



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD
DE POZOS CON PROBLEMAS DE
DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS
EN SU VECINDAD**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
YUDEL DE JESÚS JUÁREZ LÓPEZ



**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. TOMÁS EDUARDO PERÉZ GARCÍA**

**DIRECTOR ADJUNTO:
M.I. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.
ENERO 2009**



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. YUDEL DE JESÚS JUÁREZ LÓPEZ
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1258

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Tomás Eduardo Pérez García y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS CON PROBLEMAS DE DEPOSITACIÓN
DE ASFALTENOS EN SU VECINDAD**

- INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES**
- I PRODUCTIVIDAD DE POZOS**
- II ESTIMULACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS**
- III DAÑO A LA FORMACIÓN**
- IV CARACTERIZACIÓN Y DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN**
- V ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA CAUSADA POR EL DAÑO DEBIDO AL
DEPÓSITO DE ASFALTENOS EN LA ZONA VECINA AL POZO**
- VI IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES SOLUCIONES**
- CONCLUSIONES**
- RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

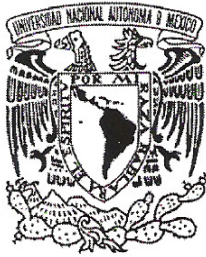
“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F. a 29 de septiembre de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONAMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS CON PROBLEMAS DE
DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN SU VECINDAD**

Tesis presentada por:

Yudel de Jesús Juárez López

Director de Tesis: M.I. Tomás Eduardo Pérez García

Jurado del Examen Profesional:

Presidente: Ing. Manuel Villamar Viguera

Vocal: M.I. Tomás Eduardo Pérez García

Secretario: Ing. María Isabel Villegas Javier

1er Suplente: Ing. Octavio Steffani Vargas

2do Suplente: Dra. Rocío de la Torre Sánchez

AGRADECIMIENTOS

A dios por brindarme la fuerza necesaria para seguir adelante a través de este sueño que está por iniciar.

A mis padres Judith Maria López López y Fidel Francisco Juárez Sánchez por brindarme el apoyo que siempre he necesitado, por confiar en mí y apoyarme en los momentos más difíciles a lo largo de mi vida. Gracias por estar siempre a mi lado en mis éxitos y fracasos. Gracias por ser una fuente de amor incondicional.

A mis hermanos Betuel y Hizel por todo el amor que me han brindado, gracias por hacer de mí una mejor persona cada día y por luchar junto a mí en todo momento y principalmente en esta etapa de mi vida.

A todos los profesores que han dejado huella en mí a través de sus conocimientos, ideas y experiencias. Gracias a todos ellos por guiarme hacia el principio de mi desarrollo profesional.

A mis sinodales por sus valiosos consejos, así como por el tiempo dedicado a este trabajo.

Quiero agradecer de forma especial al Ingeniero Juan de la Cruz Clavel López por sus sabios consejos y su infinita paciencia, ya que sin su ayuda no habría logrado terminar este trabajo.

A todos mis amigos, ya que gracias a ellos mi estancia en la facultad fue más agradable: Erick, Rosko, Carlitos, Tania, Memo, Beto, Jairo, Barlos, Chetos y a todos aquellos que compartieron un momento junto a mi.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi alma mater y la base en mi desarrollo profesional.

ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS CON PROBLEMAS DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN SU VECINDAD

CONTENIDO

	Página
AGRADECIMIENTOS	i
CONTENIDO	iii
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	xii
ANTECEDENTES	xiv
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS	1
1.1 Productividad de pozos	1
1.2 Sistema integral de producción	2
1.3 Comportamiento de afluencia	4
1.3.1 Índice de productividad	4
1.3.2 Relación de comportamiento de afluencia (IPR)	5
1.3.2.1 Flujo estacionario	7
1.3.2.2 Flujo transitorio	8
1.3.2.3 Flujo pseudoestacionario	8
1.3.3 Curvas de IPR futuras	9
1.3.3.1 Método de Fetkovich	10
1.3.3.2 Método de Eickemer	12
1.3.3.3 Método de Standing	12
1.3.4 Eficiencia de flujo	14
CAPÍTULO 2 ESTIMULACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS	16
2.1 Estimulación matricial	17
2.1.1 Estimulación no ácida	17
2.1.2 Estimulación ácida	19
2.1.3 Tratamiento de inyección forzada	19
2.2 Fracturamiento hidráulico	19
2.2.1 Fracturamiento ácido	21

2.2.2	Fracturamiento con apuntalante	23
2.2.3	Fracturamiento con espumas	23
2.2.4	Fracturamiento con gas altamente energizado	24
2.2.5	Fracturamiento de alcance extendido	25
CAPÍTULO 3 DAÑO A LA FORMACIÓN		26
3.1	Mecanismos de daño a la formación	26
3.1.1	Obstrucción de los espacios porosos por partículas	27
3.1.2	Mecanismos por migración de finos	28
3.1.3	Precipitación química	28
3.1.4	Daño por fluidos: emulsiones, permeabilidad relativa y cambios de mojabilidad	28
3.1.5	Daño mecánico	29
3.1.6	Daño biológico	30
3.2	Pseudodaño	30
3.3	Tipos de daño a la formación	31
3.3.1	Migración de finos	33
3.3.2	Hinchamiento de arcillas	33
3.3.3	Incrustaciones	34
3.3.4	Depósitos orgánicos	34
3.3.5	Depósitos mixtos	34
3.3.6	Emulsiones	35
3.3.7	Obturamiento por partículas inducidas	35
3.3.8	Alteración de la mojabilidad	36
3.3.9	Reacciones ácidas y derivados	36
3.3.10	Bacterias	37
3.3.11	Bloqueos de agua	38
3.3.12	Fluidos de perforación base aceite	38
3.4	Operaciones que provocan daño a la formación	39
3.4.1	Perforación	39
3.4.2	Cementación	41
3.4.3	Perforaciones	42
3.4.4	Empacamiento de grava	43
3.4.5	Reparaciones	44
3.4.6	Estimulación y tratamientos correctivos	44
3.4.7	Operaciones normales de producción o inyección	47

CAPÍTULO 4	CARACTERIZACIÓN Y DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	49
4.1	Efecto de daño	49
4.1.1	Efecto de daño positivo	51
4.1.2	Efecto de daño negativo	51
4.2	Alteraciones en la zonas cercas al pozo	52
4.3	Análisis del efecto de daño	53
4.4	Fórmula de Hawkins	59
4.5	Componentes del efecto de daño	62
4.5.1	Efecto de daño causado por la terminación parcial y la inclinación del pozo	65
4.5.2	Efecto de daño debido a la perforación	69
CAPÍTULO 5	ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA CAUSADA POR EL EL DAÑO DEBIDO AL DEPÓSITO DE ASFALTENOS EN LA ZONA VECINA AL POZO	76
5.1	El petróleo crudo	76
5.2	Asfaltenos	78
5.2.1	Generalidades de los asfaltenos	78
5.2.2	Definición de asfaltenos	80
5.3	Precipitación de los asfaltenos	81
5.3.1	Naturaleza y mecanismos de la precipitación de asfaltenos	81
5.3.1.1	Mecanismos de la precipitación	81
5.3.1.2	Efectos de la composición, la temperatura y la presión	83
5.3.1.3	Reversibilidad y estado de la fase precipitada	85
5.3.1.4	Diagrama de fases de la depositación de asfaltenos	87
5.4	Determinación de la fracción asfaltenos	88
5.4.1	Análisis SARA	89
5.5	Problemas ocasionados por los asfaltenos	91
5.5.1	Principales problemas ocasionados por la floculación de los asfaltenos	93
5.6	Modelos termodinámicos de la precipitación de asfaltenos	94
5.6.1	El modelo ideal	95
5.7	Muestras de crudos con presencia de asfaltenos	96
5.7.1	Caracterización orgánica de material obtenido de la filtración de crudo	96
5.7.2	Separación y caracterización de sedimentos de los crudos	97

5.7.3	Resultados y comentarios	98
5.8	Comportamiento de la producción de pozos con problemas de de depositación de asfaltenos	104
5.8.1	Metodología de análisis	104
5.8.2	Resultados y comentarios	109
CAPÍTULO 6 IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES SOLUCIONES		116
6.1	Métodos de tratamiento para la depositación de asfaltenos	116
6.2	El uso de solventes	120
6.3	Factores clave para un exitoso tratamiento de remoción	121
6.4	Retraso de la depositación de asfaltenos	123
6.5	Sistema de solvente emulsificado (ESS)	124
6.5.1	Evaluación de laboratorio y prueba del ESS	125
6.5.2	Comparación del ESS y el xileno en la disolución de asfaltenos	128
6.5.3	Surfactantes y estabilidad de la emulsión	130
6.5.4	Optimización del sistema de solvente emulsificado	131
6.5.5	Propiedades y ventajas del ESS	132
6.6	Dispersantes de asfaltenos	133
6.6.1	Estudio de laboratorio para la evaluación y selección de un dispersante de asfaltenos para superficie y yacimiento	134
6.6.1.1	Dispersión de asfaltenos precipitados	135
6.6.1.2	Desplazamiento del inicio de la precipitación de asfaltenos	135
6.6.1.3	Prevención de depositación en superficies metálicas	136
6.6.1.4	Evaluación del desempeño de productos químicos en el medio poroso	137
6.7	Aplicación en campo	138
6.8	Metodología para el diseño de un tratamiento de inyección forzada	139
6.8.1	Principio de la metodología	139
6.8.2	Desarrollo de la metodología	139
6.8.3	Procedimiento de preparación y aplicación del sistema de tratamiento químico (squeeze) en campo	141
6.8.4	Evaluación del tratamiento	142
6.9	Tratamiento de asfaltenos usando energía láser	143
6.9.1	Uso del láser en la industria petrolera	143
6.9.2	Metodología	144
6.9.3	Procedimiento	144
6.9.4	Resultados y comentarios	147

6.10	Tratamiento de asfaltenos usando irradiación ultrasónica	152
6.10.1	Generador ultrasónico	153
6.10.2	Principio de remoción con irradiación ultrasónica	153
6.10.3	Irradiación ultrasónica sobre muestras de crudo con contenido de asfaltenos	153
6.10.3.1	Tiempo de irradiación ultrasónica	154
6.10.3.2	Influencia de la frecuencia ultrasónica	155
6.10.3.3	Uso de irradiación ultrasónica con solventes	155
6.11	Limitaciones de las técnicas de irradiación ultrasónica y energía láser	155
6.12	Pozos multilaterales	156
6.12.1	Influencia del número de laterales	157
6.12.2	Influencia del área de drene	158
6.13	Métodos térmicos	159
6.13.1	Combustión in-situ	160
6.13.2	Métodos de la combustión in-situ	160
6.13.2.1	Frente de combustión	160
6.13.2.2	Frente de combustión combinada con inyección de agua (combustión húmeda)	162
6.13.2.3	Combustión inversa	163
6.13.3	Proceso THAI	163
	CONCLUSIONES	165
	RECOMENDACIONES	168
	NOMENCLATURA	170
	BIBLIOGRAFÍA	174

LISTA DE FIGURAS

		Página
Fig. 1.1	Sistema integral de producción	2
Fig. 1.2	Índice de productividad	5
Fig. 1.3	Curvas de IPR	6
Fig. 1.4	Curva de IPR para un yacimiento bajosaturado produciendo a una presión de flujo por debajo del punto de burbuja	6
Fig. 1.5	Distribución de presión y gasto para flujo estacionario	7
Fig. 1.6	Comportamiento de la presión para flujo transitorio	8
Fig. 1.7	Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudoestacionario	9
Fig. 1.8	Curvas de IPR para presiones del yacimiento presentes y futuras	10
Fig. 1.9	Gráfica de Fetkovich, del lugar geométrico de valores $(k_{ro}/(\mu_o B_o))p_{ws}$ contra presión	11
Fig. 1.10	Perfil de presión para pozos dañados	15
Fig. 1.11	Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto	15
Fig. 3.1	Formas de entrapamiento de las partículas	27
Fig. 3.2	Localización de varios tipos de daño	32
Fig. 4.1	Distribución de presión en un yacimiento con daño	50
Fig. 4.2	IPR actual contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo	51
Fig. 4.3	Distribución de presión actual de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo	55
Fig. 4.4	Ilustración del concepto de radio aparente del pozo	58
Fig. 4.5	Zona cerca del pozo con permeabilidad alterada	59
Fig. 4.6	Zona cerca del pozo, presión de fondo fluyendo ideal y real	60
Fig. 4.7	Determinación en campo del efecto de daño y coeficiente no-Darciano a partir de una prueba múltiple de gasto en el pozo	64
Fig. 4.8	Configuración de un pozo inclinado y parcialmente terminado	65

Fig. 4.9	Variables del pozo para el cálculo del factor de daño debido a la perforación	70
Fig. 5.1	Distribución de varias estructuras en el petróleo crudo	76
Fig. 5.2	Clasificación de la composición del petróleo en cuatro fracciones	77
Fig. 5.3	Modelo coloidal del petróleo	78
Fig. 5.4	Ejemplo de la apariencia de los asfaltenos separados de un aceite crudo con exceso de (a) n-pentano (n-C ₅) y (b) n-heptano (n-C ₇)	87
Fig. 5.5	Envolvente de precipitación de asfaltenos	88
Fig. 5.6	Secuencia de fraccionamiento de petróleo crudo en seis fracciones principales	88
Fig. 5.7	Esquema de un instrumento HPLC	91
Fig. 5.8	Proceso de filtrado de crudo	96
Fig. 5.9	Diagrama de EPA para el pozo B	103
Fig. 5.10	Comportamiento del pozo K	106
Fig. 5.11	Comportamiento de la producción sin daño	109
Fig. 5.11a	Acercamiento de la figura 5.11	109
Fig. 5.12	Comportamiento de la producción con presencia de daño	110
Fig. 5.12a	Acercamiento de la figura 5.12	110
Fig. 5.13	Comparación del comportamiento de la producción del 31/08/06	112
Fig. 5.13a	Acercamiento de la figura 5.13	112
Fig. 5.14	Comparación del comportamiento de la producción del 03/05/07	113
Fig. 5.14a	Acercamiento de la figura 5.14	113
Fig. 6.1	Herramientas extraídas del pozo muestran la acumulación de asfaltenos en la tubería flexible durante la operación de lavado	118
Fig. 6.2	Prueba del ESS para la reproducibilidad del procedimiento	127
Fig. 6.3	ESS en comparación con el xileno	128
Fig. 6.4	Comparación del ESS contra el xileno	129
Fig. 6.5	Pruebas del ESS para características de máxima disolución usando asfaltenos de California	129
Fig. 6.6	Ilustración de las características de mojabilidad del ESS contra el xileno	131
Fig. 6.7	Optimización del ESS	132

Fig. 6.8	Gráfica resultante del experimento de adición de un precipitante	135
Fig. 6.9	Diagrama esquemático del tratamiento láser a una muestra de bitumen	144
Fig. 6.10	Porcentaje de daño contra la permeabilidad inicial	147
Fig. 6.11	Comparación entre la permeabilidad dañada y la permeabilidad tratada con láser	149
Fig. 6.12	Comparación entre la permeabilidad dañada y la permeabilidad tratada	150
Fig. 6.13	Factor de recuperación de la permeabilidad contra intensidad del láser	151
Fig. 6.14	Factor de recuperación de la permeabilidad contra el tiempo de tratamiento	152
Fig. 6.15	Esquema de las diferentes laterales en un pozo multilateral	157
Fig. 6.16	tipos de pozos multilaterales	158
Fig. 6.17	Frente de combustión	162
Fig. 6.18	Proceso THAI	164

LISTA DE TABLAS

		Página
Tabla 3.1	Profundidad de la invasión por filtrado	40
Tabla 4.1	Características de los pozos dañados, estimulados e ideales	59
Tabla 4.2	Factores de daño por penetración parcial y desviación del pozo	67
Tabla 4.3	Dependencia de α_0 respecto al ángulo de las perforaciones	71
Tabla 4.4	Coeficientes para la correlación del efecto de daño vertical	72
Tabla 4.5	Variables c_1 y c_2	73
Tabla 5.1	Resultados del filtrado de muestras	97
Tabla 5.2	Concentración de asfaltenos en aceites y sedimentos	98
Tabla 5.3	Análisis SARA completo de muestras seleccionadas	99
Tabla 5.4	Contenido de insolubles en tolueno en sedimentos y aceites de las corrientes muestreadas	100
Tabla 5.5	Análisis SARA (% masa) enero 2000	101
Tabla 5.6	Análisis SARA (% masa) junio 2007	101
Tabla 5.7	Análisis SARA del pozo J	101
Tabla 5.8	Condiciones del yacimiento y del aceite producido	107
Tabla 5.9	Presiones del intervalo de tiempo analizado	107
Tabla 5.10	Comportamiento de la producción del intervalo de tiempo analizado del pozo K	107
Tabla 5.11	Resultados del pozo analizado	114
Tabla 6.1	Especificaciones del módulo láser	145
Tabla 6.2	Composición del crudo	146
Tabla 6.3	Propiedades del núcleo de caliza	146
Tabla 6.4	Resumen de resultados de los tratamientos láser a los núcleos	147

INTRODUCCIÓN

El daño orgánico en pozos productores de aceite es uno de los mayores factores en la pérdida de su productividad y rentabilidad. La depositación de parafinas y asfaltenos en la formación y alrededor del agujero crea una barrera que limita o impide el flujo de crudo hacia la superficie. Muchos pozos productores han experimentado una declinación de la producción que no puede ser explicada por la depresión natural del yacimiento, lo cual es atribuido a la depositación de sólidos en la vecindad del pozo tales como parafinas y asfaltenos. Este daño orgánico puede ocurrir naturalmente o través de varias prácticas de intervención, usadas en campo.

La depositación de asfaltenos puede ocurrir en cualquier parte del ciclo de la vida de producción: en la formación, en la región cercana al agujero incluyendo las perforaciones, en la tubería, en los estranguladores de fondo y de superficie, en las líneas de flujo en la superficie y en el equipo de separación. Predecir dónde puede ocurrir la depositación de asfaltenos requiere un entendimiento de los mecanismos de su depositación.

Los asfaltenos son una fracción de los componentes del petróleo formada por compuestos de naturaleza principalmente aromática con sustituciones alifáticas y heteroátomos, una parte importante de estos compuestos tiene una fuerte tendencia a formar agregados y partículas de naturaleza coloidal. En algunos petróleos, dependiendo de la composición del aceite, las condiciones de producción y muy probablemente la naturaleza química de los asfaltenos, estos tienden a formar depósitos en alguna de las etapas de producción del petróleo (yacimiento, tubería de producción, instalaciones de superficie) debido a varios factores, aun en estudio, como cambios en la presión o la composición del crudo, los cuales disminuyen la solubilidad de los asfaltenos dispersos en el aceite, favoreciendo la formación de

grandes agregados los cuales se adhieren a la superficie de la roca productora o de las paredes metálicas de tuberías y equipos.

La depositación de asfaltenos durante la producción del petróleo es un problema muy serio en muchas regiones alrededor del mundo. Las implicaciones económicas de este problema son enormes debido a los altos costos que representan los retrasos en la producción, la rehabilitación y limpieza de pozos e instalaciones de superficie, los cuales inciden directamente en la rentabilidad de los yacimientos.

El gran problema de formación de depósitos de asfaltenos en las diferentes etapas del proceso de producción de crudo, se ha convertido en uno de los problemas tecnológicos de mayor impacto económico que enfrentan algunos de los mejores campos de producción de nuestro país. Existe una gran cantidad de pozos en diferentes campos donde se han invertido considerables recursos para controlar este problema con el objeto de mantener los niveles de producción. Debido a lo anterior y a la necesidad de contar con tecnología y conocimientos propios que permitan encontrar soluciones específicas para terminar con el problema de la depositación de asfaltenos o por lo menos reducirlo lo más posible se ha pensado realizar este trabajo de tesis.

ANTECEDENTES

El problema de la formación de depósitos orgánicos de asfaltenos en los yacimientos, las tuberías de producción y las instalaciones de superficie, se ha convertido en uno de los problemas tecnológicos de mayor impacto económico que enfrentan algunos de los mejores campos de producción alrededor del mundo, provocando una seria preocupación por desarrollar métodos para solucionar este problema.

Desde los años treinta en diferentes partes del mundo (Nellensteyn, 1938; Pfeiffer y Sall, 1939) se empezaron a realizar investigaciones encaminadas a descifrar la naturaleza de los asfaltenos y sus mecanismos de agregación buscando métodos que predigan, prevengan y solucionen la formación de depósitos. Sin embargo dada la complejidad del fenómeno de precipitación y depositación de asfaltenos, el problema esta lejos de tener una solución definitiva, prevaleciendo una gran incertidumbre en la efectividad de los métodos de remediación y prevención, y los modelos matemáticos predicativos están lejos de satisfacer los requerimientos de precisión que impone su aplicación a nivel industrial.

En México, el primer contacto sobre la depositación de asfaltenos, data de 1915 cuando el fenómeno fue investigado por Glazerbrook, Higgins y Pannell. Analizaron el incremento de viscosidad en crudos pesados almacenados. De estas investigaciones concluyeron que era debido al incremento en la viscosidad durante el almacenamiento.

En 1985, Guzmán y Cols. presentaron un trabajo referente a un análisis termogravimétrico de asfaltenos derivados de un aceite crudo pesado mexicano. Posteriormente, se han publicado un gran número de reportes sobre la problemática de la depositación de sólidos en aceites crudos mexicanos (Escobedo y Cols., 1992).

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS

1.1 Productividad de pozos

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y sólo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo (combustión in-situ) puede facilitarse su recuperación.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en ésta. Es decir, si la formación productora presenta valores promedio bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad y la relación de comportamiento de afluencia.

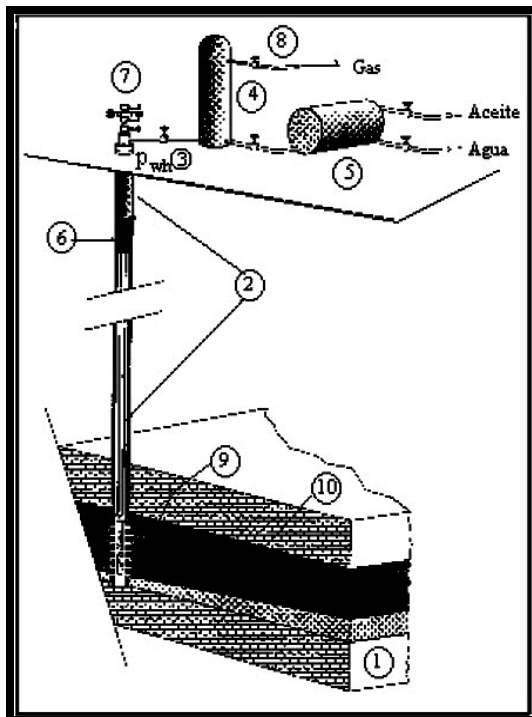
1.2 Sistema integral de producción

Conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua y los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

Componentes principales

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

La figura 1.1 muestra esquemáticamente un sistema integral de producción.



- [1] Yacimiento
- [2] Tubería de producción
- [3] Estrangulador
- [4] Separador
- [5] Tanque de almacenamiento
- [6] Válvula de tormenta
- [7] Cabeza del pozo p_{wh}
- [8] Gasoducto de refinación
- [9] Presión de fondo fluyendo p_{wf}
- [10] Presión del yacimiento p_y

Figura 1.1 Sistema integral de producción
(Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

- Yacimiento

Porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema conectado hidráulicamente.

- Pozo

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento y en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlado desde el yacimiento hasta la superficie.

- Tubería de descarga

Conducto de acero cuya finalidad es transportar la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

- Estrangulador

Aditamento instalado en pozos productores para establecer una restricción al flujo de fluidos y así obtener el gasto deseado.

- Separadores

Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite, gas y agua que proviene del pozo; pueden ser verticales, horizontales o esféricos.

- Tanques de almacenamiento

Son recipientes metálicos de gran capacidad para almacenar la producción de hidrocarburos; pueden ser instalados en tierra firme o pueden ser buque-tanques, ambos con grandes capacidades, actualmente se conocen buque-tanques de hasta 4 millones de barriles.

1.3 Comportamiento de afluencia

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se emplean para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento.

1.3.1 Índice de productividad

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra.

Al evaluar la productividad de un pozo de aceite, es común suponer que el flujo hacia el mismo es directamente proporcional a la diferencia de presiones entre el yacimiento y el fondo del pozo. A la constante de proporcionalidad se le denomina índice de productividad (J), por lo tanto:

$$q = J(p_{ws} - p_{wf}), \quad (1.1)$$

o sea

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}}. \quad (1.2)$$

Donde el índice de productividad (J o IP) de un pozo es igual al gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión. En la figura 1.2 se representa el índice de productividad.

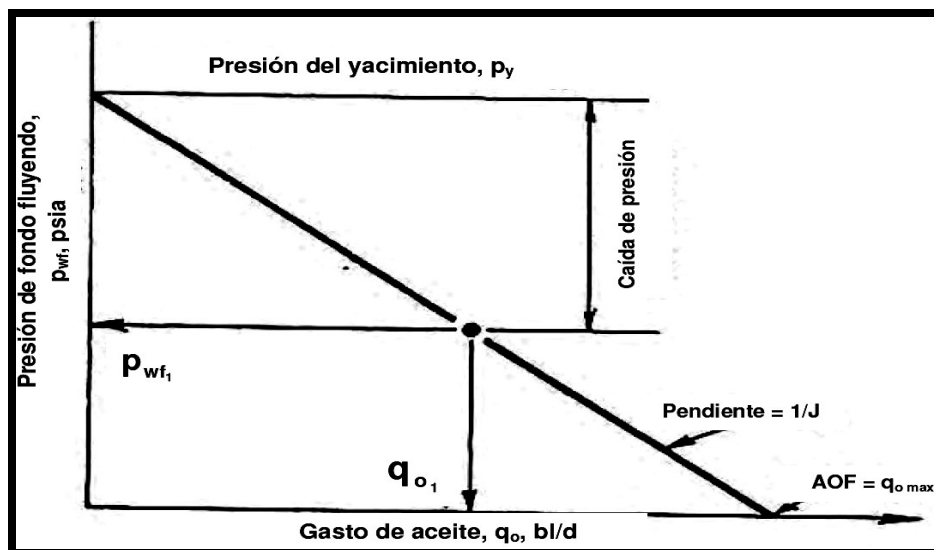


Figura 1.2 Índice de productividad (Golan y Whitson, 1991)¹³.

Donde p_y es la presión media del yacimiento, la p_{wf} es la presión de fondo fluyendo y el AOF es el gasto máximo de aceite.

Cuando la presión de fondo fluyendo es igual a la presión media del yacimiento (en ocasiones es llamada presión estática), el gasto es cero y no hay entrada de flujo al agujero debido a la ausencia de cualquier caída de presión.

El máximo gasto de flujo, $q_{o,max}$, o el AOF, corresponde a la presión de fondo fluyendo igual a cero. Aunque en la práctica esto no puede ser una condición en la cual el pozo pueda producir, es una definición útil, y tiene un uso amplio en la industria petrolera, particularmente para comparar diferentes pozos en el mismo campo.

1.3.2 Relación de comportamiento de afluencia (IPR)

Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales a su vez permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos.

El método de determinación para la capacidad productora es conocido como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, relación de comportamiento de afluencia. La expresión relación de comportamiento de afluencia generalmente es usada para definir la relación entre el gasto de aceite en superficie y la presión de fondo fluyendo, p_{wf} . En la figura 1.3 se muestra la forma de una curva de IPR.

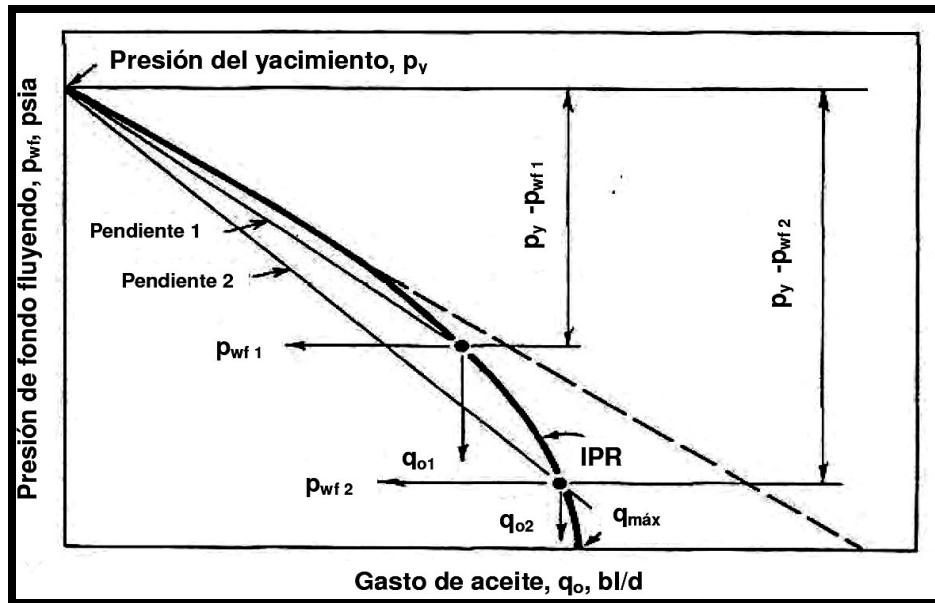


Figura 1.3 Curva de IPR (Golan y Whitson, 1991)¹³.

Muchos pozos de aceite producen de yacimientos con la presión por encima de del punto de burbuja pero con una presión de fondo fluyendo por debajo de éste. El IPR para tales pozos se ilustra en la figura 1.4, donde se muestra una línea recta cuando la presión de flujo está por encima de la presión de saturación y una curva cuando está por debajo de ésta.

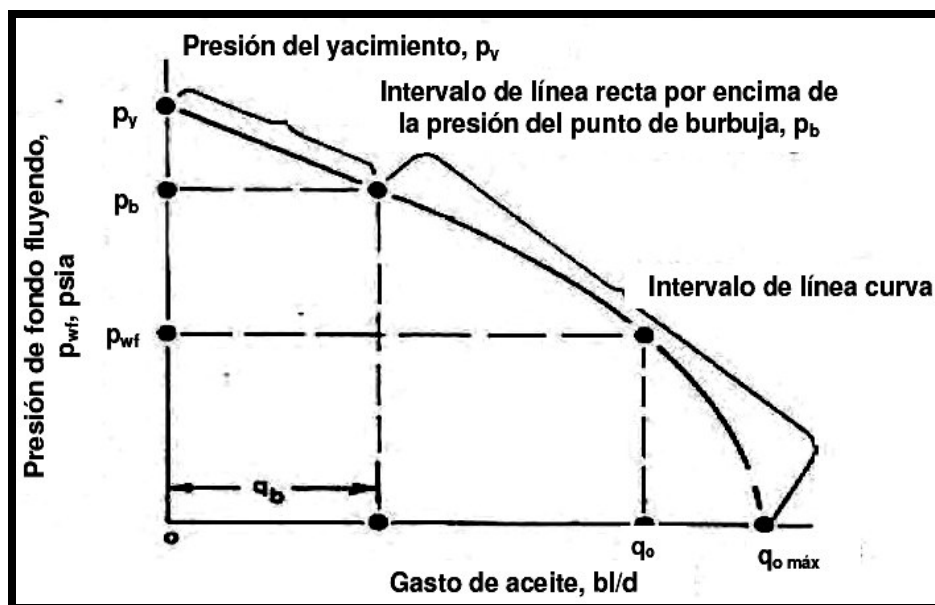


Figura 1.4 Curva de IPR para un yacimiento bajosaturado produciendo a una presión de flujo por debajo del punto de burbuja (Golan y Whitson, 1991)¹³.

Existen tres regímenes de flujo, que se deben de identificar para poder describir el comportamiento del flujo de fluidos y la distribución de presión como una función del tiempo. Así que el IPR se puede valuar para condiciones de flujo estacionario, transitorio, y flujo pseudoestacionario.

1.3.2.1 Flujo estacionario

Este tipo de flujo ocurre cuando un yacimiento está produciendo con un fuerte empuje de agua, de tal forma que cada barril de aceite producido es reemplazado por un barril de agua en el yacimiento. Para que la situación de flujo estacionario esté presente, es condición necesaria que el gasto másico a lo largo del yacimiento sea igual al gasto másico que sale del yacimiento.

La distribución de presión y gasto para tal sistema se muestra en la figura 1.5, esta distribución de presión y gasto permanece igual en el área de drene durante el flujo estacionario.

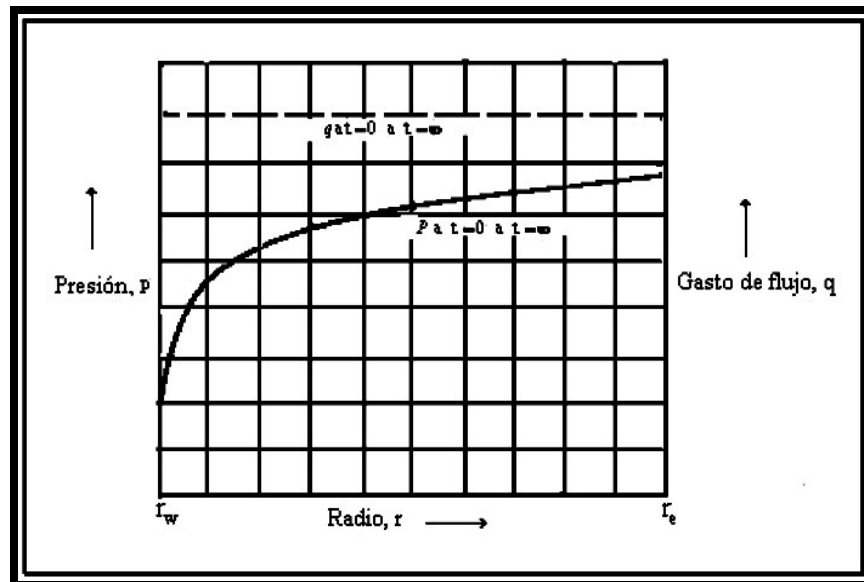


Figura 1.5 Distribución de presión y gasto para flujo estacionario (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

En general, el flujo estacionario ocurre cuando no existe cambio en la densidad del fluido en cualquier posición del yacimiento como función del tiempo. Prácticamente esto significa que no existirá cambio en la presión en cualquier posición del yacimiento. Es decir, la variación de presión con respecto al tiempo será cero

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.$$

1.3.2.2 Flujo transitorio

El flujo transitorio es aquel que ocurre mientras el gasto y/o presión cambian con el tiempo $\frac{\partial p}{\partial t}$ = variable. Es decir, las condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición del yacimiento es diferente de cero y no es constante. La figura 1.6 muestra la gráfica de presión contra gasto a diferentes tiempos para un yacimiento bajo condiciones de flujo transitorio.

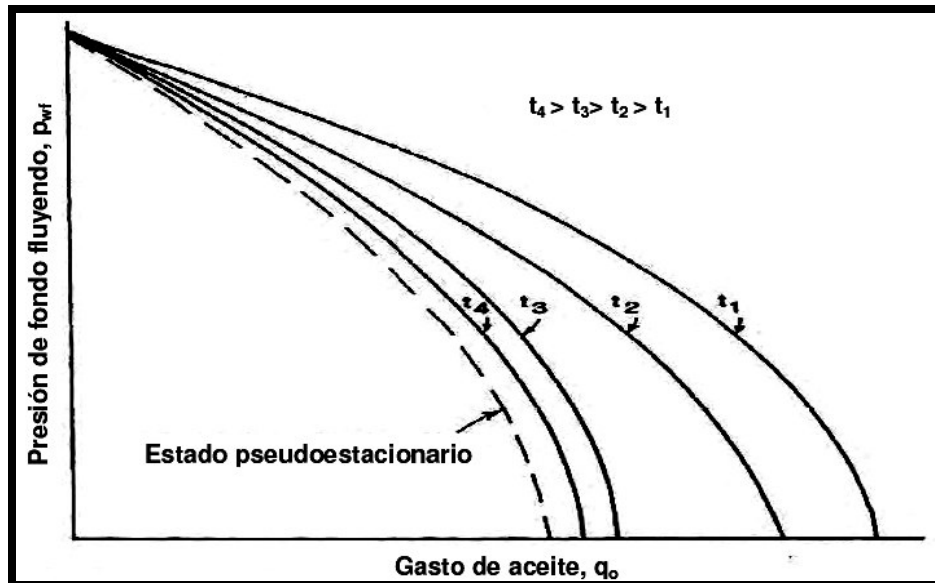


Figura 1.6 Comportamiento de la presión para flujo transitorio (Golan y Whitson, 1991)¹³.

1.3.2.3 Flujo pseudoestacionario

Después de un período inicial de producción con presión y gasto no constante, es decir, flujo transitorio, las condiciones de frontera externa (No-flujo y $p = cte$) comienzan a afectar la producción en el pozo y el flujo se estabiliza. Cuando la estabilización en el yacimiento se lleva a cabo, la condición de frontera externa de presión constante da origen al flujo denominado como flujo pseudoestacionario.

La figura 1.7 ilustra la distribución de presión y gasto para el mismo sistema de flujo pseudoestacionario.

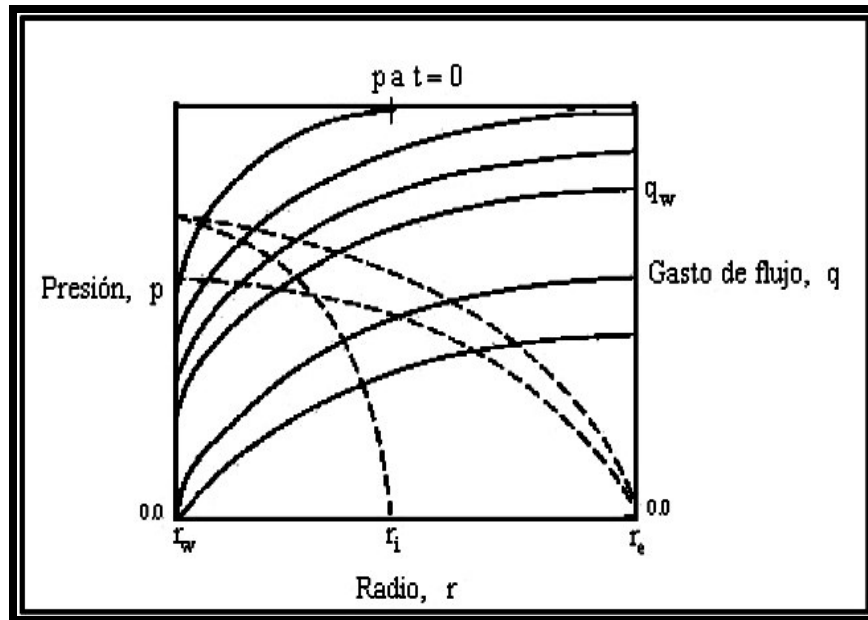


Figura 1.7 Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudoestacionario (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

1.3.3 Curvas de IPR futuras

Del estudio de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y en relación al gasto, se distinguen dos problemas a resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto en una etapa particular de explotación. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la explotación.

La importancia de la determinación de las curvas de IPR futuras reside en el pronóstico del gasto del pozo, tanto para pozos fluyentes como para aquellos que tienen instalado un sistema artificial de producción. También son relevantes cuando se desea obtener el momento más conveniente para la conversión de un sistema artificial. Sin embargo, para poder realizar el cálculo de las curvas de IPR futuras se debe contar con suficiente información. Tal información consta de cambios de presión en el fondo del pozo (presión de yacimiento, p_{wf}), historial de producción del pozo, etc. La figura 1.8 muestra un conjunto típico de estas curvas.

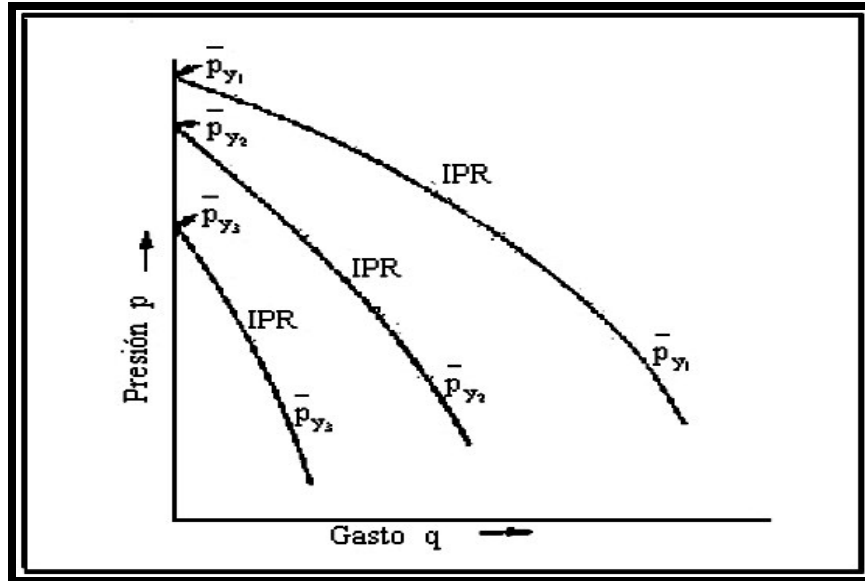


Figura 1.8 Curvas de IPR para presiones del yacimiento presentes y futuras (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

1.3.3.1 Método de Fetkovich

Muskat en 1957 presentó la Ec. 1.3, que relaciona el índice de productividad de un tiempo t_1 a otro tiempo t_2 por medio de la siguiente relación:

$$\frac{J_1}{J_2} = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_1 / \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_2 \quad (1.3)$$

De un balance de materia para un yacimiento con empuje de gas disuelto, Fetkovich, encontró que el comportamiento de k_{ro} es casi lineal con la presión, y se puede calcular aproximadamente con la siguiente expresión:

$$\frac{k_o p_{ws}}{k_i} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \quad (1.4)$$

o bien:

$$k_{ro} p_{ws} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \quad (1.5)$$

donde k_{ro} se toma con respecto a k_i , y se define en aquel lugar geométrico donde no existe Δp (cero abatimiento).

La fig. 1.9 define el lugar geométrico de los valores de $(k_{ro} / (\mu_o B_o)) p_{ws}$ contra presión a $\Delta p = 0$. De esta forma:

$$q_{o1} = J'_{o1} (p_{ws1}^2 - p_{wf}^2)^n, \quad (1.6)$$

que define el gasto contra el abatimiento de presión; por otra parte, la ecuación 1.5 proporciona la corrección por declinación de la presión. Finalmente la ecuación propuesta por Fetkovich es:

$$q_{o2} = J'_{o1} \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right) (p_{ws2}^2 - p_{wf}^2)^n. \quad (1.7)$$

Si se efectúa una prueba de flujo de tres o cuatro puntos para el tiempo presente, es posible construir las curvas de IPR para otras presiones estáticas usando la ecuación 1.7.

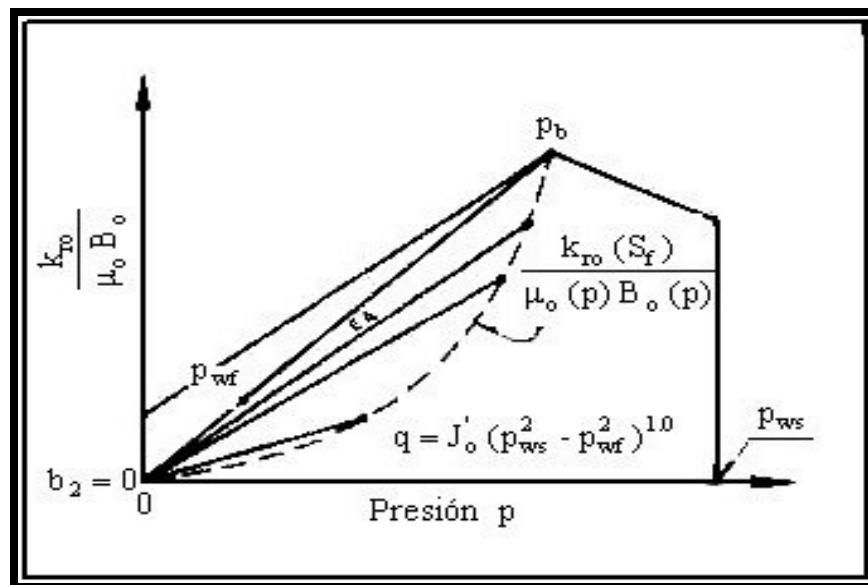


Figura 1.9 Gráfica de Fetkovich, del lugar geométrico de valores $(k_{ro} / (\mu_o B_o)) p_{ws}$ contra presión (Garaicochea, 1991)¹¹.

