

**DAÑO A LA FORMACION POR PRECIPITACION DE PARAFINAS: ESTADO
DEL ARTE**

**KARIN LORENA RESTREPO GOMEZ
CARLOS HERNAN GARZA SANTAMARIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**DAÑO A LA FORMACION POR PRECIPITACION DE PARAFINAS: ESTADO
DEL ARTE**

KARIN LORENA RESTREPO GOMEZ

CARLOS HERNAN GARZA SANTAMARIA

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**Dra. ZULLY CALDERON CARRILLO
Ingeniera de Petróleos**

Codirector

**Msc FERNANDO CALVETE
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2006

A

DOS, tu que tienes el poder de la creación, que nos guía, ilumina y protege.

Igualmente a mis Padres, por su apoyo, paciencia y confianza

A mi hijo Carlos Andrés, por ser fuente de todo

A Martha Liliana y demás familiares

por brindar su apoyo.

Carlos Hernán Garza Santamaría

A

DIOS, tu que nos diste el don de la vida y llenas nuestros días de innumerables maravillas.

A mi Madre Clara Inés Gómez Sarrate, por su apoyo incondicional, su inmenso amor y su infinita entrega.

A mi padrastro Gilberto Vargas, por ser como un padre y ponerle un toque cómico a la vida.

A mi hermana Clara Inés, por regalarme la mayor fuente de alegría: Christian Jeshua.

A Alexander Arguello, por brindarme su apoyo en los momentos difíciles.

A la profe Ligia Salazar, por su sincera amistad y apoyo.

A mi amiguito Andrés C., por su compañía y sus abrazos.

A los amigos, por su comprensión, compañía y miles de sonrisas.

Karin Lorena Restrepo Gómez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos:

A la Doctora Zully Calderón, por confiar en nosotros y permitirnos estar en el grupo de investigación en petrofísica.

Al M. Sc. Fernando E. Calvete, quién nos brindó su dirección, colaboración y respaldo en el desarrollo del proyecto.

Al Ingeniero Jaime Alberto Loza, por su orientación en el laboratorio de daño a la formación.

Al Ingeniero Yamid A. Rojas Suárez, por su aporte fundamental para la culminación de este proyecto

Al Ingeniero Fernando Londoño Galvis, por ser tan ñoño y por su ayuda antes, durante y después en este trabajo de grado.

A los Ingenieros. Manuel Cabarcas y Oscar Arenas, por su colaboración y recomendaciones para el mejoramiento de este proyecto.

A el CCIP y sus AUXILIARES, por brindarnos un espacio para la realización de este proyecto y muchas noches de Warcraft, Counter Strike, Everest poker, y por lo último de juegos en red “Ogame, travian...”.

Y a los compañeros con quienes compartimos en la Universidad.

RESUMEN

TITULO: DAÑO A LA FORMACION POR PRECIPITACION DE PARAFINAS: ESTADO DEL ARTE.*

AUTORES: KARIN LORENA RESTREPO GOMEZ**
CARLOS HERNAN GARZA SANTAMARIA**

PALABRAS CLAVES: Parafinas, Punto de nube, Punto de fluidez, Daño a la formación,

DESCRIPCION

La precipitación de parafinas es un problema que se puede presentar en la formación, equipos de subsuelo, tubería de producción y líneas de superficie, que generan pérdidas de producción debido a los gastos generados por el tratamiento que hay que efectuar.

En este proyecto se presenta un estado del arte del daño a la formación por precipitación de parafinas, que comprende una recopilación bibliográfica de artículos, libros, tesis, publicaciones en páginas Web, entre otros, de temas que abarcan los fundamentos teóricos acerca de las parafinas y daño a la formación, para el entendimiento de los procesos de depositación de parafinas en el yacimiento. Se presenta una revisión de los diferentes métodos de remoción control e inhibición de parafinas en el yacimiento que se han realizado a través de su historia para tenerlos en cuenta, y adoptar puntos de partida para la futura implementación de alguno de estos métodos en Campos Colombianos con este tipo de problemas.

Se desarrolló una herramienta sistematizada en donde se puede administrar la información de una manera rápida y versátil sobre el daño a la formación por precipitación de parafina como soporte para posteriores estudios. Se identifican los aspectos más importantes que conllevan a la depositación de parafinas en el yacimiento, se mencionan las causas y mecanismos de daño por parafinas y se hace una revisión acerca de los métodos de tratamiento.

Adicionalmente se presenta una metodología para la identificación del daño a la formación por depositación de parafinas, basado en la identificación de los métodos adecuados para el reconocimiento del daño a la formación, y la información necesaria para obtener una interpretación de la información adecuada.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos.

Directores: Dra. Zully Calderon, M.Sc, Fernando E. Calvete.

ABSTRACT

TITLE: FORMATION DAMAGE BY PARAFFIN PRECIPITATION: STATE OF ART*

AUTHORS: KARIN LORENA RESTREPO GOMEZ**
CARLOS HERNAN GARZA SANTAMARIA**

KEY WORDS: Paraffins, cloud point, pour point, formation damage.

DESCRIPTION

Paraffin precipitation is a problem that could occur in formation, down hole equipment, production pipeline and surface lines, which ultimately generates production losses due to expenses generated by the eventual treatment employed.

Through this project, a state of the art is presented on formation damage by paraffin precipitation, which encloses a bibliographic gathering of papers, books, thesis, and web publication among others. All these cover the theoretical foundations about paraffin and formation damage, in an effort to understand the paraffin deposits processes on reservoirs. A review is presented on the different removal control and paraffin inhibition methods on reservoir, that have been realized through time, in order to consider them and adopt starting points for future implementation of some of these methods on Colombian fields presenting similar problems.

As support for further studies, a new systematized tool was developed, where information regarding formation damage by paraffin precipitation, can be managed in an easy and versatile way. The most important aspects that lead to paraffin deposits on reservoirs were identified, causes and mechanisms for paraffin damage are mentioned, and also there assessment on treatment control.

Furthermore, a methodology is presented with aims of identifying formation damage by paraffin deposit, which is based on the identification of the most suitable methods for formation damage recognition, and the necessary information .to obtain an adequate interpretation of the data.

* Graduation Project

** Faculty Of Physical-Chemical Engineering, School Of Petroleum Engineering.
Director: Dr. Zully Calderon, M.Sc, Fernando E. Calvete.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES SOBRE LOS DEPOSITOS ORGÁNICOS	3
1.1 MATERIAL ASFÁLTICO	5
1.1.1 Asfaltenos.....	5
1.1.2 Resinas.....	7
1.1.3 Naftenos.	9
1.2 PARAFINAS	9
1.2.1 Ceras parafínicas.....	10
1.2.2 Ceras Microcristalinas.....	11
1.3 PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS.	11
1.3.1 Punto de fluidez (pour point).....	14
1.3.2 Punto de fusión (melting point).	14
1.3.3 Punto de nube (cloud point).....	14
1.3.4 Medición del punto de nube.....	15
1.3.4.1 Métodos Estándar ASTM	17
1.3.4.2 Sistema de filtración dinámica de punto de nube (DFCP).....	17
1.3.4.3 Filter Plugging (FP).	18
1.3.4.4 Differential Scanning Calorimetry (DSC). E.....	19
1.3.4.5 Viscosidad.....	20
1.3.4.6 Técnicas de resonancia acústica	21
1.3.4.7 Mediciones del punto de nube que utiliza la dispersión o absorción de luz.....	21
1.4 METODOS PARA DETERMINAR LA DEPOSITACION DE PARAFINAS...	23
1.4.1 Depositación de la cera	24
1.4.1.1 Equipo dinámico de depositación de cera o parafina.	24
1.5.1.2	26
1.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE LAS PARAFINAS.	26
1.5.1 Temperatura	27
1.5.2 Pérdidas de fracciones ligeras contenidas en el crudo.....	27
1.5.3 Transferencia de calor desde el crudo a la tubería de producción y a la formación adyacente	27
1.5.4 Peso molecular de las parafinas.....	28

