
6. Arteaga Cardona Marcela, PEP. “Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México”, Agosto 2013.
7. Arteaga Marcela y Aguilar Alfredo, PEMEX; Czwienzek Fabiola, Salve Javier, y Aldana José Luis, Halliburton. “Samaria Neogeno Exploitation Plan: FEL Approach and Pilot Test Implementation”, SPE, 2011.
8. *Asignaciones de P EMEX*
http://www.energia.gob.mx/rondacero/_doc/Ficha_tecnica_asociaciones.pdf
9. Assad, V. “A study of the Thermal Conductivity of Fluid Bearing Porous Rocks”, 1955.
10. Avalos Gámez Jorge Jonathan; Tesis, “Sistemas de Producción en Pozos de gas Asociado y Gas No Asociado, con Flujo Natural y con Sistemas Artificiales”, Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2013.
11. Bernal Tremblay. *Cold Flow. A Multi-Well Cold Production (CHOPS) Model*. Canadian International Petroleum Conference, 2007.
12. Bychkov Andrey, Verlaan Marco, Boerrigter Paul, SPE, Shell International Exploration and Production, RijswijkTon van Heel, Johan van Dorp, SPE, Shell Technology Oman, Muscat. “Steam Injection into Fractured Carbonates – The Physical Recovery Mechanisms Analyzed and Upscaled”, SPE, 2008.
13. Cabot Specialty Fluids, “*Salmueras de formiato de alto desempeño para perforación y completación*”, 2008, <http://www.cabot-corp.com/csf>.
14. Carranza Dumon Fabián, “Apuntes de Recuperación Mejorada”, UNAM, México, 2013.
15. Cengel Yunus, Termodinámica, 7ª edición.
16. Chacin Nelvy, Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting, ESP OIL International Training Group, septiembre 2003.
17. ConocoPhillips, SAGD tour. (<http://www.conocophillips.cyclotron.ca/>)

18. Cragoe, C.S. "Changes in the Viscosity of Liquids with Temperature, Pressure and Composition", Proc World Pet Congress, 1933.
19. Crudo Pesado <http://es.slideshare.net/isamarkarinaortega/el-crudo-pesado>
20. Cruz Alfonso Juan Jesús, Santiago Reyes Humberto Iván, Tesis, "Inyección de CO₂ en el área de Coapechaca", Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2010.
21. Cuautli Hernández María Elena; Tesis "*Propiedades de los Fluidos Petroleros y Aplicaciones*"; Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2005.
22. Daniel Sánchez. *Nueva Amenaza de PEMEX*. ¡Por esto! Quinta Roo. 9 de septiembre 2013.
23. De la Cerda Claudio, Notas del Curso de Temas Selectos de Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2014.
24. De la Mora Ibarra René Martín; Tesis "*El Bombeo Electrocentrífugo (BEC) en los campos petroleros de aguas profundas a nivel mundial y sus expectativas para los campos de México*"; Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2012.
25. Díaz Zertuche Héctor "*Bombeo Electrocentrífugo Suergido*", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., Enero, 2003.
26. Díaz Zertuche, Héctor Jesús "*Apuntes de la Producción de Pozos II (Primera Parte)*", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1979.
27. Donaldson A.B. /New México Highlands University and Donaldson Jed E. /Lockheed Martin Corporation. "Dimensional Analysis of the Criteria for Steam Injection", SPE, 1997.
28. DreBrujin Gunnar, Skeates Craing, G., et al 2008/2009, "*Tecnologías para alta presión y alta temperatura*", Oilfield Review (Invierno) 52-67.
29. Energía, Petróleo y Gas en Latinoamérica y el Mundo. <http://www.petroleumworldve.com/edito08081401.html>
30. Flores de Dios Mosqueda Tania; "Procesos de Recuperación Mejorada Aplicados a Aceites Pesados"; Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2008.
31. Gambill, W.R. "You Can Predict Heat Capacities", Chemical Engineering, June, 1957.
32. Garaicoechea Francisco, Apuntes de Comportamiento de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.
33. García Gómez Christian Josué y Olvera Martínez Oswaldo Mario; Tesis "*Sistemas y Dispositivos Especiales para la Producción de Hidrocarburos Pesados*"; Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2010.
34. Gómez Cabrera José Ángel, "*Apuntes de Producción de Pozos I*", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1985.
35. González Pérez Iván y Villanueva Medina Jonatán; Tesis "*Método Predictivo Para El Proceso De Recuperación De Aceite Pesado Por Inyección De Vapor "Huff And Puff"*"; Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2011.