1.3.3.2 Método de Eickemer

Para $n = 1$ y $p_{wf} = 0$, el resultado del cociente de la Ec. 1.6 a un t_1 entre la Ec. 1.7 a un t_2 permite obtener el $q_{m\acute{a}x}$ a un t_2 mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{q_{m\acute{a}x 1}}{q_{m\acute{a}x 2}} = \left(\frac{p_{ws 1}}{p_{ws 2}} \right)^3. \quad (1.8)$$

La solución a la Ec. 1.8 requiere una prueba de pozo al tiempo presente t_1 , a partir de la cual se puede obtener el $q_{m\acute{a}x1}$. Conociendo $q_{m\acute{a}x1}$ y p_{ws1} , se puede resolver $q_{m\acute{a}x2}$ a cualquier otra presión estática considerada y, como complemento, puede construirse una curva completa de IPR para t_2 empleando la ecuación que propuso Vogel. Esto es:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2. \quad (1.9)$$

1.3.3.3 Método de Standing

Standing desarrolló un procedimiento que requiere cálculos de balance de materia para determinar saturaciones futuras, a partir de las cuales se pueden obtener valores k_{ro} . De su estudio la Ec. 1.6 toma la siguiente forma:

$$q/q_{m\acute{a}x} = (1 - p_{wf}/p_{ws})(1 + 0.8p_{wf}/p_{ws}), \quad (1.10)$$

y de la ecuación

$$J = IP = q / (p_{ws} - p_{wf}), \quad (1.11)$$

se obtiene:

$$J = q_{m\acute{a}x} (1 + 0.8p_{wf}/p_{ws}) / p_{ws}. \quad (1.12)$$

Si el valor de J se toma para abatimientos bajos, es decir, cuando $p_{wf} \dot{=} p_{ws}$ la Ec. 1.12 se convierte en:

$$J^* = 1.8 q_{m\acute{a}x} / p_{ws}. \quad (1.13)$$

Dividiendo la Ec 1.12 entre la Ec. 1.13, se tiene que:

$$J_p^* = 1.8J / (1 + 0.8p_{wf} / p_{ws}), \quad (1.14)$$

la cual permite calcular J_p^* a partir de un valor medido de J . De lo anterior, se infiere que un valor futuro de $J^*(J_f^*)$ se puede calcular a partir del valor presente J_p^* , para cualquier p_{ws} futura. Este valor se determina con la siguiente ecuación:

$$J_f^* = J_p^* \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f / \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p. \quad (1.15)$$

Finalmente, si q , se elimina de las Ecs. 1.9 y 1.14 la curva de IPR futura se puede construir a partir de la Ec. 1.16 como sigue:

$$q = \frac{J_f^* p_{ws}}{1.8} [1 - 0.2(p_{wf}/p_{ws}) - 0.8(p_{wf}/p_{ws})]. \quad (1.16)$$

Para la aplicación de la Ec. 1.15, es necesario contar con los valores presentes y futuros de k_{ro} , μ_o y B_o .

Para una correcta aplicación del método, se sugiere:

- Realizar una prueba de producción, de tal manera que el valor del tiempo presente de p_{ws} y J puedan ser determinados.
- Calcular el valor de J_p^* con la Ec. 1.14.
- Obtener el valor J_f^* aplicando la Ec. 1.15.
- Construir la curva de IPR con la Ec. 1.16 suponiendo diferentes valores de p_{wf} .

Nuevamente el problema del cálculo de k_{ro} que es en función de la S_o y ésta dependerá del grado de depresionamiento del yacimiento, por lo que se requiere de la predicción del mismo.

1.3.4 Eficiencia de flujo

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en las variaciones de la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis de las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión. El daño (o mejoramiento) a la formación modifica la eficiencia de flujo, y por tanto, el comportamiento de afluencia al pozo.

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con $EF = 1.0$, si estuviera en agujero descubierto y sin daño.

Por su parte, Standing (1970) establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación, es decir, $EF \neq 1.0$ con base en la figura 1.10 Standing (1970) definió la eficiencia de flujo de la forma siguiente:

$$EF = \frac{(\text{Caída de presión})_{\text{ideal}}}{(\text{Caída de presión})_{\text{real}}}; \quad \text{o bien} \quad EF = \frac{p_{ws} - p'_{wf}}{p_{ws} - p_{wf}}, \quad (1.17)$$

donde:

$$p'_{wf} = p_{wf} + \Delta p_s. \quad (1.18)$$

Sustituyendo la Ec. 1.18 en la ecuación 1.17 se tiene que:

$$EF = \frac{p_{ws} - (p_{wf} + \Delta p_s)}{p_{ws} - p_{wf}} = \frac{p_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{p_{ws} - p_{wf}}. \quad (1.19)$$

Como se puede advertir en la figura 1.10, un pozo sin daño fluiría a un gasto q para una presión de fondo fluyendo p'_{wf} , mientras que para un pozo con daño, éste deberá fluir a una presión menor, es decir, p_{wf} con el objeto de producir el mismo gasto q .

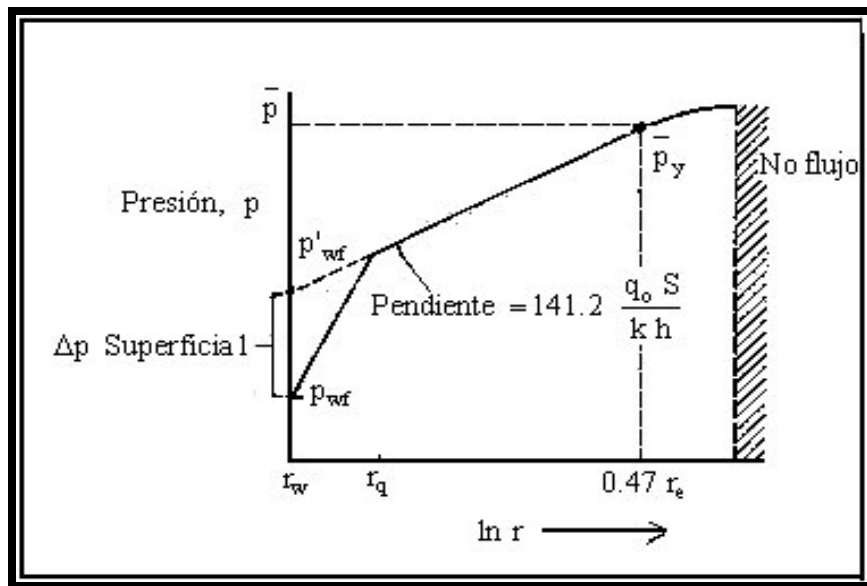


Figura 1.10 Perfil de presión para pozos dañados (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

En la figura 1.11 se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener: a) El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados; b) El gasto para cualquier p_{wf} y diferentes valores de EF; c) La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

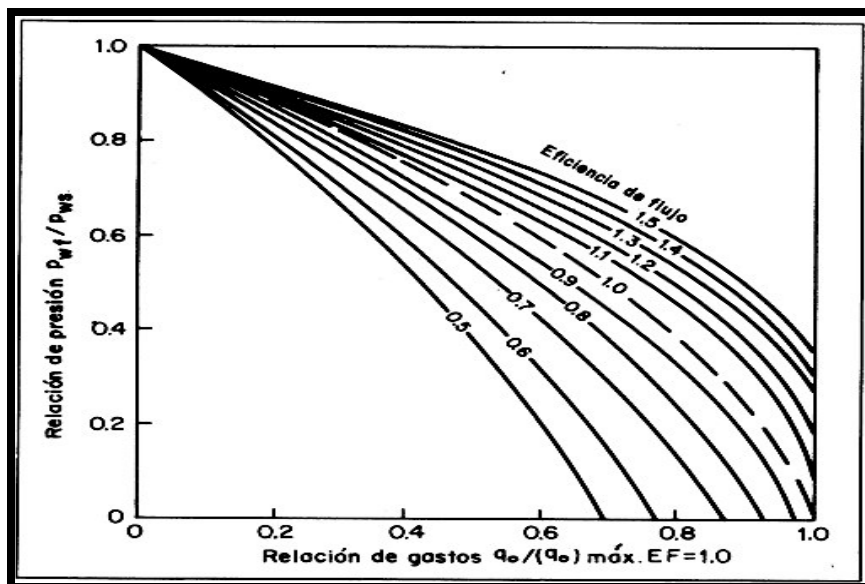


Figura 1.11 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto (Garaicochea, 1991)¹¹.

CAPÍTULO 2

ESTIMULACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la industria petrolera están los métodos de estimulación de pozos. Tal es su importancia que no existe pozo en el mundo en que no se haya aplicado uno o más de estos métodos.

Una estimulación es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

El proceso de estimulación de pozos consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobrepasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación del pozo. Dependiendo del tipo de daño presente en la roca y la interacción de los fluidos para la remoción de éste, las estimulaciones se pueden realizar por medio de dos sistemas. Estimulaciones reactivas y no reactivas.

Después de la terminación de un pozo, en un mantenimiento mayor o en el desarrollo de la vida productiva de los pozos, generalmente se requiere restaurar o mejorar las condiciones de flujo del intervalo productor o inyector. Para lograr esto existen dos técnicas principales de estimulación de pozos: la estimulación matricial y por fracturamiento, diferenciándose por los gastos y presiones de inyección.

2.1 Estimulación matricial

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, esto permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo.

El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección es muy complejo, ya que se involucran diversos factores que varían ampliamente, entre los más importantes están: el tipo, severidad y localización del daño, y su compatibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos:

- Estimulación matricial no ácida.
- Estimulación matricial ácida.

Ambos grupos incluyen estimulaciones de limpieza y matriciales.

Estimulación de limpieza. Es la que permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño.

Estimulación matricial. Llamada también acidificación intersticial, es la que sirve para incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver el ácido parte del material calcáreo agrandando los poros comunicados de la roca.

2.1.1 Estimulación no ácida

Es en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, utilizándose para la remoción de los daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos. Los fluidos a utilizar son: soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o

solventes mutuos, acompañados principalmente de surfactantes u otros aditivos afines. El éxito de estos tratamientos consiste en la buena selección del surfactante. Los agentes de superficie (surfactantes) son los principales productos químicos que se utilizan en la estimulación matricial, debido a su eficiente acción que permite alterar los fenómenos de superficie.

La utilización de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso

La acción bajotensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares en el medio poroso, este efecto tiene mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas causan que los hidrocarburos no fluyan con la fuerza disponible.

Mojamiento de la roca

Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, éste se adhiere a la pared del poro incrementando el espesor de la película que moja la roca, disminuyendo el área libre al flujo y eliminando el efecto de resbalamiento que produce una película de agua absorbida en la pared del poro. Todo esto trae como consecuencia una reducción en la permeabilidad a los hidrocarburos.

Rompimiento de emulsiones

Cuando los líquidos entran en contacto y se mezclan se llega a formar una esfera que ofrece un área de superficie mínima y una fuerte tensión interfacial. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutraliza el efecto de los agentes emulsificantes. Los surfactantes también ayudan en la prevención de lodos, evitan el inchamiento o dispersión de arcillas, favorecen la compatibilidad de los fluidos de tratamiento con los fluidos de formación.

2.1.2 Estimulación ácida

Es en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca. Utilizándose para la remoción de daño por partículas de sólidos (arcillas), precipitaciones inorgánicas. Los fluidos a utilizar principalmente son los sistemas ácidos. El éxito de estos tratamientos se basa en la selección del sistema ácido.

En el caso de la estimulación matricial no reactiva, los surfactantes son los productos activos, en la estimulación matricial reactiva los ácidos constituyen el elemento básico.

2.1.3 Tratamiento de inyección forzada

El tratamiento de inyección forzada "Squeeze" es un método aplicable en diferentes operaciones a pozos, consiste en inyectar fluidos a alta presión dentro de la formación que puedan ser adsorbidos y desorbidos por la roca.

La adsorción es la interacción que se presenta entre la roca y el producto químico, dicha interacción es resultado de la atracción entre ellos y tiene lugar a nivel de superficie; la desorción es el proceso inverso mediante el cual el producto químico adsorbido se libera de manera paulatina, incorporándose a la corriente de aceite que fluye en el medio poroso mejorando su movilidad.

2.2 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicado a la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, generalmente conocido como rompimiento de la formación. Al mantener la presión del fluido hace que la fractura se propague desde del punto de rompimiento de la roca creando un canal de flujo que provee un área adicional de drenaje.

Generalmente se fractura para:

- Incrementar el gasto de producción.
- Incrementar el radio efectivo de drene.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Incrementar la inyectividad de un pozo para propósitos de inyección.
- Extender la vida económica de un pozo.
- En formaciones de muy baja permeabilidad se ha logrado obtener recuperación comercial de hidrocarburos.
- Recuperación acelerada de producción.

Usos del fracturamiento hidráulico

Este tipo de tratamiento se utiliza básicamente en:

- Formaciones de baja permeabilidad.
- Formaciones invadidas por fluidos de perforación y terminación.
- Formaciones con fracturas naturales, no comunicadas en donde una fractura las conecte e incremente la porosidad.

El propósito fundamental de un fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca. Al fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica se le conoce como fluido fracturante.

Fluidos fracturantes

Existen una gran variedad de fluidos que se utilizan en el tratamiento y para seleccionarlos adecuadamente es necesario analizar las propiedades del fluido a utilizar, las condiciones de presión y temperatura del pozo, características de los fluidos de formación y el tipo de roca.

Algunas de las propiedades que deben tener estos fluidos son:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de acarreo del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

En los fracturamientos hidráulicos se utilizan básicamente dos tipos de fluidos, los base aceite y los base agua.

2.2.1 Fracturamiento ácido

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos en el cual el ácido, generalmente ácido clorhídrico es inyectado a la formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes. El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la cara en de la misma, la longitud de fractura depende del volumen ácido, el ritmo de reacción de éste y de las pérdidas de filtrado en la formación.

En un fracturamiento ácido generalmente se inyecta un fluido altamente viscoso (gelatina) como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante todo el tratamiento, seguido del ácido que reacciona con la formación creando un ancho gravado y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura.

Existen dos factores principales que controlan la efectividad de un tratamiento ácido, la longitud de fractura y la conductividad de la misma.

Longitud de fractura efectiva

Este parámetro esta controlado por las características de las pérdidas del fluido, el ritmo de reacción del ácido y el gasto del ácido en la fractura.

Conductividad de la fractura

Este parámetro es la culminación del tratamiento, en el se basa la efectividad del mismo, ya que para obtener canales altamente conductivos, depende de la forma en que el ácido reacciona con la formación y la forma en que éste grava las caras de la fractura al cierre de la misma al término del tratamiento.

Fluidos de tratamiento

Los fluidos más comunes para realizar un fracturamiento ácido es la gelatina, ya sea base aceite o agua, la cual es utilizada como colchón y cuya finalidad es crear y propagar la fractura e interdigitarse con el ácido para lograr una mayor penetración del mismo.

El ácido comúnmente clorhídrico a una concentración del 15 %, en diversas formulaciones, ya que éste se puede mezclar con alcohol o con emulsificantes según sea el caso particular.

Aditivos

Los aditivos más comunes para la preparación de los sistemas ácidos y gelantes son los siguientes:

- Surfactantes.
- Desviadores químicos.
- Controladores de pérdida de fluidos.
- Controladores del ritmo de reacción.
- Agentes gelificantes.
- Inhibidores de corrosión.
- Inhibidores de ion hierro.

2.2.2 Fracturamiento con apuntalante

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de la formación productora mediante un fluido a un gasto mayor que pueda admitir matricialmente la roca. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo acarree y evitar al término del tratamiento el cierre de la fractura dejando un empaque altamente permeable. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante. El agente apuntalante o sustentante es el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de formación hacia el pozo. Estos materiales son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos, éste se podría triturar o en formaciones suaves se puede embeber.

2.2.3 Fracturamiento con espumas

Por sus propiedades la espuma es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua.

Dichas propiedades son:

- Alta capacidad de acarreo del sustentante.
- Baja pérdida del filtrado.
- Baja pérdida de presión por fricción.
- Alta viscosidad en la fractura inducida.
- El daño a la formación es prácticamente nulo, debido a que el líquido filtrado es mínimo y sin residuos.
- Limpieza rápida después de la intervención.

Aunado a estas propiedades, el ácido espumado exhibe un efecto de retardo del ritmo de reacción, lo que es favorable para lograr fracturas con alta penetración.

La calidad de la espuma usada es del 70 a 90 %, ya que en este rango su viscosidad es alta. Abajo del 65 % de calidad, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95 % se convierte en niebla.

A pesar de las características mencionadas, las espumas se tornan inestables a temperaturas mayores de 80 °C, lo que limita su aplicación.

Por otra parte el nitrógeno utilizado requerido se incrementa exponencialmente con la presión, incrementando substancialmente los costos cuando la presión superficial es superior a 300 kg/cm².

2.2.4 Fracturamiento con gas altamente energizado

Esta técnica es una estimulación dinámica, desarrollada con el objeto de incrementar la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo, revirtiendo así el daño existente.

La velocidad de propagación del gas está controlada de tal manera, que resulta ser menor que la onda expansiva provocada por una explosión y mayor que la causada por una fractura hidráulica, logrando penetraciones efectivas que van desde los 5 a los 53 pies en todas direcciones.

Esta expansión de energía produce múltiples fisuras en la periferia del pozo, dando como resultado un marcado aumento de la permeabilidad en dicha zona.

Aplicaciones de la técnica

Como es sabido, la presión de una formación productora decrece a medida que el flujo de fluidos se aproxima al pozo. Sin embargo, una zona alterada con menor permeabilidad local en la periferia del pozo, provoca una drástica caída de presión (Δp), disminuyendo en gran medida la capacidad de movimiento de los

fluidos hacia el pozo, es en esta corta distancia de algunas pulgadas a pocos pies, donde se origina el estrangulamiento e imposibilidad de hacer producir una formación. Así esta técnica puede aplicarse con éxito en:

- Remoción del daño total pelicular.
- Remoción del daño causado por disparos.
- Como sustitución de la estimulación primaria.
- Optimización del fracturamiento hidráulico.

2.2.5 Fracturamiento de alcance extendido

Una estimulación de alcance extendido consiste en tratar a la formación no solo en la vecindad del pozo, sino que los fluidos de tratamiento alcancen un radio lo suficientemente grande para incrementar el radio efectivo del pozo, con lo cual se incrementaría la producción. El principal objetivo de un fracturamiento de alcance extendido es exponer gran parte del área de la superficie de la formación con baja permeabilidad, para tener un mejor flujo dentro del agujero, lo anterior se logra aplicando las técnicas de estimulación de fracturamiento hidráulico y fracturamiento ácido.

CAPÍTULO 3

DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño puede ser cualquier cosa que obstruye el flujo normal de fluidos hacia la superficie; puede estar dentro de la formación en las perforaciones, en los sistemas artificiales, en las tuberías o en las restricciones que se presenten a lo largo del trayecto del flujo. El daño a la formación específicamente se refiere a la obstrucción que ocurre en la matriz de la roca en la región cercana al pozo.

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos extraños al yacimiento, pudiendo ser el fluido extraño el filtrado del fluido de perforación o reparación, o bien un fluido de estimulación o tratamiento, inclusive el fluido del yacimiento, si sus características originales se alteran en alguna de sus fases.

El daño a la formación reduce la capacidad de producción o inyección del pozo, y la remoción del daño es una de las metas principales de los ingenieros petroleros.

3.1 Mecanismos de daño a la formación

El daño a la formación puede ser causado por obturamiento de los espacios de los poros por partículas sólidas, por trituramiento mecánico o disgregación del medio poroso, o por efectos de fluido tales como creación de emulsiones o cambios en la permeabilidad relativa. El obturamiento de los poros por partículas sólidas es el más persuasivo de estos mecanismos y puede resultar de varias fuentes, incluyendo la inyección de sólidos dentro de la formación, dispersión de arcillas presentes en la roca, precipitación y crecimiento de bacterias.

3.1.1 Obstrucción de los espacios porosos por partículas

Un medio poroso es un ensamble complejo de granos minerales formados irregularmente con espacios vacíos (poros), los cuales son irregularmente formados y distribuidos, proporcionando el camino para el transporte del fluido. Esta complicada estructura puede ser idealizada como una colección de cámaras relativamente largas (el cuerpo de los poros), conectadas por aberturas estrechas (las gargantas de los poros). La permeabilidad del medio es controlada ampliamente por el número y la conductividad de las gargantas de los poros.

Cuando los finos se mueven a través del medio poroso, éstos en ocasiones son depositados, y si esta depositación ocurre en las gargantas de los poros, puede ocasionar una grave reducción en la permeabilidad, la figura 3.1 ilustra las formas posibles del entrapamiento de las partículas. Grandes partículas transportadas a la superficie del medio poroso crearán una obstrucción y formarán una capa de lodo externa al medio poroso. Esto se puede presentar en las operaciones de perforación formando una película sobre las paredes del agujero. Esta película puede reducir ampliamente la capacidad para transportar fluidos a o del medio poroso.

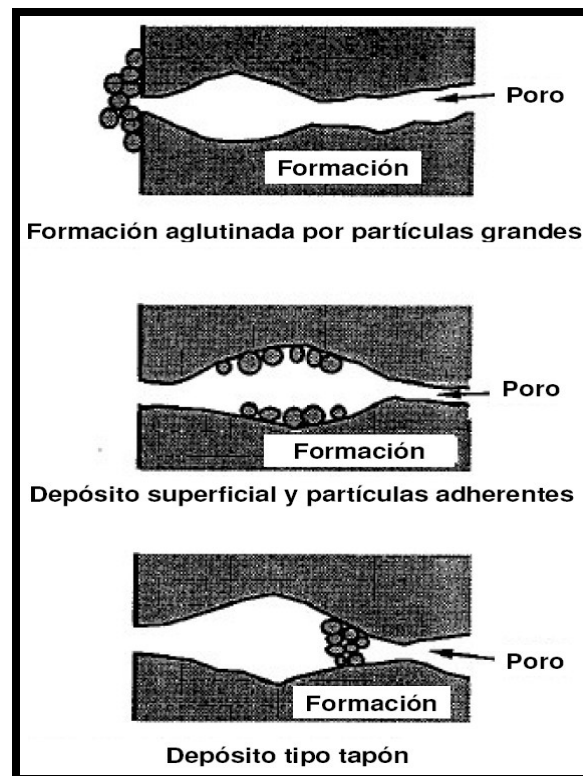


Figura 3.1 Formas de entrapamiento de las partículas (Shechter, 1992)²⁶.

Los finos pequeños que pasan a través del medio poroso pueden adherirse a la superficie de los cuerpos de los poros, provocando una pequeña disminución de la permeabilidad, o pueden obstruir las gargantas de los poros, obturando efectivamente el poro.

3.1.2 Mecanismos por migración de finos

Los finos responsables por la obstrucción de partículas pueden venir de fuentes externas o puede originarse en el propio medio poroso, los finos en el medio poroso pueden ser movilizados por un cambio en la composición química del agua o simplemente arrastrados mecánicamente debido a las fuerzas de corte aplicadas por el movimiento del fluido. El daño a la formación es en ocasiones causado por la dispersión de partículas finas de arcilla cuando la salinidad del agua intersticial es reducida o la composición iónica es cambiada.

3.1.3 Precipitación química

La precipitación de sólidos de la salmuera o del petróleo crudo en la formación puede causar severos daños a la formación cuando estos sólidos obturan los espacios de los poros. Los precipitados formados pueden ser tanto componentes inorgánicos precipitados de salmuera o especies inorgánicas precipitadas del aceite; en cualquier caso, la precipitación puede ser debida a cambios en la temperatura o presión cerca del agujero o de alteraciones en la composición de la fase por la inyección de fluidos.

3.1.4 Daño por fluidos: emulsiones, permeabilidad relativa, y cambios de mojabilidad

El daño a la formación puede ser causado por cambios en los mismos fluidos en lugar de un cambio en la permeabilidad de la roca. El daño causado por fluidos es debido ya sea a un cambio en la viscosidad aparente de la fase aceite o a un cambio en la permeabilidad relativa. Estos tipos de daño pueden ser pensados como temporales, debido a que los fluidos son móviles y teóricamente todos pueden ser

removidos de la vecindad cerca del pozo. Sin embargo, tal remoción es en algunas veces difícil.

La mayoría de las emulsiones son comúnmente causadas por mezclas mecánicas de aceite y agua, las cuales rompen una de las fases en pequeñas partículas dispersadas en otra fase. En la formación, es más probable que las emulsiones sean formadas químicamente, a través de la introducción de surfactantes o finos que tienden a estabilizar las partículas pequeñas.

El daño aparente a la formación puede ser también debido simplemente a un incremento en la saturación de agua alrededor del agujero, resultando en una reducción de la permeabilidad al aceite. Este efecto, llamado bloqueo de agua, puede ocurrir en cualquier momento que los fluidos acuosos son introducidos en la formación.

Finalmente, ciertos químicos pueden alterar la mojabilidad de la formación, cambiando las características de permeabilidad relativa de una formación entera. Si una formación mojada por agua es cambiada a mojada por aceite alrededor del agujero, la permeabilidad relativa al aceite puede ser ampliamente reducida en la región cercana al agujero.

3.1.5 Daño mecánico

La formación cerca del agujero puede también ser dañada por trituramiento físico o compactación de la roca. La pulverización y la compactación de la roca en la vecindad de la perforación es una consecuencia inevitable, llevando un daño a la región alrededor de las perforaciones.

El daño mecánico alrededor del agujero puede también resultar del colapso de material débil de formación alrededor del agujero. Este tipo de daño es posible en formaciones deleznales o aquellas débiles por acidificación en la región cercana al agujero.

3.1.6 Daño biológico

Algunos pozos, particularmente pozos con inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en un entorno cerca del agujero. Las bacterias inyectadas dentro de la formación, particularmente bacterias anaeróbicas, pueden crecer rápidamente en la formación, tapando los espacios de los poros con las mismas bacterias o con precipitados que resultan de la actividad biológica de los organismos. La reducción de la permeabilidad causada por bacterias puede ser tan significativa, que la inyección de bacterias para reducir intencionalmente la permeabilidad de zonas ladronas esta bajo un estudio activo como un método de recuperación mejorada de aceite. El daño biológico es el mejor prevenido por tratamientos de inyección de agua con bactericidas.

3.2 Pseudodaño

No todo el efecto de daño es debido al daño. Hay otras contribuciones que no están relacionadas al daño a la formación. Estos factores de pseudodaño son generalmente mecánicos, resultado de obstrucciones al flujo debido a efectos dependientes del gasto y la fase. Sus valores deben ser substraídos del total del efecto de daño para estimar el efecto de daño asociado con la formación.

Los efectos positivos de pseudodaño pueden resultar del diseño de la terminación o la configuración del pozo. Los problemas incluyen:

- Entrada limitada al flujo.
- Pozos descentralizados.
- Baja densidad de perforación, perforaciones cortas o ángulos incorrectos de las perforaciones.
- Restricciones al flujo mecánico.
- Sistemas artificiales-fluidos incompatibles o inadecuados.
- Yacimientos laminados.

Un efecto de pseudodaño negativo siempre existe en pozos desviados; que generalmente están en función del ángulo de desviación y el espesor de la formación.

Otros Pseudodaños

Otras causas mecánicas de la disminución de la producción son:

- Colapso de la tubería de producción o restricción por objetos perdidos o cualquier depósito adherido.
- Perforaciones colapsadas en formaciones en donde la formación competente ha sido sobre estimada.
- Un deficiente asilamiento entre las zonas resultado de una pobre cementación del espacio anular.
- Un deficiente diseño de los sistemas de bombeo neumático.

3.3 Tipos de daño a la formación

Una vez que los efectos de pseudodaño son identificados, los efectos de daño positivo pueden ser atribuidos al daño a la formación. El daño a la formación es clasificado generalmente por el mecanismo de su creación como natural o inducido. Los daños naturales son aquellos que ocurren principalmente como resultado de la producción de fluidos en el yacimiento. Los daños inducidos son el resultado de operaciones externas que fueron realizadas sobre el pozo tales como perforación, terminación de pozos, reparación, tratamientos de estimulación u operaciones de inyección. Además, algunas operaciones de terminación, inducen daños o problemas de diseño que pueden ocasionar mecanismos de daño natural.

El daño natural incluye:

- Migración de finos.
- Inchamiento de arcillas.
- Incrustaciones.
- Depósitos orgánicos tales como parafinas o asfaltenos.

- Mezcla de depósitos orgánicos e inorgánicos.
- Emulsiones.

El daño inducido incluye:

- Obturamiento por partículas inducidas.
- Alteración de la mojabilidad.
- Reacciones ácidas y derivados.
- Bacterias.
- Bloqueos de agua.
- Fluidos de perforación base aceite.

La figura 3.2 Muestra donde se pueden presentar algunos tipos de daño.

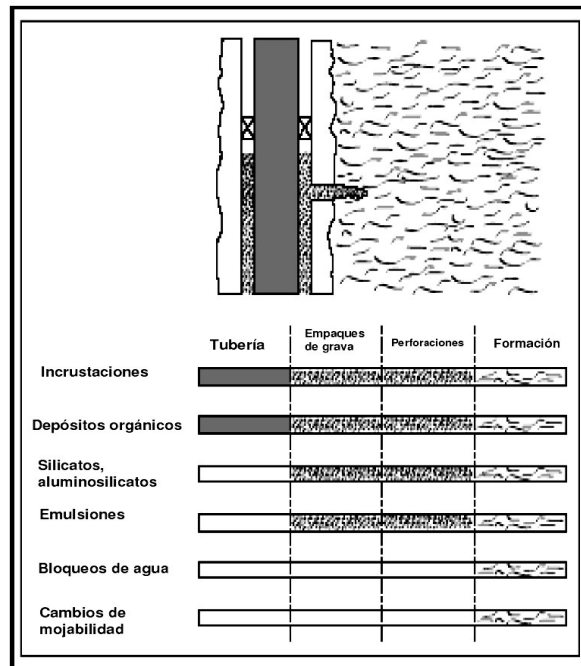


Figura 3.2 Localización de varios tipos de daño (Economices, 2000)⁸.

La figura 3.2 nos muestra algunos de los tipos de daño más comunes; estas disminuciones de la producción pueden ocurrir en cualquier parte del sistema de producción, desde el agujero a las perforaciones y dentro de la formación, a continuación se hace una breve descripción de los distintos tipos de daño que se presentan en la formación.

3.3.1 Migración de finos

El daño a la formación puede ocurrir como resultado de la migración de partículas en los fluidos producidos. Las partículas pueden obstruir las gargantas de los poros en las regiones cercanas al pozo y reducir su productividad. Cuando las partículas que provocan el daño provienen de la roca del yacimiento, son llamadas usualmente finos. La migración de finos puede ser una variedad de diferentes materiales incluyendo arcillas y limos.

3.3.2 Hinchamiento de arcillas

El volumen de las arcillas puede cambiar como la salinidad del fluido fluyendo a través de los cambios de la formación. Los cambios en la permeabilidad de la formación resultan de la alteración de las arcillas debido al incremento, localización y tipo de minerales de arcilla dentro de la formación. La cantidad total de arcillas dentro de la formación es una indicación poco confiable de los cambios potenciales de permeabilidad. Es el arreglo de las arcillas, su estado químico en el momento de contacto y su localización con respecto al flujo de fluidos, los cuales son los responsables de los cambios.

Las arcillas más comunes que presentan Hinchamiento son las smectitas y la mezcla de smectitas. La expansión de las smectitas por agua dentro de su estructura puede incrementar su volumen hasta un 600 %, reduciendo la permeabilidad significativamente. Si las arcillas smectitas ocupan sólo las gargantas y espacios de los poros más pequeños, no sería un serio problema; sin embargo, si ocupan los poros más grandes y especialmente la garganta de los poros, entonces son capaces de crear una barrera casi impermeable al flujo si se expanden.

Las arcillas y otros sólidos de perforación, terminación o fluidos de reparación pueden invadir la formación cuando estas partículas son más pequeñas que las aberturas de las gargantas de los poros. Cualquier subsiguiente incremento en la velocidad de flujo a través de la zona invadida forzaría una alta concentración de partículas dentro de la matriz de la roca.

3.3.3 Incrustaciones

Las incrustaciones son químicos solubles en agua que precipitan fuera de la solución en respuesta a los cambios en las condiciones o a la mezcla de aguas incompatibles. Pueden presentarse en la tubería de producción (tp), en las perforaciones y en la formación. Las incrustaciones más comunes en el campo son el carbonato de calcio, el sulfato de calcio y el sulfato de bario. Las incrustaciones usualmente consisten de precipitados formados de mezclas de aguas incompatibles, o de la alteración de la solución en equilibrio de las aguas producidas.

3.3.4 Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados (parafinas y asfáltenos) que precipitan de acuerdo a la reducción de la presión y temperatura. Estos depósitos orgánicos son generalmente localizados en la tubería, perforaciones o formación. Aunque los mecanismos de formación de depósitos orgánicos son numerosos y complejos, el principal mecanismo es un cambio en la temperatura o presión en el sistema de flujo.

Un problema de parafinas o asfaltenos puede ser definido como una condición a la cual un depósito orgánico predominante dificulta la producción de crudo.

En el caso de este trabajo de tesis se analizará principalmente el proceso de depositación de asfaltenos y los efectos que tiene sobre la producción de petróleo crudo.

3.3.5 Depósitos mixtos

Los depósitos mixtos de orgánicos e inorgánicos son una mezcla de componentes orgánicos y/o incrustaciones o finos y arcillas. Al migrar, finos asociados con un incremento en la producción de agua en un yacimiento de areniscas, éste llega a ser mojado por aceite, y actúa como un lugar de concentración para el depósito de orgánicos.

3.3.6 Emulsiones

Las emulsiones son combinaciones de dos o más fluidos inmiscibles (incluyendo gas) que no se dispersarán molecularmente dentro de otros. Las emulsiones son compuestas de un fase externa (también llamada no dispersa o continua) y una fase interna (también llamada dispersa o discontinua). La fase interna consiste de gotas, suspendidas en la fase externa. Casi todas las emulsiones que se encuentran en el campo son producidas por la adición de algunas formas de energía que producen mezclas. La mayoría de las emulsiones se rompen rápidamente cuando la fuente de energía es removida. Los mecanismos de rompimiento de estas emulsiones inestables son por crecimiento y contacto entre gotas, y después por separación debido a las densidades de los fluidos.

3.3.7 Obturamiento por partículas inducidas

Además de la migración de partículas que ocurre naturalmente tales como las arcillas y finos, muchas partículas externas son introducidas hacia la formación durante operaciones normales en el pozo. Perforación, terminación, reparación, estimulación, y las operaciones secundarias y terciarias de producción pueden causar la inyección de partículas extrañas dentro de la formación.

El daño por las partículas de los fluidos inyectados se produce en el área cercana al pozo, obturando las gargantas de los poros de la formación. Los problemas incluyen la obstrucción de los poros, compresión de las perforaciones y la pérdida de grandes cantidades de sólidos dentro de fracturas naturales o sistemas de fracturas apuntaladas. El mejor método para evitar este tipo de daño es usar un fluido de limpieza en un sistema de flujo con un controlado rango del tamaño de las partículas que detendrá rápidamente la pérdida de fluido por obstrucción en el agujero.

3.3.8 Alteración de la mojabilidad

La obturación de la formación puede ser causada por los cambios de la permeabilidad relativa de las rocas de formación por líquido o gas. La permeabilidad relativa puede reducir la permeabilidad efectiva de una formación a un fluido en particular tanto como 80 a 90 %. La mojabilidad y la permeabilidad relativa relacionada a una formación son determinadas por la cantidad de la fase que está fluyendo y por las capas naturales de aceite y surfactantes inyectados.

La mojabilidad es medida por el ángulo de contacto que una gota de un fluido forma sobre una superficie específica. Si el ángulo de contacto es menor que 90° , la gota se extiende de su forma esférica inicial y se dice que la superficie es mojada por el líquido. Si el ángulo de contacto es muy pequeño, nos indica una gran mojabilidad por agua. Si el ángulo es más de 90° , la superficie no es mojada por el líquido.

Cuando una superficie de un poro es mojada por aceite, los poros están saturados en su mayor parte por aceite y menos los poros que están mojados por agua. Naturalmente para conseguir tanta capacidad de flujo como sea posible en una formación es deseable cambiar la mojabilidad a mojado por agua (en la mayoría de los casos). Desafortunadamente, es imposible cambiar naturalmente la mayoría de las superficies mojadas por aceite por mucho tiempo.

3.3.9 Reacciones ácidas y derivados

Numerosos problemas pueden producirse durante los tratamientos de acidificación, los más comunes son:

- Materiales peligrosos de la tubería entrando a la formación.
- Yacimientos mojados por aceite debido a los surfactantes, especialmente los inhibidores de corrosión, los cuales pueden crear bloqueos de emulsiones.
- Bloques de agua.
- Depositación de parafinas o asfaltenos cuando grandes volúmenes de ácido son inyectados.

Además de estos procesos comunes de daño, la disminución de la producción puede resultar de un pobre diseño del tratamiento de acidificación. Los principales problemas que ocasionan esta disminución de la producción son:

- Lodos producidos por la reacción entre ácidos y asfaltenos, especialmente en presencia de algunos aditivos (particularmente surfactantes) o hierro disuelto.
- Productos precipitados por la reacción de ácidos con materiales de formación.
- Precipitados formados por la adición de ciertos agentes separadores de ácidos para prevenir problemas de hierro cuando el ácido es consumido y el hierro no está presente.
- Disminución de la permeabilidad por residuos presentes en los inhibidores de corrosión o producidos a través de la degradación térmica de los polímeros, tales como reductores de fricción.

3.3.10 Bacterias

Aunque muchos microorganismos pueden estar presentes en el amplio mundo de los yacimientos petroleros, solo una porción de ellos produce problemas. Las bacterias pueden ser un problema serio en operaciones de producción debido a lo que consumen y sus derivados.

Las bacterias que causan más problemas en el campo son las bacterias que reducen el sulfato, las formadoras de limo, bacterias para oxidar hierro y bacterias que atacan a los polímeros en los fluidos de fracturamiento y los fluidos de recuperación secundaria.

3.3.11 Bloqueos de agua

El agua puede causar un bloqueo en rocas con baja permeabilidad. Los bloqueos de agua son un caso especial de problemas de permeabilidad relativa. En un bloque de agua, el agua usualmente ocupa los espacios de flujo (como los poros o fracturas naturales) que son generalmente usados por los hidrocarburos para fluir hacia el agujero. Debido a la movilidad y la diferencia de viscosidad, los fluidos hidrocarburos no pueden ser capaces de desplazar al agua. Los casos más graves por bloqueos de agua son usualmente observados en bajas presiones, bajas permeabilidades, y en formaciones que producen gas después de un tratamiento con agua que tiene una alta tensión superficial.

3.3.12 Fluidos de perforación base aceite

El lodo base aceite (OBM) es un fluido de perforación apropiado para la lubricidad requerida en muchos pozos altamente desviados y para formaciones que son extremadamente sensibles a lodos base agua (WBM). La mayoría de los OBM, y particularmente aquellos con densidades mayores de 14 lbm/gal, contienen suficientes sólidos para crear emulsiones de limo estabilizadas cuando son mezcladas con salmueras de alta salinidad o ácidos. El nivel de daño causado por estas emulsiones puede ser tan grave que una zona productiva entera puede perderse.

Un problema relacionado con los OBM son los efectos de la permeabilidad relativa comúnmente creada por la potencia de los surfactantes usados para crear OBM estables. Cuando estos materiales cubren o son adsorbidos por la formación, la mojabilidad de la formación es alterada, y las permeabilidades pueden ser sólo 10 a 20 % de lo eran inicialmente. Los problemas más graves ocurren usualmente con lodos de densidades mayores a 14 lbm/gal.

3.4 Operaciones que provocan daño a la formación

Las operaciones que son fuentes potenciales de daño incluyen: perforación, cementación, terminación, empacamiento de grava, producción, estimulación e inyección para mejorar la recuperación del aceite.

3.4.1 Perforación

- **Invasión por sólidos de fluidos de perforación**

Los sólidos de los lodos de perforación pueden progresivamente llenar la porosidad de las rocas del yacimiento sin son forzados dentro de la zona productiva. Subsiguientes intentos de iniciar la producción o la inyección a velocidades de flujo moderado o alto puede causar que estos materiales obturen y disminuyan gravemente la permeabilidad del área cercana al pozo.

Tales procesos de daño son usualmente limitados a unas cuantas pulgadas alrededor del fondo del pozo (es comúnmente usado un valor promedio de 3 pulgadas) pero la reducción de la permeabilidad resultante puede ser tan alta como del 90 %. La invasión de las rocas de formación por sólidos de fluidos de perforación es favorecida por:

- Gran tamaño de poro de la roca de formación.
- Presencias de fisuras o fracturas naturales en el yacimiento.
- Partículas de tamaño pequeño de los componentes sólidos del fluido de perforación (el tamaño inicial de las partículas de agentes densificantes y preventores de pérdida de circulación es usualmente grande pero puede ser fragmentado por la barrena).
- Baja velocidad de perforación, ocasiona la destrucción del enjarre (incrementa la pérdida de lodo) y gran tiempo de contacto entre el lodo y la formación.
- Alta velocidad de circulación del fluido de perforación (erosión del enjarre).

- Altas densidades del fluido de perforación, causan grandes presiones sobre balance.
 - Desgaste del enjarre, provocan ondas de presión e incrementan el tiempo de contacto entre la formación y el lodo durante los viajes de la barrena.
- **Invasión por filtrado del fluido de perforación**

Los valores más altos de invasión por filtrado puede ser el resultado de permitir altas velocidades de penetración. Antes de que esta decisión sea tomada, el efecto de filtrado y cualquier sólidos asociados deberían ser conocidos.

La fase líquida del fluido de perforación también contiene muchos componentes potenciales de daño. Debido a que la invasión por filtrado puede ser tan profunda como se muestra en la tabla 3.1, el daño por filtrado de fluido de perforación puede ser una de las causas más importantes de la disminución de la producción. La gravedad de este daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado. Areniscas limpias de alta permeabilidad sufren más invasión que yacimientos de baja permeabilidad, pero probablemente son menos afectadas cuando su agua congénita es químicamente compatible con el filtrado. Se ha sugerido una reducción de permeabilidad promedio del 40 %; sin embargo, cualquier valor entre el 0 y 100 % es posible, depende de la naturaleza de la roca de formación y de los fluidos.

Tabla 3.1 Profundidad de la invasión por filtrado ⁸.

Tiempo (D)	Profundidad de invasión (pulgadas)		
	Lodo base aceite	Lodo base aceite con baja concentración de coloides	Lodo base agua
1	1.2	3.3	7.7
5	4.6	11	12
10	7.7	17	18
15	10	21	23
20	12	23	27
25	14	29	31
30	16	32	34

Los factores que incrementan la probabilidad de invasión de fluido de perforación comprenden:

- Alta permeabilidad del enjarre (como resultado ya sea de un pobre diseño del fluido de perforación o de procedimientos de perforación perjudiciales).
- Un alto sobré balance.
- Mucho tiempo de contacto entre la formación y el fluido de perforación.

3.4.2 Cementación

- **Zapatas y espaciadores**

La remoción del lodo de perforación, aun cuando es necesario para mejorar la adhesión del cemento, generalmente agrava el daño a la formación ya sea a través del incremento de la pérdida de fluido o por problemas de incompatibilidad con zapatas de cemento y espaciadores.

La duración de un trabajo de cementación es corto comparado con la duración de la perforación a través de una zona productiva. La máxima profundidad de invasión por filtrado ya sea de espaciadores o lechadas de cemento son unas pocas pulgadas, lo cual es despreciable comparado con la profundidad de invasión por filtrado de fluido de perforación. Esto no significa que el cemento o la pérdida de fluido de espaciadores deberían ser ignorados. Un escaso control de la pérdida de fluido puede resultar en un fracaso prematuro del trabajo, ya sea por la pérdida completa del flujo de fluidos (volúmenes insuficientes) y una subsecuentemente contaminación (fuerte gelificación) de la lechada de cemento por el fluido de perforación o deshidratación de la misma lechada de cemento.

- **Lechadas de cemento**

Una gran distribución del tamaño de las partículas de granos de cemento, junto con el uso de agentes de alta eficiencia para la pérdida de fluido, causa la invasión por filtrado de las lechadas de cemento. Sin embargo, hay cuatro casos donde pueden ocurrir grandes disminuciones de la permeabilidad:

- Valores de pH relativamente altos provenientes de filtrados de lechadas de cemento son particularmente perjudiciales para los minerales arcillosos de la formación.
- Filtrado de cemento que viene en contacto con salmuera congénita que contiene alta concentración de calcio puede provocar la precipitación del carbonato de calcio y cal.
- Lechadas sobre dispersadas promueven una separación rápida de las partículas de cemento en el fondo y el agua en la cima de la columna de cemento. Una gran invasión de agua libre probablemente tendrá lugar, y el bloqueo de agua puede ser significativa.
- Pérdida de cemento en un sistema de fracturas naturales es un problema catastrófico cuando se usa una tubería revestida y una terminación perforada a través de formaciones con sistema de fracturas naturales. La pérdida de cemento en fracturas en la zona productora ha mostrado disminuir la producción al punto donde ya no se puede fluir eficazmente a través de esta zona. Una vez que el cemento es perdido dentro del sistema de fracturas, el fracturamiento hidráulico, la desviación o reperforación del pozo son las mejores alternativas. En algunas formaciones carbonatadas, el fracturamiento ácido puede ser benéfico.

3.4.3 Perforaciones

Las perforaciones son puntos de entrada de la formación al agujero, y todo el flujo debe pasar a través de esos túneles. Aunque la calidad del trabajo de perforación es en ocasiones pasada por alto, cuando se buscan razones por las cuales el pozo no produce como se esperaba, en cualquier ocasión que se sospeche de daño a la formación las perforaciones deberían ser examinadas primero. La perforación es siempre causa de daño adicional. La perforación extrema sobre balance ha sido usada expresamente para reducir el daño a los túneles de perforación.

- La perforación ligeramente sobre balanceada siempre fuerza a la formación y los detritos de las pistolas dentro de las paredes de la perforación, esto ocasiona la disminución la permeabilidad cerca de las perforaciones.

- La perforación ligeramente sobre balanceada en fluidos que contiene partículas producen un efecto similar y también construye una barrera densa, impermeable sobre las paredes de las perforaciones.
- Una insuficiente penetración de los disparos no evita el daño de las perforaciones. La penetración también disminuye con la tensión efectiva de la formación, una preocupación definida en pozos profundos.
- Si la presión bajobalance requerida para lograr una perforación libre de daño es incorrectamente estimada, la insuficiente diferencia de presiones limitará la remoción del daño.
- La baja densidad de las perforaciones restringe el flujo.