1.5.5 Presión.....	28
1.5.6 Naturaleza de la solución.....	28
1.5.8 Agua de formación.....	28
1.5.9 Tipo y rugosidad de las superficies de la tubería.....	29
1.6 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.....	29
1.6.1 Difusión Molecular	29
1.6.2 Difusión Browniana	30
1.6.3 Difusión por esfuerzos de corte	30
1.7 CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS	31
2. GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	35
2.1 DEFINICIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	35
2.2 PROCESOS PARTICULARES EN EL MEDIO POROSO	40
2.2.1 Fuerzas que actúan sobre las partículas.....	46
2.2.1.1 Fuerzas relacionadas a los mecanismos de transporte	46
2.2.1.2 Fuerzas relacionadas a los mecanismos de adhesión.....	47
2.2.1.3 Fuerzas relacionadas a los mecanismos de liberación.....	47
2.3 CAUSAS DE DAÑO A LA FORMACIÓN	49
2.3.1 Perforación	49
2.3.2 Cementación	49
2.3.2.1 Lechada de cemento	50
2.3.2.2 Compresión del cemento	50
2.3.3 Completamiento y estimulación.	51
2.3.3.1 Empaquetamiento con grava (<i>Gravel Pack</i>).....	51
2.3.3.2 Cañoneo	52
2.3.3.3 Acidificación	53
2.3.3.4 Fracturamiento.....	53
2.3.4 Workover.....	55
2.3.4.1 Limpieza	55
2.3.4.2 Salmueras.....	55
2.3.5 Recuperación secundaria.....	55
2.3.5.1 Inyección de agua.....	56
2.3.5.2 Inyección de gas	56
2.3.5.3 Inyección de Vapor	56
2.3.5.3 Inyección de CO ₂	57
2.4 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN.....	59
2.4.1 Grado de daño a la formación.....	59
2.4.1.1 Composición mineralógica y química.....	59
2.4.1.2 Abundancia y tipo del mineral.....	60
2.4.1.3 Tamaño del mineral	60
2.4.1.4 Morfología del mineral	61

2.4.1.5 Distribución relativa de los minerales en el sistema poroso.....	61
2.4.2 Clasificación de los mecanismos de daño a la formación	61
2.4.2.1 Incompatibilidad Fluido – Fluido	62
2.4.2.2 Incompatibilidad Roca–Fluido	67
2.4.2.3 Invasión de sólidos	74
2.4.2.4 Migración de finos.....	74
2.4.2.5 Fase de taponamiento / bloqueo por agua	75
2.4.2.6 Adsorción química / alteración de la mojabilidad	76
2.4.2.7 Actividad biológica.....	76
2.5 METODOS DE RECONOCIMIENTO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	78
2.5.1 Registros eléctricos.....	79
2.5.2 Revisión histórica del pozo.....	80
2.5.3 Revisión de la Historia de Producción.....	82
2.5.4 Comparación del comportamiento de pozos.....	88
2.5.5 Análisis de Pruebas de Presión	89
2.4.5.1 Drill Stem Test	89
2.4.5.1 Prueba de ascenso de presión.....	91
2.5.6 Análisis Nodal	92
2.5.7 Eficiencia del perfil de producción	93
2.5.8 Registro de producción	97
2.5.9 Métodos de análisis en laboratorio.....	97
2.5.9.1 Fluoroscopia de rayos X	97
2.5.9.2 Tomografía computarizada (CT Scanning	98
2.5.9.3 Mineralog	98
2.5.9.4 Difracción de rayos X (XRD).....	99
2.5.9.5 Petrografía de secciones delgadas (TSP)	99
2.5.9.6 Scanning Electron Microscopy (SEM).....	99
2.5.9.7 Scanning Electron Microscopy (SEM) Cryogenic	100
2.5.9.8 Análisis petrográfico de imágenes (PIA).....	100
2.6 DAÑO A LA FORMACIÓN DEBIDO A LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	100
2.6.1 Causas del daño	101
2.6.2 Mecanismo de conducción de daño	102
2.6.5 Fuentes de daño a la formación por precipitación de parafinas	104
2.6.5.1 Inyección de fluidos	104
2.6.5.3 Producción o inyección	105
2.6.5.4 Trabajos de workover	105
2.7 METODOS DE ESTIMULACIÓN	105
2.7.1 Control químico.....	106
2.7.1.1. Solventes	106
2.7.1.2 Modificadores de cristal (Inhibidores).....	109
2.7.1.3 Detergentes parafínicos o surfactantes	111

2.7.1.4 Dispersantes	111
2.7.1.5 Recomendaciones para tener en cuenta al hacer un tratamiento con químicos	112
2.7.2 Tratamientos térmicos.....	113
2.7.2.1 Generación de calor In situ (SGN).....	114
2.7.3 Tratamientos con microorganismos	116
2.7.4 Utilización de ultrasonido	118
3. ESTADO DEL ARTE DEL DAÑO A LA FORMACIÓN ORIGINADO POR DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.....	120
3.1 CLASIFICACIÓN DE ESTUDIOS RELACIONADOS CON EL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PARAFINA.	121
3.1.1 Precipitación de Parafinas	124
3.1.2 Trabajo Experimental del daño a la formación por parafinas.....	149
3.1.3 Trabajo de Campo	154
3.1.4 Trabajo Experimental y de Campo.	171
3.1.5 Trabajo de modelamiento del daño a la formación por precipitación de parafinas	173
3.2 MODELAMIENTO MATEMATICO PARA LA PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS EN EL YACIMIENTO.	178
3.2.1 Modelo propuesto por J. N Ring, James F. Keating y Sriram peddibhotla	179
3.2.1.1 Suposiciones del modelo	179
3.2.1.2 Desarrollo del simulador.....	179
3.2.2 Modelo propuesto por Shaojun Wang, Faruk Civan y Arden R. Strycker para la depositación de las parafinas y los asfaltenos en el medio poroso ..	183
3.2.2.1 Formulación	183
3.3 TRABAJOS SOBRE PARAFINAS REALIZADOS EN COLOMBIA	186
3.3.1 Estudio experimental sobre depositación de asfaltenos y parafinas en muestras de laboratorio.....	187
3.3.2. Modelo matemático y desarrollo de un programa de computador para predecir la depositación de parafinas en sistemas multicomponentes de hidrocarburos.....	188
3.3.3 Estudio de la formación de depósitos orgánicos, análisis y evaluación de los tratamientos para su manejo en el Campo Río Ceibas.....	188
3.3.4 Estudios de depositación de asfaltenos y parafinas y selección de productos para su control en el Campo Andalucía Sur.....	189
3.3.5 Manejo de parafinas en el Campo San Francisco.	190
3.3.6 Prevención de depósitos orgánicos en líneas de superficie del Campo Yaguará	191
3.3.7 Relaciones del comportamiento de crudos parafínicos Colombianos en presencia de Campo Magnético.	191