36. Granados Carrasco Enrique y González Méndez Luis Antonio; Tesis “*Caracterización PVT para Aceites Pesados y Extra – pesados en México*”; Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2014.
37. Harmsen, G. J., (Koninklijke/Shell, The Netherlands), WPC Conference Paper SPE, 1971.
38. <http://cuentame.inegi.gob.mx/economia/petroleo/tipos.aspx?tema=E>
39. <http://eleconomista.com.mx/industrias/2014/08/14/pemex-va-plan-asociaciones>
40. <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/695-seguimiento-precio-del-petroleo-mezcla-mexicana-mme-datos.html#anual>
41. http://www.poresto.net/ver_nota.php?zona=qroo&idSeccion=31&idTitulo=190936
42. <http://www.zonaeconomica.com/petroleo/brent>
43. <http://www.zonaeconomica.com/petroleo/wti>
44. Huang Bill W.S., Marcum B.E., Texaco Inc., M.R. Chase M.R. & Yu C.L., Texaco Canada Petroleum Inc. “*Cold Production of Heavy Oil from Horizontal Wells in the Frog Lake Field*” SPE, 1997.
45. Impulsa PEMEX participación privada en explotación de “campos marginales”, La Jornada.
<http://www.jornada.unam.mx/2008/04/09/index.php?section=politica&article=010n1pol>
46. Inzunza Juan “Capítulo 14 Mecanismos de Transferencia de Calor”, Universidad de la Concepción, 2012, Chile.
47. Kuhn, C.S y Koch, R.L. “In situ Combustion Newest Method of Increasing Oil Reiovery”, Oil and Gas Journal, Agosto 10, 1953.
48. Lucero Aranda José de Jesús, Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2012.
49. Mandl G. y Volek, C.W., “Heat and Mass Transport in Steam-Drive Processes”, SPE, 1969.
50. Marshall Billy M., Sandia Natl Laboratories, “*Operational Experiences of a Downhole Steam Generator*”, SPE, 1992.
51. Marto Ramírez “Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting” ESP Oil International Training Group, Venezuela, 2004.
52. Marx, J.W y Langenheim, R.H. “Reservoir Heating by not Fluid Injection”, 1959.
53. Montes García Francisco; Tesis, “*Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD*”, Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2010.
54. Mustafina Daria, Koch Andrea, Vladimir, Danov, Sergey Sotskiy, Siemens AG. *Mechanism of Heavy Oil Recovery Driven by Electromagnetic Inductive Heating*. SPE, 2013.
55. Oilfield Glossary, Schlumberger.
http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/h/heavy_oil.aspx
56. Oilfield Glossary, Schlumberger.
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/steamflood.aspx>

57. Organización Latinoamérica de Energía “Panorama General de los Hidrocarburos no Convencionales”
<http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/Documento%20Tecnico%20nueva%20portada.pdf>
58. París, M.: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela, 2001.
59. Petróleo y Otros Datos Estadísticos, Cuadragésima Sexta Edición 2003.
<http://www.menpet.gob.ve/pode2003/PODE2003.pdf>
60. *¿Qué es la Ronda Cero y la Ronda Uno?*, El Universal. 12 de agosto de 2014.
<http://www.eluniversal.com.mx/finanzas-cartera/2014/ronda-cero-ronda-uno-1029836.html>
61. Ramirez-Vazquez F. y Hernandez-Enriquez R., Halliburton; Briseño H., Weatherford; S.E. Moreno-Colin, PEMEX, “*Applied Technologies for Successful Cementing in Steam Injection Wells in Southern Mexico*”, SPE, 2014.
62. Reforma Energética: Ronda 1 (Sesiones Técnicas).
http://www.energia.gob.mx/rondauno/_doc/Reforma%20Energetica%20Ronda%201%20Sesiones.pdf
63. Relación con Inversionistas, PEMEX.
<http://www.ri.PEMEX.com/files/content/Glosario.pdf>
64. Rodríguez Nieto Rafael, Apuntes de Comportamiento de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2010.
65. Romushkevich Raisa, Safonov Sergey, et al. Otoño 2012. “Cuando las rocas se calientan: Las propiedades térmicas de las rocas yacimiento”. Oilfield Review pág. 20-37.
66. *Ronda Cero*
http://www.energia.gob.mx/rondacero/_doc/Documento%20WEB%20Ronda%20CeroSSH.pdf
67. *Ronda Cero*
http://www.energia.gob.mx/rondacero/_doc/Presentacion_Ronda_Cero.pdf
68. Ronda Uno <http://www.energia.gob.mx/rondauno/9216.html>
69. Rosas Rivero Mario, “*Apuntes de Terminación y Mantenimiento de Pozos*”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2014.
70. Sawatzky R.P., Liillico D.A., London M.J., B.R. Trembray, R.M. Coates. *Tracking Cold Production Footprints*. Petroleum Society’s Canadian International Petroleum Conference, 2002.
71. Shahin Jr. G.T., SPE, Shell E&P Technology; Moosa R., SPE, PDO; y Kharusi B., SPE, y Chilek G., Shell E&P Technology, “*The Physics of Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs: Engineering Development Options That Minimize Risk*”, SPE, 2006.
72. Solicitud que PEMEX somete a consideración de la SENER para la adjudicación de áreas en explotación y campos de producción, a través de asignaciones en términos

- del transitorio sexto.
[http://www.energia.gob.mx/rondacero/doc/Solicitud de campos y areas de PE MEX%206oTransitorio.pdf](http://www.energia.gob.mx/rondacero/doc/Solicitud_de_campos_y_areas_de_PE_MEX%206oTransitorio.pdf)
73. Terry Stone Akram Farrukh, et al. Verano 2014. “Preparándose para las áreas de petróleo pesado”. Oilfield Review. Pág. 4-17.
 74. Tikhomirov, V.M, “Thermal Conductivity of Rock Samples, and Its Relation to Liquid Saturation, Density, and Temperature”, abril, 1968.
 75. Tipos de Petróleos <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
 76. Vargaftik, N.B, y Ziminia, N.K “Thermal Conductivity of Steam at High Temperatures”. Teploenergetika, 1964.
 77. Viñas Rodríguez Rafael, “Curso de Terminación de Pozos”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2012.