3.4.4 Empacamiento de grava

Los mecanismos de daño a la formación pueden afectar los empaques de grava. Es casi universalmente verdad que los empaques de grava se deterioran con el tiempo, causando una reducción progresiva del desempeño del pozo. Esto está en contraste con los métodos actuales de control de producción de arena y fracturamiento a alta permeabilidad (llamado frac y pack), en el cual el desempeño del pozo mejora con el tiempo.

Las mayores fuentes de daño en los empaques de grava son:

- Una inapropiada colocación de los empaques de grava.
- Daño por geles irrompibles o partículas de formación durante la colocación como resultado de una incompleta limpieza de la perforación.
- Invasión por pérdida de materiales de control.
- Grasa para rosca, pintura, óxidos y residuos de polímeros forzados entre la arena de formación y los empaques de grava durante su colocación.
- Tamaño inadecuado de la grava, llevando la invasión de finos de formación a los empaques de grava durante la producción.
- Coladores con las ranuras muy grandes (no retienen grava) o con las aberturas muy estrechas que llegan a obstruir y reducir la producción.

3.4.5 Reparaciones

Los varios tipos de daño de la terminación y los fluidos de reparación son similares al daño creado por los fluidos de perforación:

- Disminución de la permeabilidad de las rocas de formación y la disminución de la productividad de las perforaciones por sólidos suspendidos, incluyendo bacterias y residuos de polímeros.
- Algunos problemas comunes resultado de la invasión por filtrado son:
Expansión y dispersión de arcillas, bloqueos de agua, bloqueos de emulsiones y precipitación de incrustaciones.

3.4.6 Estimulación y tratamientos correctivos

- **Limpieza del agujero**

Quando los pozos son limpiados para remover los depósitos o productos corrosivos de la tubería, altas concentraciones de materiales nocivos pueden invadir la zona productiva. Debería ser dedicado un cuidado extremo para prevenir la suspensión de estas partículas de ser forzadas dentro del medio poroso. Particularmente el peligro son los componentes que son solubles en los fluidos de limpieza, por que no pueden formar barreras impermeables que prevengan la invasión de la formación. Óxido en ácido o parafinas en aceite caliente son dos de los redisolventes más comunes de estos componentes, los cuales precipitan en la formación y causan un daño extenso, grave y usualmente permanente.

- **Tratamientos ácidos**

Los problemas ya encontrados en otras fases de la vida del pozo también pueden ocurrir durante tratamientos de acidificación, especialmente en caso de un diseño inapropiado. Esto incluye:

- Materiales peligrosos de la tubería ingresando a la roca de formación.
- Yacimientos mojados por aceite debido a surfactantes, especialmente inhibidores de corrosión los cuales pueden crear bloqueo de emulsiones.
- Bloqueo de agua.
- Depositación de parafinas y asfaltenos cuando grandes volúmenes de ácido fueron inyectados.

Además de estos procesos comunes de daño, la disminución específica de la producción puede ser el resultado de un mal diseño del tratamiento de acidificación. Estas disminuciones incluyen lo siguiente:

- Lodos producidos por reacción entre ácidos y asfaltenos, especialmente en presencia de algunos aditivos (particularmente surfactantes) o hierro disuelto.
- Desconsolidación de la roca de formación causada por una excesiva disolución de los materiales cementantes por ácidos.
- Precipitación de productos debido a la reacción de ácidos con minerales de formación.
- Precipitación causada por algunos agentes separadores agregados a ácidos para prevenir problemas con el hierro, si se sospecha que el hierro está presente.
- Disminución de la permeabilidad por residuos de inhibidores de corrosión o producida a través de la degradación térmica de polímeros, tales como reductores de fricción.
- Disolución de las arenas comprimidas, a una magnitud limitada, en pozos hidráulicamente fracturados y empacados de grava.

- **Tratamientos de fractura**

El daño resultante del fracturamiento hidráulico toma dos formas diferentes: daño dentro de la propia fractura, y el daño normal a la fractura introduciéndose hacia del yacimiento (daño a la cara de la fractura). El primero generalmente ocurre debido a una inadecuada ruptura de los polímeros del fluido fracturante, la segunda ocurre debido a un excesivo filtrado. Dependiendo de la permeabilidad del yacimiento, varía el impacto de estos dos daños. Para yacimientos de baja permeabilidad ninguno de los dos es mucho factor. Cuando la permeabilidad se incrementa el daño dentro de la propia fractura llega a ser cada vez más importante, considerando que el daño a la cara del yacimiento es relativamente insignificante. En altas permeabilidades, ambos son importantes con un daño dominante a la cara de la fractura en permeabilidades muy altas.

- **Insuficiente recuperación de fluidos de carga**

La recuperación típica de fluidos de carga en tratamientos de estimulación o tratamientos correctivos pueden variar de valores tan pequeños como 20 % hasta valores del 100 %. Los fluidos de carga pueden invadir y llegar a ser atrapados en la formación entrando en los poros capilares más pequeños durante altas presiones de inyección, o pueden cubrir las arcillas con altas microporosidades. Una vez que la presión de inyección es descargada, los efectos de presión capilar mantendrán volúmenes significativos de fluido en la formación. En algunas formaciones más del 50 % de los fluidos de carga pueden ser atrapados después de un tratamiento, y todavía la formación no puede parecer dañada. La mayor parte del flujo es a través de un sistema de poros grandes y fracturas naturales, y estos espacios usualmente son limpiados rápidamente. Los espacios de los poros más pequeños pueden atrapar fluidos por imbibición o absorbiéndolos, pero no tienen un efecto real en el flujo a través de la formación.

3.4.7 Operaciones normales de producción o inyección

- **Formaciones no consolidadas**

Son formaciones que son capaces de liberar partes de la matriz durante la producción o después de una estimulación especialmente propuesta para tratamiento de problemas. Aunque estas situaciones normalmente se piensan como problemas de control de arena en lugar de de daño a la formación, debido a que el efecto de la arena móvil y la caída de presión causada por el colapso de los túneles de la formación es estrechamente parecido al efecto de daño a la formación. Algunos yacimientos no pueden ser producidos a altas velocidades de flujo o grandes caídas de presión sin ser adversamente afectados. Un daño permanente puede ser creado, el cual no puede ser removido simplemente por la reducción del gasto de producción.

Un mayor problema es el movimiento de finos en la formación en respuesta ya sea de la velocidad de flujo o de los cambios de salinidad del flujo de fluidos. Los limos y las arcillas nativas que son adheridos débilmente a las paredes de los poros pueden ponerse en movimiento con altas velocidades de flujo, especialmente cuando dos o mas fluidos inmiscibles son producidos al mismo tiempo. Dependiendo del tamaño de sus partículas, pueden ya sea bloquear las gargantas de los poros en la vecindad de su localización inicial o migrar hacia el agujero.

Si la migración de partículas alcanza el agujero u obstruye las gargantas de los poros depende de su concentración original, de su tamaño, la extensión del incremento de su concentración cerca del agujero, y la máxima velocidad de flujo.

- **Condensación retrógrada y flujo en dos fases**

La condensación retrógrada y los problemas del punto de burbuja son problemas de bloqueo de permeabilidad relativa. La condensación retrograda es la condensación de un gas a líquido. Cuando esto sucede, la permeabilidad relativa al gas puede ser reducida substancialmente. En yacimientos de aceite producidos debajo de la

presión de saturación, se forma gas libre, lo cual reduce la permeabilidad relativa al aceite.

Es importante señalar que no todos los tipos de daño a la formación requieren de un tratamiento de remoción. Algunos tipos de daño serán limpiados durante la producción, y otros pueden ser removidos por cambios en las prácticas de operación, además una parte de la disminución de la producción puede ser mal interpretada como daño, cuando de hecho es un mal diseño del pozo que puede ser remediado con cambios operacionales.

La clasificación correcta del daño requiere más que una experiencia en química y física del daño. Es esencial un conocimiento completo de las condiciones de operación en el campo, y es crítica una correcta identificación para una remoción exitosa.

Sólo conociendo el mecanismo de daño, su localización y como afecta al flujo puede una estrategia de tratamiento efectiva ser desarrollada.

La caracterización del daño es la clave para diseñar un tratamiento de remoción apropiado.

CAPÍTULO 4

CARACTERIZACIÓN Y DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

4.1 Efecto de daño

Como resultado de la perforación y practicas de terminación, la permeabilidad de la formación cerca del pozo es usualmente reducida. La invasión de los fluidos de perforación a la formación, la dispersión de arcillas, la presencia de un enjarre, y cemento tienden a reducir la permeabilidad de la formación alrededor del pozo. Un efecto similar puede ser producido por una disminución en el área de flujo expuesta al pozo. Por lo tanto, la penetración parcial del pozo, una perforación limitada, o el taponamiento de las perforaciones también daría una impresión de una formación dañada. Recíprocamente, un pozo inclinado o una formación inclinada incrementan el área de flujo cerca del agujero, dando la impresión de un pozo estimulado.

La zona de la formación con permeabilidad reducida (o superior) ha sido llamada “**skin**”, y el efecto resultante sobre el desempeño del pozo es llamado “**skin factor**”. El factor de daño o efecto de daño (skin factor) puede ser usado como un índice relativo para determinar la eficiencia de la perforación y las practicas de terminación. Es positivo para un pozo dañado, negativo para un pozo estimulado, y cero para un pozo sin cambio (ver figura 4.1).

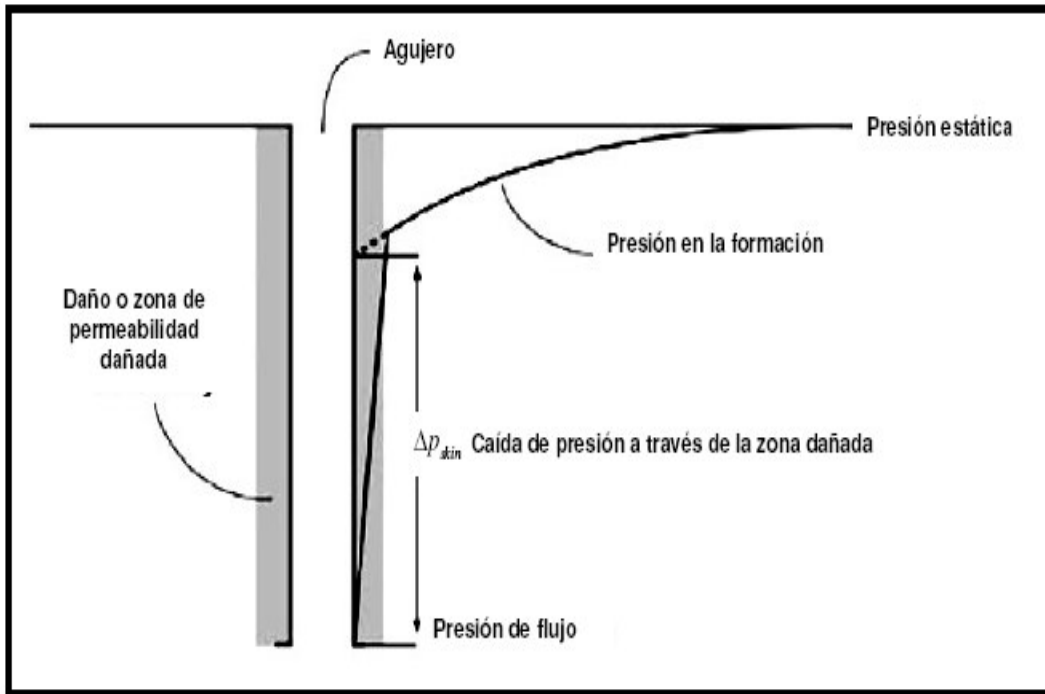


Figura 4.1 Distribución de presión en un yacimiento con daño (Economides, 1997)⁹.

El efecto de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo.

El efecto de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

En relación al IPR de un pozo, el efecto de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real. La figura 4.2 ilustra la significancia del efecto de daño de un pozo en una gráfica gasto- presión. La figura indica que el IPR actual de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante.

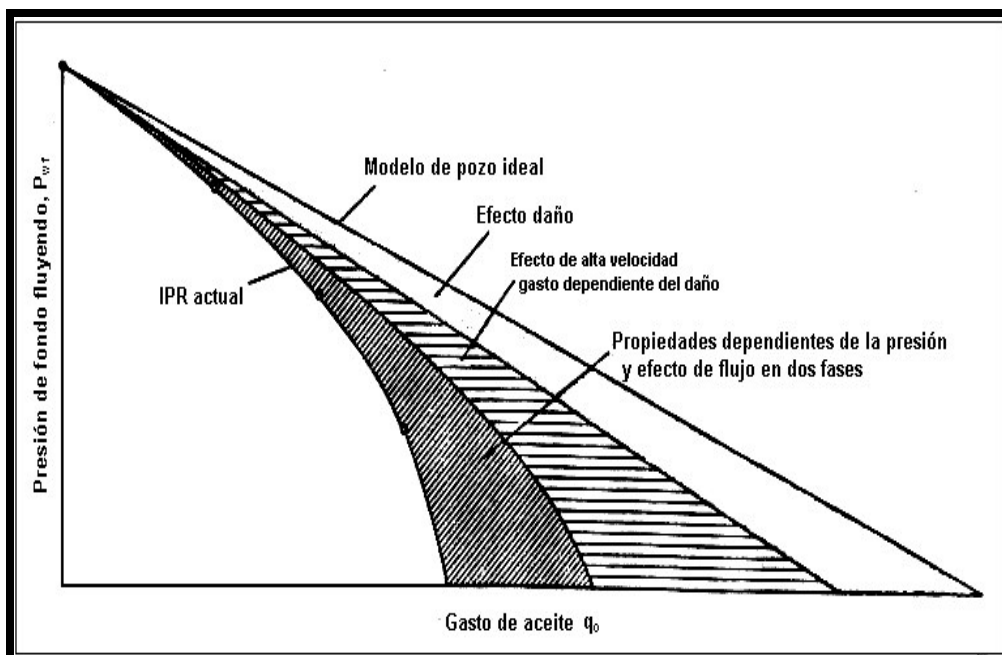


Figura 4.2 IPR actual contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

4.1.1 Efecto de daño positivo

Un efecto de daño positivo puede ser creado por causas “mecánicas” como terminación parcial (por ejemplo, la altura perforada es menor que la altura del yacimiento) y un número inadecuado de perforaciones, por cambios de fases (reducción de la permeabilidad relativa al fluido principal), turbulencia, y, por supuesto, por daño a la permeabilidad natural del yacimiento.

4.1.2 Efecto de daño negativo

Un efecto de daño negativo denota que la caída de presión en la zona cercana al pozo es menos que la que habría sido normalmente, sin alteración, de los mecanismos de flujo del yacimiento. Semejante a un efecto de daño negativo, o a una contribución negativa al total del efecto de daño, puede ser el resultado de una estimulación de la matriz (la permeabilidad cerca del pozo excede su valor natural), fracturamiento hidráulico, o un pozo altamente desviado.

Los pozos acidificados usualmente muestran un efecto de daño negativo. Los pozos fracturados hidráulicamente muestran valores negativos del efecto de daño que pueden ser tan bajos como -7.

El impacto del efecto de daño fue cuantificado a través de un concepto de radio efectivo del pozo, r'_w . Un valor positivo del efecto de daño tiene el efecto de reducir el radio del pozo, mientras que un efecto de daño negativo tiene el efecto opuesto.

El radio efectivo del pozo es relacionado al radio del agujero por:

$$r'_w = r_w e^{-S}. \quad (4.1)$$

El radio efectivo del pozo es un término que fue desarrollado para describir el radio de un pozo equivalente con un efecto de daño de cero. La ecuación 4.1 sugiere que si S es positivo, el radio efectivo del pozo, r'_w , es más pequeño que r_w . De esta manera el pozo dañado bajo consideración es equivalente a un pozo con un efecto de daño cero pero con un radio más pequeño. Por lo tanto, ambos pozos el real y el equivalente tendrían la misma productividad bajo la misma caída de presión.

4.2 Alteraciones en las zonas cercanas al pozo

El efecto de daño S es utilizado para describir las alteraciones en las zonas cercanas al pozo. Uno de los problemas más comunes es el daño a la permeabilidad que puede ser causado por prácticamente cualquier actividad de ingeniería petrolera, desde la perforación hasta la terminación de pozos, incluso la propia estimulación. Si la permeabilidad de una zona cercana al pozo es reducida significativamente es completamente concebible que la porción más grande del gradiente total de presión puede ser consumida dentro de una zona muy cercana al pozo. Similarmente, recuperar o incluso mejorar esta permeabilidad puede llevar a una considerable mejora en la producción o inyección del pozo. Este es el papel de la estimulación de la matriz.

El valor del efecto de daño usualmente se calcula a partir del análisis de datos de pruebas de incremento o decremento de presión. Aunque también se puede determinar a través de registros geofísicos y en pruebas de laboratorio.

Métodos de interpretación de las pruebas en los pozos permitirán separar el cálculo de la permeabilidad, k y los efectos no ideales resultantes de una caída de presión adicional. En relación a las mediciones del daño, es importante reconocer que el efecto de daño calculado a partir del análisis de una prueba de incremento de presión, por ejemplo, un gráfico de Horner (1951) representa el efecto de daño experimentado por el pozo en el instante en que se cierra. En consecuencia, si el período de producción previo al cierre es corto y el estado pseudoestacionario no se alcanza, el cálculo del daño no siempre será el correcto en este período. Para asegurar el cálculo correcto del efecto de daño, es importante medir la presión de flujo y el gasto de producción inmediatamente antes del cierre. Desafortunadamente, a menudo es difícil correr un medidor de presión y registrar la presión de flujo en el instante de cierre.

Por tanto, se han desarrollado métodos de pruebas multigasto para cuantificar el efecto cambiante del daño con el gasto. Tales pruebas pueden identificar separadamente el daño constante y el daño dependiente del gasto. Para mantener eficientemente el flujo del yacimiento al pozo, el daño deberá ser minimizado.

4.3 Análisis del efecto de daño

Generalmente, sólo interesa el efecto de daño (factor de daño) durante el período pseudoestacionario y se desprecia el efecto de daño en el período de transición debido a los tiempos cortos.

Para condiciones de período pseudoestacionario de un pozo, el efecto de daño es incluido en el cálculo de la caída de presión total, esto es, $p_y - p_{wf}$. Lo anterior se puede establecer de la siguiente forma:

$$p_y - p_{wf} = \underbrace{p_y - p'_{wf}}_{\text{ideal}} + \underbrace{(p'_{wf} - p_{wf})}_{\text{no-ideal}}, \quad (4.2)$$

donde:

p_y : Presión del yacimiento,

p_{wf} : Presión de fondo fluyendo a condiciones reales,

p'_{wf} : Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal.

La diferencia de presión de fondo fluyendo entre la ideal y la actual, $p'_{wf} - p_{wf}$, representa una pérdida de presión adicional debido al daño de la formación, estimulación de la zona alrededor del pozo y otras restricciones al flujo a la entrada del pozo.

La figura 4.3 muestra la comparación gráfica de la distribución de presión actual de un pozo a condiciones reales y un pozo a condiciones ideales.

Usualmente se representa la caída de presión adicional como Δp_s . El efecto de daño adimensional S , proporcional a Δp_s , es definido como:

$$S = \frac{kh}{141.2q_o \mu_o B_o} \Delta p_s, \quad (4.3)$$

o bien:

$$\Delta p_s = \frac{141.2q_o \mu_o B_o}{kh} S. \quad (4.4)$$

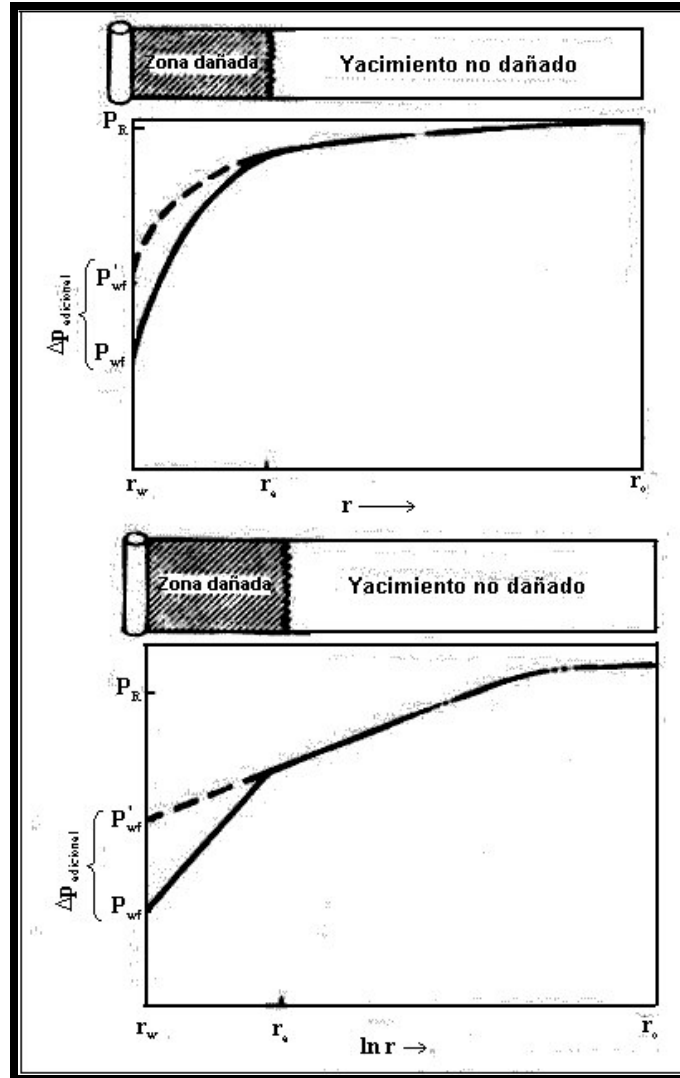


Figura 4.3 Distribución de presión actual de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

Ahora bien, considerando flujo pseudoestacionario para un caso ideal, se tiene que:

$$p_y - p'_{wf} = \frac{141.2q_o \mu_o B_o}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right], \quad (4.5)$$

dato que $p'_{wf} - p_{wf} = \Delta p_s$, se puede combinar las Ecs. 4.5 y 4.4 para expresar la caída de presión actual o real $p_y - p_{wf}$ en términos del efecto de daño:

$$p_y - p_{wf} = \frac{141.2q_o \mu_o B_o}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right],$$

más

$$p'_{wf} - p_{wf} = \frac{141.2q_o \mu_o B_o}{kh} S,$$

resulta:

$$p_y - p_{wf} = \frac{141.2q_o \mu_o B_o}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right]. \quad (4.6)$$

Reordenando la Ec. 4.6 y resolviendo para el gasto, se tiene que:

$$q_o = \frac{kh(p_y - p_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}. \quad (4.7)$$

El efecto de daño nos proporciona una indicación de las características de flujo cerca del agujero, relativa a un pozo ideal. Un efecto de daño positivo indica daño o restricción al flujo, y un efecto de daño negativo indica estimulación o una reducción de la restricción al flujo. La magnitud del efecto de daño es una medida relativa de un efecto no ideal sobre el comportamiento de afluencia de un pozo dado.

Para cuantificar el efecto actual del factor de daño, es necesario calcular la constante $(141.2q_o \mu_o B_o / kh)S$, la cual proporciona las pérdidas de presión debido al daño.

En algunas ocasiones resulta más útil expresar el efecto de daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo, EF.

La eficiencia de flujo EF, se define como la relación entre el gasto actual y el gasto ideal para un abatimiento de presión dado. Esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$E.F. = \frac{q_{\text{actual}}}{q_{\text{ideal}}}. \quad (4.8)$$

En términos de la presión de fondo fluyendo ideal y actual, requeridas para producir a un gasto determinado, la eficiencia de flujo tiene la siguiente forma:

$$E.F = \frac{p_y - p'_{wf}}{p_y - p_{wf}} \quad (4.9)$$

En términos del efecto de daño, se puede mostrar fácilmente que la eficiencia de flujo esta expresada como:

$$E.F = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S} \quad (4.10)$$

Para la mayoría de pozos el término $\ln(r_e/r_w)$ tiene un rango de valores entre 6.5 y 8.5. Utilizando un promedio de $\ln(r_e/r_w) - 0.75 = 7$, se puede escribir una expresión aproximada para la eficiencia de flujo en términos del efecto de daño:

$$E.F = \frac{7}{7 + S}, \quad (4.11)$$

la cual puede ser utilizada como regla de dedo.

A menudo, compañías de servicios reportan condiciones no ideales en términos de una relación de daño R_d , la cual no es más que el recíproco de la eficiencia de flujo:

$$R_d = \frac{1}{E.F} \quad (4.12)$$

Otra ecuación o expresión utilizada para cuantificar las condiciones de flujo ideal es el radio efectivo del pozo o radio aparente del pozo r_{wa} , mencionado anteriormente en la Ec. 4.1;

$$r_{wa} = r_w e^{-S},$$

el cual se sustituye por el radio del pozo en la Ec. 4.7 resultando:

$$q_o = \frac{kh(p_y - p_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.75 + S \right]}. \quad (4.13)$$

La figura 4.4 ilustra el concepto del radio aparente del pozo. Un pozo dañado está indicado mediante el radio aparente del pozo menor que el radio actual del pozo. Un pozo estimulado es identificado mediante un radio aparente del pozo más grande que el valor actual y algunas veces se aproxima al radio de drene, r_e .

La tabla 4.1 muestra el carácter del pozo, dañado, estimulado e ideal, expresado en términos del daño, eficiencia de flujo, relación de daño y radio aparente del pozo.

El efecto de daño es el concepto más empleado por los ingenieros petroleros para cuantificar las condiciones de flujo no ideal.

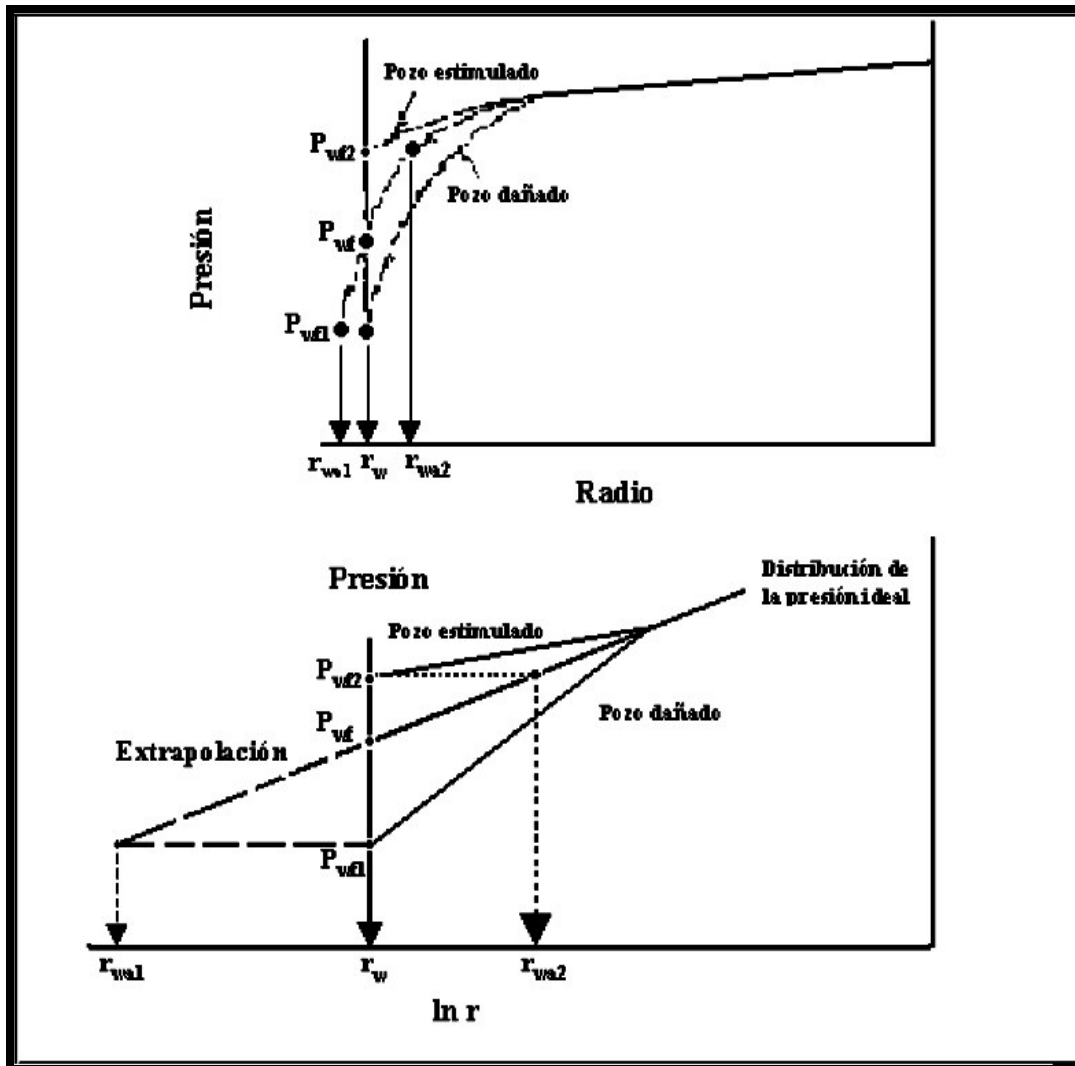


Figura 4.4 Ilustración del concepto de radio aparente del pozo (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

Tabla 4.1 Características de los pozos dañados, estimulados e ideales¹⁹.

Efecto cuantificable de flujo no lineal					
Condición del pozo	Δp_s	S	EF	R_d	r_{wa}
Dañado	$\Delta p_s > 0$	$S > 0$	$EF < 1$	$R_d > 1$	$r_{wa} < r_w$
Inalterado (sin daño)	$\Delta p_s = 0$	$S = 0$	$EF = 1$	$R_d = 1$	$r_{wa} = r_w$
Estimulado	$\Delta p_s < 0$	$S < 0$	$EF > 1$	$R_d < 1$	$r_{wa} > r_w$

4.4 Fórmula de Hawkins

Mientras el efecto de daño es adimensional, la zona asociada al daño no lo es. La figura 4.5 es una representación típica de las condiciones cerca del agujero, con r_s y k_s , siendo la penetración del daño y la permeabilidad respectivamente. Fuera de esta zona el yacimiento permanece sin alteración, con permeabilidad k .

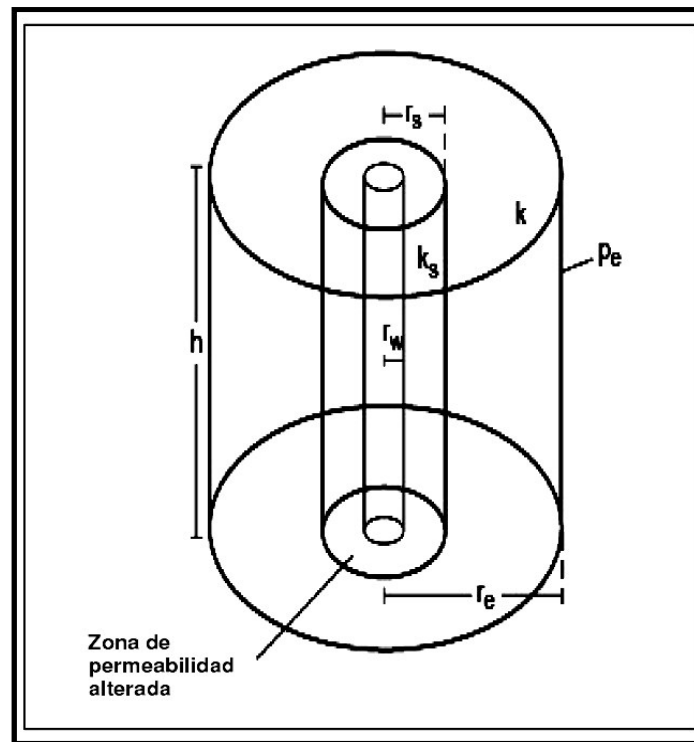


Figura 4.5 Zona cerca del pozo con permeabilidad alterada (Economides 2000)⁸.

Una ecuación bien conocida relaciona el efecto de daño y las variables anteriores, la cual ha sido presentada por Hawkins (1956) y es frecuentemente referida como la fórmula de Hawkins. La figura 4.6 proporciona una forma fácil para el desarrollo de esta relación.

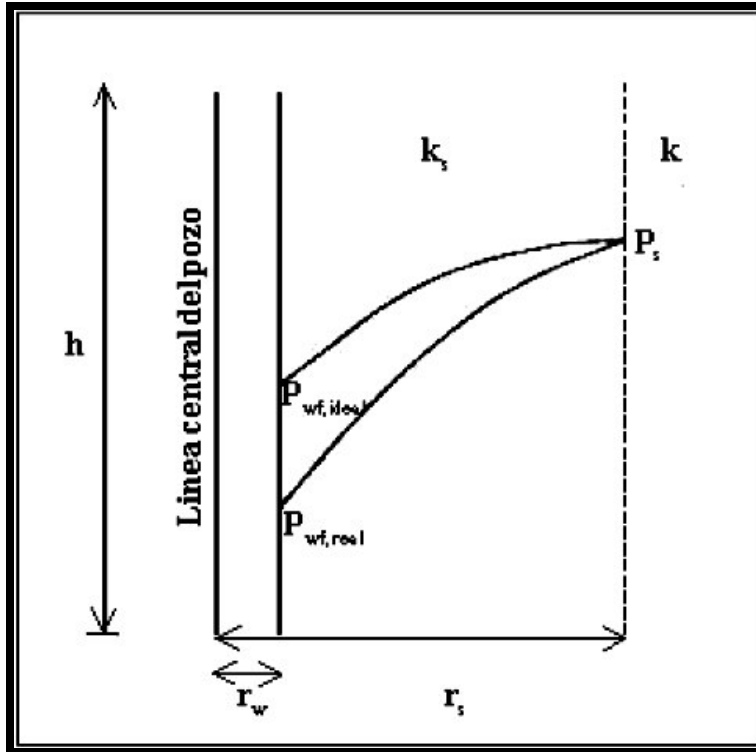


Figura 4.6 Zona cerca del pozo, presión de fondo fluyendo ideal y real (Economides, 1994)⁷.

Si la permeabilidad cerca del pozo es la permeabilidad del yacimiento (sin daño), entonces la caída de presión en un estado estacionario entre la presión del límite exterior (p_s) y el pozo resultaría en una $p_{wf,ideal}$ dada por:

$$p_s - p_{wf,ideal} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r_w}. \quad (4.14)$$

Si la permeabilidad cerca del pozo es alterada k_s , entonces la presión de fondo fluyendo es relacionada por:

$$p_s - p_{wf,ideal} = \frac{q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w}. \quad (4.15)$$

La diferencia entre $p_{wf,ideal}$ y $p_{wf,real}$ es exactamente la caída de presión debido al efecto de daño, Δp_s , la cual es $\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S$ por lo tanto combinando esta ecuación con las ecuaciones 4.14 y 4.15 se tiene:

$$\frac{q\mu}{2\pi kh} S = \frac{q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r_w}, \quad (4.16)$$

reordenando y simplificando resulta:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}. \quad (4.17)$$

La ecuación 4.17 es la formula de Hawkins y es útil para evaluar los efectos relativos de la reducción de la permeabilidad y la penetración del daño. Es uno de los conceptos más conocidos en la ingeniería de producción. Si $k_s < k$, el pozo esta dañado y $S > 0$, recíprocamente. Si $k_s > k$, entonces $S < 0$ y el pozo está estimulado. Para $S = 0$, la permeabilidad cerca del pozo es igual a la permeabilidad original del yacimiento.

Ciertos registros de pozo pueden hacer posible el cálculo del radio dañado, considerando que el análisis del cambio de presión puede proporcionar el efecto de daño y la permeabilidad del yacimiento. La Ec. 4.17 entonces puede proporcionar el valor de la permeabilidad alterada k_s .

Un problema inherente con el uso práctico de la Ec. 4.17 es que la zona alterada es muy difícil de cuantificar en términos de k_s y r_s . Esto es, la permeabilidad alterada y radio no pueden ser medidos directamente. En el mejor de los casos, si el daño de la zona alterada puede ser aislado del daño total (calculado a partir de análisis de pruebas de incremento o decremento de presión), una estimación del radio de la zona alterada r_s permitirá el cálculo de la permeabilidad de la zona alterada, mediante el simple reordenamiento de la Ec. 4.17.

$$k_s = k \left[1 + \frac{S}{\ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)} \right]^{-1}, \quad (4.18)$$

resolviendo para el radio de la zona alterada se obtiene:

$$r_s = r_w \exp \left[\frac{S}{\frac{k}{k_s} - 1} \right]. \quad (4.19)$$

Simplificando las expresiones para una situación típica de un pozo estimulado cuando $k_s \gg k$ en:

$$r_s = r_w \exp[-S], \quad k_s \gg k \quad (\text{Estimulación}); \quad (4.20)$$

$$S = -\ln(r_s/r_w), \quad k_s \gg k \quad (\text{Estimulación}). \quad (4.21)$$

4.5 Componentes del efecto de daño

La capacidad de evaluar las posibles medidas para mantener, restaurar o mejorar la productividad de un pozo, dependerá de la capacidad que se tenga para evaluar el efecto de daño en sus componentes individuales. Debido a que los componentes individuales del efecto de daño no se pueden medir directamente, será necesario calcular los componentes individuales basándose en correlaciones desarrolladas empíricamente, analíticamente y con simuladores numéricos. Una vez que se ha evaluado la contribución de cada componente del efecto de daño, será posible considerar medidas correctivas para reducir el efecto de daño y por consiguiente, el mejoramiento de la productividad del pozo.

La estimulación de la matriz ha demostrado ser efectiva en la reducción del efecto de daño causado por la mayoría de las formas de daño. Sin embargo, el efecto total de daño está compuesto de un número de factores, la mayoría de los cuales usualmente no pueden ser alterados por tratamientos convencionales a la matriz.

El efecto total de daño para un pozo, S , consiste de un número de componentes. Generalmente éstos pueden ser agregados juntos, por lo tanto el efecto total de daño pueden ser escrito como:

$$S_t = S_{c+\theta} + S_p + S_d + \sum \text{pseudodaños.} \quad (4.22)$$

El último término del lado derecho de la Ec. (4.22) representa un arreglo de los factores del pseudodaño, como efectos dependientes del gasto y la fase que podrían ser alterados por tratamientos de fracturamiento hidráulico. Este efecto de daño es igual a Dq , donde D es el coeficiente no darciano. Por su parte, Ramey (1965) resume que el flujo No-Darciano puede ser interpretado como un efecto de daño dependiente del gasto, es decir que a altos gastos de producción de gas, una caída de presión adicional es introducida cerca del pozo debido al flujo turbulento. Así cuando el flujo No-Darciano es importante, la caída de presión adicional no puede ser despreciada en el cálculo de la eficiencia de flujo.

El efecto de daño efectivo puede calcularse como:

$$S' = S + Dq, \quad (4.23)$$

donde:

D : Coeficiente no Darciano.

Dq : Efecto de daño.

S' : Daño aparente.

Pruebas realizadas a diferentes gastos (de incremento o decremento de presión) pueden ser utilizadas para aislar el efecto de daño, S . Una gráfica tal como la que se ilustra en la figura 4.7 de S' contra q sugiere que S es la intersección de la línea ajustada con el eje de las ordenadas a $q = 0$, y D es la pendiente. Ésta es la forma apropiada para la determinación en campo de D y de pronosticar el impacto del efecto de daño dependiente del gasto, sobre la producción futura del pozo.

El efecto de flujo No-Darciano causado por alta velocidad de flujo cerca de los pozos puede ser afectado por otros mecanismos, como es el cambio en la permeabilidad relativa al gas como una consecuencia de la condensación de líquidos; esperándose incrementos de flujo no-laminar cerca del pozo en la misma región en que el daño existe. También es asociado con altos gastos en yacimientos de aceite saturado con disparos limitados.



Figura 4.7 Determinación en campo del efecto de daño y coeficiente no-Darciano a partir de una prueba múltiple de gastos en el pozo (Lozano y Pérez, 2004)¹⁹.

Los otros tres términos de la Ec. 4.22 son los factores comunes de daño. El primero es el efecto de daño causado por la terminación parcial y la inclinación del pozo, el segundo término representa el efecto de daño resultado de las perforaciones y el tercer término se refiere al efecto de daño real a la formación.

Obviamente, es de extrema importancia cuantificar los componentes de los efectos de daño para evaluar la efectividad de los tratamientos de estimulación. No es inconcebible obtener efectos de daño después de una estimulación que es extremadamente grande. Esto puede ser atribuido a la configuración usualmente irreducible de los factores de daño.

4.5.1 Efecto de daño causado por la terminación parcial y la inclinación del pozo

Frecuentemente, los pozos son terminados parcialmente; esto es, que la altura que esta abierta a la formación es más pequeña que la altura del yacimiento. A veces esto es conocido como penetración parcial. Esta situación puede ocurrir como resultado de un mal trabajo de perforación o por una terminación incompleta deliberada para retardar o evitar efectos de conificación. En ciertas prácticas modernas de prueba a yacimientos, la penetración parcial puede ser creada para formar rápidamente un flujo esférico para permita el cálculo de la permeabilidad vertical.

En todos estos casos la convergencia resultante de las líneas de flujo resultaría en un efecto de daño denotado S_c . El efecto de daño debido a la inclinación es denotado por S_θ , y el termino de daño por la terminación parcial y la inclinación del pozo es denotado por $S_{c+\theta}$.

En la figura 4.8 muestra las variables relevantes. Aquí h_w es la altura perforada, z_w es la elevación de la base del yacimiento al punto medio de las perforaciones, h es la altura del yacimiento, θ es el ángulo desviación del pozo, y r_w es el radio del pozo.

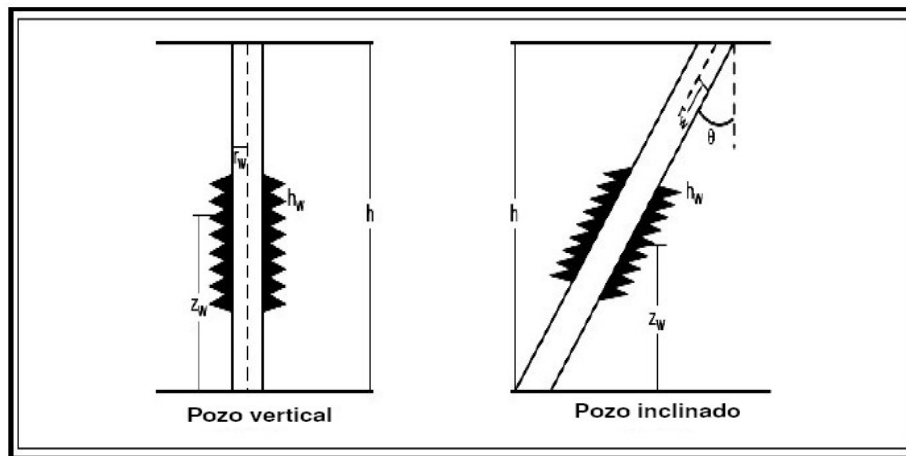


Figura 4.8 Configuración de un pozo inclinado y parcialmente terminado (Economides, 2000)⁸.

Cinco-ley et al. (1975) resolvieron el problema semianalítico y presentaron tablas de estos efectos de daño para varias combinaciones de terminación parcial, elevación de la terminación y la desviación del pozo.

En la tabla 4.2 se presentan los factores de pseudodaño causado por la penetración parcial y la inclinación. Para usarlos es necesario evaluar varios grupos adimensionales:

Espesor de la terminación $h_{wD} = h_w / r_w .$ (4.24)

Elevación $z_{wD} = z_w / r_w .$ (4.25)

Espesor del yacimiento $h_D = h / r_w .$ (4.26)

Radio de penetración $h'_{wD} = h_w / h .$ (4.27)

Los términos $h_D, h_{wD}, z_{wD}/h_D$ y $h_{wD} \cos\theta/h_D$ deben ser conocidos para calcular los efectos de daño.

Tabla 4.2 Factores de daño por penetración parcial y desviación del pozo ⁸.