3.3.8 Determinación de las Tendencias de Formación de Depósitos Orgánicos e Inorgánicos en el Campo Balcón.	192
3.3.9 Evaluación de la aplicación de microorganismos para la remoción de parafinas y su efecto colateral en otras propiedades del crudo.	193
3.3.10 Control Magnético de Parafinas en el Campo Cicuco.	194
3.3.11 Control magnético de Parafinas en el Campo Lisama.	195
3.3.11 Análisis para el control de asfaltenos y parafinas en el campo Andalucía Sur.	196
3.3.12 Metodología para la determinación de la tasa de precipitación de parafinas (TPP).	197
3.4 DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA	198
4. METODOLOGIA PARA LA IDENTIFICACION DEL DAÑO A LA FORMACION POR DEPOSITACION DE PARAFINAS.	200
4.1 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.	200
4.1.1 Análisis SARA.	201
4.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL POZO.	201
4.2.1 Recopilación de la información	201
4.2.1.1 Características de la formación	203
4.2.1.2 Determinación del punto de nube.	203
4.2.1.3 Historial del pozo.	204
4.2.1.4 Curvas de producción	204
4.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DEL POZO.	205
4.3.1 Identificar las operaciones de campo que pueden generar daño a la formación.	205
4.3.2 Análisis comparativo.	206
4.3.2.1 Índice de eficiencia del reacondicionamiento (WOE).	206
4.3.3 Análisis del transiente de presión	208
4.4 OBTENCIÓN DEL DIAGRAMA DEL COMPORTAMIENTO DE LA PARAFINAS O CERA (EDP).	209
4.4.1 Metodología para la determinación del comportamiento de la depositación de la parafina.	209
4.5 MÉTODO ANALÍTICO PARA DETECCIÓN DEL DAÑO.	212
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	214
BIBLIOGRAFÍA.	216

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación esquemática de una molécula de asfalto.....	6
Figura 2. Representación esquemática de una molécula de resina.....	7
Figura 3. Representación esquemática de una molécula de asfalto en estado coloidal (A) y formación de micela de asfaltos (B)	8
Figura 4. Agregación y precipitación de asfaltos.....	8
Figura 5. Comparación de Temperaturas del punto de nube teniendo como solvente decano y como solutos parafina, eicosano y Octadecano.....	16
Figura 6. Equipo de filtración dinámica para la determinación del punto de nube.	18
Figura 7. Ejemplo de una prueba DFCP para un crudo vivo.....	19
Figura 8. Ejemplo de una prueba de punto de nube utilizando la técnica NIR.....	23
Figura 9. Equipo de depositación dinámica de cera o parafina.	25
Figura 10. Ejemplo de una prueba de depositación dinámica de la parafina.....	25
Figura 11. Equipo de depositación estática.	26
Figura 12. Esquemización de la formación de cristales parafínicos en cuatro campos diferentes.....	34
Figura 13. Efecto del daño en un pozo con factor de daño positivo.....	36
Figura 14. Partes del medio poroso.....	40
Figura 15. Procesos internos y externos en el medio poroso.	43
Figura 16. Mecanismos de bloqueo de la garganta de poro.	44
Figura 17. Procesos particulares en el medio poroso.	45
Figura 18. Esquema de un corazón cañoneado mostrando las zonas de daño. ...	53
Figura 19. Zona invadida por el fluido de fracturamiento.	54
Figura 20. Mecanismos de daño a la formación.	63
Figura 21. Formación de incrustaciones en el <i>tubing</i>	65
Figura 22. Representación de las incrustaciones en el medio poroso.....	65
Figura 23. Arreglo geométrico de la estructura de las arcillas.	68
Figura 24. Configuración esquemática de la estructura de algunas arcillas.	70
Figura 25. Diferencia entre área superficial interna y externa de la caolinita y la esmectita.	71

Figura 26. Relación área/volumen de partículas.....	72
Figura 27. Registros de resistividad para una formación invasión de filtrado de lodo.....	80
Figura 28. Comportamiento típico del IPR.....	83
Figura 29. Índice de productividad actual contra teórico.....	87
Figura 30. Gráfica de la tasa de la producción con respecto al tiempo.....	88
Figura 31. Comparación de un pozo con declinación normal con otro que presenta declinación anormal de la misma formación.....	89
Figura 32. Carta típica de un DST con daño a la formación en una zona de alta productividad.....	91
Figura 33. Carta de una prueba DST mostrando daño en una zona de baja.....	91
Figura 34. Gráfica de una curva típica de análisis nodal.....	93
Figura 35. Radio contra volumen poroso incremental y velocidad de flujo.....	94
Figura 36. Esquema del efecto de los modificadores de cristal sobre las moléculas de parafina.....	110
Figura 37. Efecto del volumen de tratamiento sobre el perfil de temperatura del yacimiento.....	115
Figura 38. Distribución del número de artículos por categoría.....	122
Figura 39. Distribución del número de artículos por año.....	123
Figura 40. Morfología del cristal de parafina antes y después de un tratamiento con campo magnético.....	146
Figura 41. Página principal de la herramienta.....	199
Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.....	199
Figura 42. Presentación del contenido por temas.....	199
Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.....	199
Figura 43. Esquema de la Metodología para la evaluación de daño a la formación.....	202
Figura 45. Representación de un diagrama del comportamiento de la parafina..	211
Figura 46. Diagrama presión, temperatura y profundidad para la depositación de la parafina.....	212

LISTA DE TABLAS

	Pag
Tabla 1. Clasificación de los crudos.	4
Tabla 2. Compuestos Orgánicos.	4
Tabla 3. Influencia de las ramificaciones en el punto de fusión para isómeros del C ₉ H ₂₀ .	10
Tabla 4. Diferencias entre las ceras parafínicas y las ceras microcristalinas.	12
Tabla 5. Propiedades físicas de algunas parafinas.	13
Tabla 6. Efecto de la velocidad de enfriamiento en algunas propiedades físicas.	33
Tabla 7. Valores de S y condiciones del pozo.	38
Tabla 8. Escala de severidad de daño a la formación en varias etapas de desarrollo del pozo y explotación del yacimiento.	58
Tabla 9. Mineralogía de la formación.	60
Tabla 10. Área superficial por gramo para algunos minerales de arcilla.	71
Tabla 11. Punto cero de carga.	73
Tabla 12. Potencial de daño de las arcillas.	74
Tabla 13. Sensibilidad mineralógica al potencial del daño a la formación.	75
Tabla 14. Origen, mecanismos y tipos de daño a la formación.	77
Tabla 15. Ecuaciones básicas de los tipos de declinación.	86
Tabla 16. Causas del daño a la formación por depositación de parafinas.	102
Tabla 17. Tipos de microorganismos utilizados para la remoción del daño a la formación por depositación de parafinas.	117
Tabla 18. Datos críticos para la identificación del daño.	203
Tabla 19. Información disponible del pozo.	204
Tabla 20. Clasificación de tratamientos de estimulación.	206
Tabla 21. Formato de resultados del índice de Workover.	207

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, existen numerosos problemas de depositación de parafinas que se presenta en la formación, tuberías de producción y facilidades de superficie bajo ciertas condiciones termodinámicas que conllevan a una rápida declinación en la tasa de producción. Para remediar este problema, existen varios métodos de tratamiento los cuales conllevan a un incremento en los costos operacionales debido principalmente a la interrupción de la producción y costo del tratamiento. Algunos de estos métodos agudizan el problema o no presentan los resultados esperados debido un mal diseño del tratamiento, como resultado de una mala caracterización del crudo o de la formación.