θ_w (°)	z_{wD}/h_D	$\frac{h_{wD} \cos\theta_w}{h_D}$	$s_{\theta+c}$	s_c	s_{θ}	θ_w (°)	z_{wD}/h_D	$\frac{h_{wD} \cos\theta_w}{h_D}$	$s_{\theta+c}$	s_c	s_{θ}
$h_D = 100$						$h_D = 100$ continued					
0	0.95	0.1	20.810	20.810	0	0	0.6	0.5	2.430	2.430	0
15			20.385	20.810	-0.425	15			2.254	2.430	-0.176
30			18.948	20.810	-1.861	30			1.730	2.430	-0.700
45			16.510	20.810	-4.299	45			0.838	2.430	-1.592
60			12.662	20.810	-8.147	60			-0.466	2.430	-2.897
75			6.735	20.810	-14.074	75			-2.341	2.430	-4.772
0	0.8	0.1	15.809	15.809	0	0	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15			15.449	15.809	-0.36	15			2.149	2.369	-0.175
30			14.185	15.809	-1.623	30			1.672	2.369	-0.697
45			12.127	15.809	-3.682	45			0.785	2.369	-1.584
60			8.944	15.809	-6.864	60			-0.509	2.369	-2.879
75			4.214	15.809	-11.594	75			-2.368	2.369	-4.738
0	0.6	0.1	15.257	15.257	0	0	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15			14.898	15.257	-0.359	15			0.778	0.924	-0.145
30			13.636	15.257	-1.621	30			0.337	0.924	-0.587
45			11.583	15.257	-3.674	45			-0.411	0.924	-1.336
60			8.415	15.257	-6.842	60			-1.507	0.924	-2.432
75			3.739	15.257	-11.517	75			-3.099	0.924	-4.024
0	0.5	0.1	15.213	15.213	0	0	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15			14.854	15.213	-0.359	15			0.554	0.694	-0.139
30			13.592	15.213	-1.620	30			0.134	0.694	-0.560
45			11.540	15.213	-3.673	45			-0.581	0.694	-1.275
60			8.372	15.213	-6.841	60			-1.632	0.694	-2.326
75			3.699	15.213	-11.514	75			-3.170	0.694	-3.864
0	0.875	0.25	8.641	8.641	0	0	0.5	1	0	0	0
15			8.359	8.641	-0.282	15			-0.128	0	-0.128
30			7.487	8.641	-1.154	30			-0.517	0	-0.517
45			5.968	8.641	-2.673	45			-1.178	0	-1.178
60			3.717	8.641	-4.924	60			-2.149	0	-2.149
75			0.464	8.641	-8.177	75			-3.577	0	-3.577
0	0.75	0.25	7.002	7.002	0	$h_D = 1000$					
15			6.750	7.002	-0.251	0	0.95	0.1	41.521	41.521	0
30			5.969	7.002	-1.032	15			40.343	41.521	-1.178
45			4.613	7.002	-2.388	30			36.798	41.521	-4.722
60			2.629	7.002	-4.372	45			30.844	41.521	-10.677
75			-0.203	7.002	-7.206	60			22.334	41.521	-19.187
0	0.6	0.25	6.658	6.658	0	75			10.755	41.521	-30.766
15			6.403	6.658	-0.249	0	0.8	0.1	35.840	35.840	0
30			5.633	6.658	-1.024	15			34.744	35.840	-1.095
45			4.290	6.658	-2.447	30			31.457	35.840	-4.382
60			2.337	6.658	-4.32	45			25.973	35.840	-9.867
75			-0.418	6.658	-7.076	60			18.241	35.840	-17.599
0	0.5	0.25	6.611	6.611	0	75			8.003	35.840	-27.837
15			6.361	6.611	-0.249	0	0.6	0.1	35.290	35.290	0
30			5.587	6.611	-1.023	15			34.195	35.290	-1.095
45			4.245	6.611	-2.365	30			30.910	35.290	-4.380
60			2.295	6.611	-4.315	45			25.430	35.290	-9.860
75			-0.451	6.611	-7.062	60			17.710	35.290	-17.580
0	0.75	0.5	3.067	3.067	0	75			7.522	35.290	-27.768
15			2.878	3.067	-0.189	0	0.5	0.1	35.246	35.246	0
30			2.308	3.067	-0.759	15			34.151	35.246	-1.095
45			1.338	3.067	-1.729	30			30.866	35.246	-4.380
60			-0.082	3.067	-3.150	45			25.386	35.246	-9.860
75			-2.119	3.067	-5.187	60			17.667	35.246	-17.579
						75			7.481	35.246	-27.765

Tabla 4.2 Continuación.

θ_w (°)	z_{wD}/h_D	$h_{wD}\cos\theta_w$ h_D	$s_{\theta+c}$	s_c	s_θ	θ_w (°)	z_{wD}/h_D	$h_{wD}\cos\theta_w$ h_D	$s_{\theta+c}$	s_c	s_θ
<i>h_D = 1000 continued</i>						<i>h_D = 1000 continued</i>					
0	0.875	0.25	15.733	15.733	0	0	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15			15.136	15.733	-0.597	15			4.502	4.837	-0.335
30			13.344	15.733	-2.389	30			3.503	4.837	-1.334
45			10.366	15.733	-5.367	45			1.858	4.837	-2.979
60			6.183	15.733	-9.550	60			-0.424	4.837	-5.261
75			0.632	15.733	-15.101	75			-3.431	4.837	-8.268
0	0.75	0.25	14.040	14.040	0	0	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15			13.471	14.040	-0.569	15			4.443	4.777	-0.334
30			11.770	14.040	-2.270	30			3.446	4.777	-1.331
45			8.959	14.040	-5.081	45			1.806	4.777	-2.971
60			5.047	14.040	-8.993	60			-0.467	4.777	-5.244
75			-0.069	14.040	-14.109	75			-3.458	4.777	-8.235
0	0.6	0.25	13.701	13.701	0	0	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15			13.133	13.701	-0.568	15			1.483	1.735	-0.252
30			11.437	13.701	-2.264	30			0.731	1.735	-1.004
45			8.638	13.701	-5.063	45			-0.512	1.735	-2.247
60			4.753	13.701	-8.948	60			-2.253	1.735	-3.988
75			-0.288	13.701	-13.989	75			-4.595	1.735	-6.330
0	0.5	0.25	13.655	13.655	0	0	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15			13.087	13.655	-0.568	15			1.262	1.508	-0.246
30			11.391	13.655	-2.264	30			0.528	1.508	-0.980
45			8.593	13.655	-5.062	45			-0.683	1.508	-2.191
60			4.711	13.655	-8.944	60			-2.380	1.508	-3.888
75			-0.321	13.655	-13.976	75			-4.665	1.508	-6.173
0	0.75	0.5	5.467	5.467	0	0	0.5	1	0	0	0
15			5.119	5.467	-0.348	15			-0.206	0	-0.206
30			4.080	5.467	-1.387	30			-0.824	0	-0.824
45			2.363	5.467	-3.104	45			-1.850	0	-1.850
60			-0.031	5.467	-5.498	60			-3.298	0	-3.298
5			-3.203	5.467	-8.670	75			-5.282	0	-5.282

Efecto de daño debido a la inclinación y la terminación parcial (ejemplo de aplicación).

Un pozo con un radio $r_w = 0.328$ pies es terminado en un yacimiento de 33 pies. Para evitar grandes problemas de conificación de agua, sólo 8 pies fueron terminados y el punto medio de las perforaciones esta a 29 pies por encima de la base del yacimiento. Calcular:

- El efecto de daño debido a la terminación parcial para un pozo vertical.
- Cual podría ser el efecto de daño si $\theta = 45^\circ$.
- El efecto de daño considerando $h = 330$ pies, $h_w = 80$ pies, $z_w = 290$ pies.

Solución

- El espesor del yacimiento adimensional h_D es $h/r_w = 33/0.328 = 100.601$, la elevación z_{wD} es $z_w/r_w = 29/0.328 = 88.415$, $z_{wD}/h_D = 88.415/100 \approx 0.875$, y el espesor de la terminación adimensional h_{wD} es $h_w/r_w = 8/0.328 = 24.390$, por lo tanto $h_{wD} \cos \theta_w / h_D = 24.390 * \cos(0)/100.601 \approx 0.25$. De la tabla 4.2 para un pozo vertical ($\theta = 0^\circ$), $S_{c+\theta} = 8.6$ y $S_\theta = 0$.
- Si $\theta = 45^\circ$, entonces $S_c = 8.6$ pero $S_\theta = -2.7$, resultando $S_{c+\theta} \approx 6$.
- Aunque todas las operaciones son las mismas para $h_D = 330/0.328 = 1006.098$, de la tabla 4.2, $S_{c+\theta} = 15.7$ para un pozo vertical y para pozo con una inclinación de 45° $S_{c+\theta} = 10.4$.

4.5.2 Efecto de daño debido a la perforación

Debido a que la mayoría de los pozos son cementados, revestidos y perforados, el efecto de las perforaciones sobre el factor de daño es extremadamente importante. Las perforaciones son sin duda el proceso que más contribuye al valor del factor de daño.

La figura 4.9 nos muestra todas las variables relevantes para el cálculo del efecto de daño debido a la perforación. Esto incluye el radio del pozo, r_w , el radio de perforación, r_{perf} , la longitud de perforación, l_{perf} , el ángulo de perforación, θ , y, muy

importante, la distancia entre las perforaciones, h_{perf} , lo cual es inversamente proporcional a la densidad de la perforación (por ejemplo, 2 disparos por pie, SPF, resulta en $h_{\text{perf}} = 0.5$ pies).

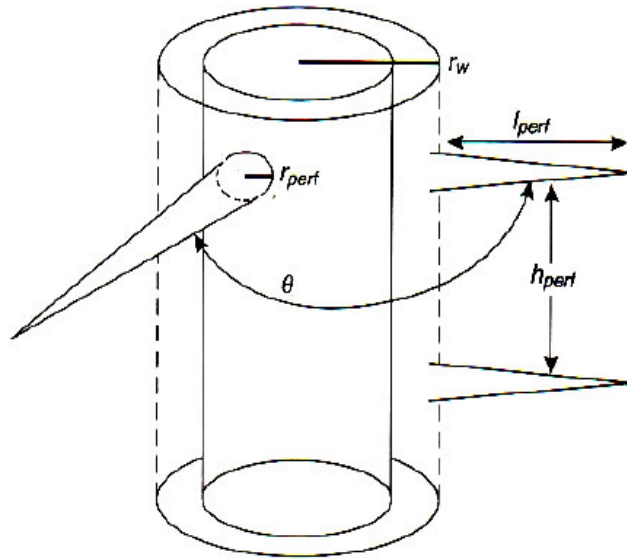


Figura 4.9 Variables del pozo para el cálculo del factor de daño debido a la perforación (Economides, 1994)⁷.

Karakas y Tariq (1988) desarrollaron un procedimiento para calcular el efecto de daño causado por las perforaciones, el cual está compuesto por: el efecto de flujo pleno, S_H ; el efecto de convergencia vertical, S_V ; y el efecto del pozo, S_{wb} . Entonces el efecto total de daño debido a la perforación es:

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb} . \quad (4.28)$$

Cálculo de S_H .

El factor de pseudodaño S_H está dado por:

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)} , \quad (4.29)$$

donde $r'_w(\theta)$ es el radio efectivo del agujero y está en función del ángulo de la perforación θ :

$$r_w'(\theta) = \begin{cases} l_{\text{perf}} / 4 & \text{donde } \theta = 0 \\ \alpha_{\theta} (r_w + l_{\text{perf}}) & \text{donde } \theta \neq 0 \end{cases}, \quad (4.30)$$

donde l_{perf} es la longitud de la perforación y α_{θ} es una variable dependiente del ángulo de los disparos, y puede ser obtenida de la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Dependencia de α_{θ} respecto al ángulo de las perforaciones ⁸.

Ángulo de perforación (°)	α_{θ}
0 (360)	0.250
180	0.500
120	0.648
90	0.726
60	0.813
45	0.860

Cálculo de S_v .

El factor de pseudodaño vertical S_v puede ser calculado después de que ciertas variables adimensionales son determinadas:

$$h_D = \frac{h_{\text{perf}}}{l_{\text{perf}}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}, \quad (4.31)$$

donde k_H y k_V son las permeabilidades horizontal y vertical respectivamente, h_{perf} es la distancia entre las perforaciones y es precisamente inversamente proporcional a la densidad del disparo:

$$r_D = \frac{r_{\text{perf}}}{2h_{\text{perf}}} \left(1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right), \quad (4.32)$$

donde r_{perf} es el radio de perforación y el factor de pseudodaño vertical es entonces:

$$S_v = 10^a h_D^{b-1} r_D^b, \quad (4.33)$$

donde a y b son:

$$a = a_1 \log r_D + a_2, \quad (4.34)$$

$$b = b_1 r_D + b_2 . \quad (4.35)$$

Los valores de las constantes a_1, a_2, b_1 y b_2 son dados por la tabla 4.4 como función del ángulo de perforación.

Tabla 4.4 Coeficientes para la correlación de efecto de daño vertical ⁸.

Ángulo de perforación (°)	a_1	a_2	b_1	b_2
0 (360)	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672
180	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115
120	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770
90	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935
60	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490
45	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392

El efecto de daño vertical, S_V , es potencialmente la contribución más grande de S_p ; para pequeñas densidades de perforación, esto es, una h_{perf} grande, S_V puede ser muy grande.

Cálculo de S_{wb} .

Para el cálculo de S_{wb} , un término adimensional es calculado primero:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_{perf} + r_w} . \quad (4.36)$$

Finalmente el efecto de daño del pozo s_{wb} puede ser aproximado por:

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} . \quad (4.37)$$

Las constantes c_1 y c_2 pueden ser obtenidas de la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Variables c_1 y c_2 ⁸.

Ángulo de perforación (°)	c_1	c_2
0 (360)	1.6E-1	2.675
180	2.6E-2	4.532
120	6.6E-3	5.320
90	1.9E-3	6.155
60	3.0E-4	7.509
45	4.6E-5	8.791

Efecto de daño debido a la perforación (Ejemplo de aplicación)

Se tiene un pozo con un $r_w = 0.328$ pies, el cual es perforado con 2 disparos por cada pie, el $r_{perf} = 0.25$ pg., (0.208 pies), $l_{perf} = 8$ pg., (0.667 pies), y $\theta = 180^\circ$.

Determinar:

- a) El efecto de daño debido a la perforación si $k_H/k_V = 10$.
- b) El efecto de daño debido a la perforación considerando $\theta = 0^\circ$ y $\theta = 60^\circ$.

Solución

De la Ec. 4.29 y de la tabla 4.2 con $\theta = 180^\circ$,

$$r'_w(\theta) = (0.5)(0.328 + 0.667) = 0.5.$$

De la Ec. 4.28,

$$S_H = \ln(0.328/0.5) = -0.4.$$

De la Ec. 4.30 y recordando que $h_{perf} = 1/SPF$,

$$h_D = (0.5/0.667) * \sqrt{10} = 2.37,$$

y

$$r_D = (0.0208/2 * 0.5)(1 + \sqrt{0.1}) = 0.027.$$

De las Ecs. 4.43 y 4.44 y las constantes de la tabla 4.3,

$$a = -2.025 \log(0.027) + 0.0943 = 3.271,$$

y

$$b = (3.07373)(0.027) + 1.8115 = 1.894.$$

De la Ec. 4.32,

$$S_v = 10^{3.271} 2.37^{0.894} 0.027^{1.894} = 4.3 .$$

Finalmente, de la Ec. 4.35,

$$r_{wD} = 0.328 / (0.667 + 0.328) = 0.33 ,$$

y con las constantes de la tabla 4.4 y la Ec. 4.36,

$$S_{wb} = (2.6 \times 10^{-2}) e^{(4.532)(0.33)} = 0.1 .$$

El efecto total del daño debido a la perforación es entonces:

$$S_p = -0.4 + 4.3 + 0.1 = 4 .$$

Si $\theta = 0^\circ$, entonces $S_H = 0.3, S_v = 3.6, S_{wb} = 0.4$, y $S_p = 4.3$.

Si $\theta = 60^\circ$, entonces $S_H = -0.9, S_v = 4.9, S_{wb} = 0.004$, y $S_p = 4$.

Efecto de daño real (Ejemplo de aplicación)

Se tiene un pozo con $r_w = 0.35$ pg., un radio de drene $r_e = 150$ m, $h = 225$ m, y un intervalo disparado $h_p = 80$ m.

El daño total del pozo fue $S_t = 15$, el efecto de daño debido a los disparos es $S_p = -0.69$, y el efecto de daño debido a la inclinación y la terminación parcial del pozo es $S_{\theta+c} = 13$. Calcular el efecto de daño real a la formación S_d .

Solución

$$S_t = S_{\theta+c} + S_p \left(\frac{h}{h_p} \right) + S_d \left(\frac{h}{h_p} \right), \text{ o bien } S_t = S_{\theta+c} + (S_p + S_d) \frac{h}{h_p}, \quad (4.38)$$

de la ecuación anterior se tiene:

$$S_d = \frac{S_t - S_{\theta+c}}{(h/h_p)} - S_p = \frac{15 - 13}{(225/80)} + 0.69 = 1.401.$$

La presencia de asfaltenos en la formación durante la etapa de producción ocasiona graves problemas, principalmente la obstrucción de los canales de flujo (reducción de la permeabilidad), ya sea del yacimiento o de la formación en la zona vecina al pozo, lo cual limita o impide el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, por consecuencia la producción del pozo disminuye de manera sustancial, a tal grado que se pone en riesgo su rentabilidad. Debido a esto y a una gran cantidad de problemas que ocasiona la depositación de asfaltenos en el yacimiento, tubería de producción y las instalaciones de superficie, se deben cuantificar sus efectos a través de un número que represente el porcentaje de daño causado por asfaltenos respecto del daño total a la formación. Sin embargo, hasta el momento es muy complicado, puesto que el daño real a la formación está compuesto por una serie de daños que no solo comprenden a los asfaltenos.

Mientras más avanzada se encuentre la etapa de explotación más daños se van agregando al daño real a la formación, por lo tanto será más complejo determinar el porcentaje de daño que corresponde a la presencia de asfaltenos.

Una forma de aproximarse a un valor de daño debido a asfaltenos y esto con ciertas condiciones, es determinarlo sólo al principio de la explotación del yacimiento y considerando que exclusivamente es por este efecto, esto significa que al obtener el valor del daño total y discretizarlo, en daño por inclinación y terminación parcial del pozo, daño por geometría de los disparos y daño real a la formación, se considere que el daño real a la formación exclusivamente es debido a los asfaltenos, esto quiere decir que se requiere eliminar daños como filtrado de lodos de perforación, filtrado de cemento en las operaciones de cementación y otros daños que no se presentarían al inicio de la explotación, tal como bloqueo de agua, alteración de la mojabilidad, condiciones de permeabilidad relativa, daños ocasionados por tratamientos de estimulación a la formación, etc.

En realidad el tema requiere un estudio más profundo, en este trabajo de tesis sólo se analizará el problema de depositación de asfaltenos en base a la producción de los pozos analizados y al análisis del contenido de asfaltenos en los fluidos producidos.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA CAUSADA POR EL DAÑO DEBIDO AL DEPÓSITO DE ASFALTENOS EN LA ZONA VECINA AL POZO

5.1 El petróleo crudo

El petróleo crudo es un fluido extremadamente complejo cuya composición varía con la edad geológica, localización y profundidad de los yacimientos. De forma general se ha establecido que el petróleo es una mezcla de estructuras parafínicas (P), naftéticas (N), aromáticas (A) y, en muy baja concentración, oleofínicas (O); cuya composición cambia de acuerdo al punto de ebullición. Aunque no hay reglas absolutas para describir este cambio, la figura 5.1 muestra las tendencias generales que han sido medidas.

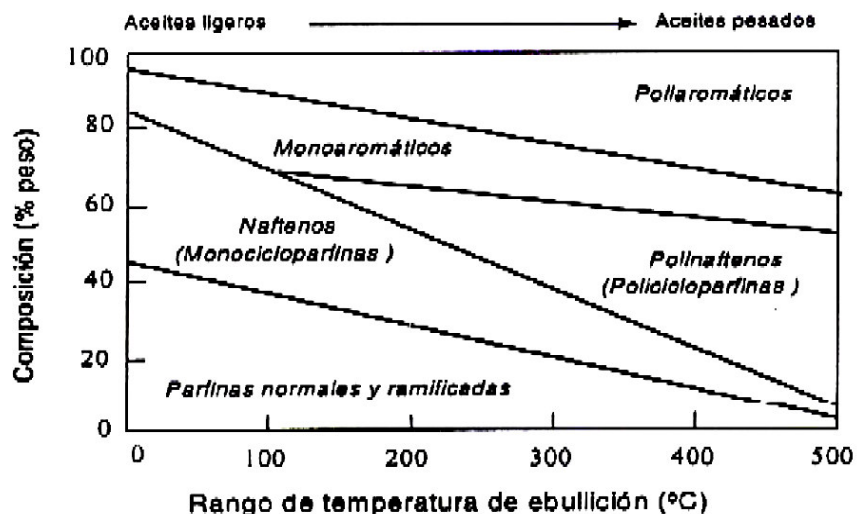


Figura 5.1 Distribución de varias estructuras en el petróleo crudo (Buenrostro, 2002)⁵.

Conforme se incrementa el punto de ebullición y el peso molecular de una fracción de petróleo aumenta también la complejidad de las moléculas, haciendo que las diferencias entre clases de moléculas (P, N, A) sean menores. Por lo que se hace

necesario aplicar otros esquemas de clasificación para estudiar la composición general de los crudos pesados, así como de la fracción pesada de los crudos ligeros. De esta forma, se reconoce que el petróleo crudo está compuesto por cuatro fracciones principales: hidrocarburos saturados que comprende a las parafinas y naftenos, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos (figura 5.2). Fracciones que difieren entre si lo suficiente como para poder ser separadas, mediante el uso de disolventes y adsorbentes.

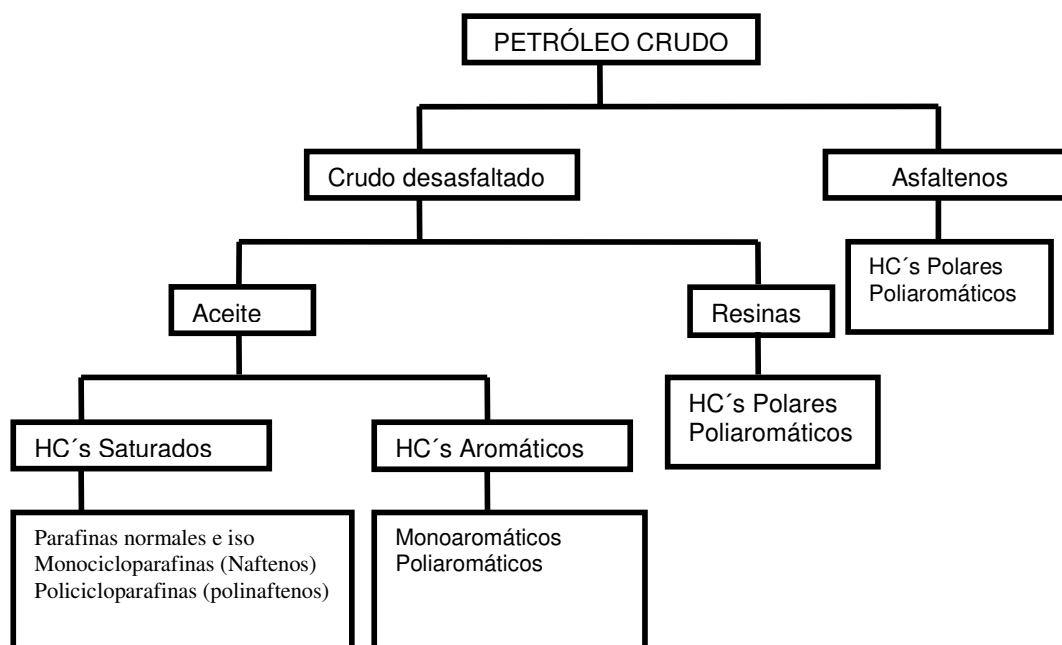


Figura 5.2 Clasificación de la composición del petróleo en cuatro fracciones (Buenrostro, 2002)⁵.

La manera en la cual las fracciones de asfaltenos, resinas, aromáticos y saturados interactúan entre si ha sido objeto de investigaciones desde los años 30's y 40's, la evidencia compilada hasta nuestros días sugiere que el modelo "más probable" es el propuesto originalmente por Nellensteyn (1938) y Pfeiffer y Saal (1940), en el cual los asfaltenos están en forma de micelas o como monómeros rodeados por resinas, las que al ser adsorbidas en la superficie de los asfaltenos actúan como agentes peptizantes, permitiendo una transición suave entre el núcleo asfáltico (altamente polar y aromático) y el "aceite", que es un medio continuo y homogéneo, principalmente no polar, compuesto básicamente por hidrocarburos saturados y aromáticos (figura 5.3).

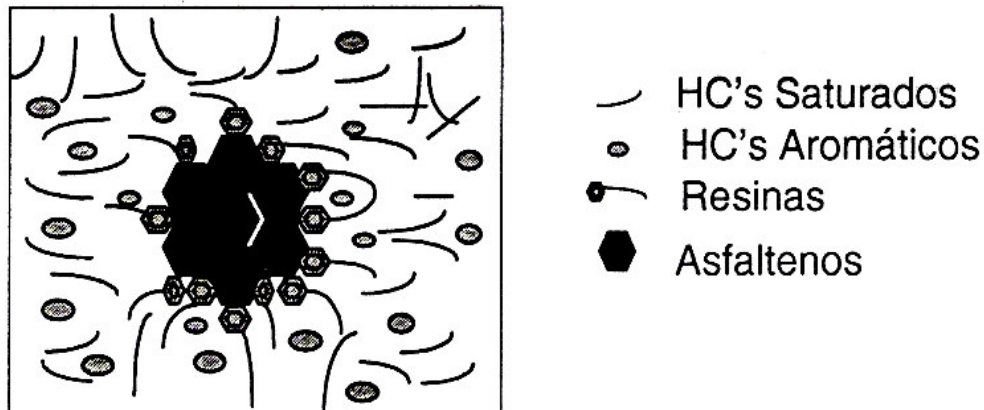


Figura 5.3 Modelo coloidal del petróleo (Buenrostro, 2002)⁵.

5.2 Asfaltenos

5.2.1 Generalidades de los asfaltenos

El petróleo crudo es una mezcla muy compleja formada principalmente por hidrocarburos, los cuales se pueden clasificar en hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

Los asfaltenos son materiales sólidos de apariencia fina como polvo, su color va desde el negro hasta el café oscuro, y se obtienen a partir del petróleo crudo, residuos del petróleo o materiales bituminosos, empleando disolventes parafínicos de bajo peso molecular como el *n*-pentano y el *n*-heptano; son solubles en tolueno y otros solventes aromáticos, como disulfuro de carbono y cloroformo (u otros solventes de hidrocarburos clorados), no tienen un punto de fusión definido y usualmente espuman y se expanden cuando se calientan para dejar residuos carbonaceos. Los asfaltenos comúnmente tienen un peso molecular aparente alto, que va desde 1000 hasta 20000 y un punto de ebullición por arriba de 540°C. Esta variación en el peso molecular pone de manifiesto la existencia del fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que se sabe que dicha asociación da como resultado valores altos en el peso molecular.

La unidad estructural de los asfaltenos es una lámina formada por anillos poliaromáticos y compuestos heterocíclicos. La molécula de asfalteno está formada por varias láminas paralelas que se mantienen juntas por fuerzas fisicoquímicas. Se ha sugerido que las moléculas de los asfaltenos en solución están asociadas en partículas, las cuales en su movimiento pueden formar agregados más grandes llamados micelas.

La mayor cantidad de heteroátomos (S, N, O, etc.) se concentra en los asfaltenos, y se ha reportado que más del 90% de los metales presentes en los aceites crudos se encuentran en la fracción asfáltica.

En "solución" los asfaltenos usualmente existen como una suspensión coloidal, formando partículas de 30 a 65 Å de diámetro y estabilizadas por moléculas de maltenos en el aceite. El volumen de las resinas de maltenos es la primera clave para la estabilidad de los asfaltenos en suspensión. La cantidad de asfaltenos en el aceite es mucho menos importante. La estabilidad de las dispersiones asfálticas depende de la relación de la cantidad de resinas a la cantidad de materiales asfálticos. Relaciones más grandes que 1:1 (resinas a asfaltenos) son más estables, mientras que relaciones menores que 1:1 son inestables y pueden precipitar durante la producción. Relaciones de más de 10:1 son conocidas y son mucho menos propensas a causar problemas significativos. Aunque han sido encontrados hasta 60 % de contenido de asfaltenos, los mayores problemas ocurren con aceites que contienen de 1 a 3% de asfaltenos.

La precipitación de los asfaltenos puede ser influenciada por las caídas de presión, esfuerzo al corte (turbulencia), ácidos, soluciones de CO₂ (valores bajos de pH), condensados inyectados, gas, aceites mezclados con otros (incompatibles) y superficies de metal cargadas. Cualquier cosa que separe las resinas o rompa la estabilidad de las partículas agregadas puede ocasionar la precipitación de asfaltenos. Los iones de hierro en solución (usualmente durante un trabajo de acidificación) componen y favorecen la depositación de asfaltenos. Como se mencionó anteriormente La concentración de asfaltenos no es un buen indicador de problemas potenciales. Sólo la historia de los tratamientos y los resultados de pruebas a pozos pueden sugerir problemas potenciales de asfaltenos.

La depositación de asfaltenos sobre las paredes de los poros puede no reducir significativamente la porosidad de la formación y la permeabilidad absoluta. Sin embargo, a través de este proceso la roca tiende a ser mojada por aceite, lo cual reduce la permeabilidad relativa al aceite y, bajo ciertas condiciones, ayuda al aumento de bloqueo de emulsiones si el agua es producida simultáneamente.

5.2.2 Definición de asfaltenos

Los asfaltenos son una de las fracciones no volátiles del petróleo, cuya compleja naturaleza ha hecho imposible, hasta el momento, definirlos químicamente de manera precisa. Dado que los problemas operativos causados por los asfaltenos durante la producción y refinación del petróleo están relacionados con la solubilidad de éstos, ha resultado conveniente establecer una definición de ellos basada en criterios de solubilidad.

La palabra “asfalteno” se refiere a una mezcla de compuestos cuya composición esta definida por su parámetro de solubilidad. Estos compuestos se separan (o precipitan) de la mezcla original (petróleo crudo, bitumen, o residuo) mediante la adición de un disolvente no polar con tensión superficial menor de 25 dinas/cm a 25 °C. Los líquidos usados con este propósito son principalmente naftas de petróleo de bajo punto de ebullición, éter de petróleo, pentano, hexano, heptano y otros similares. La composición de los asfaltenos (y en consecuencia sus propiedades físicas y químicas) dependen de la naturaleza del disolvente utilizado para precipitarlos, del volumen del disolvente por gramo de mezcla original, del tiempo de contacto y de la temperatura de precipitación. Actualmente la definición de asfalteno más empleada, tanto a nivel industrial como en investigación, es la establecida por las normas norteamericanas ASTM D-3279, ASTM D-4124, y la británica IP 143, las cuales lo definen como la fracción insoluble en 30 o más mililitros de heptano normal por gramo de material original, pero soluble en benceno o tolueno.

5.3 Precipitación de asfaltenos

5.3.1 Naturaleza y mecanismos de la precipitación de asfaltenos

Los mecanismos de la precipitación de asfaltenos son muy complejos y a pesar de la profusa investigación en el tema, persiste la controversia respecto a la naturaleza de la disolución de los asfaltenos en el petróleo. Actualmente se manejan dos hipótesis distintas. En una de ellas se considera que los asfaltenos están disueltos en el aceite formando una solución verdadera, y su precipitación es un proceso termodinámicamente reversible que depende de las condiciones termodinámicas de temperatura, presión y composición. La segunda hipótesis considera a los asfaltenos como agregados, los cuales se encuentran suspendidos en el aceite estabilizados por moléculas de resina formando una solución coloidal, y la precipitación se considera como un fenómeno principalmente irreversible. De acuerdo con esta hipótesis, se requiere de teorías y modelos coloidales para la precipitación de los asfaltenos.

La precipitación de asfaltenos puede ocurrir cuando se perturba el equilibrio de las fuerzas de estabilización. Cambios en temperatura y presión durante la producción natural del petróleo pueden causar la precipitación de asfaltenos, lo mismo ocurre por cambios fuertes de la composición debidos a la inyección de gases (gas natural, CO₂ o N₂) en las operaciones de recuperación secundaria, o por un cambio drástico del pH en la emulsión agua – aceite durante las operaciones de estimulación ácida.

5.3.1.1 Mecanismos de la precipitación

Mecanismo coloidal

Este mecanismo se basa en la suposición de que los asfaltenos se encuentran en el petróleo como partículas sólidas coloidalmente, de acuerdo al modelo de Pfeiffer y Saal (1939). En este modelo, el mecanismo de estabilización se basa en las interacciones de naturaleza repulsiva entre las resinas adsorbidas en las superficies de los pequeños agregados de moléculas asfaltenos, que evitan o limitan el crecimiento de los agregados. La eficacia de este mecanismo depende de la

concentración de resinas en el aceite y de la fracción de sitios ocupados por éstas en la superficie de los asfaltenos. Si se modifica la concentración de resinas en el aceite, al diluirlo con algún disolvente miscible por ejemplo, la cantidad de resinas adsorbidas en la superficie asfáltica puede disminuir, al punto de permitir que las partículas o moléculas asfálticas se aproximen lo suficiente entre si para poder asociarse y hacer crecer los agregados, rompiendo la estabilidad de la suspensión. Experimentalmente se ha observado que en muchos casos, entre mayor sea la proporción resinas/asfaltenos en un petróleo crudo, mayor será la estabilidad del sistema coloidal asfaltenos-aceite.

Mecanismos basados en la solubilidad

El grado de dispersión o disolución de los compuestos orgánicos pesados (asfaltenos, resinas) en el petróleo crudo depende de la composición y la densidad del aceite. La precipitación de estos compuestos pesados puede ser explicada por el efecto de una perturbación en el balance de la composición del aceite o un cambio en su densidad.

Cualquier cambio en la composición del medio, debido a la adición de disolventes miscibles (gases o líquidos) o a la pérdida de componentes ligeros por despresurización, que modifique las proporciones entre las diferentes clases y tamaños de moléculas, dará lugar a un cambio del parámetro de solubilidad del aceite, provocando que las moléculas de las fracciones más polares y pesadas se concentren localmente, formando una segunda fase líquida o “sólida insoluble” con tendencia a la precipitación.

Por otra parte, la disminución de la densidad del aceite, a composición y temperatura constante, debida por ejemplo a la despresurización del petróleo crudo cuando se encuentra en una sola fase durante el proceso de producción dentro del pozo, disminuye la solubilidad de los asfaltenos provocando su precipitación.

La solubilidad entre dos materiales depende de la diferencia entre los valores de sus parámetros de solubilidad: dos materiales con parámetros semejantes requieren de menos energía para dispersarse mutuamente, lo que les permite mezclarse; mientras que dos materiales con parámetros muy distintos requieren de mucha energía para mezclarse, lo que les lleva a la inmiscibilidad. Así al disminuir la densidad del aceite, su volumen molar aumenta y su parámetro de solubilidad disminuye. Esto provoca que la diferencia entre el parámetro de solubilidad del aceite y el de los asfaltenos sea mayor, dando lugar a la separación de fases.

5.3.1.2 Efectos de la composición, la temperatura y la presión

Efecto de la composición

El nivel de agregación de los asfaltenos depende en gran medida de la composición del crudo. Uno de los experimentos más comunes, en relación con la solubilidad de los asfaltenos, es la titulación del petróleo crudo con alcanos, los cuales actúan como disolventes respecto al aceite y como agentes precipitantes con respecto de los asfaltenos.

Los alcanos ligeros, como el propano y butano líquidos inducen la precipitación de una cantidad importante de material del petróleo crudo, la cual incluye tanto a los asfaltenos como a las resinas. Por lo que respecta al efecto que tiene la dilución del petróleo crudo con gases miscibles como el CO_2 , o el N_2 , varios estudios experimentales muestran que esta clase de dilución tiende a provocar la precipitación de materiales orgánicos en algunos petróleos crudos.

Los cambios de composición también afectan la naturaleza del material precipitado. Entre más ligero sea el alcano usado como precipitante, la cantidad de material precipitado será mayor, con un mayor contenido de moléculas ligeras tanto de asfaltenos como de resinas, lo que implica una disminución en el peso molecular promedio y en la aromaticidad del material.

Efecto de la temperatura

Se considera que la temperatura tiene un efecto directo sobre la precipitación de asfaltenos. Monger y Fu (1987) señalan que la temperatura afecta directamente la solubilidad de los maltenos y las resinas y una caída en la temperatura puede inducir la precipitación de parafinas, las cuales atrapan algunos asfaltenos durante la solidificación. Se ha observado que la temperatura aumenta la solubilidad de los asfaltenos, disminuyendo la tendencia a la precipitación. Una mayor temperatura implica una mayor energía cinética de las moléculas de asfalteno, lo que inhibe las interacciones de asociación entre éstas, facilitando su dispersión. Por otra parte desde el punto de vista termodinámico, el incremento de la temperatura aumenta la contribución negativa de la entropía a la energía libre de Gibbs de mezclado, favoreciendo la miscibilidad entre asfaltenos y aceite.

Efecto de la presión

Estudios del efecto de la presión sobre la depositación de asfaltenos así como la observación del comportamiento de la producción en pozos con problemas de depositación de asfaltenos, muestran que la solubilidad de los asfaltenos disminuye conforme la presión disminuye por arriba del punto de burbuja del crudo; esto se debe a que al expandirse el crudo, la disminución de su densidad hace que disminuya la solubilidad de los asfaltenos.

Para presiones abajo del punto de burbuja, la despresurización del crudo causará un rápido incremento en la solubilidad de los asfaltenos debido a un aumento en la densidad del líquido provocado por el cambio de composición. La combinación del efecto del cambio de presión por arriba y por abajo de la presión de burbuja, se refleja en la existencia de un punto de presión alrededor de la presión de burbuja del aceite donde la solubilidad de los asfaltenos es mínima. Como muchos precipitados, el asfalteno requiere un cierto grado de supersaturación en su solución con el aceite antes de la precipitación, y la máxima supersaturación ocurre en el punto de burbuja. La condición de supersaturación de un asfalteno respecto al aceite es una función de la diferencia entre la presión de burbuja y la presión del yacimiento, de la densidad del crudo y del parámetro de solubilidad de asfaltenos.

El cambio relativo de la solubilidad de los asfaltenos en el crudo por unidad de caída de presión es más grande para crudos ligeros que son bajo saturados con gas, los cuales, por lo general, presentan también bajas concentraciones de asfaltenos. De manera que la posibilidad de precipitación de asfaltenos será mayor en los crudos ligeros. En general los crudos pesados tendrán muy pocos problemas de precipitación de asfaltenos, a pesar de su alto contenido de éstos, si la presión de yacimiento es cercana a la presión de burbuja.

En consecuencia, la tendencia a la precipitación de asfaltenos por efecto de la presión está determinada principalmente por tres factores: el grado de bajo saturación con gas del crudo (contenido de gases disueltos por arriba del punto de burbuja de la mezcla), la densidad del crudo a condiciones de yacimiento y el grado de saturación de la solución asfaltenos – aceite a condiciones de fondo de pozo.

5.3.1.3 Reversibilidad y estado de la fase precipitada

Reversibilidad de la precipitación

La reversibilidad de la precipitación de asfaltenos ha sido un tema sumamente controvertido, debido principalmente a la falta de datos experimentales precisos y al hecho de que la precipitación es resultado de la combinación de varios mecanismos que dependen, en diferente magnitud, de la presión, la temperatura, la composición y la naturaleza molecular de los asfaltenos y el aceite. Algunos investigadores sostienen que la precipitación de asfaltenos no es reversible, basando sus conclusiones en ciertas observaciones experimentales del comportamiento coloidal de las suspensiones de asfaltenos. Fotland (1996) y Wang et al., (1999) han especulado que la reversibilidad de la precipitación es poco probable en crudos sujetos a condiciones muy lejanas a las del onset de precipitación. Sin embargo, por otra parte se ha observado que a altas temperaturas (aproximadamente 100°C) la precipitación debida a la disminución de la presión por arriba del punto de burbuja es un proceso reversible, ya que al restituir la presión original el material precipitado prácticamente desaparece. También se ha observado que a alta temperatura y presiones menores de la de saturación, conforme baja la presión y el aceite pierde componentes ligeros, volviéndose más denso, el material precipitado comienza a

redisolverse. Por otra parte, el cambio en la composición tiene un efecto mucho más fuerte sobre la estabilidad de los asfaltenos que el cambio de la presión, dando lugar a la formación de material que no puede ser redisolto del todo; sin embargo se ha comprobado que el asfalteno precipitado por la adición de un agente titulante a un petróleo crudo se puede redissolver entre un 20 y un 70% (dependiendo del agente titulante y la naturaleza del aceite y del asfalteno), si se regresa el aceite a su composición original mediante la evaporación del agente titulante añadido. Ramos et al., verificó experimentalmente la completa redisolución de los asfaltenos precipitados mediante titulación, al evaporar el agente titulante y aplicar ultrasonido. Esto puede ser indicativo de que a temperatura ambiente, la redisolución de los asfaltenos es un proceso posible pero cinéticamente muy lento.

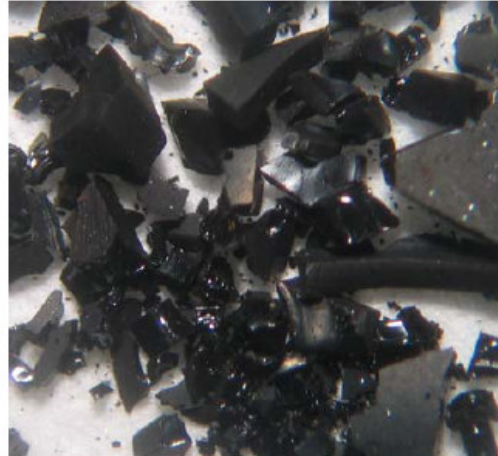
Estado de la fase precipitada.

Kokal et al., (1992), observaron que la fase precipitada con propano de un petróleo crudo a temperatura ambiente se presentaba en forma de partículas sólidas. Cheng et al., (1991) encontraron que el material precipitado con pentano es un sólido amorfo. A temperaturas entre 75° y 100° C, Kokal, et al., (1992) y Hirshberg et al., (1984) observaron la precipitación de una mezcla líquida oscura. Godbole et al., (1992) también observaron la separación de una fase asfáltica líquida pesada a una temperatura de 71°C. Hasta el momento no se ha podido encontrar en los asfaltenos precipitados evidencia alguna de estructura cristalina. Estas observaciones confirman que los asfaltenos precipitados por dilución del crudo con un alcano normal a temperatura ambiente se hallan en forma de sólido amorfo, y a temperaturas cercanas o mayores a 70° C, como las que se encuentran en los yacimientos, en fase líquida.

Existen una gran variedad de procesos estandarizados para generar la precipitación de asfaltenos, pero en realidad cada laboratorio usa su propio procedimiento. En la figura 5.4 se muestra los resultados típicos de tales procesos de separación para un crudo Mars-P. Ambos se realizaron con mezclas de 40 partes de alcanos por una de aceite, separadas por filtración, y posteriormente se secaron.



(a) Asfaltenos con n-C₅



(b) Asfaltenos con n-C₇

Figura 5.4 Ejemplo de la apariencia de los asfaltenos separados de un aceite crudo con un exceso de (a) n-pentano (n-C₅) y (b) n-heptano (n-C₇), (NMT ASPHALTENES FAQ, 2008)³².

5.3.1.4 Diagrama de fases de la deposición de asfaltenos

A este diagrama se le da el nombre de Envoltante de Precipitación de Asfaltenos (EPA), y es el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura en donde se inicia la deposición de asfaltenos. La EPA proporciona información que permite estimar, con muy buena aproximación, las condiciones de P y T a las cuales se espera el inicio de la precipitación de asfaltenos durante el proceso de producción de un pozo, asimismo es la fuente de los datos de equilibrio de fases. Con el desarrollo de las tecnologías tanto para la recuperación de muestras preservadas de petróleo a alta presión, como para la detección del punto de precipitación incipiente, también conocido como onset, la obtención de estos diagramas se ha hecho cada vez más común en los estudios de la precipitación de asfaltenos a condiciones de yacimiento. Un ejemplo de EPA es la figura 5.5 para un crudo.

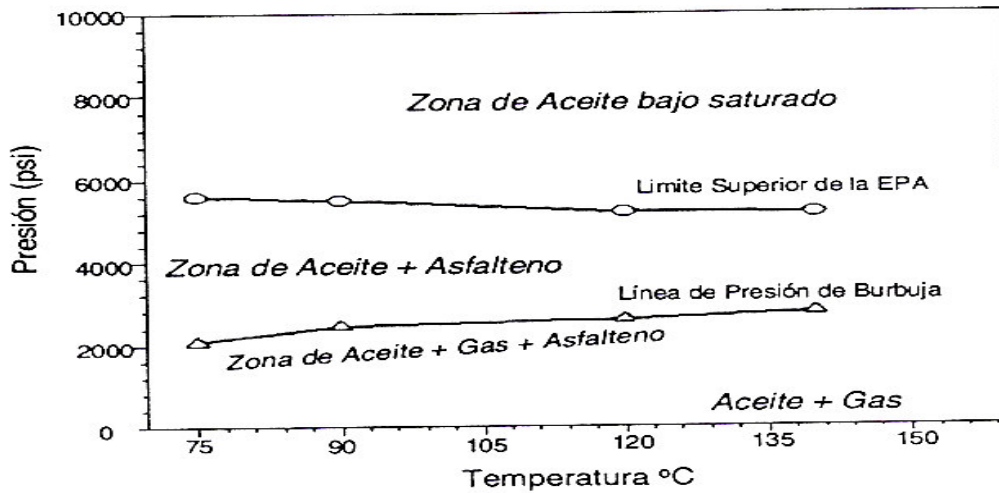


Figura 5.5 Envoltorio de precipitación de asfaltenos (Buenrostro, 2002)⁵.

5.4 Determinación de la fracción de asfaltenos

Como se mencionó, el petróleo crudo se puede dividir en cuatro fracciones principales: hidrocarburos saturados (HS), hidrocarburos aromáticos (HA), resinas (R) y asfaltenos (A) utilizando métodos basados en el uso de disolventes y medios adsorbentes. La figura 5.6 ilustra el esquema básico del fraccionamiento del petróleo crudo.

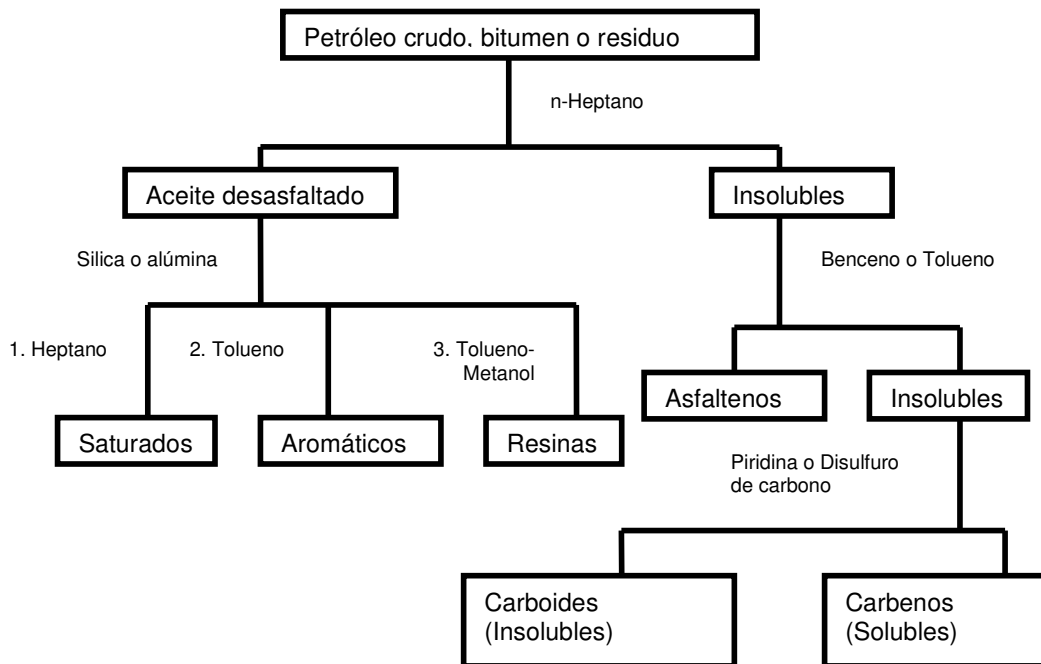


Figura 5.6 Secuencia de fraccionamiento de petróleo crudo en seis fracciones principales (Buenrostro, 2002)⁵.

La secuencia de separación se divide en dos etapas. La primera corresponde a la separación de los insolubles en heptano y posterior eliminación de carboides, carbenos y otras impurezas insolubles en tolueno o diclorometano, para la recuperación y cuantificación de los asfaltenos. La segunda etapa consiste en la separación y cuantificación de los HS, HA y las R.

5.4.1 Análisis SARA

Este método tiene como propósito determinar la composición de petróleo crudo, derivados del petróleo con puntos de ebullición inicial de al menos 260 °C y depósitos orgánicos tipo asfáltico en términos de fracción masa de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, así como recuperar muestras representativas de estas fracciones.

Este método tiene dos etapas: una manual que consiste en la separación de insolubles en heptano y otra semi-automática que utiliza un cromatógrafo de líquidos de alto desempeño (HPLC, por sus siglas en inglés) para la separación y obtención de fracciones representativas de hidrocarburos saturados, aromáticos y polares (resinas) de la fracción soluble en heptano de la muestra original. Las fracciones obtenidas son pesadas para determinar la composición de la muestra, y también pueden ser utilizadas como muestras en algún estudio de caracterización posterior.

El método no se puede aplicar a muestras que no sean al menos parcialmente solubles en heptano y diclorometano a condiciones ambiente, o a muestras con temperatura inicial de ebullición menor de 260 °C, la cual corresponde, aproximadamente, a fracciones más volátiles que un gasóleo ligero.

Esta clasificación de los componentes del crudo o sus derivados es comúnmente utilizada con propósitos de especificación e investigación en producción y procesamiento de crudo, y procesamiento y formulación de asfaltos, principalmente.

De forma general se ha establecido que en el petróleo crudo coexisten principalmente estructuras de tipo parafínico, nafténico y aromático, y cantidades mínimas de estructuras olefínicas (con dobles enlaces) y acetilénicas (con enlaces

triples). Esta clasificación ha sido útil para el estudio y caracterización de las fracciones ligeras del petróleo crudo. Sin embargo, conforme se incrementan el peso molecular y el punto de ebullición de las fracciones del petróleo, la complejidad de las moléculas hace muy difícil distinguir entre parafinas, naftenos y aromáticos. Por lo que, para poder estudiar la composición general del crudo se reconoce también que el petróleo está compuesto por cuatro fracciones principales: asfaltenos (A), resinas (R), aromáticos (A) y saturados (S); fracciones que difieren entre sí lo suficiente como para poder ser separadas mediante el uso de disolventes y adsorbentes.

En resumen el método consiste en disolver la muestra en heptano normal para eliminar los insolubles (asfaltenos), la fracción soluble en heptano normal se llamada aceite total desasfaltado o ATD. Una muestra de ATD se inyecta al equipo de HPLC con una columna especialmente preparada para la separación eficiente de las fracciones saturada, aromática y resinosa. Las características de cada grupo determinan su tiempo de retención dentro de la columna. Las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos eluyen con heptano normal, saliendo primeramente los saturados e inmediatamente después los aromáticos. La elusión de los hidrocarburos saturados se observa con el detector de índice de refracción, mientras que los aromáticos son observados con un detector de arreglo de diodos que mide la absorción UV de la muestra. En la siguiente etapa se invierte la dirección del flujo y se inyecta una secuencia de disolventes polares: diclorometano y cloroformo, que permiten la elusión de los hidrocarburos polares, la cual es observada con ambos detectores. Conforme las fracciones eluyen son recolectadas automáticamente en diferentes depósitos. Finalmente, las fracciones son trasvasadas a viales, se remueven totalmente los disolventes para determinar la masa de las fracciones obtenidas y se hacen los cálculos para determinar la composición de la muestra en términos de las fracciones separadas.

En la figura 5.7 se muestra un esquema de un instrumento HPLC.

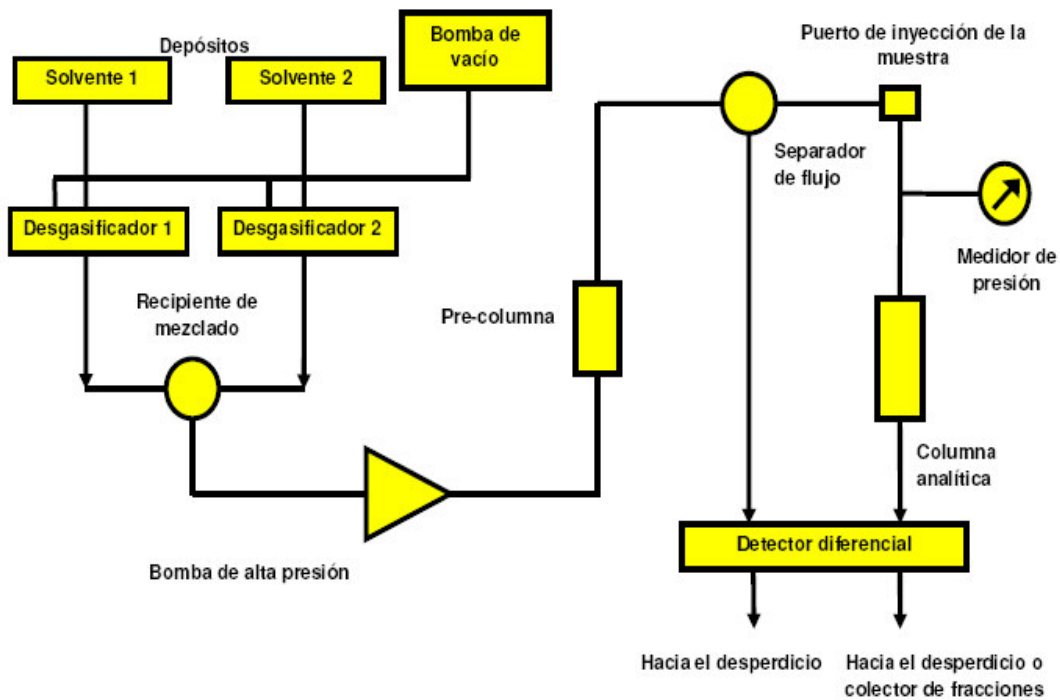


Figura 5.7 Esquema de un instrumento HPLC (CHP, 1995)³⁸.

5.5 Problemas ocasionados por los asfaltenos

Los asfaltenos se consideran como los componentes de menor valor de un aceite crudo, ya que causan un marcado aumento de su viscosidad, haciendo difícil su producción, transporte y proceso.

Si los asfaltenos causan problemas o no, no está relacionado con la cantidad de asfaltenos en el aceite. Lo que es importante es la estabilidad de estos asfaltenos y la estabilidad depende no solo de las propiedades de la fracción de asfaltenos.

Los asfaltenos en los aceites pesados pueden causar problemas si son desestabilizados por mezclarse con otros crudos, durante el transporte, o por otros pasos en el procesamiento del aceite. Tal como fue reconocido por Boer et al. (1995), los aceites ligeros con pequeñas cantidades de asfaltenos son más propensos a causar problemas durante la producción que aceites pesados con grandes cantidades de material de la fracción de asfaltenos. Los aceites pesados también contienen bastantes componentes intermedios que son buenos solventes de asfaltenos, mientras que los aceites ligeros pueden consistir considerablemente

de materiales parafínicos, en los cuales, por definición, los asfaltenos tienen una solubilidad muy limitada.

Los asfaltenos inestables pueden tapar la roca de formación cerca del pozo. Las instalaciones superficiales de producción, como los árboles de válvulas, tuberías, bombas, separadores, tanques, etc, pueden también ser afectadas en la medida que este fenómeno traslade su punto de depósito a la superficie. Además pueden agregarse en las interfaces aceite/agua donde pueden estabilizar emulsiones de agua en aceite, y en las interfaces aceite/sólido donde pueden alterar las propiedades de mojabilidad de la superficie o acumularse y tapar las líneas de flujo, cuando esto sucede solventes tales como tolueno y xileno son aplicados para disolverlos. Este proceso incrementa los costos de producción y genera residuos de un alto grado de toxicidad.

En diversos estudios se ha encontrado que los asfaltenos son los principales componentes en diferentes aceites crudos, y debido a su característica de ser no refinables, son motivadores de diversos problemas en su manejo, tales como taponamiento en equipos, depositación en líneas, reducción de la producción de productos destilables en la refinación del aceite crudo debido a su alta resistencia a la desintegración, iniciadores y/o motivadores de formación de coque en los procesos catalíticos ocasionando una desactivación importante en los catalizadores, etc. Adicionalmente, debido a la presencia de metales pesados, los asfaltenos son difíciles de biodegradar, haciéndolos los compuestos más indeseables desde el punto de vista de tratamiento de desperdicios del petróleo.

Los asfaltenos también pueden ocasionar problemas técnicos – operativos; por ejemplo, el que no se puedan introducir a los pozos herramientas de calibración y sondas de alta resolución para toma de registros de presión – temperatura, tan necesarios en el estudio de yacimiento. Se ha observado en campo, que estas sondas al entrar en contacto con los fluidos del pozo, generan a su alrededor depósitos de asfalto ocasionando atropamiento de las mismas e impidiéndoles su recuperación en superficie. Lo anterior puede generar desprendimientos de cable o línea, con los cuales se puede llegar a perder el pozo mismo.

Adicionalmente, las altas presiones de fondo fluyendo que se tienen en los pozos productores, y el fuerte ángulo de desviación que presentan los pozos direccionales, restringe la introducción de herramientas para toma de información, lo cual conlleva a que no se tenga la certeza, a que profundidad, o a que nivel del sistema yacimiento-pozo se estén acumulando los depósitos de asfaltenos.

Por otro lado, los fluidos que se utilizan para perforar y terminar los pozos, juegan un papel clave en la depositación del asfalteno a nivel de yacimiento, de no ser cuidadosamente seleccionados se corre el riesgo de obturar con lodos asfálticos los canales permeables de la formación productora, impidiendo el flujo de fluidos del yacimiento al pozo y por ende, condenando zonas probables de acumulación de hidrocarburos.

Con respecto a la explotación del crudo, los beneficios económicos relacionados con esto depende de su composición química, de forma semejante sucede con crudos con un alto contenido de asfaltenos (18-22 %), los cuales se consideran como “pesados” y un producto de baja calidad. Ya que esto representa mayores dificultades en su extracción y refinación, y notables disminuciones de los beneficios económicos.

5.5.1 Principales problemas ocasionados por la floculación de asfaltenos

La dinámica del desplazamiento del aceite en el medio poroso por la inyección de fluidos llega a ser tan compleja, que una floculación de asfaltenos puede presentarse en el sitio. Tal floculación de asfaltenos puede ocasionar varias interacciones simultáneas con la roca y los fluidos y alterar sus propiedades por:

1. El bloqueo de las gargantas de los poros, en otras palabras disminución de la permeabilidad. El efecto global de la precipitación de asfaltenos sobre la reducción de la permeabilidad absoluta depende de (1) la distribución del tamaño de las partículas de asfalteno precipitadas en relación a la distribución al tamaño de poros; (2) el grado de precipitación de los asfaltenos; (3) el grado de adsorción de los asfaltenos dentro de los poros más grandes y más pequeños; y (4) el grado de disolución o deadsorción de los asfaltenos de las superficies de los poros durante el

flujo de fluidos. Se considera que la reducción de la permeabilidad ocurre debido a dos mecanismos distintos:

- (a) bloqueo de las gargantas de los poros más pequeños por partículas de asfaltenos de tamaño más grande.
- (b) acumulación y adsorción de asfaltenos de tamaño más pequeño en gargantas de poros más grandes causando la reducción gradual de los radios de las gargantas de los poros.

2. La adsorción sobre la roca, por consecuencia esto altera la mojabilidad de la formación de mojada por agua a mojada por aceite. La mojabilidad es conocida por controlar las propiedades roca-fluido, también gobierna la distribución del fluido durante el proceso de desplazamiento.

3. El efecto de diversión de flujo, el efecto de diversión de flujo de los asfaltenos puede ser simplemente descrito como el taponamiento de canales de alta permeabilidad por asfaltenos los cuales pueden causar que el fluido fluya en regiones de baja permeabilidad.

5.6 Modelos termodinámicos de la precipitación de asfaltenos

La formación de depósitos de asfaltenos durante las diferentes etapas de la producción de petróleo es un fenómeno bien conocido que afecta a una cantidad importante de pozos Mexicanos y muchos más alrededor del mundo. Conforme la industria petrolera se mueve hacia condiciones más severas de producción, como la extracción de petróleo en aguas profundas, operaciones de recuperación mejorada, mezcla y transporte de crudos con grandes diferencia en viscosidad y densidad, los costos por mantenimiento, remediación y pérdidas de producción debidos a la formación de depósitos de asfaltenos y otros orgánicos pesados, se incrementan exponencialmente. Este efecto negativo podría limitarse si se pudiera controlar y predecir la formación de estos depósitos antes de que ocurrieran, de manera que cualquier esfuerzo en esta dirección es pertinente.

Los asfaltenos se han descrito como entidades moleculares disueltas en el aceite, partículas coloidales o una combinación de ambas. Esto ha generado tres aproximaciones distintas en la formulación de los modelos termodinámicos del sistema aceite-asfalteno. La primera, que puede llamarse “aproximación de solubilidad molecular”, fue propuesta inicialmente por Hirschberg et al., (1984). La segunda, llamada “aproximación coloidal”, fue propuesta por Leontaritis y Mansoori (Leontaritis y Mansoori, 1987 y Leontaritis, 1998). La tercera, llamada “aproximación molecular-coloidal” que combina tanto la descripción molecular como coloidal del sistema asfaltenos-aceite, fue propuesta recientemente por Wu et al., (1998, 2000).

5.6.1 El modelo ideal

Para su aplicación industrial en el sector de la producción de petróleo, el modelo debe ser capaz de describir y predecir cualitativa y cuantitativamente tanto el punto inicial de precipitación de asfaltenos como la cantidad y composición del material precipitado, en función de cambios en la presión total, la temperatura y la composición del medio, entendiéndose por esto último, adición o pérdida de componentes ligeros solubles en el medio (gases miscibles en el aceite, por ejemplo), mezcla del medio con disolventes (mezcla de corrientes de crudo, adición de disolventes) y formación de emulsiones aceite – agua. El modelo debe ser capaz de describir y predecir el efecto que tendría la introducción al sistema de nuevos solutos que modifiquen el comportamiento de la agregación y por lo tanto la precipitación (agentes inhibidores). Todo lo anterior con un requerimiento mínimo de ajuste de parámetros.

Un modelo con tales capacidades debe construirse poco a poco, y en un principio debe ser capaz de describir y predecir correctamente el comportamiento de la precipitación al menos en términos cualitativos, con lo cual ya resulta de suma utilidad para estudiar el efecto que los cambios de presión total, la temperatura y la composición del medio puedan tener sobre el fenómeno de la precipitación.

5.7 Muestras de crudos con presencia de asfaltenos

5.7.1 Caracterización orgánica de material obtenido de la filtración de crudo

El objetivo específico de esta actividad es obtener evidencias de la presencia de precipitados de tipo asfáltico en las corrientes seleccionadas a partir de muestras de superficie de dichas corrientes.

Filtrado de crudo

Se llevó a cabo el filtrado de 8 muestras de crudo. En la figura 5.8 se muestra el esquema de proceso de filtrado.

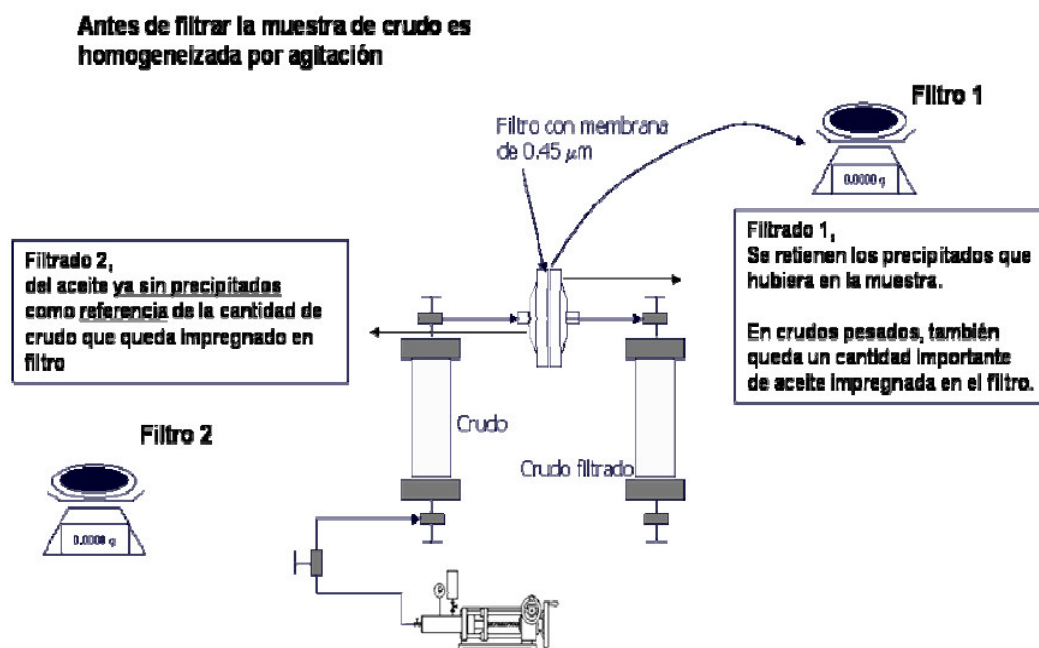


Figura 5.8 Proceso de filtrado de crudo (IMP, 2007)²⁴.

El primer filtrado de la muestra detiene los precipitados, y el segundo filtrado, que se hace con el crudo que paso por el primer filtrado utilizando una nueva membrana de filtración, sirve como referencia de la cantidad de aceite que va a quedar siempre mojando el filtro. La diferencia de masa retenida entre ambos filtrados indica si hay o no algún material precipitado en el crudo.

Los resultados se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resultados del filtrado de muestras ²⁴.

Muestra	Filtrados	Volumen filtrado (ml)	Masa retenida (g) por gramo de crudo filtrado	Diferencia entre filtrado 1- filtrado 2
Pozo A	Filtrado 1	996.00	0.0004	< 0.0000
	Filtrado 2 (referencia)	987.00	0.0006	
Pozo B	Filtrado 1	1002.00	0.0007	0.0003
	Filtrado 2 (referencia)	996.00	0.0004	
Pozo C	Filtrado 1	998.00	0.0007	0.0002
	Filtrado 2 (referencia)	996.00	0.0006	
Pozo D	Filtrado 1	993.39	0.0006	< 0.0000
	Filtrado 2 (referencia)	996.00	0.0007	
Pozo E	Filtrado 1	996.00	0.0003	< 0.0000
	Filtrado 2 (referencia)	998.00	0.0005	
Pozo F	Filtrado 1	1000.00	0.0003	0.0000
	Filtrado 2 (referencia)	996.00	0.0003	
Pozo G	Filtrado 1	1000.00	0.0006	0.0000
	Filtrado 2 (referencia)	998.00	0.0006	
Pozo H	Filtrado 1	998.00	0.0005	0.0000
	Filtrado 2 (referencia)	996.00	0.0005	

En todos los casos la cantidad de material retenido en el filtro es pequeña respecto al volumen filtrado. La diferencia en masa entre los filtrados resultó > 0.0 en sólo dos casos: Pozo B y Pozo C.

5.7.2 Separación y caracterización de sedimentos de los crudos

Dado que la filtración no proporcionó una evidencia clara acerca de la presencia de precipitados en los crudos, se decidió caracterizar el material sedimentado en el fondo de los bidones de 4 lt donde se conservan las muestras en reposo. Los bidones no se movieron durante 3 semanas, se decantó el líquido, se colocaron de costado para escurrir todo lo que se pudiera y se separó el material que quedó en el fondo de los botes.

Se cuantificó el contenido de insolubles en heptano de los sedimentos y los aceites de todas las muestras. Si la diferencia en insolubles contenidos en el sedimento y los contenidos en el aceite es significativa es indicio de que esa muestra trae una cantidad de material precipitado durante el proceso de producción.

5.7.3 Resultados y comentarios

Caracterización de sedimentos de muestras de crudo

Debido a que no se llegó a obtener una conclusión clara acerca de la presencia de precipitados orgánicos con la prueba de filtración, se propuso entonces hacer un análisis de la naturaleza de los sedimentos depositados en el fondo de los botes de las muestras después de 30 días de reposo. En la tabla 5.2 se presenta la concentración de asfaltenos en el aceite y los sedimentos.

Tabla 5.2 Concentración de asfaltenos en aceites y sedimentos ²⁴.

Muestra	Asfaltenos en sedimentos (% masa)	Asfaltenos en aceite (% masa)	Diferencia sedimentos- aceites
Pozo A	12.40	11.70	0.7
Pozo B	10.20	11.30	- 1.1
Pozo C	12.70	10.20	2.5
Pozo D	12.00	11.10	0.9
Pozo E	12.30	9.90	2.4
Pozo F	12.90	9.90	3.0
Pozo G	12.00	11.60	0.4
Pozo H	11.10	10.70	0.4

La banda de error de la prueba de cuantificación de asfaltenos es de 10%. Para que la diferencia en el contenido de asfaltenos entre el sedimento y el aceite resulte significativa, deberá representar más del 10% del valor del contenido de asfaltenos del aceite.

Las únicas muestras que cumplen el criterio anterior son las iluminadas: Pozo C, Pozo E y Pozo F. El contenido de asfaltenos en el sedimento de estas muestras apunta a considerar la posibilidad de la presencia de asfalteno precipitado en la muestra de crudo.

El siguiente paso es completar el análisis SARA del crudo y sedimentos de estas tres muestras significativas, cuyo resultado se presenta en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Análisis de SARA completo de muestras seleccionadas ²⁴.

ANÁLISIS SARA (% Masa)					
MUESTRA		SATURADOS	AROMÁTICOS	RESINAS	ASFALTENOS
Pozo C	SEDIMENTOS	24.95	16.27	46.12	12.66
	ACEITE	19.57	13.32	56.94	10.18
Pozo E	SEDIMENTOS	18.32	11.73	57.68	12.27
	ACEITE	20.18	11.77	58.16	9.89
Pozo F	SEDIMENTOS	18.99	11.79	56.31	12.91
	ACEITE	19.66	12.77	56.31	9.93

Al comparar el contenido de cada una de las fracciones en el sedimento y el aceite de las muestras estudiadas no se puede apreciar una diferencia significativa, que permita confirmar la presencia de precipitados orgánicos, los cuales formados originalmente en el aceite, se hubieran concentrado en el sedimento.

Al no tener una evidencia clara de la existencia de precipitados asfálticos en las muestras estudiadas, se procedió a medir el contenido de insolubles en tolueno, es decir, aquella fracción del crudo que está formado por compuesto inorgánicos como arenas, arcillas, sales minerales y compuestos orgánicos insolubles en aromáticos como son los llamados carbenos y carboides. En la tabla 5.4 se presentan los resultados de este estudio.

Tabla 5.4. Contenido de insolubles en tolueno en sedimentos y aceites de las corrientes muestreadas ²⁴.

Muestra	Insolubles en tolueno en sedimentos (% masa)	Insolubles en tolueno en aceite (% masa)	Insolubles en sedimentos / insolubles en aceite
Pozo A	1.11	0.11	10
Pozo B	3.11	0.11	28
Pozo C	0.21	0.01	21
Pozo D	0.08	0.04	2
Pozo E	1.81	0.02	91
Pozo F	0.19	0.04	5
Pozo G	2.51	0.05	50
Pozo H	1.55	0.09	17

En todos los casos el contenido de insolubles es mayor en los sedimentos que en los aceites, lo cual es un resultado esperado. Pero en algunas muestras, aquellas iluminadas, la diferencia es muy significativa, lo cual apunta a considerar un posible arrastre de finos desde la formación. Por otra parte, dos de estas muestras, Pozo B y Pozo E también presentaron una mayor concentración de asfaltenos en su sedimento respecto al aceite (ver tabla 5.2), lo cual apunta a algo que se ha observado en otras ocasiones: los asfaltenos tienden a adsorberse en la superficie de las partículas minerales o finos que se encuentran en el crudo, por lo que el mayor contenido de asfaltenos puede relacionarse no tanto a la precipitación coloidal de estos en el crudo, si no a que acompañan a los finos en los cuales están adsorbidos.

Los asfaltenos precipitados tienden a adsorberse en la superficie de las partículas minerales o finos, en este caso, pudiera ser que aquellos que precipitan a condiciones de yacimiento, están quedando atrapados en la formación, de tal forma que llegan a la superficie adsorbidos en las partículas de la formación que son arrastradas por el flujo de aceite.

Para tener mayor claridad del problema se presentan análisis SARA para distintas fechas en las tablas 5.5 y 5.6, en las cuales se puede observar una reducción significativa de asfaltenos para los pozos B y D del análisis SARA de enero del 2000, respecto al análisis SARA de junio del 2007 para los mismos pozos.

Tabla 5.5. Análisis SARA (% masa) enero 2000 ²⁴.

	SATURADOS	AROMÁTICOS	RESINAS	ASFALTENOS
Pozo B	21.98	35.85	28.59	13.58
Pozo D	25.23	31.03	29.92	13.82
Promedio	23.605	33.44	29.255	13.70

Tabla 5.6 Análisis SARA (% masa) junio 2007 ²⁴.

	SATURADOS	AROMÁTICOS	RESINAS	ASFALTENOS
Pozo B	5.87	41.15	41.84	11.3
Pozo C	19.57	13.32	56.94	10.18
Pozo D	26.44	14.99	47.2	11.37
Pozo E	20.18	11.77	58.16	9.89
Pozo F	19.66	12.77	56.31	9.93
Promedio	22.93	23.5	65.1125	10.53

En la tabla 5.7 se muestra una comparación de análisis SARA para el pozo J a diferentes fechas.

Tabla 5.7 Análisis SARA del pozo J ²⁴.

Análisis SARA (% masa) 2000				
	SATURADOS	AROMÁTICOS	RESINAS	ASFALTENOS
Pozo J	15.5	28.61	33.75	22.14
Análisis SARA (% masa) 2001				
Pozo J	13.85	47.18	4.41	24.32
Análisis SARA (% masa) 2002				
Pozo J				21.35

Dado que los análisis SARA de las muestras de crudo del Pozo J obtenidas en superficie manifiestan una notable reducción en el contenido de asfaltenos respecto a los resultados obtenidos en el año 2000 y en el 2002 para este mismo aceite, se tiene que esta tendencia indica que los asfaltenos se estarían depositando en algún

sitio del sistema yacimiento-pozo, siendo el más probable la zona vecina al pozo en el medio poroso, el cual funge como un filtro que se va obturando paulatinamente y provocando un daño a la formación y la consecuente reducción en la productividad de los pozos. Así mismo, conforme se incrementa la depositación en el medio poroso en el tiempo de explotación, en los ductos e instalaciones superficiales se va reduciendo la tendencia a la generación de nuevos depósitos, sin embargo, no se descarta la posibilidad de que en los ductos que han transportado la producción de este yacimiento se tengan depósitos de asfaltenos, debido a que pudieron haberse formado cuando aún no se presentaban en el fondo.

No obstante lo anterior, existe la posibilidad de que si las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento son propicias para la precipitación de asfaltenos, dado que el régimen de flujo en el medio poroso es laminar, estos pueden quedar adsorbidos en la superficie de las fracturas o atrapados en las gargantas de los poros en el medio poroso en la vecindad del pozo o incluso a mayor distancia en el radio de drene, de tal forma que no se tenga presencia significativa de ellos en las muestras de aceite tomadas en superficie, excepto en aquellos casos en los cuales llegan a la superficie como parte de las partículas de la formación que son arrastradas por el flujo. Si lo anterior coincide con la disminución de la producción sin causa aparente, los resultados del estudio podrían entonces apuntar a una posible problemática combinada de arrastre de finos y depositación de asfaltenos en la formación.

Por lo anterior, se recomienda efectuar un estricto seguimiento del comportamiento del contenido de asfaltenos, en muestras de crudo de corrientes de pozos y después de separación que sean obtenidas en superficie para la determinación del análisis SARA, así como la separación y análisis del material en suspensión, precipitado o arrastrado por el crudo, a fin de establecer mediante el cambio en la concentración de asfaltenos y de insolubles en tolueno, un diagnóstico sobre la posible presencia o evolución de problemáticas relativas a la formación de depósitos orgánicos, dado que podría estar en grave riesgo el índice de productividad de los pozos a grado tal que no se garantice el cumplimiento de los pronósticos de producción.

Otras evidencias de la presencia de asfaltenos son las envolventes de precipitación de asfaltenos (EPA). En la figura 5.9 se muestra la EPA del pozo B, en la cual se puede observar que la formación de asfaltenos se presenta desde el yacimiento. Se infiere que el arrastre de partículas por el flujo en el pozo es tal que no presente obstrucciones y taponamientos a las condiciones actuales de proceso, pero es posible que estas se manifiesten en el corto a mediano plazo.

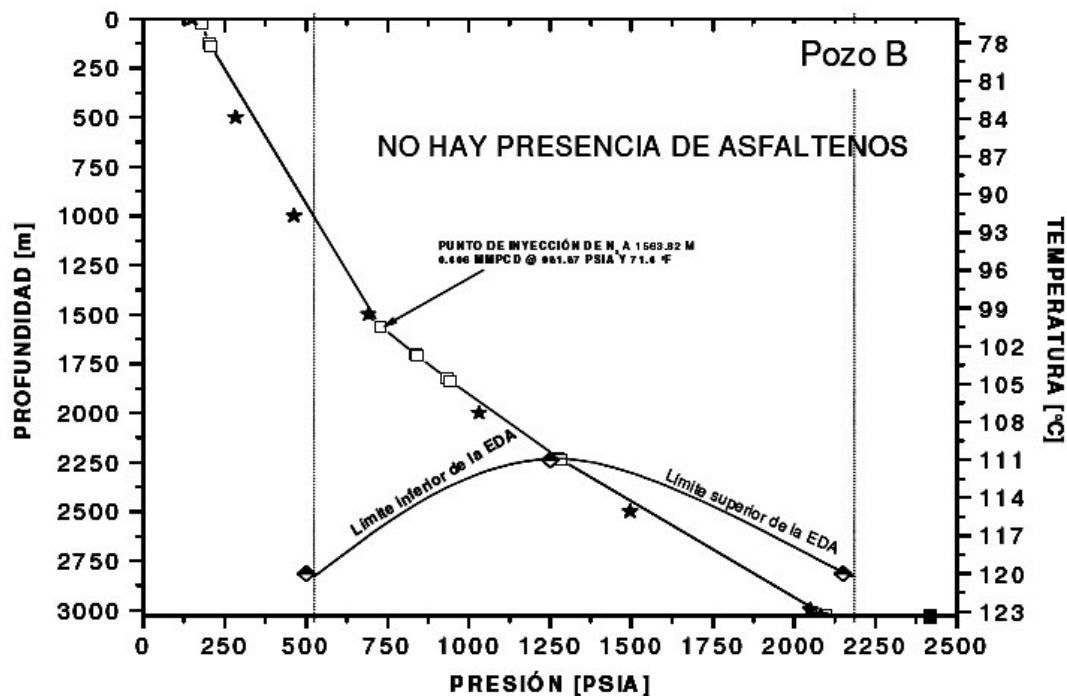


Figura 5.9 Diagrama de EPA para el pozo B (IMP, 2007)²⁴.

5.8 Comportamiento de la producción de pozos con problemas de depositación de asfaltenos

Para representar el impacto del daño que ocasiona la depositación de asfaltenos en la vecindad del pozo se ha considerado hacer un análisis de la producción de algunos pozos.

5.8.1 Metodología de análisis

Se tuvo que integrar el histórico para la recopilación de información de las variables que esencialmente pueden dar una visión del comportamiento natural de un pozo. En base a esto se analizó por plataforma y por pozo el comportamiento para después presentar un resumen general y seleccionar el pozo que presentaba la tendencia mas clara de declinación de producción.

El activo analizado está compuesto por yacimientos predominantemente productores de aceite viscoso y denso, por lo que el mecanismo de empuje debe estar relacionado con la liberación del gas disuelto en el seno del fluido que al tener una mayor movilidad que el líquido éste es arrastrado. Por lo tanto un indicador clave en la caída de producción del pozo está relacionado con el gas de formación, si éste aumenta y la producción de líquido disminuye es un comportamiento normal, pero si no ha sufrido un cambio sustancial y ha caído la producción de aceite entonces se está enfrentando a un problema que debe ser identificado.

Se comienza por el análisis de la caída de producción de aceite en relación a la producción de gas de formación, y la relación gas/aceite (RGA). Si en esta gráfica se observa una condición anormal se pasa a la observación de la presión en la cabeza del pozo, en relación con la bajante y el diámetro de apertura del estrangulador.

Después de todo este proceso se determinó que el pozo que presentaba la tendencia más clara en la declinación de su producción fue el Pozo K, por lo que se describe a continuación el historial de producción de este pozo.

Historial de producción del pozo K

El pozo K inicia su producción el 29 de marzo del 2003 con un gasto promedio de 5,824 BPD, considerando un gasto de inyección de 1,372.8 MPCD. En la gráfica de la figura 5.10 se puede observar de acuerdo a línea de tendencia que en este pozo en un lapso de tres meses, considerando desde el inicio de su operación, el gasto de inyección se incrementa a 1,734.5 MPCD, lo que ayudó a incrementar su producción hasta 7,819 BPD para el 2 de junio del 2003, sin embargo, también en un

lapso no mayor a 3 meses este gasto de inyección vuelve a bajar a 1,310.2 MPCD, y por consiguiente se ve reflejado en la disminución del gasto de aceite a 5,372 BPD con una ligera disminución en la RGA como lo muestra el aforo del 22 de septiembre del 2003. El comportamiento de este pozo se mantuvo así por un periodo de tiempo (del 01 de diciembre del 2003 hasta el 27 de abril del 2004), en donde se observa que el gasto de inyección de gas se incrementó a 1,870.4 MPCD y la producción baja a 4,987 BPD, manteniendo el diámetro del estrangulador constante en $3\frac{1}{4}$ pg., este comportamiento continuó hasta el 30 de mayo del 2004, en donde se observa una disminución de 671 barriles a pesar de que sigue en aumento el gasto de inyección, lo cual empieza a ya no comportarse de manera normal, ya que al llegar al aforo del 28 de octubre del 2004 existe una disminución tanto de la RGA como de la producción del pozo, alcanzando 2349 BPD y teniendo un ritmo de inyección mayor llegando a 1,985.2 MPCD, posteriormente en un tiempo mayor (11 de junio del 2005) se cambia el diámetro del estrangulador a $3\frac{7}{8}$ pg., con lo cual la producción se incrementa a 6,298 BPD ayudada por un incremento en la inyección del gas de BN (2,147.1 MPCD). Sin embargo, caso extraño sucede en el mes de septiembre del 2005, en donde la producción disminuye drásticamente a 1,885 BPD con un gasto de inyección de 2,174 MPCD y sin variar el diámetro del estrangulador. Para el 12 de abril del 2006 se mantiene el diámetro del estrangulador y se aumenta el gasto de inyección a 2,187 MPCD, reflejándose en el incremento de la producción hasta alcanzar 6,187 BPD, 5 meses después el 31 de agosto del 2006 con el mismo diámetro de estrangulador y con un gasto de inyección más alto (2547.2 MPCD), la producción de aceite disminuye hasta llegar a 4,224 BPD, esta declinación de la producción continúa hasta llegar a mayo del 2007 en donde se registra una producción de 2,498 BPD sin una notable disminución en la RGA.

En la figura 5.10 se muestra la historia de producción del pozo K.

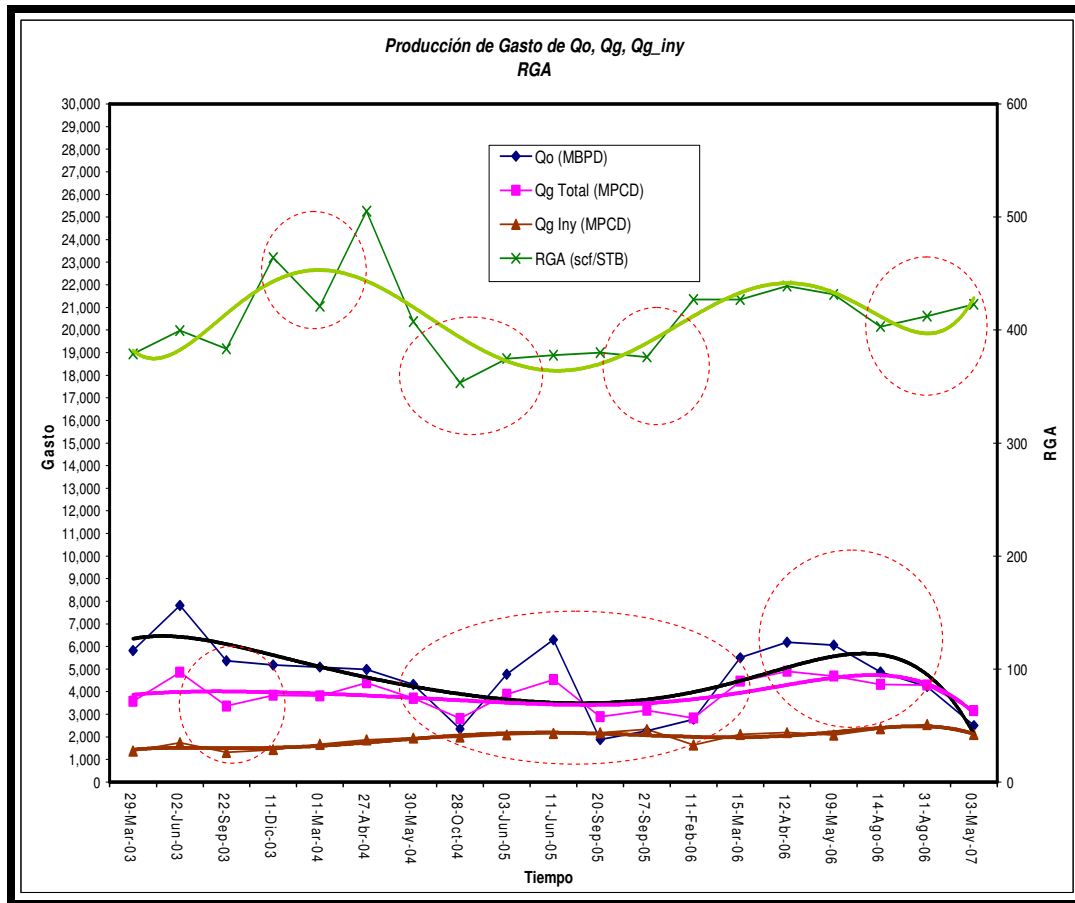


Figura 5.10 Comportamiento del Pozo K (IMP, 2007)²⁴.

De lo anterior se observa que este pozo presenta graves cambios en la declinación de su producción desde el inicio de ésta y sin alterar drásticamente las condiciones en las se encuentra operando, esto significa que el comportamiento que presenta este pozo no es normal, y de acuerdo a características similares presentadas en otros pozos donde fueron aplicados análisis SARA, encontrando porcentajes significativos de asfaltenos, se puede asumir que este comportamiento se debe a la presencia de sólidos en la vecindad del pozo, principalmente asfaltenos, los cuales obturan los poros de la formación y por consecuencia limita el flujo a través de ellos.

En base a esto se realizó una simulación para determinar el comportamiento de la producción normal del pozo y compararlo con el comportamiento de producción actual, la simulación fue realizada con los datos de las tablas 5.8, 5.9 y 5.10, utilizando la ayuda del Software de simulación Prosper.

Tabla 5.8 Condiciones del yacimiento y del aceite producido ²⁴.

Temperatura del yacimiento	121.3 °C
Punto de burbuja	152 [kg/cm ²]
Densidad del aceite	21 ° [API]
RGA	76.56 [m ³ /m ³]
Corte de agua	0 %
Salinidad del agua	1200000 [ppm]
% mole H ₂ S	1.551
% mole CO ₂	2.298
% mole N ₂	0.354

Tabla 5.9 Presiones del intervalo de tiempo analizado ²⁴.

Fecha	Presión estática (p _{ws}) [kg/cm ²]	Presión de fondo fluyendo (p _{wf}) [kg/cm ²]
12-04-06	133.5	132.5
31-08-06	130	129
03-05-07	123.3	122.3

Tabla 5.10 Comportamiento de la producción del Intervalo de tiempo analizado del Pozo K ²⁴.

Fecha	Q _{g iny} (mpcd)	Q _o (bpd)	RGA (m ³ /m ³)	Q _{g Form.} (m ³ /d)
12-04-06	2187.0	6187	78	76812
09-06-06	2078.5	6065	77	74024
14-08-06	2354.5	4866	72	55452
31-08-06	2547.2	4224	73	49256
03-05-07	2104.0	2498	75	29817

En la tabla 5.10 se presenta el intervalo de tiempo que fue analizado del Pozo K, en los datos arrojados por los distintos aforos se observa que la producción baja drásticamente de un gasto de aceite de 6187 [bpd], hasta llegar al último aforo registrado con una producción de 2498 [bpd] en un intervalo de tiempo de 13 meses, esto significa que la producción tuvo una disminución de 3689 [bpd], lo cual representa una reducción del 59.63 %, considerando que el precio del barril de este tipo de crudo es aproximadamente de 50 USD, esto representa una pérdida de \$ 2,397,850 diariamente. Debido a esto se debe o mejor dicho se tiene que realizar un análisis a los pozos que presenten características de depositación de asfaltenos, ya que la disminución de su producción se ve reflejada en la disminución de los ingresos lo cual representa una mala rentabilidad del pozo.

El análisis del Pozo K se realizó tomando como base el comportamiento de producción del 12 de abril del 2006 como se muestra en la tabla 5.10, a partir de esta fecha se construyeron curvas de IPR futuras para fechas posteriores, simulando un comportamiento normal de la producción (sin daño) mostrado en la figura 5.11, posteriormente se realizó un análisis similar ahora considerando las condiciones actuales de producción (con daño por presencia de asfaltenos) mostrado en la figura 5.12.

5.8.2 Resultados y comentarios

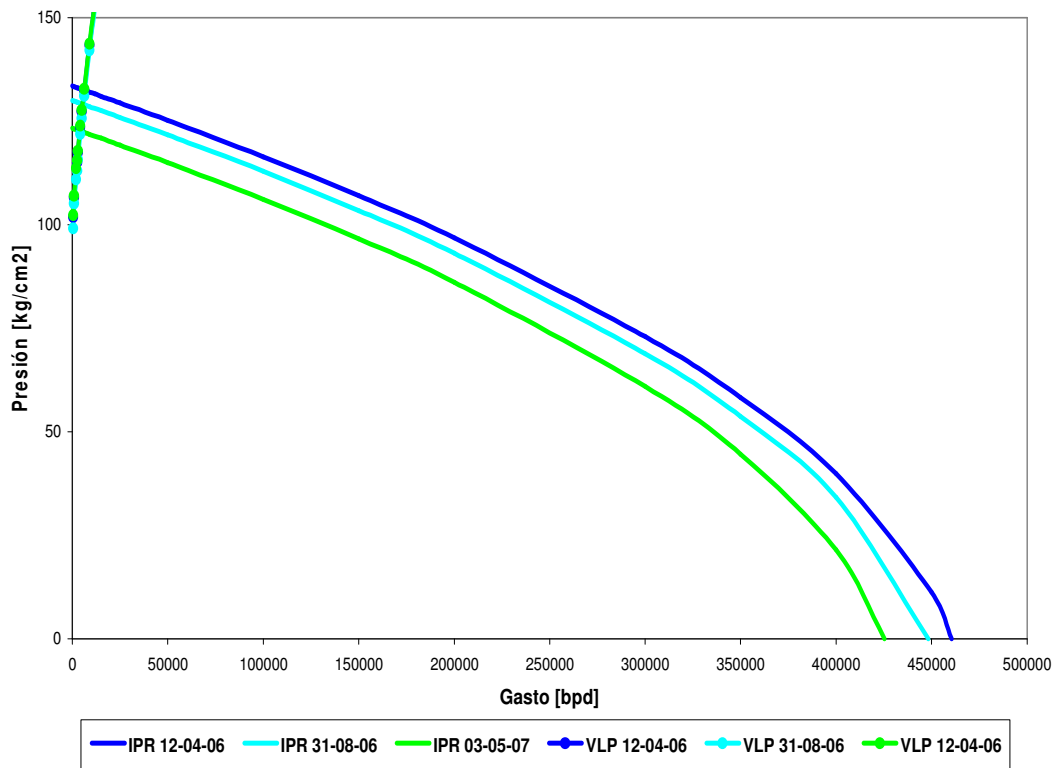


Figura 5.11 Comportamiento de la producción sin daño.