La integración adecuada de una completa información es clave para diseñar programas de tratamiento y control de depositación de parafinas en la zona cercana al wellbore. Esta información incluye caracterización del crudo, estimación del punto de nube, punto de fudez, elaboración de la envolvente de cristalización de la parafina, parámetros que afectan la depositación de parafina, identificación de las operaciones potenciales de daño por parafinas, métodos de reconocimiento del daño a la formación y métodos de estimulación existentes.

Existen campos colombianos que presentan problemas de precipitación de parafinas en las tuberías de producción y las líneas de superficie. En algunos casos si no se hace un adecuado diseño de las operaciones realizadas en los pozos, se puede generar daño a la formación, conllevando a una disminución en la producción producto de las restricciones generadas por la depositación de las parafinas en la zona cercana al wellbore

En este trabajo de grado se desarrolló una herramienta sistematizada en donde se presenta el estado del arte del daño a la formación por precipitación de parafinas, que comprende una recopilación de información en artículos, libros, tesis, publicaciones en páginas Web, etc., de temas que abarcan los fundamentos teóricos acerca de las parafinas y daño a la formación, para el entendimiento de los procesos de depositación de parafinas en el yacimiento y la identificación de las operaciones que la generan. Con base en esta información se plantea una metodología que permita la identificación del daño a la formación por precipitación de parafinas.

1. GENERALIDADES SOBRE LOS DEPOSITOS ORGÁNICOS

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos que se pueden presentar en la región cercana a la cara del pozo, tuberías de producción, líneas de superficie, equipos de superficie y tanques de almacenamiento. La cantidad y tipo de depósitos formados depende de la composición del crudo y las condiciones termodinámicas presentes.

Los depósitos orgánicos están formados por parafinas (ceras parafínicas, ceras microcristalinas y naftenos), material asfáltico (asfáltenos y resinas), crudo, agua, arena y sedimentos. Por lo tanto se pueden considerar como conglomerados de material orgánico e inorgánico que se separan del crudo y se adhieren a cierto tipo de superficies, preferentemente metálicas que se encuentran en contacto con dicho crudo en condiciones estáticas o dinámicas.

Dependiendo de la composición y porcentaje presente de cada uno, se puede identificar el tipo de crudo (ver tabla 1), los cuales presentan propiedades físicas diferentes (ver tabla 2).

La longitud y el número de ramificaciones hacen una marcada diferencia en las características de solubilidad de los aromáticos y naftenos. Las resinas y asfaltenos son indudablemente los compuestos más difíciles de clasificar debido la complejidad de su estructura. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno, haciendo énfasis en depósitos orgánicos parafínicos.

Tabla 1. Clasificación de los crudos.

	COMPOSICION	TIPO DE CRUDO	%S
Saturados > 50%	Parafinas > Naftenos Parafinas > 40%	Parafínico	< 1 %
	Parafinas < 40% Naftenos < 40%	Parafínico- Nafténico	
	Naftenos > Parafinas Naftenos > 40%	Nafténico	
Saturados < 50%	Parafinas 10%	Aromático- Intermedio	> 1%
	Parafinas < 10% Naftenos < 25% ^c	Aromático- Asfáltico	
	Parafinas < 10 % Naftenos > 25%	Aromático- Nafténico	< 1%

Fuente: Tissot & Welte (1984)

Tabla 2. Compuestos Orgánicos.

DEPÓSITO ORGÁNICO	FORMULA EMPÍRICA	FÓRMULA ESTRUCTURAL	PUNTO DE FUSIÓN °F	PUNTO DE EBULLICIÓN
Parafina normal	C ₂₆ H ₅₄	nC ₂₆	133.2	401.2
Parafina Ramificada	C ₂₆ H ₅₄		69.4	383
Naftenos	C ₂₆ H ₅₂		118.2	413.6
	C ₂₆ H ₄₈		94.1	418.1
Aromáticos	C ₂₆ H ₄₆		108.1	413.6
	C ₂₆ H ₄₆		61.5	384.8
Asfaltenos y resinas	C ₂₄ H ₂₈			
	C ₂₂ H ₂₂ S			

Fuente: Studies of the Mechanism of Paraffin Deposition and Its Control. D.A. SOC SPE 384-G

1.1 MATERIAL ASFÁLTICO

El material asfáltico es una sustancia pegajosa, amorfa, semi-sólida y de color oscuro. Su proporción en los depósitos orgánicos puede variar entre el 10 % y el 56%. Este término se da a la combinación de asfaltenos y resinas debido a las propiedades físicas de sus componentes. Son compuestos heterogéneos y constituyen la fracción más polar del crudo.

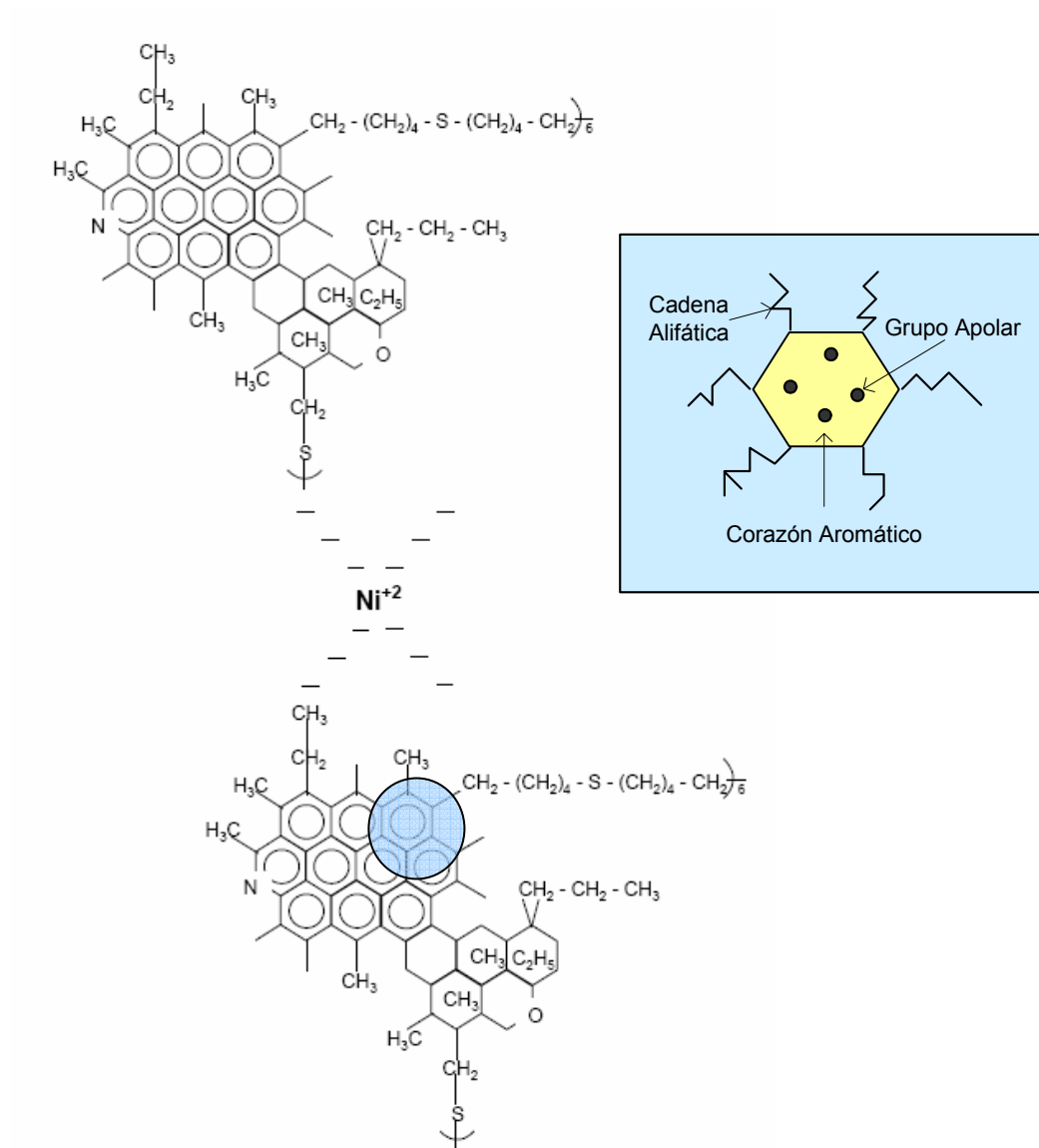
1.1.1 Asfaltenos. Los asfaltenos están compuestos por anillos aromáticos, con algunas cadenas laterales, presenta una estructura compleja y larga con presencia de heteroátomos completamente diferente a la estructura de las parafinas. Se desconoce la estructura exacta de los asfaltenos, aunque datos experimentales proporcionan una posible idea de esta (figura 1).