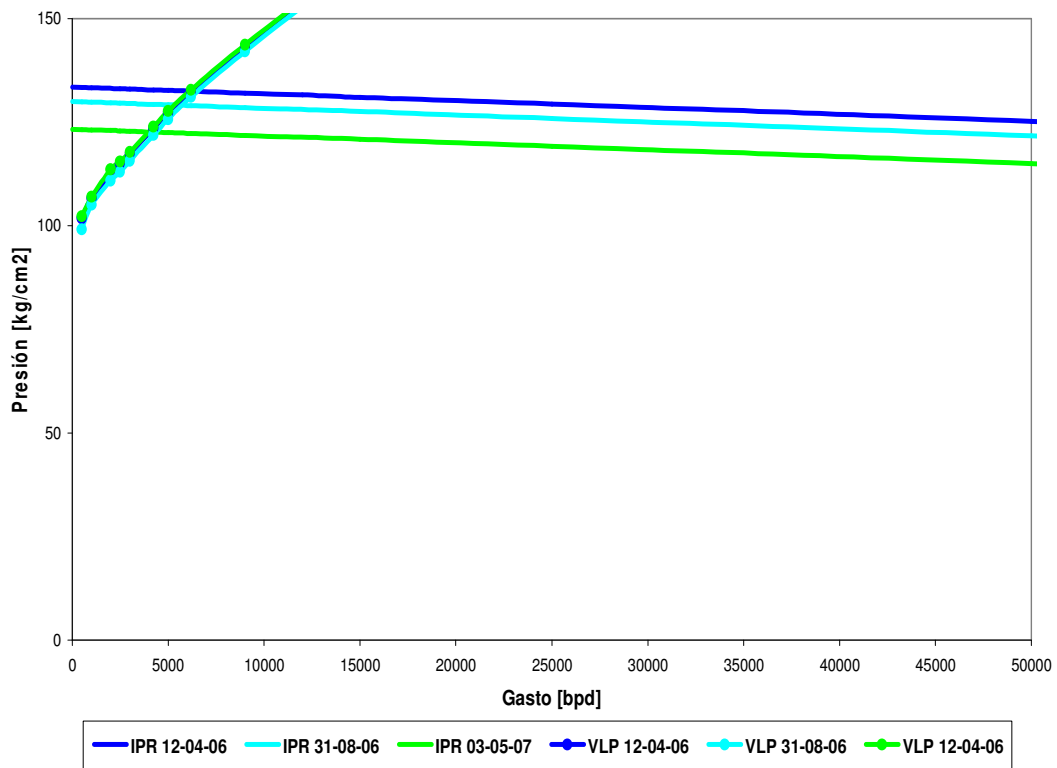


Figura 5.11a Acercamiento de la figura 5.11.

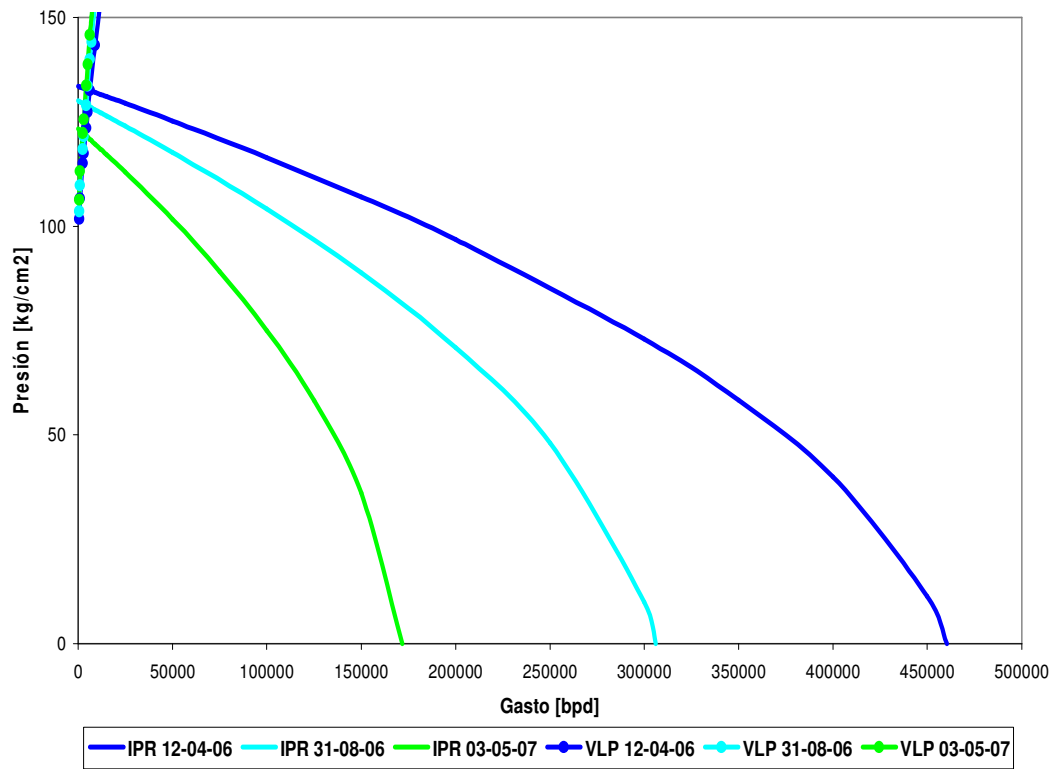


Figura 5.12 Comportamiento de la producción con presencia de daño.

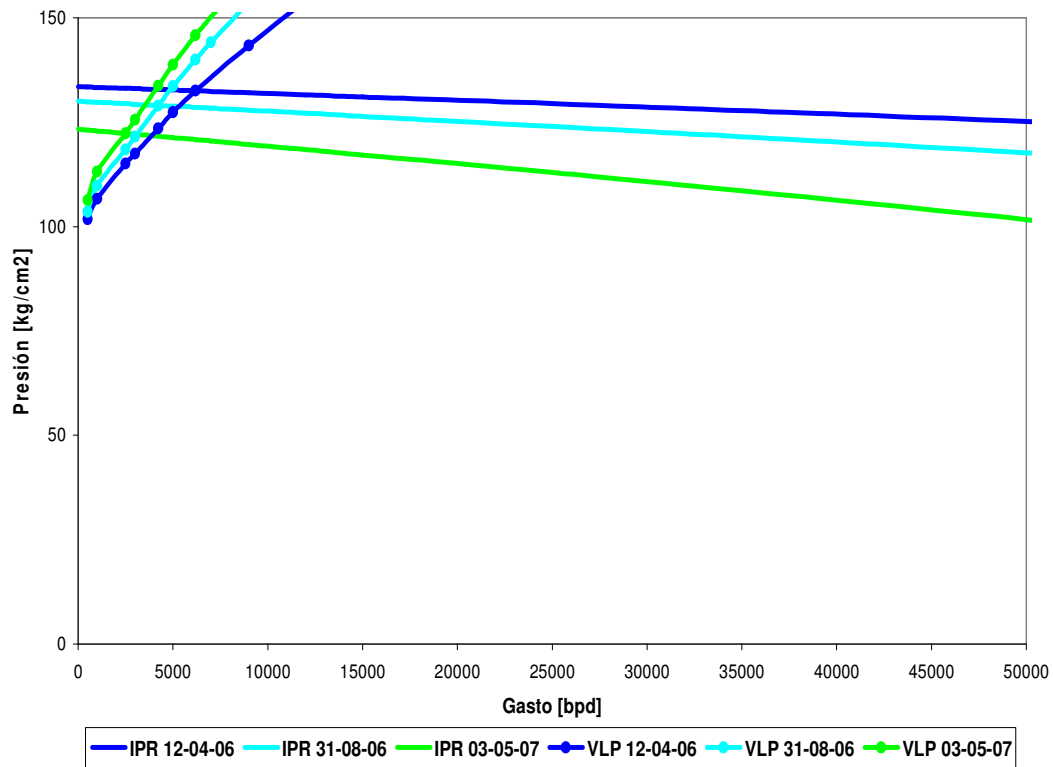


Figura 5.12a Acercamiento de la figura 5.12.

En las figuras anteriores se muestra la producción del pozo analizado a condiciones normales de producción y el comportamiento de la producción cuando hay presencia de daño.

Comparando las dos figuras se observa que la producción en la figura 5.12 disminuye en relación a la producción de la figura 5.11 sin una causa aparente, ya que como se mencionó anteriormente las condiciones del pozo son normales, no existe un cambio significativo en la RGA, la producción del gas de formación no es alta, la inyección de gas de bombeo neumático (BN) va en aumento, y a pesar de todo esto la tendencia de declinación de producción es muy alta, por lo que se puede asumir que esto es debido a la presencia de sólidos en la vecindad del pozo, principalmente asfaltenos.

En la figura 5.13 se presenta una comparación del comportamiento de producción del 31/08/06 bajo condiciones normales del pozo y cuando existe presencia de daño debido a la depositación de asfaltenos en la formación de la vecindad del pozo, similarmente para el 03/05/06 como se muestra en la figura 5.14.

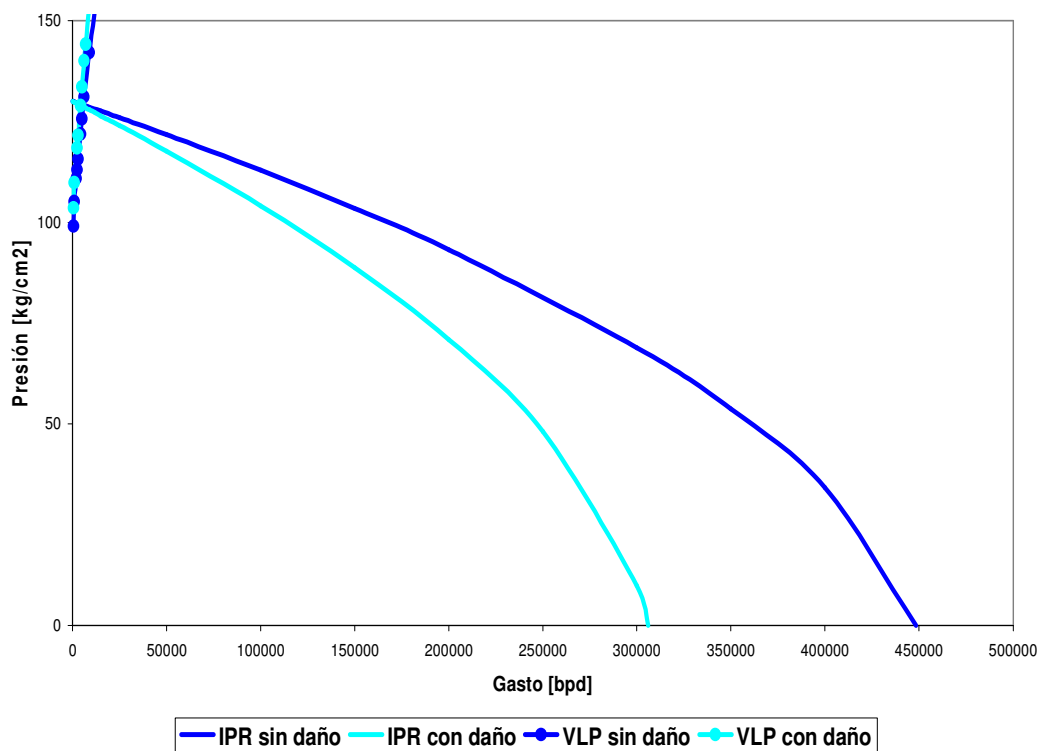


Figura 5.13 Comparación del comportamiento de la producción del 31/08/06.

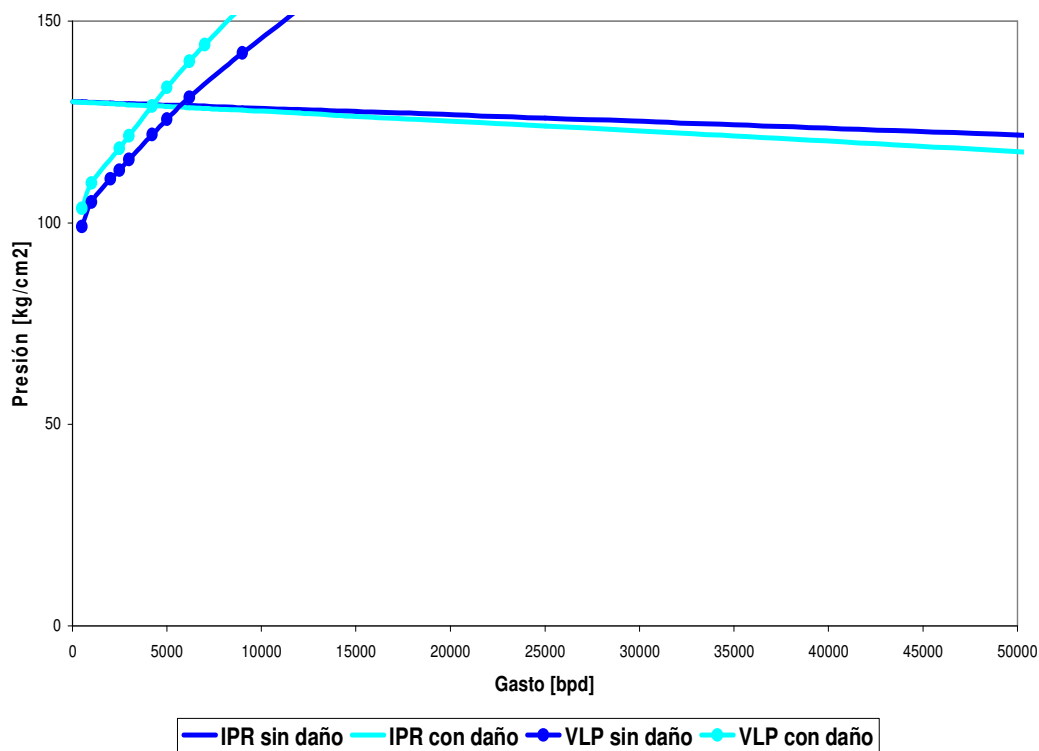


Figura 5.13a Acercamiento de la figura 5.13.

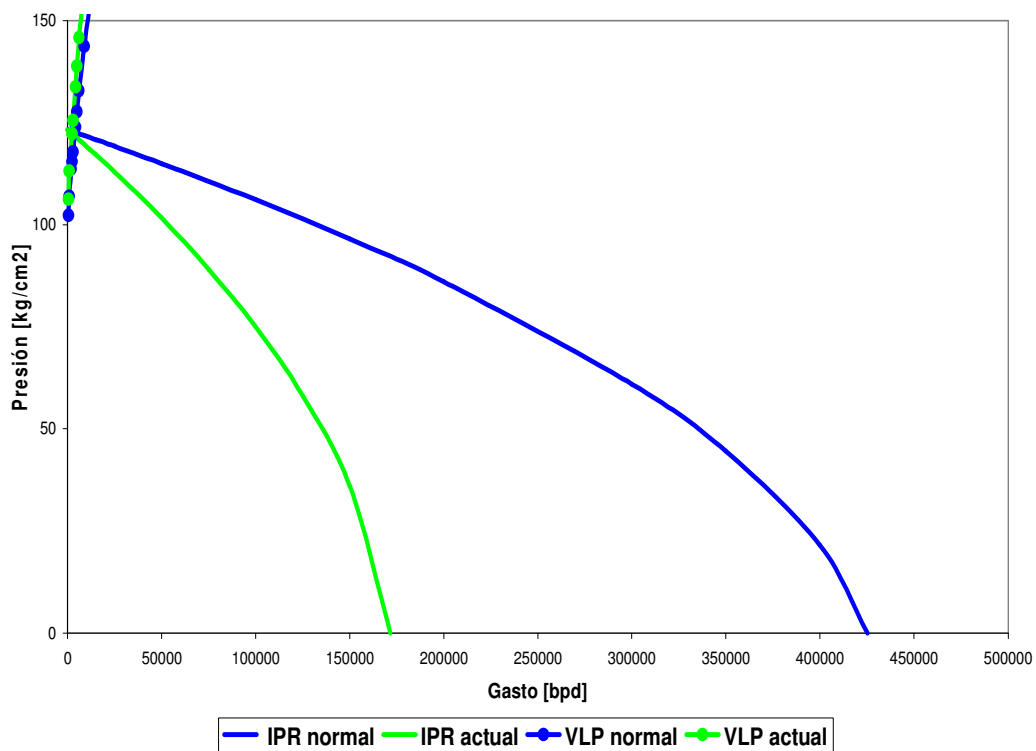


Figura 5.14 Comparación del comportamiento de la producción del 03/05/07.

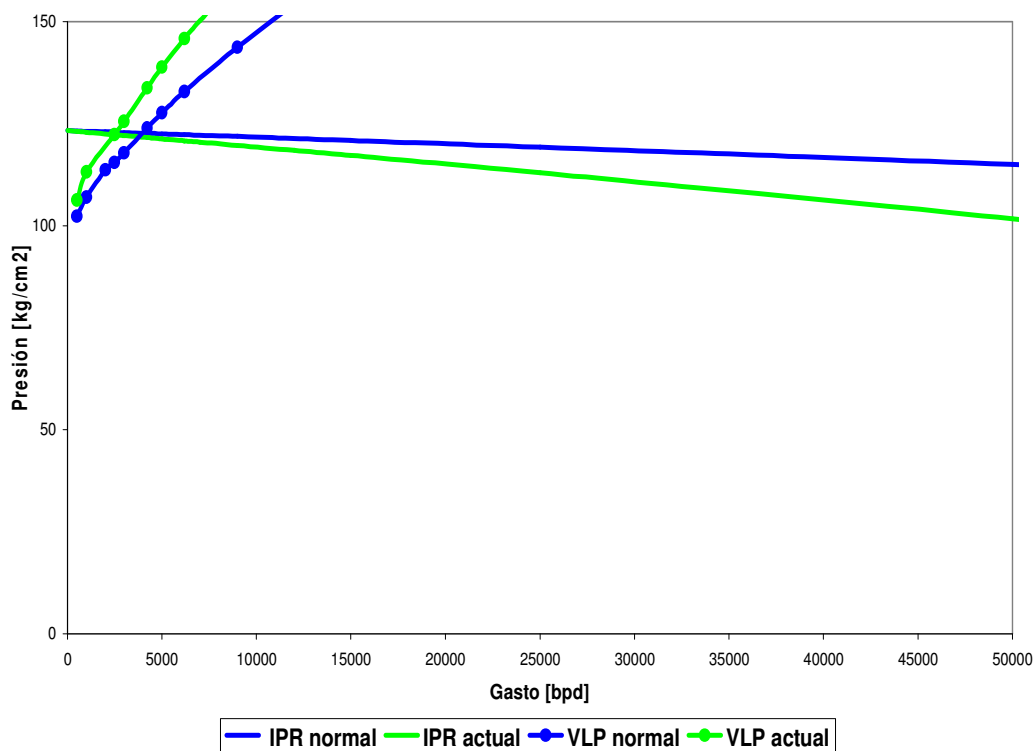


Figura 5.14a Acercamiento de la figura 5.14.

En la tabla 5.11 se presentan los resultados obtenidos de la simulación realizada al Pozo K.

Tabla 5.11 Resultados del Pozo analizado.

Fecha	Comportamiento de la producción sin daño	Comportamiento de la producción con daño	Δq_o
	Producción [bpd]	Producción [bpd]	[bpd]
12-04-06	6187	6187	0
31-08-06	5740	4224	1516
03-05-07	3977	2498	1479

De los resultados anteriores se tiene que para el aforo registrado el 31/08/06 a las condiciones actuales de producción el gasto de aceite es de 4224 [bpd], lo cual tiene un gran contraste con el resultado obtenido de la simulación para esta misma fecha que fue de 5740 [bpd], en realidad este último gasto debería estar siendo aportado por el pozo si no existiera presencia de asfaltenos en su vecindad, esto quiere decir que en un lapso no mayor a cuatro meses la producción disminuyó 1963 barriles por día, lo cual representa una disminución del 31.73 % del gasto inicial de referencia, lo mismo sucede con el resultado arrojado por el aforo del 03/05/07 en el cual el gasto de aceite se registra en 2498 [bpd], cuando en realidad el pozo debería estar aportando una producción de 3977 [bpd], esto representa una disminución de la producción de 3689 barriles por día, significa que la producción ha disminuido un 59.63 %.

Después de todo lo anterior se tiene que la presencia de asfaltenos en la vecindad del pozo tiene graves efectos sobre la producción, tanto así que puede llegar a obturar parcial o totalmente la formación en la zona vecina al pozo y de esta forma limitar o impedir el flujo de crudo hacia la superficie, y por consecuencia no se podrá cumplir con las cuotas de producción requeridas, lo cual limitará considerablemente los ingresos obtenidos por la comercialización del crudo y esto se traduce a una mala rentabilidad del pozo, por esta razón es indispensable atender este problema cuando empiece a presentarse, cuando el pozo presente las primeras características

de depositación de asfaltenos, o en todo caso si se detecta la depositación en una fase más avanzada se tiene que actuar inmediatamente y tomar las acciones apropiadas para intervenir y reestablecer las condiciones de flujo.

CAPÍTULO 6

IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES SOLUCIONES

6.1 Métodos de tratamiento para la deposición de asfaltenos

Es evidente que la remoción o tratamiento de un medio dañado es un problema esencial que necesita ser investigado para una prevención efectiva de la restricción de la producción de aceite. El fenómeno de floculación y precipitación de asfaltenos ha sido temas de varios artículos. Pero la solución de la floculación de asfaltenos en medio el poroso simplemente ha estado bajo investigación. Técnicas recientes y convencionales para tratar la deposición de asfaltenos pueden ser categorizadas en los siguientes grupos principales:

Tratamientos químicos

Los tratamientos químicos son uno de los métodos más populares para el tratamiento de asfaltenos ya que pueden ser usados para tratar depósitos en el agujero y/o dentro de la formación productora. Los tratamientos químicos se clasifican en tres clases principales:

Tratamiento con solventes: Solventes (tales como tolueno y xileno) son usados generalmente para disolver depósitos de asfaltenos.

Los detergentes de asfaltenos: Los detergentes son una clase de agentes que activan la superficie. Son usados para romper los depósitos de asfaltenos y también para prevenir de nuevas reaglomeraciones.

Modificadores de cristal: Son polímeros usados para alterar el crecimiento de cristales en la mezcla.

Para todos los tipos de tratamientos químicos, la seguridad ambiental y el peligro de la exposición personal deberían ser considerados, lo cual produce restricciones y desventajas adicionales para muchos materiales de tratamiento químico.

Tratamientos Mecánicos

Los tratamientos mecánicos se utilizan para remover los depósitos de asfaltenos en las líneas de flujo, tubería de producción, y tubería de descarga.

Las técnicas de remoción mecánica incluyen, raspadores, cortadores y tubería flexible. La figura 6.1 muestra la condición de las herramientas de tubería flexible como consecuencia de la acumulación de asfaltenos dentro de la tubería corta "riser" durante la operación del lavado del pozo.

Las ventajas del método mecánico son que te garantiza una buena limpieza y un mínimo de daño a la formación.

En otros sitios las desventajas son:

- Tratamientos costosos y restringidos sólo para los equipos de producción, ya que no son posibles para la formación productora.
- La aplicación es limitada al tiempo y al equipo involucrado, y el peligro de un pescado de herramientas, las cuales pueden ser perdidas en el agujero.
- También, el tratamiento puede tapar las perforaciones e incrementar la estabilidad de las emulsiones de aceite en agua.



Figura 6.1 Herramientas extraídas del pozo muestran la acumulación de asfaltenos en la tubería flexible durante la operación de lavado (Lightford, 2006)¹⁸.

Tratamientos térmicos

Esta categoría de métodos de tratamiento incluye calentamiento de aceite, calentadores en el fondo de pozo, agua, vapor y el uso de químicos que liberan calor.

Calentamiento de aceite: El calentamiento de aceite consiste en el proceso de inyectar aceite caliente por la tubería de producción para remover los depósitos de asfaltenos del pozo.

Calentadores en el fondo del pozo: Los calentadores en el fondo del pozo representan una fuente continua de calor que puede ser usada para mezclar depósitos de asfaltenos y parafinas en el agujero o en la tubería por un periodo de

tiempo después del cual el material mezclado puede ser bombeado a la superficie con la producción de aceite. Esta técnica tiene las siguientes limitaciones: los costos de los sistemas de mantenimiento y la disponibilidad del poder eléctrico.

Uso de químicos para liberar calor: Este proceso involucra el bombeo de una mezcla de concentraciones molares iguales de cloruro de amonio y nitrato de sodio. Las desventajas de este método son (a) es muy costoso comparado con métodos térmicos tradicionales. Y (b) el proceso debe ser diseñado y monitoreado estrechamente por un químico en una locación.

Tratamientos adicionales

Otros métodos de tratamiento para la deposición de asfaltenos también han sido aplicados. Estos métodos incluyen:

Tratamiento con bacterias: Aquí, las bacterias son mezcladas con biocatalizadores. Es importante mencionar que el tratamiento con bacterias está limitado a pozos que producen agua y sufren la dificultad para controlar el proceso.

Técnicas de producción y modificaciones a los equipos para reducir la deposición: La manipulación de la técnica de producción puede ayudar a reducir la deposición de la mezcla/asfaltenos. El flujo turbulento es recomendado ya que reduce los gastos de deposición de asfaleno en la mayoría de los casos.

Combinación de dos o más tratamientos: Muchos problemas de deposición de asfaltenos requieren el uso de una combinación de dos (o más) de los métodos previos para conseguir la solución, tal como el uso de químicos que liberan calor los cuales se combinan con métodos térmicos y químicos.

Tratamiento de radiación ultrasónica: Esta técnica fue experimentalmente propuesta y mostró resultados muy efectivos para remover depósitos de asfaltenos de la roca porosa.

6.2 El uso de solventes

Los solventes son y continúan siendo una parte esencial de las herramientas de los ingenieros para lograr una efectiva terminación, reparación o tratamiento de estimulación. Los solventes comúnmente más usados han sido el xileno y el tolueno, nafta aromática y solventes obtenidos de refinería.

Los solventes son principalmente usados para limpiar y remover depósitos orgánicos perjudiciales, tales como asfaltenos y parafinas, de la tubería, del agujero y de la matriz de la formación. Los depósitos de asfaltenos generalmente ocurren debido a la caída de presión, oxidación o interacción química del contenido de maltenos con fluidos incompatibles.

Consecuentemente, hay potencial de formación de depósitos orgánicos en ambos dentro de la tubería y en la formación cerca del agujero durante el ciclo entero de la vida del pozo: perforación, terminación o reparación. Históricamente estos depósitos orgánicos han sido tratados con solventes aromáticos, ya sea limpieza de la tubería o en inyecciones a la matriz.

Los solventes son frecuentemente emulsificados con ácido para crear una dispersión de ácido en solvente, el cual es usado para remover incrustaciones orgánicas, óxido, incrustaciones de la fresadora u otros agentes de obturación que han sido cubiertos o impregnados con hidrocarburos tales como parafinas y asfaltenos, condensados, grasa para tubería y otros depósitos.

Los baches espaciadores de solventes antes del tratamiento de acidificación son frecuentemente usados delante de los tratamientos ácidos, actuando como un espaciador entre el aceite y el ácido cuando el aceite es muy sensible al contacto con el ácido, también se utiliza para disolver depósitos orgánicos y romper bloqueo de emulsiones.

Los baches espaciadores de solventes posteriores al tratamiento de acidificación, siguiendo con los tratamientos de estimulación, son útiles para romper resinas solubles en aceite, y de esta manera permitir una limpieza más rápida.

Finalmente, los solventes son ocasionalmente usados en espaciadores de cementación para pozos perforados con emulsión o con lodo base aceite.

Para el caso de estudio de este trabajo de tesis, la propiedad de los solventes que nos interesa es la facultad para remover depósitos orgánicos, principalmente asfaltenos.

6.3 Factores clave para un exitoso tratamiento de remoción

Para lograr una remoción exitosa de asfaltenos es necesario considerar los siguientes factores que son considerados como claves para lograr un prolongado y exitoso tratamiento de remoción.

- Los depósitos de asfalteno tienen diferente solubilidad en diferentes solventes, dependiendo del tipo de asfalteno en el crudo. Co-solventes pueden ser agregados al solvente para mejorar la eficiencia de la disolución del asfalteno y generalmente también mejoran la de-adsorción de la cara de formación.
- Aunque pueda ser posible remover/de-adsorber los asfaltenos, en un ambiente poco favorable éstos serán inmediatamente re-adsorbidos hacia la formación o roca, ya sea durante el proceso de remoción o cuando el pozo se pone a producir. Para prevenir la re-adsorción estos sitios polares necesitan ser ocupados por otros químicos polares que tengan una afinidad más grande con la superficie de la roca; los inhibidores de asfaltenos y/o agua pueden ser utilizados para este propósito.
- Debido a que los asfaltenos tienen una alta afinidad de adsorberse hacia la formación con una estructura similar, esto es, sobre la superficie de un núcleo con asfaltenos adsorbidos, la limpieza de los pozos dañados debería ser tan completa como sea posible. Es bien conocido que los tratamientos con solventes simples, con tolueno por ejemplo, no son muy efectivos debido a la duración de sus efectos solo por unos cuantos días/semanas. Los tratamientos con un fluido basado en agua son mucho más prometedores y se ha reportado que conservan una efectividad por varios meses.

- Para disolver y remover los asfaltenos de la superficie de la roca/tubería se requiere un solvente polar fuerte que no solo tome los asfaltenos en solución si no que también rompa los enlaces moleculares de los asfaltenos, lo cual los retiene a la superficie de la formación. Experimentos han mostrado que la limpieza con tolueno puro remueve la mayor parte de la fracción de asfaltenos pero la superficie aun estará cubierta con asfaltenos, los asfaltenos remanentes son probablemente los más polares y la fracción de más alto peso molecular. Como consecuencia la superficie del núcleo aun estará con mojabilidad intermedia al aceite. Debido a que una superficie cubierta por asfaltenos es más propensa a la redepositación de asfaltenos, la limpieza debería ser tan eficiente como sea posible.
- Además de la formación de una película de agua, la presencia de ésta puede ser benéfica ya que puede competir con los asfaltenos por sitios activos sobre la superficie de la roca. Sin embargo, de la literatura así como de experimentos, la deadsorción de asfaltenos no puede ser lograda totalmente. En otras palabras, la superficie de la roca puede ser cambiada a una mojabilidad intermedia en el mejor de los casos.
- Ha sido demostrado que la mojabilidad de un núcleo puede ser cambiada de mojado por agua a mojado por aceite, debido a que el tolueno se lleva el agua fuera de la superficie del núcleo de formación.
- Un taponamiento efectivo puede ocurrir debido a que la obstrucción mecánica y el daño pueden ser removidos por la inyección (inversión del flujo) de un fluido inerte, esto beneficia, sin embargo será rápido, debido a que los asfaltenos serán depositados cuando el flujo regrese (en forma similar a un pozo cuando está dañado por finos de formación movilizados).

El tratamiento de la superficie de la roca y tuberías requiere una intervención del pozo, y la inyección de solventes para remover los asfaltenos adheridos a ambos, tanto a los espacios porosos de la roca como a la superficie de las tuberías, debería ser tan eficiente como sea posible para retrasar el proceso de depositación. La remoción completa de asfaltenos de la superficie de la roca ha demostrado ser difícil o imposible en condiciones de laboratorio, así que dada la naturaleza más compleja del agujero y de las ineficiencias involucradas en la diversión del fluido a lo

largo de las secciones abiertas o perforadas, la remoción completa es poco probable que sea lograda durante un tratamiento de intervención al pozo. Para maximizar la efectividad de un tratamiento no es cuestión de seleccionar el solvente más fuerte y más efectivo, además de eso la superficie cubierta con los depósitos debería ser dejada tal que el siguiente proceso de depositación sea retrasado. Esto puede ser logrado si la máxima cantidad de capas de asfaltenos son removidas de las superficies y éstas son dejadas con una mojabilidad por agua, y/o es cubierta con un inhibidor apropiado durante el tratamiento.

6.4 Retraso de la depositación de asfaltenos

Incluso después de los tratamientos de remoción de asfaltenos, la depositación de continuará ocurriendo necesitando correcciones futuras. Debido a que la composición de los fluidos no puede ser cambiada, los únicos factores que pueden ser controlados para retardar la depositación adicional de asfaltenos son minimizar las condiciones termodinámicas que causan la floculación y/o modificar la superficie de la roca o la tubería. Para minimizar la floculación, es importante monitorear la presión de operación, la temperatura y el gasto de producción para evitar condiciones que precipiten los asfaltenos. Bajo condiciones ideales el pozo puede ser producido a gastos de producción tales que la floculación y la depositación de asfaltenos no ocurrirán. Aunque esto no siempre es posible reduciendo la caída de presión, o la caída de presión en el fondo del pozo, la estimulación es una de las formas más efectivas para retrasar la depositación de asfaltenos. Como se ha mencionado anteriormente, la disminución de presión es una de las causas clave de la depositación de asfaltenos.

El segundo método para retardar la depositación de asfaltenos involucra modificación de las superficies de la roca o de la tubería. Las condiciones de superficie que favorecen la acumulación de depósitos son capas aceitosas, rugosidad de la superficie, y materiales cargados eléctricamente. Los inhibidores de asfaltenos pueden ser usados para cubrir la superficie y retrasar la depositación. Otra forma de modificar la superficie de la roca o de la tubería es alterar la mojabilidad. Experimentos sobre rocas mojadas por agua mostraron una

considerable reducción en los asfaltenos adsorbidos. La estabilidad de la película de agua sobre la superficie es uno de los factores que determina la reducción en los gastos de adsorción y está en función de la fuerza iónica y el pH. Además de la formación de la película de agua, la presencia de ésta es benéfica debido a que disputa con los asfaltenos por sitios activos sobre la superficie de la roca. El trabajo de laboratorio indica que la remoción completa de los asfaltenos no se puede lograr y además la superficie de la roca sólo puede ser limpiada parcialmente. La limpieza debería ser, sin embargo, tan completa como sea posible, y la clave para contar con un tratamiento exitoso sobre el proceso de remoción de asfaltenos para que las capas de asfaltenos puedan ser reemplazadas por agua o por un inhibidor.

Uno de los productos que cumple con las características anteriormente descritas es el sistema de solvente emulsificado.

6.5 Sistema de solvente emulsificado (ESS)

Los problemas de parafinas y asfaltenos pueden reducir significativamente la rentabilidad del pozo, ocasionando problemas operacionales, formación de daño, y disminución de la producción. Aunque frecuentemente son mencionados juntos, las parafinas y los asfaltenos son distintamente diferentes en su composición y comportamiento y diferentes soluciones de remediación son requeridas. En comparación, la depositación y remoción de asfaltenos es mucho más problemática que la depositación y remoción de parafinas. Las técnicas más comunes en la remoción de asfaltenos usan xileno o mezclas de xileno, las cuales tienen una limitada efectividad además de una indeseable salud, seguridad, y características ambientales (HSE).

Este nuevo sistema de remoción de asfaltenos basado en agua fue primero aplicado en el sureste de Europa en el 2005. Desde entonces el sistema ha sido optimizado para amplias operaciones manteniendo las características favorables de (HSE) del desarrollo inicial. El sistema es único, puesto que proporciona un alto punto de deflagración de la mezcla solvente/agua con un poder de solvencia frecuentemente más alto que el xileno y el beneficio adicional de dejar a la formación fuertemente mojada por agua.

6.5.1 Evaluación de laboratorio y prueba del sistema de solvente emulsificado

Las pruebas de laboratorio y evaluaciones del solvente fueron realizadas con muestras de asfaltenos obtenidas de Argelia, Angola, el Golfo de México, México, Rusia, y los Estados Unidos. Usando un procedimiento gravimétrico, las evaluaciones de laboratorio fueron conducidas para establecer una comparación del sistema solvente emulsificado (ESS por sus siglas en inglés), contra datos por disolución de xileno de varios asfaltenos de diferentes fuentes. Las evaluaciones de laboratorio fueron realizadas para comparar las características de disolución óptima del ESS, contra las características de disolución máxima del xileno.

Procedimiento de prueba gravimétrico

El primer trabajo experimental de laboratorio, fue un simple procedimiento de prueba para evaluar los efectos del sistema de solvente emulsificado en comparación con los solventes más comunes que han sido usados para remover asfaltenos. De algunos campos, fue difícil obtener rápidamente cantidades de asfaltenos y parafinas en suficientes cantidades para un procedimiento de prueba de laboratorio. Una prueba de laboratorio con la capacidad para manejar pequeñas cantidades de asfaltenos o parafinas con un mínimo de error experimental fue, por lo tanto, esencial. Además, la aplicación eficiente del procedimiento de laboratorio en un ambiente de campo fue considerado una necesidad. Por estas razones, un simple método gravimétrico para la evaluación de sistemas de solvente, particularmente los sistemas de solvente emulsificado, por disolución de asfaltenos y parafinas fue desarrollado.

El equipo y los requerimientos de suministro, incluye viales de 25 ml, frascos filtro, un embudo, papel filtro para el embudo, una fuente de vacío, una fuente de calor para calentar los frascos a un rango de temperatura de 23 a 37 °C, una mezcladora, y una balanza de laboratorio con una precisión de un miligramo.

En una evaluación típica de laboratorio, seis muestras de sistema de solvente emulsificado/asfaltenos y seis muestras xileno/asfaltenos fueron preparadas en viales de 25 ml.

Las seis muestras de sistema de solvente emulsificado/asfaltenos fueron preparadas con pesos de 0.200, 0.400, 0.600, 0.800, 1.000, 1.500, y 2.000 g de asfaltenos dentro de viales de 25 ml. Una solución (aproximadamente 100 ml) de sistema de solvente emulsificado fue hecha combinando 50-65 ml de agua, 25-45 ml de solvente 1, 3-15 ml solvente 2, y opcionalmente 3-15 ml de un solvente 3. Surfactantes sobre una base volumen/volumen fueron agregados tal que la concentración de surfactantes fue entre 0.4 y 6 %. Las relaciones precisas de solventes y concentraciones de surfactantes puede ser ajustadas para optimizar el sistema de solvente emulsificado basado en las características de los asfaltenos. Esta solución solvente/surfactantes fue emulsificada en una mezcladora, mezclando a baja velocidad por aproximadamente un minuto. Proporciones (10 ml) de este sistema de solvente emulsificado fueron medidas dentro de cada vial de 25 ml, los cuales contenían las muestras de asfaltenos previamente pesadas. Los frascos fueron sellados y agitados por aproximadamente 15 segundos para disolver/dispersar las muestras de asfaltenos. Para prevenir una inconveniente presurización, las tapas de los frascos fueron ligeramente aflojadas. Los frascos fueron sumergidos en agua a temperatura constante y la temperatura fue controlada entre $23-37 \pm 0.5$ °C. Lo mismo fue realizado ahora utilizando en lugar del sistema de solvente emulsificado xileno.

Después de dejar que las soluciones permanecieran a temperatura por un tiempo de disolución predeterminado, el contenido fue filtrado en un embudo sobre el papel filtro previamente colocado. El papel filtro fue mojado con alcohol isopropílico antes de agregar la mezcla de solvente/asfaleno para asegurar la filtración efectiva del material no disuelto. Además, los viales fueron lavados con alcohol isopropílico para ayudar a la transferencia de los asfaltenos no disueltos dentro del filtro. Finalmente el material no disuelto sobre el papel filtro fue lavado con 5-10 ml de alcohol isopropílico.

Los asfaltenos no disueltos y el papel filtro fueron secados colocándolos en un horno de vacío y calentados a aproximadamente 48.9 °C por 6 horas. Alternativamente, el secado de los asfaltenos no disueltos y el papel filtro puede ser logrado permitiendo al material permanecer a temperatura ambiente por un mínimo de 24 horas.

El porcentaje de asfaltenos disueltos es calculado en peso con respecto al volumen base del solvente, mediante el cálculo de la cantidad de asfaltenos no disueltos de cada muestra en los viales, dividida entre la cantidad de solvente o de mezcla de solventes agregada a cada vial.

Usando este procedimiento de prueba gravimétrico mencionado anteriormente, las pruebas de reproducción fueron llevadas a cabo para determinar la reproducibilidad del procedimiento. Un asfalteno de Rusia fue tratado bajo las mismas condiciones del proceso y los resultados son mostrados en la figura 6.2. El rango promedio del porcentaje de asfaltenos disueltos fue de $88.1 \pm 1.25\%$ (desviación estándar relativa = 1.42 %).

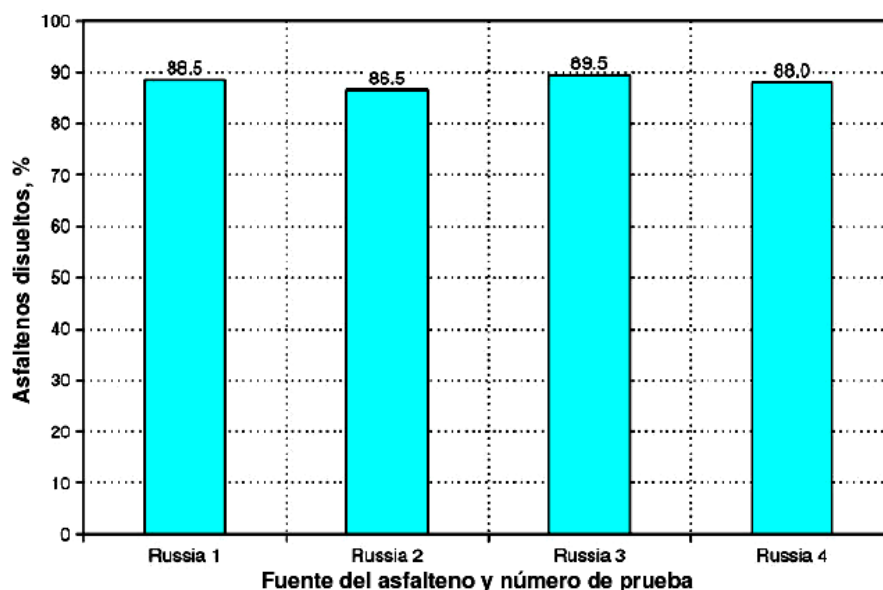


Figura 6.2 Prueba del ESS para la reproducibilidad del procedimiento (Frost, 2008)¹⁰.

6.5.2 Comparación del ESS y el xileno en la disolución de asfaltenos

Para probar el desempeño del sistema de solvente emulsificado, las pruebas de disolución fueron llevadas a cabo comparando el comportamiento del sistema de solvente emulsificado y xileno. Para estas pruebas de disolución las muestras de asfaltenos así como un asfalteno de Gilsonita fueron requeridos de varios lugares alrededor del mundo incluyendo Argelia, Angola, el Golfo de México, México, Rusia, y los Estados Unidos.

La concentración de asfaltenos varió de 2 a 60 % peso/volumen. Como muestra la figura 6.3, asfaltenos de Utah fueron tratados con ambos xileno y el ESS. Además, los asfaltenos fueron reunidos de diferentes puntos de varios pozos. Es importante notar que el poder máximo de disolución del sistema de solvente emulsificado no fue alcanzado durante esta evaluación de laboratorio.

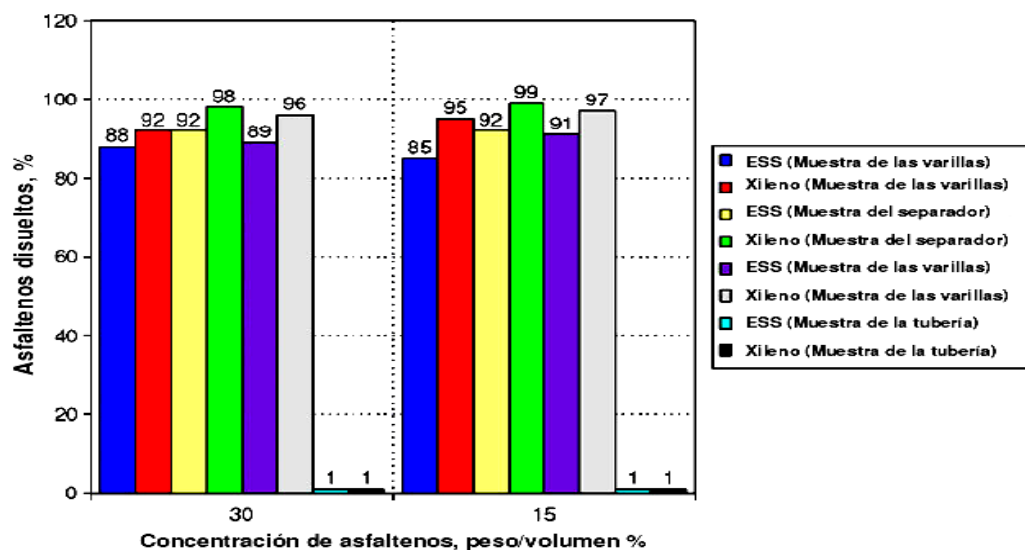


Figura 6.3 ESS en comparación con el xileno (Frost, 2008)¹⁰.

Como muestra la figura 6.4, asfaltenos de varios lugares fueron tratados con ambos xileno y el ESS a 65.6 °C por 2 horas excepto para la muestra de Los Estados Unidos, la cual fue realizada a 82.2 °C por 12 horas. Debido a las cantidades limitadas de asfaltenos, las pruebas de comparación fueron hechas a una concentración de asfaltenos del 2 % peso/volumen. Esta prueba de laboratorio fue realizada para establecer los datos de comparación para un rango que comprende muestras representativas de diferentes fuentes del mundo.