Según Gollapudi U.K. y Bang S.S ¹ los asfaltenos están presentes en el crudo como partículas coloidales discretas o dispersas, pudiendo existir como una dispersión fina o gruesa dependiendo del contenido de resinas.

La mayoría de autores basan sus definiciones de asfaltenos teniendo en cuenta las propiedades de solubilidad en varios solventes. De acuerdo a su solubilidad, los asfaltenos se definen como la fracción de crudo soluble en aromáticos tales como benceno, tolueno y xileno, pero insolubles en alcanos o parafinas de bajo peso molecular desde el n-pentano al n-decano.

¹ U.K. Gollapudi y S.S. Bang. "Ultrasonic Treatment for Removal of Asphaltene Deposits During Petroleum Production". SPE 27377.

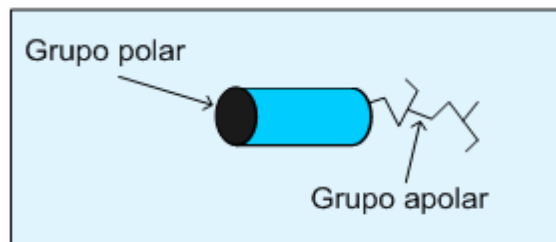
Figura 1. Representación esquemática de una molécula de asfalteno.



Fuente: Tomada y modificada de Nalco/Exxon Energy Chemical, L.P. February, 1998 y Asfaltenos Ocurrencia y floculación. Mario Alayon. UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Mérida Venezuela

1.1.2 Resinas. Las resinas tienen una estrecha relación con los asfaltenos debido a que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de su presencia. Las resinas comprenden aquella fracción de crudo no soluble en etil acetato, pero soluble en n-heptano y solventes aromáticos a temperatura ambiente. Son muy similares a los asfaltenos pero con menor peso molecular. Las resinas son oscuras, semisólidas, muy pegajosas, de alto peso molecular, cuya composición depende del precipitante empleado. Las resinas son moléculas con alta polaridad, lo que permite ser fácilmente absorbidas por los asfaltenos (ver figura 2). Actúan como agentes estabilizantes del coloide asfalteno por neutralización de la carga.

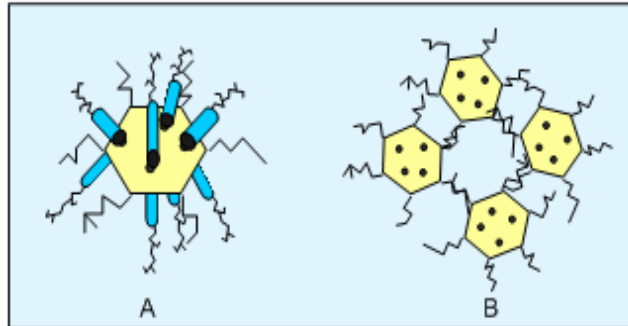
Figura 2. Representación esquemática de una molécula de resina.



Fuente: Asfaltenos Ocurrencia y floculación. Mario Alayon. UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Mérida Venezuela

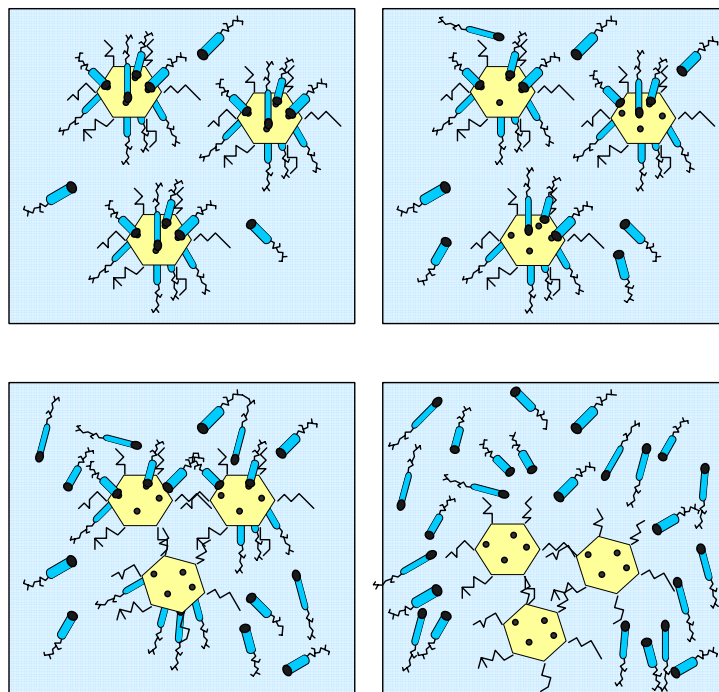
Una molécula de asfalteno se puede encontrar en estado coloidal, cuando se encuentra rodeada por la resina. Cuando las condiciones de equilibrio que estabilizan los asfaltenos se alteran, los asfaltenos se unen a determinadas condiciones de presión, temperatura y composición. La molécula de resina es forzada a liberarse de la molécula de asfalteno, y las moléculas de asfalteno comienzan a juntarse para formar una micela (ver figura3). Una vez formada la micela, se continúan agrupando entre sí hasta formar el depósito. En la figura 4 se representa esquemáticamente la agregación y precipitación de asfaltenos.

Figura 3. Representación esquemática de una molécula de asfalto en estado coloidal (A) y formación de micela de asfaltenos (B)



Fuente: Asfaltenos Ocurrencia y floculación. Mario Alayon. UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Mérida Venezuela.

Figura 4. Agregación y precipitación de asfaltenos. (A) Asfaltenos en estado coloidal peptizados por las resinas. (B) Por modificaciones fisicoquímicas las resinas comienzan a abandonar al asfalto. (C) Agregación de asfaltenos. (D) Precipitación de los asfaltenos.



Fuente: Asfaltenos Ocurrencia y floculación. Mario Alayon. UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Mérida Venezuela

1.1.3 Naftenos. Los naftenos son grupos de hidrocarburos de anillo saturado, de fórmula C_nH_{2n} dispuestos en forma de anillos cerrados (cíclicos) que se encuentran en todas las fracciones del crudo excepto en las más ligeras. Predominan los naftenos de un solo anillo (parafinas monocíclicas) con 5 y 6 átomos de carbono, encontrándose los naftenos de dos anillos (parafinas dicíclicas) en los componentes más pesados de la nafta. Los más frecuentes son el metilciclohexano y metilciclopentano.

1.2 PARAFINAS

Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos. Son una mezcla de hidrocarburos alifáticos saturados (alcanos de fórmula C_nH_{2n+2}) que pueden ser de cadena lineal (parafina normal), ramificada (iso-parafina) o de cadena cíclica (cicloalcanos o naftenos). Los comprendidos entre C_1 - C_5 son gases a condiciones normales y los comprendidos entre C_6 - C_{15} son líquidos. Aquellas parafinas que pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas, que comúnmente se les conoce como “ceras” comprenden el rango del C_{18} hasta el C_{60} . En este trabajo se hace referencia a los depósitos parafínicos como aquellos comprendidos en este rango.

Generalmente se encuentran mezclados con otros compuestos orgánicos e inorgánicos². Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes, de ahí su nombre parafina que proviene del latín *para + affinis*, que significa “poca afinidad”. Las ramificaciones presentes en la estructura molecular de la parafina tienen un efecto en el punto de fusión. Los puntos de fusión de los isómeros del C_9H_{20} se incrementan con el número de ramificaciones (ver tabla 3).

² L.R. Houchinand L.M, Hudson. “The Prediction, Evaluation and Treatment of Formation Damage Caused by Organic Deposition.” SPE 14818.

Tabla 3. Influencia de las ramificaciones en el punto de fusión para isómeros del C₉H₂₀.

Nombre	Estructura	Punto de fusión ° F
Nonato	-C-C-C-C-C-C-C-C-C	-128,5
2-Metil octano	<pre> -C-C-C-C-C-C-C- C </pre>	- 176,7
2,6 dimetil octano	<pre> -C-C-C-C-C-C-C- C C </pre>	- 221,3

Fuente: Nalco/Exxon Oilfield Chemicals Training Manual Part 6.

Otros autores como Ring J.N y Wattenbarger³ consideran las parafinas como cadenas de hidrocarburos saturados comprendidas entre el C₁₈ y C₇₀ mientras que Svetgoff⁴ las consideran entre C₁₅ y más de 80 carbonos.

Dependiendo del número de carbonos y de la configuración de la estructura molecular, las parafinas se dividen en ceras parafínicas y ceras microcristalinas las cuales presentan un mecanismo de daño diferente debido al tamaño de los cristales, si se llegara a depositar en la formación.

1.2.1 Ceras parafínicas. Las ceras parafínicas constituyen entre el 40 y el 60% de los depósitos parafínicos procedentes del crudo. Se consideran compuestos de cadena lineal comprendidas entre el C₁₈ y C₃₆. Los cristales formados son conocidos como macrocristales, los cuales presentan forma de agujas que se conglomeran para formar grandes depósitos⁵. Cuando este tipo de parafinas se

³ Ring, R.A. Wattengarger. "Simulation of Paraffin Depositions in Reservoirs". SPE No 24069

⁴ G.T. Woo, S.J. Garbis, T.C. Gray. "Long-Term Control of Paraffin Deposition". SPE No 13126

⁵ D.A, Shock. J.D, Sudbury.J.J Crocktte. "Studies of the mechanism of paraffin deposition and its control." SPE No 384-G

depositan en el yacimiento generan un tipo de daño a la formación por aumento de la viscosidad debido a la presencia de grandes cristales que se aglomeran hasta formar el depósito.

1.2.2 Ceras Microcristalinas. Las ceras microcristalinas constituyen menos del 15 % del depósito, comprendiendo aquellos con contenido de hidrocarburos entre C_{30} hasta C_{60} , variando su peso molecular entre 450 y 800. Están formadas por compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos de forma aleatoria a lo largo de la cadena principal. La estructura cristalina es pequeña e irregular por lo que tienden a permanecer dispersos en el fluido, presentando poca tendencia a aglomerarse. Cuando este tipo de cristales se deposita en el yacimiento genera daño a la formación principalmente por reducción de la permeabilidad debido a la tendencia que tienen los pequeños cristales a adherirse a la superficie del poro.

En la literatura se ha reportado que dependiendo del tipo de cristal y la estructura (lineal, ramificada, cíclica) la ocurrencia de estos depósitos se presenta en diferentes porcentajes (ver tabla 4). Es importante establecer qué tipo de parafinas se encuentran en el yacimiento para poder identificar el mecanismo de daño a la formación por parafinas y tenerlo en cuenta cuando se vaya a diseñar algún tipo de tratamiento.

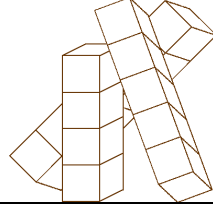
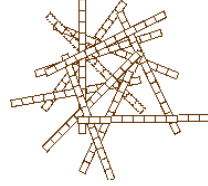
1.3 PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS.

El punto de ebullición y punto de fusión de las parafinas y en general de los alcanos aumenta con su peso molecular como se observa en la tabla 5.

Una de las propiedades más importantes que se debe tener en cuenta en el momento de escoger algún tipo de tratamiento de parafinas es el punto de nube y

punto de fluidez, los cuales dependen de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburo.

Tabla 4. Diferencias entre las ceras parafínicas y las ceras microcristalinas.

CARACTERISTICAS	CERA PARAFÍNICA	CERA MICROCRISTALINA
Tamaño del cristal		
Parafina lineal (% del depósito)	40-60	0-15
Parafina Ramificada (%)	2-15	15-30
Cicloparafina (%)	2-8	65-70
Rango del Punto de fusión (°C)	50-65	60-90
Peso molecular promedio	350-430	500-800
Número de carbono	18-36	30-60
Rango de cristalinidad (%)	80-90	50-60

Fuente: Furqan Ul Haq, "A STUDY ON PARAFFIN DEPOSITION AND REMOVAL CHARACTERISTICS OF JACKSONSBURG-STRINGTOWN OIL, WEST VIRGINIA" 1999. Universidad de Virginia.

Tabla 5. Propiedades físicas de algunas parafinas.