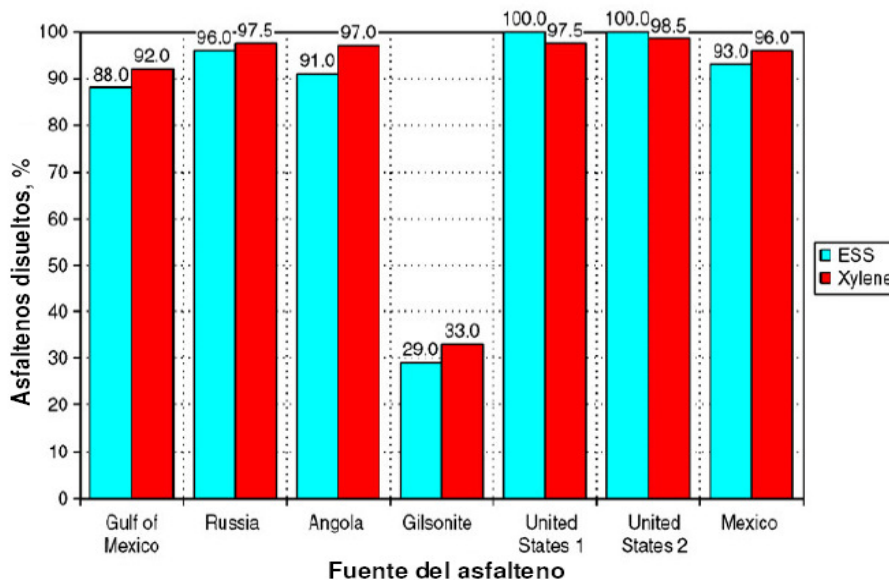


Figura 6.4 Comparación del ESS contra el xileno (Frost, 2008)¹⁰.

En la figura 6.5 se muestran resultados de muestras de asfaltos de California tratados con ambos xileno y ESS. La prueba fue hecha en una concentración de asfaltos de 2 a 60% peso/volumen. En esta prueba se observa que cuando la concentración de asfaltos se incrementa aproximadamente 25 % peso/volumen, el comportamiento de ambos el sistema de solvente emulsificado y el xileno disminuye claramente.

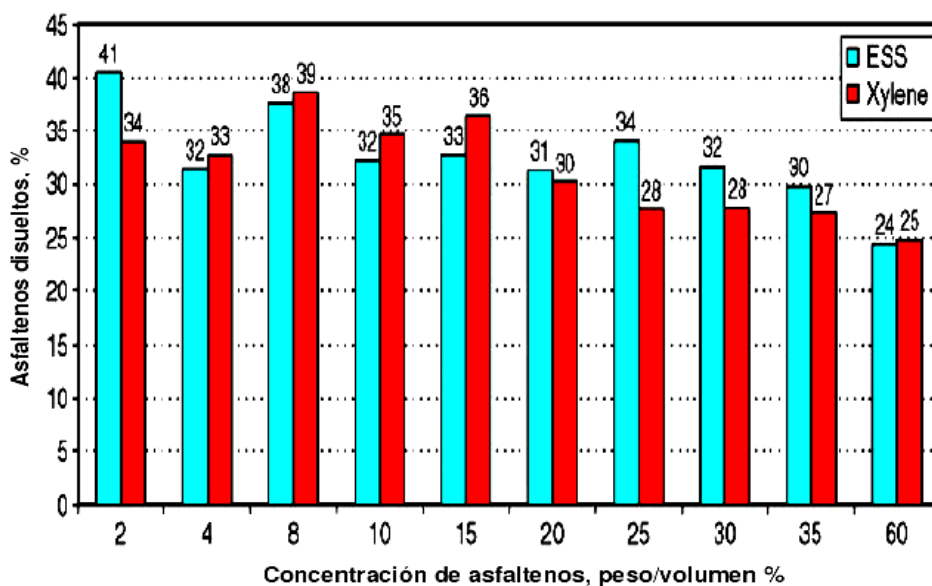


Figura 6.5 Pruebas del ESS para características de máxima disolución usando asfaltos de California (Frost, 2008)¹⁰.

6.5.3 Surfactantes y estabilidad de la emulsión

Uno de los beneficios del sistema de solvente emulsificado es la flexibilidad en la aplicación del método. El sistema de solvente emulsificado puede ser preparado y mezclado en cualquier locación y después ser bombeado a una fecha posterior. Alternativamente, el sistema de solvente emulsificado puede ser mezclado y preparado en el sitio del pozo.

Si el sistema de solvente emulsificado es mezclado y preparado en una locación lejana y transportada al sitio del pozo, entonces claramente la estabilidad de la emulsión llega a ser un parámetro crítico.

Características de mojabilidad

Otro beneficio del sistema de solvente emulsificado es que deja las condiciones de las superficies con una mojabilidad por agua después del tratamiento. Estas condiciones de mojabilidad por agua retarda la redepositación de asfaltenos/parafinas en la tubería y en la cara de la formación. El efecto global resultante de una condición de mojabilidad por agua es la extensión del tiempo para la redepositación y el incremento del desempeño del pozo.

Las pruebas de laboratorio fueron realizadas para demostrar las características de mojabilidad del sistema. Dos muestras de asfaltenos fueron preparadas. La primera muestra contenía el ESS, asfalteno, y una muestra de metal. La segunda muestra contenía xileno, asfalteno, y una segunda muestra de metal. Después las muestras fueron agitadas y el contenido removido. Los contenedores y las muestras de metal fueron enjuagados con agua.

Como se muestra en figura 6.6, el contenedor y la muestra de metal de la izquierda fueron tratadas con la ESS; mientras que el contenedor y la muestra de metal de la derecha fueron tratados con xileno. El ESS fue mucho más efectivo en la mojabilidad de las superficies, lo cual resultó en una completa remoción del asfalteno, cosa que no sucedió con el xileno.



Figura 6.6 Ilustración de las características de mojabilidad del ESS contra el xileno (Frost, 2008)¹⁰.

6.5.4 Optimización del sistema de solvente emulsificado

La optimización de un sistema de solvente emulsificado puede ser lograda para materiales específicos de asfaltenos/parafinas usando los principales parámetros del solvente como guía para la selección del mismo.

En la figura 6.7 se ilustran los resultados de la optimización de los componentes del sistema de solvente emulsificado para asfaltenos de Argelia. La prueba fue hecha con una concentración de asfaltenos del 20 % en peso/volumen excepto para el ESS 4. Es importante notar que el EES 5 y e EES 6 fueron realizados considerablemente mejor que el xileno.

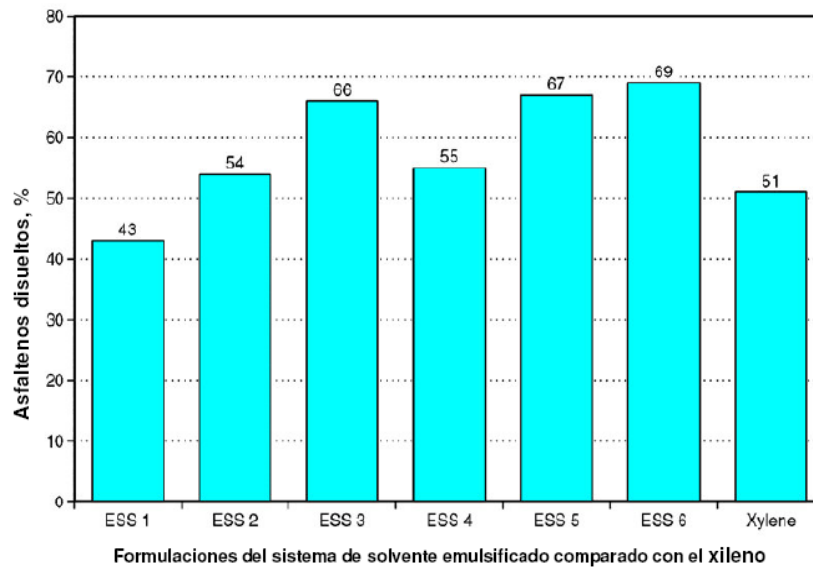


Figura 6.7 Optimización del EES (Frost, 2008)¹⁰.

De esta manera el sistema de solvente emulsificado comparado con solventes clásicos tales como xileno y tolueno tienen un equivalente o, en la mayoría de los casos un mejor poder de solvencia. Lo más importante, es que el comportamiento de la mojabilidad del sistema de solvente emulsificado ayuda en la inhibición de la depositación de asfaltenos sobre las superficies, tal que la frecuencia de la necesidad de una remoción de depósitos de asfaltenos puede ser considerablemente afectada.

6.5.5 Propiedades y ventajas del sistema de solvente emulsificado

El sistema de solvente emulsificado tiene algunas propiedades significativas de HSE, una de ellas que es la más favorable es: la ausencia de componentes con puntos relativamente bajos de deflagración.

Hay muchas ventajas técnicas adicionales para el sistema de solvente emulsificado. Como se mencionó anteriormente la formación y la tubería son dejadas en condiciones de mojadas por agua. Esto es, una condición que retrasa la redepositación de asfaltenos impidiendo la floculación de grupos de asfaltenos sobre las superficies del fondo del pozo. En contraste, los solventes tradicionales usados para los tratamientos y remoción de asfaltenos dejan a la formación y la

tubería en una condición de mojabilidad por aceite, tal que la redepositación de asfaltenos puede ser acelerada y por consecuencia de esto se incrementa la declinación del gasto de producción. Los solventes tradicionales también son malos dispersantes de los asfaltenos que no están disueltos. En otras palabras, el sistema de solvente emulsificado dispersa lo que no está disuelto por la propiedad de los surfactantes en la emulsión.

Tal como han demostrado claramente los resultados de las pruebas de laboratorio, el sistema de solvente emulsificado tiene un equivalente o un mejor poder de solvencia que un solvente de tratamiento tradicional, como lo es el xileno.

Finalmente, ya que el sistema de solvente emulsificado tiene una gran fracción de agua, pequeños volúmenes de solvente son requeridos para ser transportados y enviados a la localización. Esta reducción en los requerimientos de transporte de químicos es un beneficio inherente de HSE y agrega un valor adicional por la reducción en los costos de envío.

6.6 Dispersantes de asfaltenos

Los asfaltenos existen en forma de dispersiones coloidales estabilizadas por otros constituyentes del crudo. Estas dispersiones que se presentan naturalmente pueden ser fácilmente perturbadas por una variedad de condiciones mecánicas y fisicoquímicas involucradas en la producción y en la recuperación de aceite. Los cambios en la temperatura y la presión, mezcla de crudos y corrientes de condesado, y especialmente el uso de las técnicas de recuperación mejorada pueden resultar en la desestabilización, precipitación, y la eventual depositación de los asfaltenos. Una vez depositados, los asfaltenos provocan una multitud de problemas para pozos productores.

La depositación de asfaltenos durante la recuperación y producción de aceite puede ser inhibida o disminuida por la adición de dispersantes de asfaltenos. Ciertas moléculas poliméricas incrementan la estabilización de asfaltenos en el crudo, de esta forma hace que la precipitación sea menos probable. Los dispersantes han sido

exitosamente aplicados para la inhibición y la remoción de los depósitos de asfaltenos en los equipos de producción. Por ejemplo, tratamientos continuos o baches al fondo del pozo previenen la depositación en las líneas de flujo y en la tubería proporcionando un incremento en el gasto de producción y una disminución del tiempo improductivo de los pozos. Efectos similares fueron observados en aplicaciones de inyección forzada (squeeze) de dispersantes de asfaltenos solos o con inhibidores de parafinas. Los dispersantes también han sido aplicados para la limpieza de pozos con inyección de agua resultando en la disminución de la presión de inyección y el incremento de la producción de aceite.

Debido a la importancia que tienen los dispersantes en la estabilización de las moléculas de los asfaltenos, es necesario contar con conocimientos para evaluar y seleccionar los dispersantes más apropiados, en base a esto se ha decidido presentar una metodología para evaluar y seleccionar dispersantes de asfaltenos.

6.6.1 Estudio de laboratorio para la evaluación y selección de un dispersante de asfaltenos para superficie y yacimiento

El objetivo del estudio es seleccionar y evaluar el desempeño de los dispersantes, para prevenir la precipitación o dispersar los agregados o depósitos de asfaltenos, formados en instalaciones superficiales y en el yacimiento.

Para la evaluación a condiciones ambiente de los dispersantes se consideran tres pruebas básicas: a) dispersión de asfaltenos precipitados, b) desplazamiento del inicio de la precipitación de asfaltenos, c) prevención de depositación en superficies metálicas.

6.6.1.1 Dispersión de asfaltenos precipitados

En esta prueba se mezcla una pequeña masa de crudo con un volumen de precipitante al que se le ha añade cierta dosis de inhibidor-dispersante. Se agita la mezcla vigorosamente y se deja reposar por al menos 6 horas, después de la cuales se mide el volumen de depósito no dispersado que se sedimentó en el fondo del tubo graduado.

6.6.1.2 Desplazamiento del inicio de la precipitación de asfaltenos

Esta prueba consiste en adicionar de manera continua con agitación, a temperatura y presión constantes, un agente precipitante de asfaltenos, sobre una muestra de petróleo crudo muerto, hasta un volumen tal, que el inicio de la precipitación quede perfectamente definido. Esta operación se realiza en una celda de equilibrio, con un sistema detector de sólidos. La prueba consiste en medir la opacidad de la mezcla formada, a través del cambio de la potencia de la luz, tipo láser, que atraviesa la muestra, esto se manifiesta con un gráfico potencia contra volumen de solvente precipitante, el cual se muestra en la figura 6.8.

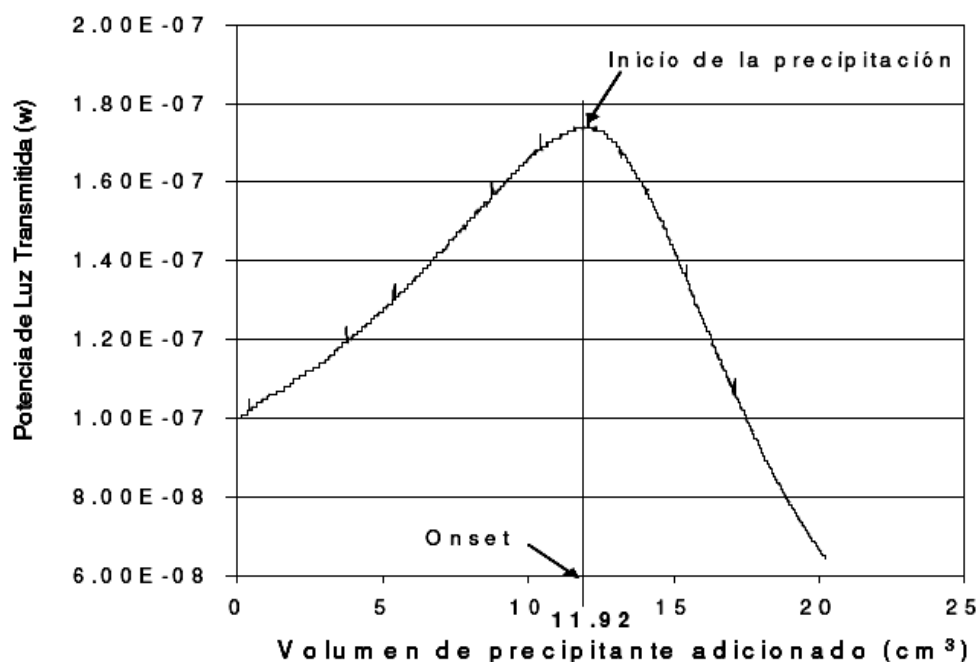


Figura 6.8 Gráfica resultante del experimento de adición de un precipitante (IMP, 2007)²⁴.

El inicio u onset de la precipitación, se define como: el volumen de precipitante requerido por centímetro cúbico de muestra de petróleo, para iniciar la precipitación de asfaltenos, que corresponde al punto de máximo de la curva potencia contra volumen (figura 6.8), a partir del cual la cantidad de luz que atraviesa la muestra comienza a disminuir de manera continua debido a la presencia de los precipitados de asfalteno. La eficiencia del aditivo se determina tomando como referencia la presión de inicio de la precipitación que se obtiene de una muestra de petróleo crudo preservado sin aditivo de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Onset} = \frac{\text{Volumen de precipitante correspondiente a la máxima potencia de luz}}{\text{Volumen de muestra}}$$

6.6.1.3 Prevención de depositación en superficies metálicas

Esta prueba evalúa el desempeño de los productos químicos para evitar la formación de depósitos orgánicos en superficies metálicas. Los agregados asfálticos en suspensión en el aceite crudo, a pesar de no poseer carga eléctrica neta, debido a su densidad electrónica, son sensibles a campos electrostáticos de cierta intensidad que generan en ellos una carga electrostática, que induce su depositación en la placa metálica conectada al polo positivo de un potenciómetro.

La prueba consiste en inducir la depositación de material orgánico sobre una superficie metálica mediante la aplicación de un campo electrostático. La experiencia muestra que el electrodeposito sólo se forma en una placa, generalmente la (+), y la otra queda limpia, con aceite impregnado. La eficiencia del compuesto se determina en relación a la diferencia entre la masa depositada en la placa a partir de la muestra sin inhibidor, referencia, y la masa depositada a partir de una muestra de crudo con inhibidor. Esto es:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Masa de depósito referencia} - \text{Masa de depósito con inhibidor}}{\text{Masa de depósito referencia}}$$

6.6.1.4 Evaluación del desempeño de productos químicos en el medio poroso

El desempeño de un producto químico orientado a trabajar en el medio poroso depende de la fuerza de su interacción con éste, para que el efecto de su aplicación permita mantener bajo control el proceso de ensuciamiento de la roca por el mayor tiempo posible.

El objetivo de esta prueba es identificar los dispersantes que se absorben mejor al medio poroso. Una mejor adsorción asegura la protección de la superficie del medio poroso por el producto químico y permite su permanencia sobre el sólido y la duración del tratamiento, ya que lo que se busca en estos productos es que, aparte de dispersar los agregados de asfalteno, puedan formar una película en la superficie del medio poroso que prevenga la depositación de orgánicos pesados.

Existe una concentración inicial del inhibidor-dispersante en la fase líquida más allá de la cual, no habrá una mayor adsorción del producto en el medio poroso. Conocer este valor es útil para definir la concentración óptima a la que deberá ser dosificado el producto durante su aplicación.

Una manera de medir y comparar esta propiedad de los diferentes dispersantes son las isotermas de adsorción, en las cuales se grafica la masa de producto químico adsorbido por gramo de medio poroso a diferentes concentraciones.

A fin de caracterizar completamente la manera en la que interactúan los dispersantes sobre el medio poroso y con el propósito de diseñar una aplicación industrial de estos productos se requiere llevar a cabo tres estudios adicionales.

Cinética de adsorción

Tiempo de contacto producto químico – roca requerido para garantizar una adsorción aceptable del producto en la roca.

Cinética de desorción

Estimación de la duración del tratamiento químico sobre la superficie de la formación.

Medición de la mojabilidad, curvas de permeabilidad relativa

Conocimiento del efecto del tratamiento sobre la distribución de fluidos en el medio poroso, un efecto favorable sería volver la superficie menos a fin a los hidrocarburos y más a fin al agua de la formación.

6.7 Aplicación en campo

Cuando la producción de un pozo es reducida debido a la depositación de asfaltenos, la acción más común es realizar un tratamiento de limpieza usando solventes con alto contenido de aromáticos. Para ser efectivo, el solvente usado debería ser capaz de solubilizar los asfaltenos y retenerlos en solución a lo largo del sistema de producción. Si los asfaltenos no son retenidos en solución, entonces la re-precipitación puede ocurrir en cualquier parte donde los factores que influyen sobre ésta experimentan una desestabilización.

Una vez que la depositación de asfaltenos se presenta, puede ser muy costoso en términos de tiempo fuera de servicio, producción diferida, así como el costo adicional de tratamientos de remoción correctivos y/o estimulación. Además es importante optimizar el programa de tratamientos químicos para disminuir la frecuencia de las reparaciones sobre cualquier problema en el pozo.

La selección de un producto de tratamiento apropiado depende de donde ocurre el problema, que lo causa, y la aplicación deseada. Además, las pruebas de laboratorio usadas para la selección del producto también dependen de la extensión del problema y la aplicación del método químico preferido. Los métodos típicos de aplicación en el campo incluyen limpieza del pozo y la formación, inyección forzada a la formación (squeeze), o inyección continua para prevenir o retardar lo más posible la depositación. El caso más común para remover asfaltenos depositados en la formación, principalmente en la vecindad del pozo es la aplicación de un tratamiento de inyección forzada, por lo tanto es necesario contar con una metodología para aplicar esta técnica.

6.8 Metodología para el diseño de un tratamiento de inyección forzada

6.8.1 Principio de la metodología

El tratamiento de inyección forzada "Squeeze" es un método aplicable en diferentes operaciones a pozos, para el caso específico de esta metodología, consiste en inyectar productos químicos a la formación que puedan ser adsorbidos y desorbidos por la roca, con el fin de reducir la depositación de asfaltenos en el medio poroso.

La adsorción es la interacción que se presenta entre la roca y el producto químico, dicha interacción es resultado de la atracción entre ellos y tiene lugar a nivel de superficie; la desorción es el proceso inverso mediante el cual el producto químico adsorbido se libera de manera paulatina, incorporándose a la corriente de aceite que fluye en el medio poroso mejorando su movilidad.

6.8.2 Desarrollo de la metodología

Análisis de información técnica

Es necesario recopilar y analizar la información del comportamiento del pozo, estado mecánico del pozo, historial de producción, reporte de intervenciones, condiciones de operación, información del yacimiento, análisis mineralógico de la roca, petrofísica (permeabilidad, porosidad), propiedades físicas del aceite crudo.

Pruebas de inmersión

Las pruebas de inmersión son indispensables para determinar el comportamiento que tendrá la roca al entrar en contacto con los fluidos que deberán ser aplicados en el tratamiento squeeze.

Estas pruebas se realizan a presión atmosférica y una temperatura de 80 °C, y los resultados son cualitativos.

Pruebas de desplazamiento

Las pruebas de desplazamiento simulan el comportamiento que un yacimiento tiene al inyectarle fluidos de tratamiento.

Esta prueba se realiza en un permeámetro, que permite simular el comportamiento de un yacimiento a través de un núcleo de roca de formación considerando condiciones de operación (presiones de sobrecarga, de fondo fluyendo y estática, y temperaturas), bajo condiciones controladas, obteniéndose datos que nos permiten determinar la permeabilidad, el daño producido a la formación, la migración de finos y la adsorción-desorción de productos químicos, entre otros.

Viscosidad

La viscosidad es una propiedad que se debe evaluar en los aceites pesados y extrapesados una vez tratados, pues dependiendo del producto químico que se les adicione para mejorar sus características de flujo, el valor de este parámetro debe disminuir, con lo cual se tendrá la certeza de mejorar el flujo de estos fluidos en el yacimiento.

Pruebas de Mojabilidad

La mojabilidad es una propiedad de la roca que se debe considerar en este tipo de tratamientos, ya que dependiendo de las características del producto químico a utilizar, la roca de la formación deberá acondicionarse para promover una buena adsorción.

Compatibilidad por emulsión

Esta prueba permite conocer la compatibilidad que hay entre los fluidos de tratamiento y los de la formación, ya que al presentarse emulsiones estables puede crear un daño al inyectar un sistema de tratamiento al yacimiento.

Análisis mineralógico

Es importante disponer de una muestra representativa de núcleo de roca de formación del pozo a tratar, debido a que requiere realizar el estudio de la composición mineralógica de la roca, con el propósito de definir el producto químico que es recomendable para el tratamiento, a fin de evitar crear algún tipo de daño.

6.8.3 Procedimiento de preparación y aplicación del sistema de tratamiento químico (squeeze) en campo

- Preparar el volumen de tratamiento (diesel, xileno, tolueno o sistema de solvente emulsificado) con la concentración del producto químico de acuerdo a las pruebas experimentales de desplazamiento.
- Lavar la tubería de producción con algún disolvente aromático (aromina).
- Bombear a la formación un disolvente acompañado de un surfactante para preparar la formación y asegurar que la roca quede mojada por agua.
- Bombear el volumen de tratamiento diseñado.
- Bombear el volumen de diesel similar al volumen de tratamiento, con el objeto de sobre desplazar el producto químico para obtener una mejor eficiencia de adsorción.
- Cerrar el pozo, de acuerdo al tiempo determinado en las pruebas de adsorción y desorción en laboratorio.
- Abrir el pozo a producción y observar su comportamiento.
- Si el pozo no produce, inducirlo.
- Realizar pruebas de presión y producción finales.

En el caso del sistema de solvente emulsificado (ESS) el procedimiento es el mismo excepto por el bombeo de un disolvente acompañado de un surfactante, ya que el ESS contiene surfactantes, por lo que deja a la formación en condiciones de mojada por agua después de bombear cierta cantidad de volumen.

6.8.4 Evaluación del tratamiento

Una vez que se pone a producir el pozo es necesario darle seguimiento durante un tiempo determinado, primeramente para evaluar los beneficios de la estimulación y posteriormente para determinar la duración del tratamiento, mediante la determinación de la concentración del producto químico en el aceite producido y en la formación, en la cuál debe disminuir con el paso del tiempo como resultado de la desorción, y así poder determinar la periodicidad con la que se deben realizar otros tratamientos.

El tiempo de un tratamiento de remoción de asfaltenos no es un parámetro que no se pueda determinar con facilidad, puesto que depende del nivel de adsorción del producto sobre la roca además de la velocidad de flujo, por ejemplo si se tiene flujo turbulento esto aceleraría la desorción del producto. Pruebas han mostrado que el tiempo de duración de la operación squeeze es de 12 a 24 horas y el tiempo de duración del tratamiento depende cuanto volumen de producto se ha introducido y cuanto volumen se está produciendo. .

La evaluación del tratamiento se lleva a cabo realizando aforos de la producción diaria del pozo, antes y después del tratamiento, las cuáles se comparan para determinar finalmente los resultados de la operación de inyección forzada.

El procedimiento exacto y la cantidad de químico bombeado dependen de las condiciones de cada pozo. Variables tales como la cantidad de producción de aceite/agua, profundidad del intervalo productor, el número de zonas productoras, porosidad, permeabilidad, la temperatura y presión que cambian las condiciones del tratamiento squeeze tal como la cantidad de químico necesitado, presión de bombeo. En base a esto se tiene que el tratamiento squeeze es único para cada pozo.

6.9 Tratamiento de asfaltenos usando energía láser

6.9.1 Uso del láser en la industria petrolera

La tecnología láser ha sido sometida a un uso muy limitado en la industria petrolera. Moavenzadeh y Williamson (1968) y Carstens y Brown (1971) usaron la tecnología láser en la reducción de la resistencia de las rocas. Moavenzadeh y Williamson (1968) indicaron que el uso de láser con un poder de baja densidad, pre-debilita la roca sin causar su desprendimiento, es de hecho un modo factible de debilitarla, lo cual permite una reducción en la energía requerida para una subsiguiente remoción mecánica de la roca. Guillot y Dunand (1985) usaron anemometría láser para caracterizar la reología de los fluidos de fracturamiento. Honggi y Wan (1995) usaron el microscopio láser para investigar el proceso de depositación de asfaltenos.

Bitumen

El bitumen (asfalto) es un hidrocarburo de alto peso molecular, el cual es microscópicamente, duro, negro, de ligera reflexión, no fluorescente y químicamente insoluble. El bitumen es encontrado en los estratos geológicos formados de la era precámbrica al periodo cuaternario. La identificación del bitumen se puede hacer usando registros con línea de acero así como análisis de núcleos. La nomenclatura de los asfaltenos es precisamente derivada de asfalto (bitumen) ya que el asfalteno es un constituyente del bitumen. El bitumen ha sido observado en muchas áreas alrededor del mundo tales como el flanco noreste del campo Zakum superior, los Emiratos Árabes Unidos, la región del lago de Alberta, y muchos yacimientos de aceite pesado de Venezuela, y Canadá.

6.9.2 Metodología

Módulos diodo láser

Estos módulos del láser consisten de un diodo, lentes y un circuito conductor encapsulado en una caja de metal. El lente estándar establecido es un elemento simple de diseño atmosférico, el cual produce una alta cantidad de haz colimado a lo largo de una gran distancia. La posición del lente puede ser ajustada para enfocar el haz a un punto. El lente puede ser reemplazado por otro sistema óptico, para formar o alargar el haz e incluir los generadores de línea y cruce. La tabla 6.1 muestra las especificaciones del módulo láser.

6.9.3 Procedimiento

Ya que el bitumen contiene asfaltenos, el bitumen es usado en el desarrollo de la primera serie de experimentos como sigue:

- Una columna de caliza pulverizada fue totalmente saturada con agua en una celda de flujo de laboratorio como se muestra en la figura 6.9, y un gasto de 1.0 cc/min de agua salada (30 gm/L de NaCl) fue medido a presión atmosférica y temperatura del local. Este gasto fue usado para evaluar el tratamiento láser.

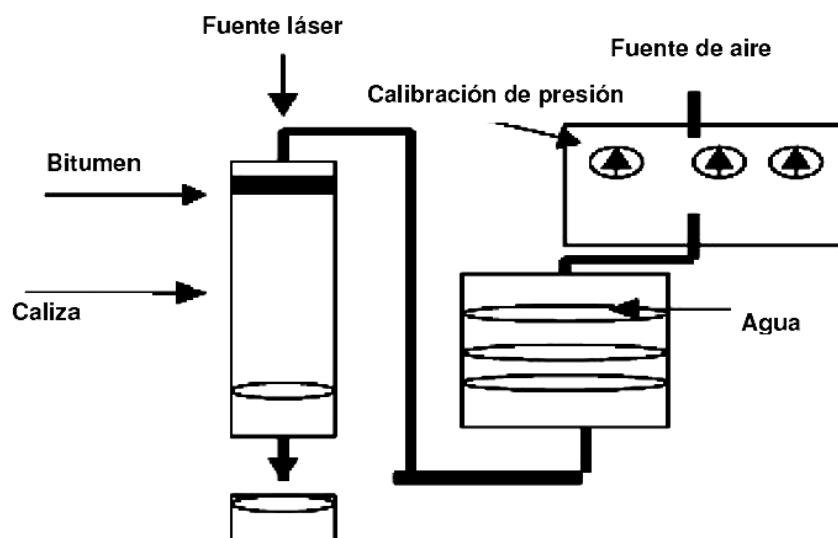


Figura 6.9 Diagrama esquemático del tratamiento láser a una muestra de bitumen (Zekri, 2007)³⁰.

- Una pulgada de longitud de la mezcla de bitumen/caliza pulverizada con un contenido de 50 % de bitumen, fue colocada en la cima de la columna de caliza en una celda de flujo. El gasto fue medido a condiciones atmosféricas. La columna fue tratada con láser y el gasto después del tratamiento fue medido y comparado para evaluar el proceso. La mezcla fue expuesta a un haz de láser por 4 horas a una intensidad 19 mW/h con agua como líquido saturante. La columna fue sujeta a un flujo continuo de agua para remover cualquier material en el sistema.

Tabla 6.1 Especificaciones del módulo láser ³⁰.

Características generales	Valor/rango	
Longitud de onda nominal	nm	690
Poder nominal (1100 mm de apertura)	mW	19
Voltaje de operación	V	-8.0 to -12.0
Corriente típica a voltaje mínimo	mA	115
Corriente típica a voltaje máximo	mA	118
MTTF (máxima temperatura de operación)	h	N/A
Lentes		BSP
Diámetro de apertura de salida	mm	6
Radio de polarización	min	10.1

En la segunda parte de los experimentos, la permeabilidad de los núcleos fue dañada usando aceite asfáltico seguido de un tratamiento láser, empleando diferentes intensidades del láser y diferentes tiempos de exposición láser. Las condiciones de operación son mostradas en la tabla 6.1, las cuales han sido definidas y usadas sistemáticamente en este estudio como una metodología estandarizada, para la medición del daño de un núcleo de caliza a temperatura de yacimiento, resultado del flujo de crudo asfáltico en el medio poroso.

La tabla 6.2 presenta la composición del crudo utilizado para el daño de la permeabilidad de la roca de los núcleos.

Tabla 6.2 Composición del crudo ³⁰.

Componente	mol %	wt. %
Ácido sulfhídrico	Rastros	Rastros
Dióxido de carbono	2.71	1.2
Nitrógeno	0.06	0.02
Metano	34.66	5.59
Etano	6.96	2.1
Propano	6.46	2.87
i-Butano	1.54	0.9
n-Butano	4.09	2.39
l- Pentano	1.87	1.36
n-Pentano	2.57	1.87
l- Hexano	3.58	3.1
Hexano	35.5	78.6

La tabla 6.3 presenta las propiedades básicas de los núcleos usados en este estudio.

Tabla 6.3 Propiedades del núcleo de caliza ³⁰.

Núcleo #	Núcleo código	Longitud cm	Área de la sección transversal cm ²	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
1	BS-1	7.31	11.4	21.13	15.29
2	BS-2	7.36	11.34	24.55	15.67
3	BS-5	4.86	11.4	25.16	16.98
4	MS-1	8.31	11.4	24	19.6
5	MS-3	5.61	11.4	15	1.45
6	MS-6	4.15	11.4	20.05	1.76

6.9.4 Resultados y comentarios

Tabla 6.4 Resumen de resultados de los tratamientos láser a los núcleos³⁰.

Núcleo #	Núcleo código	Intensidad del láser (mW/h)	Tiempo de tratamiento (h)	K _i (md)	K _d (md)	K _{Lt} (md)	K _{rf} = (K _{Lt} - K _d)/K _i
1	BS-1	19	1	15.2	7.7	12.16	0.29
2	BS-2	16	1	15.6	8.3	11.2	0.19
3	BS-5	12	1	17	5	7.21	0.13
4	MS-1	19	0.5	19.6	13.22	14	0.04
5	MS-3	19	2	1.45	0.65	1.36	0.49
6	MS-6	19	4	1.76	0.83	1.67	0.49

El efecto de la permeabilidad del yacimiento sobre el daño de un núcleo como resultado de una precipitación de asfaltenos es mostrado en la figura 6.10.

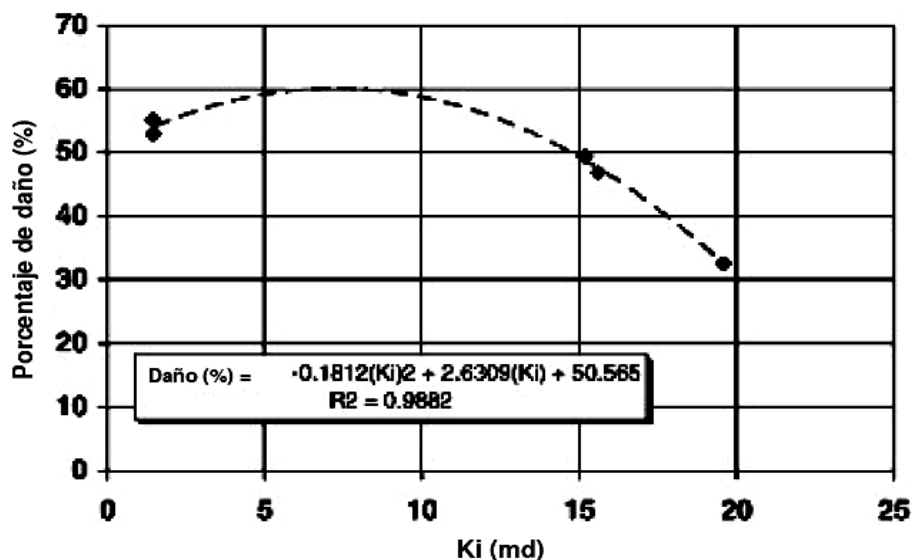


Figura 6.10 Porcentaje de daño contra la permeabilidad inicial (Zekri, 2007)³⁰.

El factor de daño de la permeabilidad (PDF) es definido por la siguiente ecuación:

$$\text{PDF}(\%) = \left(\frac{K_i - K_d}{K_i} \right) \times 100, \quad (6.1)$$

donde K_i y K_d son la permeabilidad inicial de la roca y la permeabilidad del núcleo dañado en md, respectivamente. El incremento de la permeabilidad del yacimiento tiende a reducir la cantidad de daño asociado con la precipitación de asfaltenos. Esto es probablemente debido al alto potencial de la corriente asociado con una alta permeabilidad; el potencial de la corriente es una de las principales causas de la precipitación de asfaltenos en el medio poroso. Basados en los datos graficados en la figura 6.10, la siguiente correlación empírica fue obtenida relacionando el factor de daño a la permeabilidad como función de la permeabilidad inicial del yacimiento:

$$\text{PDF}(\%) = -0.181K_i^2 + 2.63K_i + 50.56, \quad R = 0.99 \quad (6.2)$$

La ecuación 6.2 puede ser usada para proporcionar una simple y rápida distribución del daño, debido al flujo requerido para la depositación de asfaltenos en estudios de yacimiento.

Los experimentos probaron que el tratamiento láser podría ser usado para limpiar asfaltenos en el medio poroso. Durante el tratamiento la muestra se calentó debido a la disipación de la energía láser. La columna que contenía una pulgada de longitud de la mezcla de bitumen/caliza, sobre la cima de caliza pulverizada comprimida usada en este estudio, tuvo un pre- tratamiento de permeabilidad de 16.98 md y una porosidad de 25.16 %. El resultado del tratamiento láser fue de 12.5 % de recuperación de la permeabilidad del sistema. La permeabilidad medida después del tratamiento es de 7.21 md. El tratamiento láser no limpió completamente la mezcla de bitumen y caliza, en lugar de eso parecía haber limpiado sólo a alguna magnitud, y la mezcla parecía estar contaminada.

La penetración de la energía del haz láser permite la penetración del calor dentro de la roca a una alta velocidad de contacto con los asfaltenos depositados alterando las condiciones termodinámicas del sistema.

La figura 6.11 muestra una comparación entre la permeabilidad inicial y la permeabilidad del núcleo dañado y tratado con láser, para intensidades del láser constantes empleando diferentes tiempos de exposición.

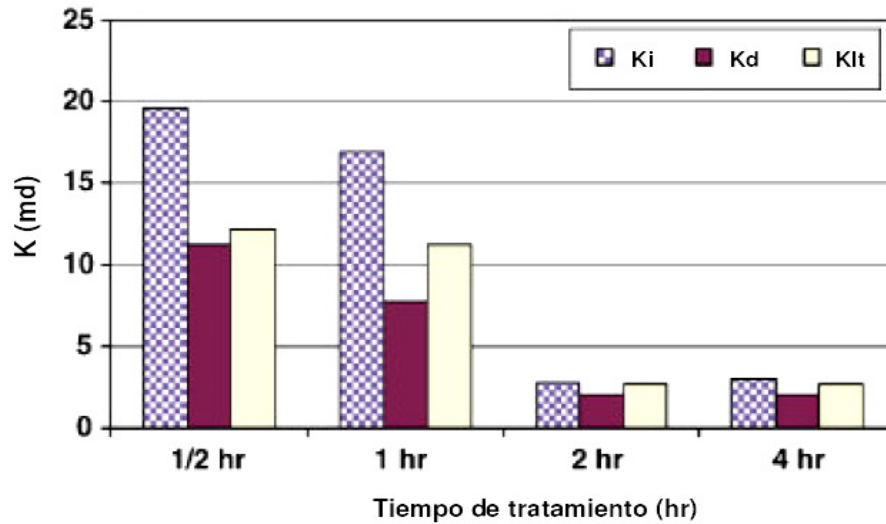


Figura 6.11 Comparación entre la permeabilidad dañada y la permeabilidad tratada con láser (Zekri, 2007)³⁰.

Claramente, la permeabilidad y porosidad más alta del sistema produce mejores resultados de tratamiento. Esto puede ser atribuido al hecho de que la energía láser tiene una mejor oportunidad de contacto con los asfaltenos depositados, y altera la termodinámica del sistema en lugar de sólo calentar la roca, debido principalmente a la energía térmica resultado del uso del tratamiento láser con una alta intensidad. La alta energía producida reduce la resistencia de la roca, además esta alta energía altera la termodinámica del sistema, lo cual resulta en la re-disolución de algunos de los asfaltenos para regresar a fase líquida (proceso reversible), y por consecuencia la permeabilidad de la zona dañada mejora como se muestra en la figura 6.11 para un núcleo después del tratamiento con láser. En el caso más optimista se logró alrededor de 49 % del factor de recuperación de la permeabilidad (PRF), el cual es definido por la siguiente ecuación:

$$PRF(\%) = \left(\frac{K_{Lt} - K_d}{K_d} \right) \times 100, \quad (6.3)$$

donde K_{Lt} es la permeabilidad de la roca después del tratamiento en md. Estos resultados son presentados en la tabla 6.4.

La figura 6.12 compara la permeabilidad de un núcleo dañado con la permeabilidad de un núcleo tratado, y demuestra la capacidad del tratamiento láser para mejorar la permeabilidad del sistema, especialmente en núcleos con permeabilidad altamente dañada.

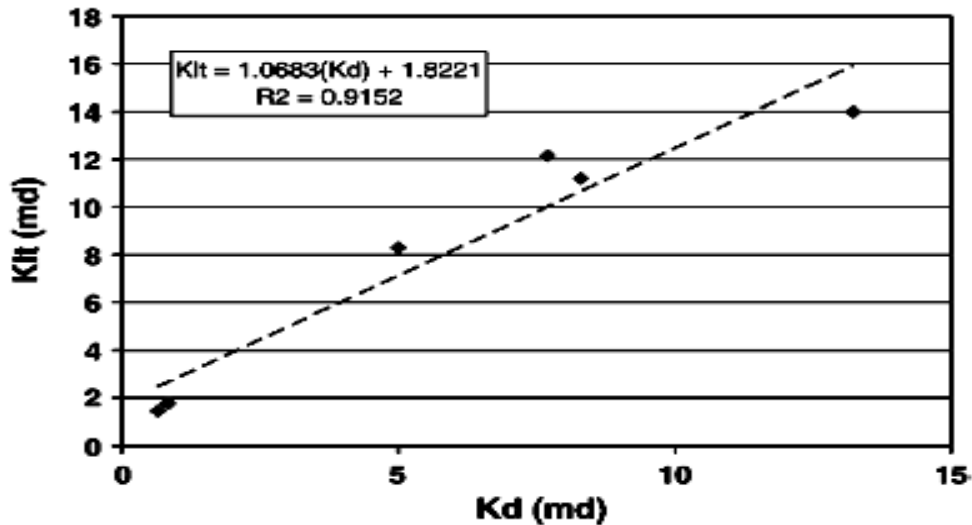


Figura 6.12 Comparación entre la permeabilidad dañada y la permeabilidad tratada (Zekri, 2007)³⁰.

Una relación lineal fue observada entre la permeabilidad del núcleo después del tratamiento (K_t) y la permeabilidad del núcleo dañado. La siguiente ecuación fue obtenida de la figura 6.12, y podría ser usada para estimar la permeabilidad del sistema después de un tratamiento láser conociendo la permeabilidad dañada:

$$K_t = 1.0683K_D + 1.822, \quad R^2 = 0.915. \quad (6.4)$$

El efecto de la intensidad del láser sobre el sistema es mostrado en la figura 6.13. Incrementar la intensidad del láser a un tiempo de exposición constante de una hora y usando núcleos de permeabilidad inicial similar, produce un incremento en el factor de recuperación de la permeabilidad como se muestra en la figura 6.13. A una intensidad de 19 mW/h., el núcleo dañado conserva 29 % de su permeabilidad original (PRF= 29%) comparado con solo 13 % a una intensidad de 12 mW/h. El incremento de la intensidad del láser resulta en una notable mejora en la permeabilidad dañada del núcleo.

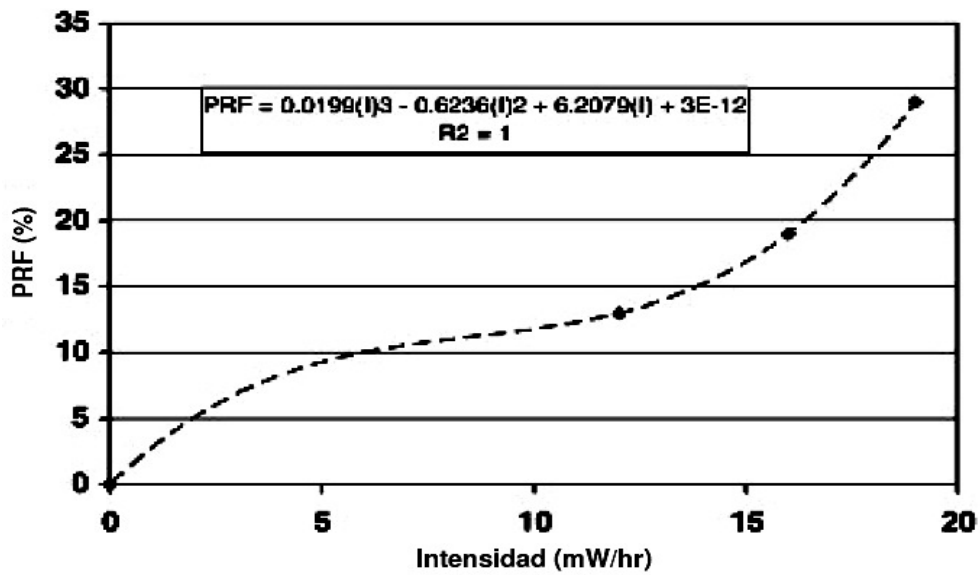


Figura 6.13 Factor de recuperación de la permeabilidad contra intensidad del láser (tiempo de exposición= 1 hora), (Zekri , 2007)³⁰.

La siguiente correlación entre el factor de recuperación de la permeabilidad (PRF) y la intensidad del láser fue deducida de la figura 6.13:

$$PRF = 0.0199(I)^3 - 0.6236(I)^2 + 6.2079(I) + 3E^{-12}, \quad R^2 = 1. \quad (6.5)$$

Esta correlación podría ser usada para estimar PRF como función de la intensidad del láser (I).