Número de carbono	Nombre	FORMULA/ PESO MOLECULAR	Punto de fusión °F	Punto de ebullición °F
C(16)	n-Hexadecano	C ₁₆ H ₃₄ (226.44)	64,4	36
C(17)	n-Heptadecano	C ₁₇ H ₃₆ (240.47)	71,6	69
C(18)	n-Octadecano	C ₁₈ H ₃₈ (254.50)	82,4	98,5
C(19)	n-Nonadecano	C ₁₉ H ₄₀ (268.53)	89,6	126
C(20)	n-Eicosano	C ₂₀ H ₄₂ (282.55)	98,6	158
C(21)	n-Henicosano	C ₂₁ H ₄₄ (296.58)	104,9	174
C(22)	n-Docosano	C ₂₂ H ₄₆ (310.61)	112,1	196
C(23)	n-Tricosano	C ₂₃ H ₄₈ (324.63)	117,5	216
C(24)	n-Tetracosano	C ₂₄ H ₅₀ (338.66)	125,6	235
C(25)	n-Pentacosano	C ₂₅ H ₅₂ (352.69)	129,2	254
C(26)	n-Hexacosano	C ₂₆ H ₅₄ (366.71)	133,7	271
C(27)	n-Heptacosano	C ₂₇ H ₅₆ (380.74)	138,2	287
C(28)	n-Octacosano	C ₂₈ H ₅₈ (394.77)	148,1	302
C(29)	n-Nonacosano	C ₂₉ H ₆₀ (408.79)	149	316
C(30)	n-Triacontano	C ₃₀ H ₆₂ (422.82)	150,8	329
C(31)	n-Hentriacontano	C ₃₁ H ₆₄ (436.85)	152,6	343
C(32)	n-Dotriacontano	C ₃₂ H ₆₆ (450.87)	156,2	356,5
C(33)	n-Triatriacontano	C ₃₃ H ₆₈ (464.90)	159,8	368,5
C(34)	n-Tetatriacontano	C ₃₄ H ₇₀ (478.93)	161,6	380
C(35)	n-Pentatriacontano	C ₃₅ H ₇₂ (492.95)	163,4	391
C(36)	n-Hexatriacontano	C ₃₆ H ₇₄ (506.98)	165,2	402
C(37)	n-Heptatriacontano	C ₃₇ H ₇₆ (521.01)	168,8	412
C(38)	n-Octatriacontano	C ₃₈ H ₇₈ (535.03)	172,4	
C(39)	n-Nonatriacontano	C ₃₉ H ₈₀ (549.05)	176	431,5
C(40)	n-Tetracontano	C ₄₀ H ₈₂ (563.09)	179,6	
C(42)	n-Dotetracontano	C ₄₂ H ₈₆ (591.13)	183,2	450
C(44)	n-Tetratetracontano	C ₄₄ H ₉₀ (619.20)	185	
C(46)	n-Hexatetracontano	C ₄₆ H ₉₄ (647.24)	186,8	467
C(48)	n-Octatetracontano	C ₄₈ H ₉₈ (675.30)	194	
C(50)	n-Pentacontano	C ₅₀ H ₁₀₂ (703.36)	195,8	
C(52)	n-Dopentacontano	C ₅₂ H ₁₀₆ (731.40)	197,6	
C(54)	n-Tetrapentacontano	C ₅₄ H ₁₁₀ (759.45)	199,4	
C(56)	n-Hexapentacontano	C ₅₆ H ₁₁₄ (787.50)	201,2	
C(58)	n-Octapentacontano	C ₅₈ H ₁₁₈ (815.56)	203	
C(60)	n-Hexacontano	C ₆₀ H ₁₂₂ (843.62)	204,8	

Fuente : <http://chemicaland21.com/petrochemical/menupetro.htm>

1.3.1 Punto de fluidez (pour point). Se define como la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfria la muestra. Se determina cuando la muestra de crudo que está contenida en un tubo de 30 a 30.5 mm de diámetro interno se rota de su posición vertical a la horizontal, dejando de fluir al cabo de 5 segundos. El punto de fluidez de un crudo refleja la capacidad de la parafina dentro del crudo para desarrollar una red cristalina lo suficientemente resistente para retener e inmovilizar la fase aceite. Se puede determinar mediante la prueba ASTM D97-66, aunque para su aplicación en campo se debe modificar para proporcionar resultados más representativos. Generalmente, una muestra usada en la prueba se calienta a la temperatura que representa la temperatura de producción actual de campo considerando el punto donde el químico será usado.

1.3.2 Punto de fusión (melting point). Se define como la temperatura a la cual una sustancia pura sólida se funde o se convierte en líquido. Para una sustancia pura, las temperaturas de punto de nube y punto de fusión son iguales y son ligeramente diferentes para una mezcla. Por lo tanto la temperatura de punto de nube se debe usar en los problemas de precipitación de parafinas.

1.3.3 Punto de nube (cloud point). Se define como la temperatura a la cual se forma la primera precipitación o primer cristal de soluto a presión atmosférica. El punto de nube para cada mezcla de crudo depende de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburos. La temperatura del punto de nube disminuye a medida que aumenta el número de carbonos, esto se puede ver más claramente en la figura 5.

Es importante resaltar que para estudios de daño a la formación la medición del punto de nube se debe realizar en crudos vivos, para tener en cuenta en el diseño de operaciones que puedan llegar a generar daño a la formación.

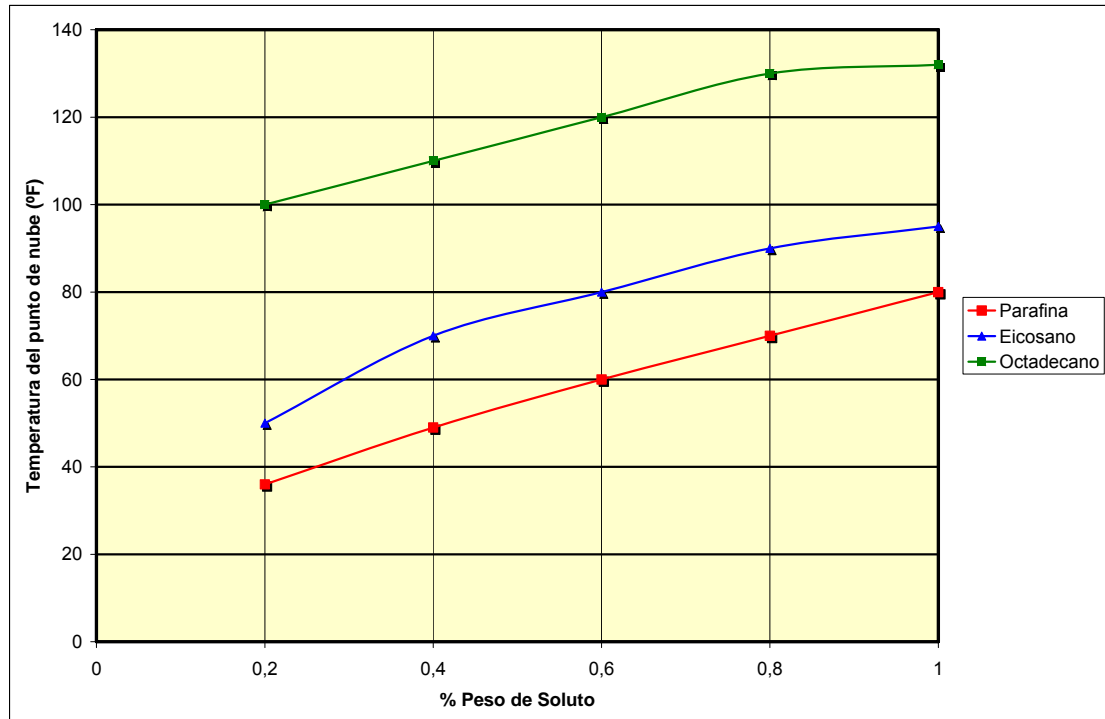
Existen varias técnicas para la determinación del punto de nube, basados en la observación de cambios de algunas propiedades como la refracción o absorción de cierto espectro de la luz, el comportamiento reológico, cambio en la presión a través de un filtro, energía emitida o absorbida entre otras.