El efecto del tiempo de exposición sobre el PRF es desplegado en la figura 6.14. Los resultados indican que hay un tiempo de exposición óptimo más allá del cual no hay una mejora adicional sobre la permeabilidad dañada del núcleo. A un tiempo de exposición de 0.50 horas sólo el 4 % de la permeabilidad dañada fue recuperada, comparada con el 49 % de recuperación en un tiempo de exposición de 2 horas. Incrementar el tiempo de exposición a 4 horas no produce una mejora en el factor de recuperación del aceite, lo cual indica que todo el asfalteno reversible ha sido regresado a fase aceite y toma 2 horas completar el proceso.

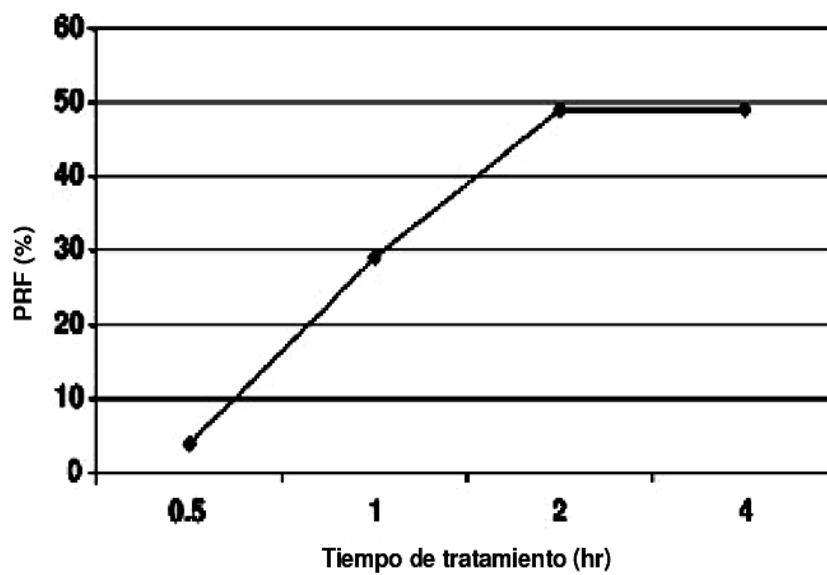


Figura 6.14 Factor de recuperación de la permeabilidad contra el tiempo de tratamiento (Zekri et al, 2007)³⁰.

Basado en los resultados anteriormente mencionados, es recomendable aplicar el tratamiento láser en campo para romper y/o disgregar los depósitos de asfaltenos de la vecindad de los pozos productores de aceite. Un bombeo simultáneo es requerido durante el tratamiento láser para evitar la reprecipitación de los asfaltenos divididos. La técnica propuesta proporciona un proceso ambientalmente amigable y una técnica avanzada para el tratamiento de depósitos de asfalteno en formaciones porosas dañadas.

6.10 Tratamiento de asfaltenos usando irradiación ultrasónica

Un sonido que pasa a través de agua o aceite crea un movimiento del líquido debido al patrón de vibración desarrollado, y puede ocurrir que debido a esto se alcance la presión de vapor del líquido de tal forma que las moléculas que lo componen cambian inmediatamente a estado de vapor, formándose burbujas o, más correctamente, cavidades. Las burbujas formadas viajan a zonas de mayor presión e implotan (el vapor regresa al estado líquido de manera súbita, «aplastándose» bruscamente las burbujas), lo mismo sucede con fluidos expuestos a irradiación ultrasónica, en los cuales se generan pequeñas cavitaciones que facilitan el flujo del aceite.

6.10.1 Generador Ultrasónico

El procesador ultrasónico de alta intensidad trasmite energía eléctrica de alta frecuencia a un transductor piezoeléctrico dentro un convertidor, donde es cambiada a vibraciones mecánicas. Las vibraciones del convertidor son intensificadas por la sonda, creando ondas de presión en la solución, esta acción forma millones de burbujas microscópicas (cavidades) las cuales se expanden durante una disminución de la presión y explotan violentamente, o mejor dicho, implotan, durante un aumento de la presión. Es este fenómeno conocido como cavitación, el cual produce la acción de un poderoso efecto cortante en la burbuja y causa que las moléculas en solución lleguen a ser intensamente agitadas.

6.10.2 Principio de remoción con irradiación ultrasónica

Una onda de sonido que pasa a través de un líquido viscoso tal como el agua crea un patrón de vibración que pone al líquido en movimiento. Los patrones de vibración ultrasónica forman capas de moléculas del líquido que se estiran, se comprimen, se doblan y se debilitan. La interacción de las capas genera un espacio vacío muy pequeño llamado cavitaciones dentro del líquido. La explosión de las cavitaciones lava partes de la superficie de la roca y saca materiales extraños, lo cual ayuda a remover los depósitos formados en el lugar de aplicación de la energía ultrasónica.

6.10.3 Irradiación ultrasónica sobre muestras de crudo con contenido de asfaltenos

En experimentos realizados por Gollapudi et al., determinaron que la interacción coloidal del asfalto depende de la naturaleza química y el porcentaje de las fracciones, maltenos (saturados, aromáticos y resinas) y su relación con cada uno de ellos. Los asfaltenos están en la fase dispersada del asfalto mientras que los maltenos en la fase continua. Se piensa que los asfaltenos proporcionan dureza mientras que los maltenos proporcionan propiedades adhesivas y dúctiles al asfalto. Los maltenos presentes tienen una influencia sobre la viscosidad o propiedades de flujo del asfalto. Aquí, el tratamiento ultrasónico parece estar rompiendo los maltenos

para facilitar la limpieza de los asfaltenos y la reducción de la viscosidad. También es anticipado que las dificultades asociadas con la electrodeposición de los asfaltenos son superadas por el uso de tratamientos ultrasónicos.

Experimentos recientes han mostrado que la irradiación ultrasónica sobre muestras de crudo con contenido de asfaltenos altera las condiciones termodinámicas (debido al incremento de la temperatura y efectos de las burbujas de cavitación) en la dispersión de la fracción resinas-asfaltenos en el crudo. Esto provoca la ruptura de los agregados de asfaltenos en partículas más pequeñas, disgregándose dentro del medio continuo, lo cual significa que la solubilidad de los asfaltenos se incrementa y la viscosidad del crudo disminuye.

En el año 2002 Shedid A. Shedid presentó una investigación sobre el tratamiento de la permeabilidad dañada debido al depósito de asfaltenos. De esta investigación se presentan las siguientes observaciones.

6.10.3.1 Tiempo de irradiación ultrasónica

Se puede pensar que un crudo mientras más este expuesto a un proceso de irradiación ultrasónica mayor será su movilidad (debido a la reducción de su viscosidad). Sin embargo, existe un tiempo óptimo de irradiación ultrasónica en el cual el crudo alcanza la máxima reducción de su viscosidad. Esta condición se presenta generalmente cuando un crudo ha estado expuesto por 10 minutos. Para un tiempo de exposición de 30 minutos se presenta el fenómeno de evaporación, en el cual los componentes ligeros del crudo se evaporan dando lugar a un incremento en la concentración de los asfaltenos y por consecuencia la viscosidad del crudo se incrementa. Es importante mencionar que el efecto de ebullición se presenta a los 25 minutos pero es mínimo y es claramente observado a los 30 minutos de irradiación ultrasónica.

6.10.3.2 Influencia de la frecuencia ultrasónica

El proceso de irradiación ultrasónica no sólo remueve los asfaltenos depositados si no también mejora la permeabilidad al aceite debido a la creación de pequeñas micro-cavidades en la roca, y la frecuencia ultrasónica tiene una gran influencia sobre la recuperación de esta permeabilidad, ya que al incrementar la frecuencia de irradiación ultrasónica la permeabilidad al aceite también se incrementa.

6.10.3.3 Uso de irradiación ultrasónica con solventes

Los solventes generalmente remueven la mayor parte de los asfaltenos depositados, si a esto le sumamos la aplicación de energía ultrasónica la remoción será aun mayor. Por lo tanto una muestra de crudo con contenido de asfaltenos tratada previamente con un solvente y posteriormente expuesta por un tiempo determinado a energía ultrasónica presentará una reducción en su viscosidad, lo cual significa que la solubilidad de los asfaltenos se incrementa. En base a esto, un incremento en la concentración de solventes asociado a un tiempo de exposición de energía ultrasónica, mejora las condiciones de movilidad del crudo.

6.11 Limitaciones de las técnicas de irradiación ultrasónica y energía láser

Respecto a las técnicas de energía láser y la aplicación de Irradiación ultrasónica anteriormente descritas, sólo son soluciones que se han aplicado a condiciones de laboratorio, como soluciones experimentales presentan buenos resultados. Sin embargo, la aplicación de estas técnicas en campo esta más allá del alcance de este trabajo. Para esto se debe determinar las condiciones a las que estarán sujetas, y éstas dependen de muchos factores principalmente diámetros de tuberías, condiciones de presión, condiciones de temperaturas, etc. El trabajo de implementar estos métodos como solución para remover asfaltenos en la vecindad del pozo está en función de la tecnología disponible y los medios necesarios para aplicarlos.

A fin de obtener una aplicación en campo de estas técnicas se recomienda una investigación de la tecnología necesaria y disponible para llevar estos métodos de tratamiento de remoción de asfaltenos de su aplicación en laboratorio a la utilización en campo en la vecindad del pozo, tomando como base la investigación realizada en este trabajo de tesis. De ser posible, la solución al problema de depositación de asfaltenos tendría una amplia gama de soluciones.

Por otro lado estas técnicas son aplicables cuando el daño por presencia de asfaltenos sólo comprende la vecindad del pozo, estas soluciones son muy efectivas sólo cuando el radio dañado es relativamente pequeño, pero puede presentarse la situación de que el área dañada este mas allá del alcance de estos tratamientos de remoción. Cuando el daño por presencia de asfaltenos tenga un mayor alcance (incluso podría presentarse el caso de que pueda alcanzar el radio de drene del pozo), estas técnicas tienen limitaciones en su aplicación, para estas características se propone implementar pozos multilaterales y métodos térmicos.

6.12 Pozos multilaterales

La perforación no convencional es amplia y exitosamente aplicada alrededor del mundo para la recuperación de hidrocarburos. La perforación no convencional proporciona soluciones para la recuperación de aceite de áreas inaccesibles en los yacimientos, tales como bloqueo de zonas no drenadas, campos marginales, mejora la producción en yacimientos compactos, intercepta fracturas naturales que no pueden ser accedadas a sus potenciales completos con la tecnología vertical, y/o mejora la eficiencia de barrido de una inyección de agua.

Como se mencionó anteriormente la aplicación de esta técnica se puede realizar para acceder a zonas que debido a la depositación de asfaltenos ahora son difíciles de explotar con pozos convencionales. Esta área dañada que generalmente comprende la vecindad del pozo, podría ser más extensa provocando una limitante para métodos como el uso de solventes, energía láser, irradiación ultrasónica entre otros, dando lugar al uso de pozos multilaterales como una solución discutible. El planteamiento de esta técnica para este trabajo de tesis junto con un tratamiento de

remoción de asfaltenos es restaurar la producción disminuida o por lo menos evitar que la disminución sea tan drástica.

El uso de los pozos multilaterales ayudarían principalmente a evitar estas zonas bloqueadas, parcial o en el peor de los casos totalmente debido a los depósitos de asfaltenos, mediante el desarrollo de laterales que conecten al pozo con la formación donde aun la depositación de asfaltenos no se ha presentado, tomando en cuenta que se tiene que tratar el pozo afectado por este proceso de depositación. y de esta manera incrementar la producción de aceite que se ha visto disminuida.

6.12.1 Influencia del número de laterales

Resultados han mostrado que la productividad de pozos multilaterales se incrementa de acuerdo al incremento del espesor de la formación del yacimiento, y este incremento llega a ser significativo con un incremento en el número de laterales para ambos casos (laterales duales opuestas y apiladas) con dos laterales, mientras que con tres o cuatro laterales el incremento es muy insignificante. De esta manera dos laterales pueden ser consideradas como lo óptimo y tres laterales perforadas como el máximo de un pozo. En la figura 6.15 se muestran los diferentes tipos de laterales.

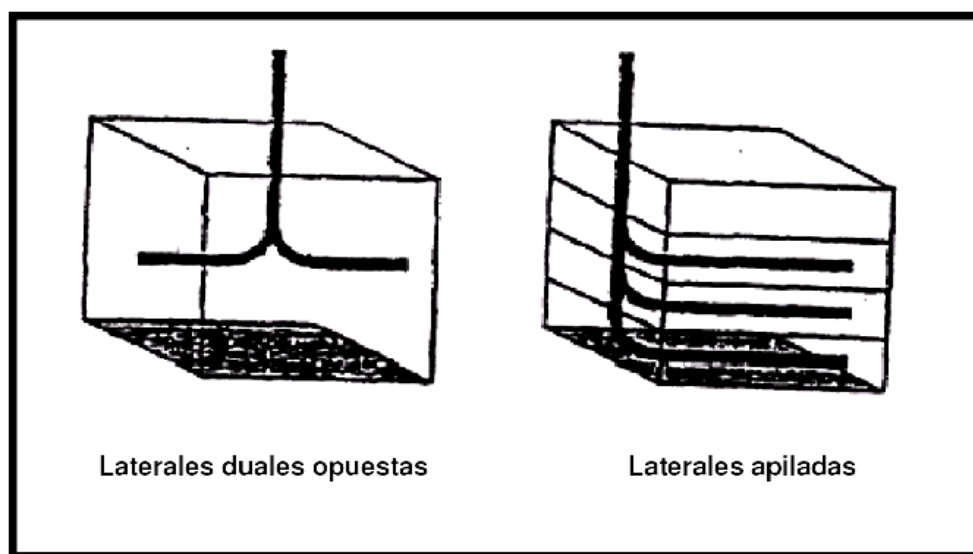


Figura 6.15 Esquema de las diferentes laterales en un pozo multilateral (Youceb, 2008)³¹.

6.12.2 Influencia del área de drenaje

El área de drenaje de un yacimiento juega un papel importante en la selección de técnicas laterales afectando considerablemente la longitud de la lateral perforada. Se ha mostrado que el incremento del área de drenaje no incrementa la relación de productividad. También que hay una notable caída en la relación de la productividad con laterales apiladas en comparación con laterales duales opuestas. Por lo tanto puede ser concluido que el incremento del área de drenaje tiende a incrementar la longitud de la lateral y esta a su vez tiende a incrementar la pérdida de presión en el pozo y reducir la productividad.

En la figura 6.16 se muestra algunos tipos de pozos multilaterales existentes.

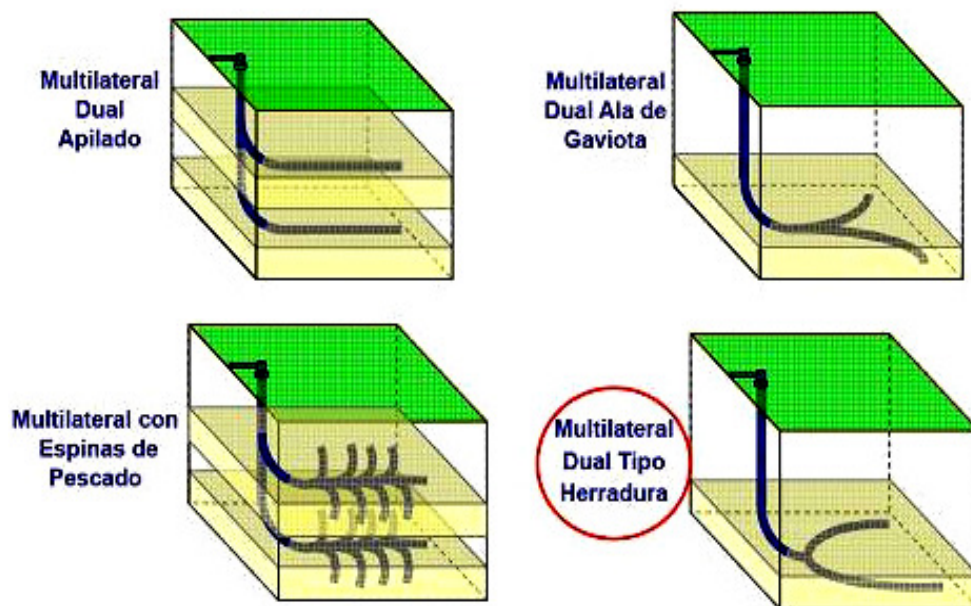


Figura 6.16 Tipos de pozos multilaterales (Pdvs, 2008)³⁵.

6.13 Métodos térmicos

Hay dos categorías de métodos térmicos; esos en los cuales el calor es producido en superficie (inyección de fluidos calientes) y esos en los cuales el calor es creado en la formación (combustión in-situ). En el primer caso los fluidos inyectados llevan el calor producido, mientras que en el segundo caso el fluido inyectado es uno de los reactivos involucrados en una reacción exotérmica que toma lugar en el yacimiento. Hay una diferencia muy básica entre estos dos métodos, ya que el calor suministrado tiende a fluir lejos de la zona calentada y es evidente que la pérdida de calor será mucho más grande en el primer caso que en el segundo.

En el primer caso los fluidos inyectados, a su máxima temperatura, inicialmente vienen en contacto con la zona de barrido y hay consecuentemente una significativa pérdida de calor. En el segundo caso, el calor es sólo liberado exactamente donde es requerido. De esta manera la aplicación de la inyección de fluidos calientes es esencialmente dependiente de su eficiencia térmica. Esto depende de las pérdidas de calor de ambos del agujero a las formaciones circundantes y del yacimiento a la capa y base de las rocas.

El factor común en todos los métodos térmicos es el incremento de la temperatura de una parte del yacimiento. Esto involucra mecanismos específicos los cuales mejoran el desplazamiento y la eficiencia de barrido del crudo, lo cual incrementa el gasto de producción.

Para tratar la depositación de asfaltenos se necesita generar el calor para su remoción en el sitio donde éstos fueron depositados, por lo tanto, los métodos que se ajustan a estas exigencias son aquellos que liberan calor exactamente en el sitio donde son requeridos, y el método comúnmente más utilizado para este propósito es la combustión in-situ.

6.13.1 Combustión In-situ

El principio de la combustión in-situ es lograr la combustión dentro de los poros de un yacimiento de hidrocarburos, quemando parte del aceite en el lugar para mejorar el flujo de la parte no quemada. La combustión es mantenida por la inyección de aire dentro del yacimiento en uno o más pozos. El calor generado durante la combustión es suficiente para elevar la temperatura de la roca bastante alto, para permitir un frente de combustión que se propague así mismo después de la ignición inicial.

6.13.2 Métodos de la combustión In-situ

Si consideramos un simple caso de un pozo inyector de aire y un pozo productor, puede ser fácilmente apreciado que la dirección de propagación del frente de combustión depende de donde toma lugar la ignición.

Si la zona alrededor de la inyección del agujero es llevada a una temperatura suficientemente alta, la ignición toma lugar en la vecindad y el frente de combustión viaja en dirección del pozo productor, por ejemplo en la dirección del flujo del fluido. Esto es conocido como frente de combustión.

Por otro lado, si la zona alrededor del pozo productor es calentada, la ignición toma lugar cerca de este pozo y el frente de combustión viaja hacia el pozo inyector, por ejemplo en oposición al flujo del fluido. Esto es conocido como combustión inversa.

6.13.2.1 Frente de combustión

En este proceso, el frente de combustión actúa como pistón el cual empuja las fracciones de crudo no quemadas de las zonas de barrido. Las fracciones pesadas, convertidas en coque, se queman con el oxígeno del aire inyectado para mantener la combustión.

Bajo condiciones estacionarias, el yacimiento puede ser dividido en 4 zonas principales, numeradas respecto a la corriente arriba como se muestra en la figura 6.17.

Zona1: La combustión ha tomado lugar y la formación en esta zona está completamente limpia. El aire inyectado es calentado por el calor de la matriz y parte de la energía de combustión es recuperada de esta forma; la temperatura disminuye corriente arriba.

Zona 2: La zona de combustión. El oxígeno es consumido por las reacciones de combustión incluyendo los hidrocarburos y el coque remanente sobre la superficie de la roca. La temperatura alcanzada en esta zona depende esencialmente de la naturaleza de los sólidos, líquidos y gases presentes por unidad de volumen de formación.

Zona3: La zona de formación de coque. Son las fracciones pesadas del aceite las cuales no han sido ni desplazadas ni vaporizadas bajo la pirolisis. Estas reacciones de craqueo pueden ocurrir en presencia de oxígeno, si éste no ha sido completamente consumido en la zona de combustión.

Zona 4: Cuando la temperatura ha caído suficientemente, no hay cambios químicos significativos más allá. Esta zona es barrida por la combustión de gases y desplazada por fluidos, y los siguientes fenómenos toman lugar:

1.- En la región corriente abajo más cerca de la zona de reacción, sucesivas vaporizaciones y condensaciones de las fracciones ligeras del aceite y el agua intersticial tienen lugar, tal como la condensación del agua de combustión. Esto tiende a acelerar la transferencia de calor corriente abajo.

2.- En la región donde la temperatura es más baja que la de condensación del agua, una zona con una saturación de agua más alta que la saturación de agua inicial existe (banco de agua), la cual empuja a una zona con una saturación de aceite más alta que la original (banco de aceite). Si el aceite es altamente viscoso esto puede ocasionar el taponamiento de la formación. En cada caso, estos dos bancos son una zona de alta pérdida de presión. Más allá del banco de aceite la formación progresivamente se aproxima más a sus condiciones originales.

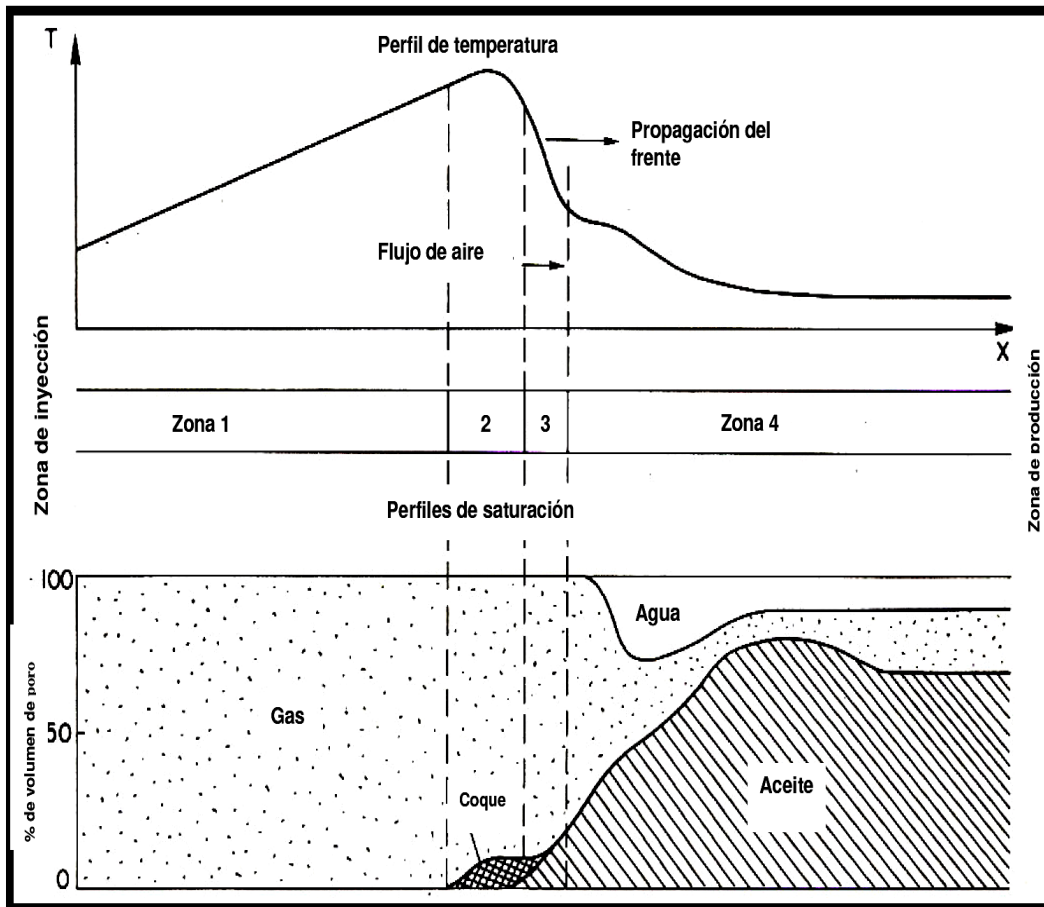


Figura 6.17 Frente de combustión (Latil, 1980)¹⁷.

6.13.2.2 Frente de combustión combinada con inyección de agua (combustión húmeda)

Durante el frente de combustión, la entalpía almacenada en la matriz es sólo parcialmente usada para precalentar el aire inyectado, el resto se pierde en las formaciones circundantes.

De esta manera surgió la idea de combinar el agua con la inyección de aire después del inicio del proceso de combustión. De esta forma la alta capacidad térmica puede ser usada para recuperar la entalpía que permanece detrás del frente y transportarla corriente abajo.

6.13.2.3 Combustión inversa

La combustión inversa es una variación del proceso de combustión in-situ. Después de la ignición, el frente de combustión se mueve del pozo productor hacia el pozo inyector.

6.13.3 Proceso THAI

THAI es una tecnología evolutiva aplicada en el proceso de combustión in-situ para la recuperación de bitumen o aceites pesados, la cual combina una inyección de aire a través de un pozo vertical con un pozo horizontal de producción. Durante el proceso, una alta temperatura del frente de combustión es creada bajo tierra donde parte del aceite en el yacimiento es quemado, generando calor, lo cual reduce la viscosidad del aceite remanente permitiéndole el flujo por gravedad hacia el pozo horizontal de producción. El frente de combustión barre el aceite de la punta hacia el talón del pozo horizontal de producción, recuperando hasta un estimado de 80 % del aceite original en el lugar dejando aproximadamente un 10 % de aceite quemado como coque mientras se mejora parcialmente el crudo en el sitio.

El proceso THAI tiene muchos beneficios potenciales por encima de otros métodos de recuperación in-situ, tales como SAGD (Drene asistido por la densidad de vapor). Estos beneficios incluyen una alta fuente de recuperación, bajos costos de capital de producción, un mínimo uso de gas natural y agua dulce, productos del crudo parcialmente mejorados, y bajas emisiones de gases invernadero. El proceso THAI también tiene el potencial de operar en bajas presiones, en yacimientos más compactos y más profundos que los actuales donde el proceso de recuperación está basado en vapor.

En la figura 6.18 se muestra un esquema del proceso THAI.

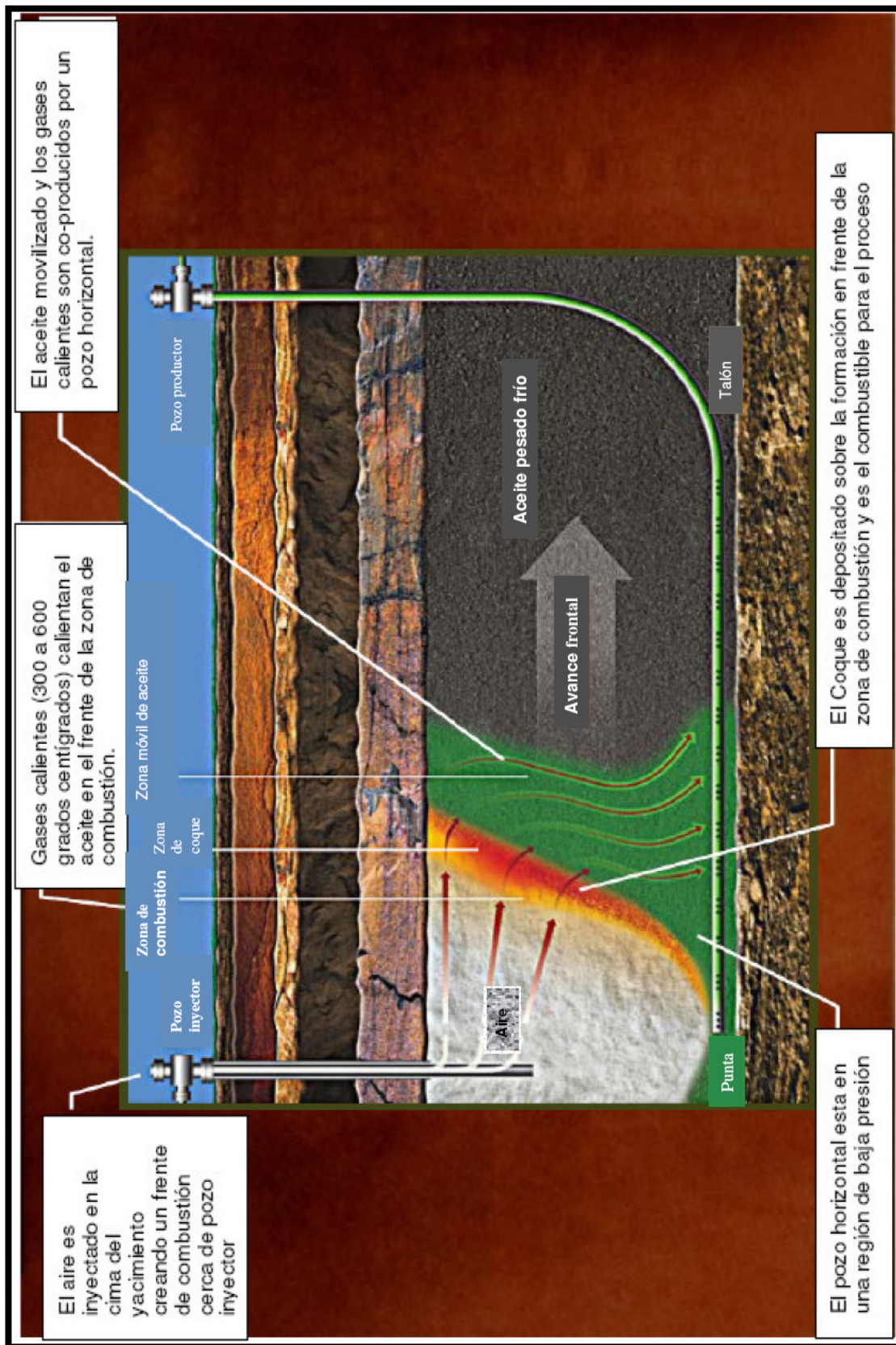


Figura 6.18 Proceso THAI (Petrobank, Energy and Resources Ltd, 2006)³⁷.

CONCLUSIONES

- 1.- La depositación de asfaltenos en el medio poroso de la vecindad del pozo es una de las mayores causas que impide el flujo de crudo hacia la superficie, provocando una gran disminución de la producción.
- 2.- Los ingresos que se pierden por la disminución de la producción debido al depósito de asfaltenos en la zona vecina al pozo son muy significativos, tanto así que se puede poner en riesgo la rentabilidad del pozo.
- 3.- Determinar el porcentaje del daño que representa la depositación de asfaltenos es muy complicado, puesto que el daño real a la formación está compuesto por una serie de daños que no sólo comprende el proceso de depositación de asfaltenos.
- 4.- Mientras más avanzada se encuentre la etapa de producción más complicado será obtener una aproximación del valor de daño debido al depósito de asfaltenos.
- 5.- Los análisis SARA, los modelos termodinámicos del sistema aceite – asfalteno y las envolventes de precipitación de asfaltenos (EPA) son necesarios para determinar el punto de precipitación de asfaltenos.
- 6.- Para comprender el proceso de depositación es necesario un entendimiento de los factores que afectan este proceso, tales como temperatura, presión y composición del crudo.
- 7.- El factor que más afecta el proceso de depositación de asfaltenos es el cambio de la composición del crudo.
- 8.- Los crudos que presentan mayores problemas de depositación de asfaltenos son aquéllos que están sujetos a un mayor cambio en su composición respecto a un cambio de presión.

9.- Los aceites ligeros con pequeñas cantidades de asfaltenos tienden a causar más problemas durante la producción, que aceites pesados con grandes cantidades de material de la fracción de asfaltenos.

10.- Los tratamientos de remoción de asfaltenos tradicionales remueven gran parte de los asfaltenos depositados, con el inconveniente de dejar a la formación mojada por aceite, lo cual provoca que una nueva redepositación tenga lugar, además de ser muy tóxicos.

11.- Un tratamiento de remoción de asfaltenos se puede considerar efectivo si tal tratamiento remueve gran parte de los asfaltenos depositados, así como dejar a la formación en condiciones de mojada por agua o en condiciones tales que una nueva depositación sea retrasada, también debe contribuir a la dispersión de asfaltenos que estén a punto de la floculación.

12.- Los tratamientos de remoción de asfaltenos basados en agua tienen mayores ventajas comparados con los tratamientos tradicionales, ya que los primeros ayudan a remover un mayor o igual porcentaje de asfaltenos que los tratamientos tradicionales, con la ventaja de dejar a la formación mojada por agua, lo cual ayuda a retrasar la redepositación de asfaltenos, y también son menos tóxicos.

13.- Los dispersantes de asfaltenos también juegan un papel importante en el tratamiento de asfaltenos, ya que ayudan a estabilizar las moléculas de asfaltenos, dispersándolas, de esta manera evitan que se agreguen a otras moléculas similares y empiecen a flocular y consecuentemente precipiten y formen depósitos sobre tubería, equipos superficiales y la roca de formación.

14.- La depositación de asfaltenos es tan grave que puede llegar a obstruir la formación por completo en la vecindad del pozo, e incluso puede alcanzar el radio de drene.

15.- Una opción para tratar la depositación de asfaltenos más allá de la zona vecina al pozo es el uso de métodos térmicos, así como la utilización de pozos multilaterales en conjunto con tratamientos químicos.

16.- De las soluciones presentadas en este trabajo de tesis el sistema de solvente emulsificado es el mejor tratamiento para remover asfaltenos.

RECOMENDACIONES

Una vez que se inicia la producción de un pozo se recomienda hacer una serie de pruebas para asegurar el flujo de crudo y reducir o retrasar lo más posible la depositación de asfaltenos. Para empezar se recomienda hacer un análisis SARA del crudo que se esté produciendo para determinar la cantidad de asfaltenos contenidos en el mismo, posteriormente se debe determinar, mediante el uso de modelos termodinámicos, el punto aproximado de la precipitación de asfaltenos, para así preparar un tratamiento de solución cuando este fenómeno se presente o procurar las condiciones de producción en las cuales se retrase lo más posible el proceso de depositación de los asfaltenos.

Una vez hecho el análisis SARA, se recomienda estar monitoreando las condiciones o los factores que inducen la precipitación de asfaltenos, como son la temperatura, la presión y la composición del crudo.

De acuerdo a las soluciones establecidas en este trabajo de tesis, se recomienda el uso del sistema de solvente emulsificado, ya que este producto presentó los mejores resultados en la remoción de asfaltenos, así como el retraso de una nueva depositación de éstos, además ayuda a dispersar los asfaltenos que estén a punto de la floculación.

Antes de iniciar un tratamiento de remoción de asfaltenos mediante el uso de químicos, se recomienda hacer un estudio de tratamiento de inyección forzada a la formación (Tratamiento squeeze), ya que de no hacerlo se tiene el riesgo de agravar el problema, de esta forma se asegura una mejor efectividad del tratamiento.

Respecto a los tratamientos de remoción ultrasónica de asfaltenos y el uso de energía láser se recomienda investigar su aplicación en campo, ya que estas técnicas aunque con buenos resultados sólo se presentaron como estudios experimentales aplicados a condiciones de laboratorio.

En general se recomienda especial atención al problema de depositación de asfaltenos, puesto que tiene una gran influencia en la producción de crudo, lo cual se traduce a una disminución en la rentabilidad del pozo o del yacimiento según sea al caso.

NOMENCLATURA

B_o :	Factor de volumen del aceite	[pies ³ @ c.y./ pies ³ @ c.s]
D:	Coeficiente no Darciano	
D_g :	Efecto de daño debido a la turbulencia	
EF:	Eficiencia de flujo	[adimensional]
h:	Espesor total de la formación productora	[pie], [m]
h:	Espesor del yacimiento	[pie], [m]
h_D :	Altura adimensional	
h_{perf} :	Distancia entre las perforaciones	[pie], [m]
h_w :	Intervalo de de terminación	[pie], [m]
h_{wD} :	Espesor de la terminación adimensional	
I:	Intensidad del láser	[mW/hr]
IPR :	Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo	
J:	Índice de productividad	[bl/dia @ c.s /lb/pg ²]
J^* :	Valor de J cuando p_{wf} tiende p_{ws}	[bl/día @ c.s/lb/pg ²]
k :	Permeabilidad	[Darcy], [mD]
K_d :	Permeabilidad dañada	[md]
K_D :	Permeabilidad dañada del núcleo	[md]
K_H :	Permeabilidad en la dirección horizontal	[Darcy], [mD]
K_i :	Permeabilidad inicial	[md]
K_{Lt} :	Permeabilidad con tratamiento láser	[md]
K_{rf} :	Factor de recuperación de la permeabilidad	

k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	[Darcy], [mD]
k_s	Permeabilidad de la zona dañada	[Darcy], [mD]
K_t	Permeabilidad del núcleo después del tratamiento láser	[md]
k_v	Permeabilidad en la dirección vertical	[Darcy], [mD]
l_d	Longitud de la zona dañada	[pie, m]
l_{perf}	Longitud del canal de perforación	[pie, m]
n	Pendiente de la recta en una gráfica log-log	
PDF	Factor de daño de la permeabilidad	
PRF	Factor de recuperación de la permeabilidad	
p_y	Presión media del yacimiento	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo a condiciones reales	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
p'_{wf}	Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
p_{ws}	Presión de fondo estática	[lb/pg ²]
p_{wsi}	Presión estática inicial	[lb/pg ²], [kg/cm ²]
q	Gasto volumétrico	[bl/día]
Q_o	Gasto de aceite	[bl _o /día]
$Q_{o_{max}}$	Gasto máximo de aceite potencial del pozo	[bl _o /día]
r	Distancia radial	[pie], [m]
r_D	Gasto de reacción de la superficie	[mol/cm ² /s]
R_d	Relación de daño	
r_e	Radio de drene externo del pozo	[pie], [m]

r_{perf}	: Radio de las perforaciones	[pie], [m]
r_s	: Relación de influencia del daño a la formación	[pie], [m]
r_w	: Radio (real) del pozo	[pie], [m]
r'_w	: Radio efectivo del pozo o aparente del pozo (r_{wa})	[pie], [m]
S	: Factor de daño	[adimensional]
S_c	: Efecto de daño debido a la terminación parcial	[adimensional]
$S_{c+\theta}$: Efecto de daño debido a la terminación parcial y la inclinación	[adimensional]
S_d	: Efecto de daño real	[adimensional]
S_H	: Efecto de daño del flujo horizontal	[adimensional]
S_p	: Efecto de daño debido a la perforación	[adimensional]
S_t	: Efecto de daño total	[adimensional]
S_v	: Efecto de daño por convergencia vertical	[adimensional]
S_{wb}	: Efecto de daño del pozo	[adimensional]
S'	: Factor de daño aparente	[adimensional]
S_θ	: Efecto de daño debido a la inclinación	[adimensional]
t	: Tiempo	[segundos]
z_w	: Altura hasta el punto medio de la perforación	[pie, m]
z_{wD}	: Elevación de la terminación adimensional	
Δp_s	: Pérdidas de presión debido al daño	[lb/pg ²]
μ_o	: Viscosidad del aceite	[cp]
θ	: Ángulo de desviación del pozo	[grados]
θ	: Ángulo entre las perforaciones	[grados]

α_{θ} : Variable dependiente del ángulo de perforación

Subíndices/Superíndices

i: Inicial

d: Dañado

Lt: Tratamiento láser

UST: Tiempo de irradiación ultrasónica

o: Original

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Allen T. O. and Roberts A. P. "Production Operations" vol 2. Segunda Edición, Oil & Gas Consultants International, Tulsa, Ok, 1982.
- 2.- Allenson Stephan J., Nalco/Exxon Energy Chemicals L.P. and Walsh Marjorie A. "A Novel Way to Treat Asphaltene Deposition Problems Found in Oil Production" . SPE, Paper 37286, 1997.
- 3.- Arana Ortiz V. H., Trujillo Escalona D., Vela Sánchez J. "Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos".
- 4.- Aske N., Kallevik H., Sjöblom J. "Determination of Saturate, Aromatic, Resin and Asphaltenic (SARA) Components in Crude Oils by Means of Infrared and Near-Infrared Spectroscopy". Energy & Fuel 2001, 15, 1304.
- 5.- Buenrostro González E. "Caracterización y Modelamiento Termodinámico de la Precipitación de Asfaltenos". Facultad de Química, UNAM, 2002.
- 6.- Centeno G., Trejo F., Ancheyta J., y Carlos A. "Precipitación de Asfaltenos del Crudo Maya en un Sistema a Presión". Rev. Soc. Quím. Mex. 2004, 48, 179-188.
- 7.- Economides M. J. "Petroleum Production System". Prentice-Hall PTR, 1994
- 8.- Economides M. J. and Nolte K. G. "Reservoir Stimulation". Tercera Edición, Schlumberger 2000.
- 9.- Economides M.J. "Petroleum Well Construction". Halliburton 1997.

- 10.- Frost K.A., Daussin R.D., and van Domelen M.S. "New, Highly Effective Asphaltene Removal System with Favorable HSE Characteristics". SPE, Paper 112420, 2008.
- 11.- Garaicochea P. F. et al. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
- 12.- Garaicochea P. F. "Apuntes de Estimulación de Pozos". Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 13.- Golan M. and Curtis H. Whitson. "Well Performance". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1964.
- 14.- Gollapudi U.K., Bang S.S., and Islam M.R "Ultrasonic Treatment for Removal of Asphaltene Deposits During Petroleum Production". SPE Paper 27377, 1994.
- 15.- Gómez Cabrera J. A. "Pozos de Producción 1". Facultad de Ingeniería, UNAM, 1985.
- 16.- González Maya L. S. Tesis profesional. "Apuntes de Terminación de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
- 17.- Latil Marcel "Enhanced Oil Recovery" Gulf Publishing Company, Book Division, Houston, Texas, 1980.
- 18.- Lightford S., Pitoni E., Armesi F., and Mauri L. "Development and Field Use of a Novel Solvent-Water Emulsion for the Removal of Asphaltene Deposits in Fractured Carbonate Formations". SPE Paper 101022, 2006.
- 19.- Lozano Villajuana G. y Pérez Tavares R. C. Tesis profesional. "Apuntes de la Asignatura Comportamiento de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM, 2004.
- 20.- Manek M.B. "Asphaltene Dispersants as Demulsification Aids", Nallo/Exxon Energy Chemicals L.P, SPE Paper 28972, 1995.

- 21.- Newberry M.E. and Barker K.M. "Organic Formation Damage Control and Remediation". SPE Paper 58723, 2000.
- 22.- Nor-Azlan N., and Sanchez A.I., Diyashev I.R., Sibneft. "Massive Hydraulic fracturing- A case History in Western Siberia, Russia". SPE Paper 84916, 2003.
- 23.- Pineda Flores G. y Mesta Howard A. M. "Petroleum asphaltene: generated problematic and possible biodegradation mechanisms". Revista Latinoamericana de Microbiología, Vol. 43, No. 3, pp. 143-150, 2001.
- 24.- Proyectos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) 2007 "Estudio para el Aseguramiento de Flujo en los Sistemas de Producción del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap" y "Estudios de Precipitación de Asfaltenos en Pozos del Activo Ku-Maloob-Zaap", 2000 .
- 25.- Riquelme Alcántara R. F. "Aplicación de un Modelo de Flujo para Predecir el Comportamiento de la Depositación de Asfaltenos". Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
- 26.- Shechter R. S. "Oil Well Stimulation". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1992
- 27.- Shedid A. S. "A Novel Technique of Asphaltene Deposition Treatment using Ultrasonic Irradiation". Petroleum Science and Technology., Vol. 20, Nos. 9 and 10, pp. 1097-1118, Marcel Dekker, Inc., 2002.
- 28.- Speight, J. G. "The Chemistry and Technology of Petroleum", Marcel Dekker Inc. New York, 1999.
- 29.- Un Siglo de la Perforación en México, Tomo XI "Terminación y Mantenimiento de Pozos".

- 30.- Zekri Y. A., Shedid A. S., Alkashef H. "A New Technique for Treatment of Permeability Damage Due to Asphaltene Deposition Using Laser Lechnology". Journal of Petroleum Science and Engineering 59 (2007), 300-308, Elsevier B.V.
- 31.- Youcef Boughaba, and Tiab Djebbar, "Increased Oil Production by Unconventional Wells—Short-Radius, Horizontal, and Multilateral in the Hassi Messaoud: Thick Multilayer Cambrian Formation, Algeria". SPE, Paper 114645, 2008.
- 32.- Dirección de Internet
<http://baervan.nmt.edu/Petrophysics/group/intro-2-asphaltenes.pdf>
NMT ASPHALTENE FAQ
- 33.- Dirección de Internet
<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/Petrotecnica/2004-2/LosBuques.pdf>
- 34.- Dirección de Internet
<http://es.wikipedia.org/wiki/Cavitaci%C3%B3n>
- 35.- Dirección de Internet
http://www.camarapetrolera.org/eventos/presentaciones_crudos_pesados_2008/12_02_08/pdvsa_multilateral.pdf
- 36.- Dirección de Internet
http://www.heavyoilinfo.com/feature_items/thai/thaiprocesss_sm.jpg/view
- 37.- Dirección de Internet
<http://www.heavyoilinfo.com>
Petrobank fires up Whitesands Thai Project
- 38.- Dirección de Internet
www.chemistry.adelaide.edu.au/.../hplc.htm
High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)