1.3.4 Medición del punto de nube. La precipitación de parafinas es considerada como un fenómeno termodinámico de saturación molecular. Las moléculas de parafinas están inicialmente en un estado molecular desordenado en el fluido. En algún estado termodinámico el fluido comienza a saturarse con las moléculas de parafinas, las cuales comienzan a precipitar. Este estado termodinámico se conoce como inicialización de la cristalización o solidificación de la parafina. Esto es análogo al punto de rocío o fenómeno de condensación, a diferencia que es un sólido el que precipita desde el líquido, considerando que en la condensación el líquido precipita de la fase vapor⁶.

Los componentes más livianos del crudo ayudan a mantener los componentes más pasados en solución. La solubilidad de una n-parafina específica en un crudo es función del número de carbonos y la temperatura del sistema. Los parámetros más importantes que afectan la solubilidad de la parafina en el crudo son, la temperatura y la composición del crudo, mientras que la presión tiene un menor efecto sobre este parámetro.

⁶ Kosta J. Leontaritis "Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques" SPE 80267

Figura 5. Comparación de Temperaturas del punto de nube teniendo como solvente decano y como solutos parafina, eicosano y Octadecano.



Fuente: The effect of Cloud Point Temperature on wax deposition. S. Ayoub, C. Richard. SPE 49467

La exactitud de la medición del punto de nube depende de la representatividad de la muestra del fluido de campo y de la correcta manipulación de la muestra en el laboratorio. Se deben tomar precauciones para evitar pérdidas de n-parafinas pesadas las cuales disminuyen la medición del punto de nube y minimizar las pérdidas de hidrocarburos livianos los cuales elevaran el punto de nube⁷.

Las rápidas tasas de enfriamiento disminuyen la medición del punto de nube debido al súper enfriamiento. Un aumento en la presión del sistema puede incrementar la medición del punto de nube, especialmente si la muestra del fluido

⁷ T.G. Monger-McClure. "Comparisons of Cloud Point Measurement and Paraffin Prediction Methods" SPE 54519

contiene una cantidad representativa de gas en solución. La presencia de agua mayor a 1-2 % puede afectar la medición del punto de nube para algunas técnicas usadas. A continuación se describen algunos métodos usados para la medición del punto de nube, presentando el principio de medición, ventajas, desventajas e identificando aquellos métodos para utilizar con muestras de crudos vivos.

1.3.4.1 Métodos Estándar ASTM. Los métodos estándar ASTM para la determinación de la temperatura de iniciación de la cristalización de la parafina (D-2500 y D3117) se basan en la inspección visual de una muestra de espesor de 30 mm para detectar la formación del cristal. Este método presenta múltiples debilidades en lo concerniente a las tasas de enfriamiento, medición de la temperatura y el juicio subjetivo del operador. Estos métodos solo se pueden usar para productos refinados o crudos claros como los condensados.

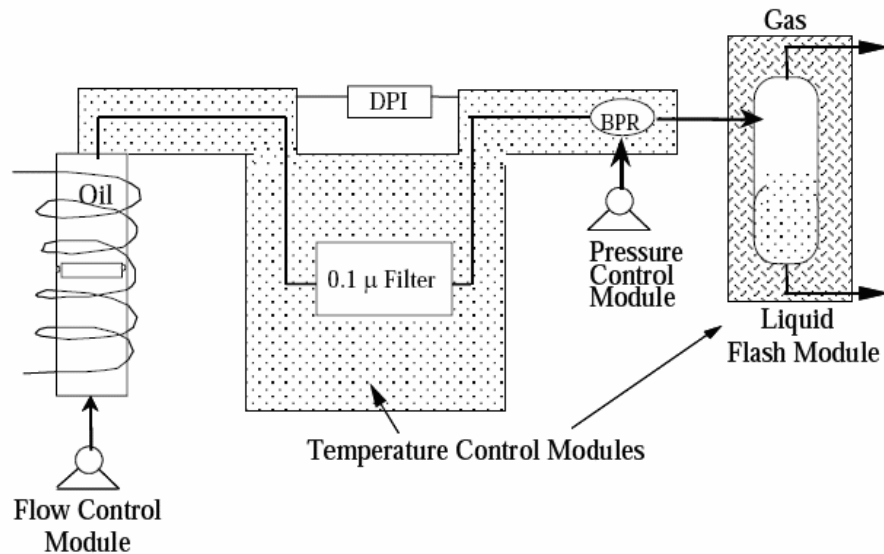
1.3.4.2 Sistema de filtración dinámica de punto de nube (DFCP). Para la determinación del punto de nube esta técnica se basa en los siguientes fenómenos:

- Todas las moléculas de parafina permanecen en estado molecular antes de iniciar la cristalización.
- Después de comenzada la cristalización de la parafina se forman cristales principalmente de 0.1 micrones o mas.

La mezcla de hidrocarburos se lleva inicialmente a una presión y temperatura por encima de las condiciones de precipitación de la parafina (es decir condiciones de yacimiento) en un cilindro tipo pistón. Todo el sistema se mantiene a una temperatura y presión de prueba deseada. El fluido se bombea (usualmente alrededor de 0.2 a 0.5 cc/min.) a través de un papel filtro de 10.1 micrones y un dispositivo de control de presión (BPR) (ver figura 6). El BPR mantiene la presión de operación requerida para una tasa de flujo escogida, programando además la

tasa de enfriamiento. El computador monitorea la presión diferencial (ΔP) a través del papel filtro, la presión en el BPR, la temperatura del crudo, y otros parámetros de operación. El ΔP a través del papel filtro vs la temperatura del crudo se grafica mostrando que la temperatura a la cual el ΔP a través del papel filtro empieza a ascender señala el inicio de la cristalización de la parafina. En la figura 7 se muestra un ejemplo utilizando esta técnica, indicando que la temperatura de inicio de cristalización es de 64 °F.

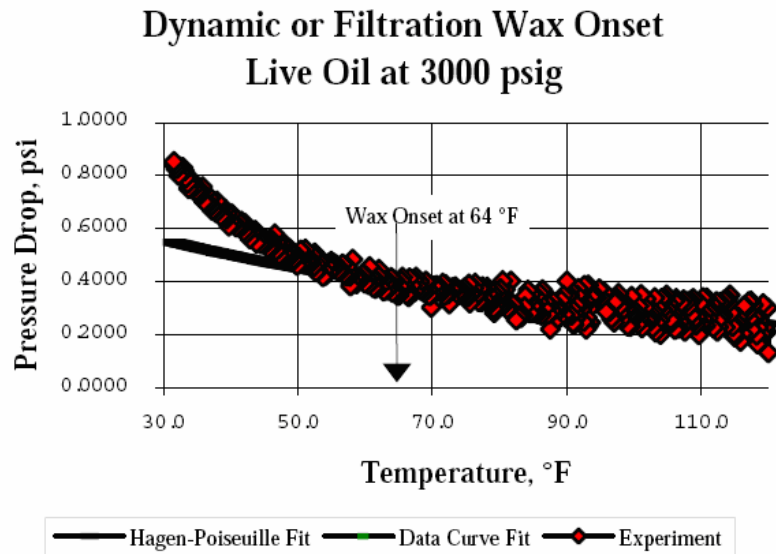
Figura 6. Equipo de filtración dinámica para la determinación del punto de nube.



Fuente: Kosta J. Leontaritis "Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques" SPE 80267

1.3.4.3 Filter Plugging (FP). Similar al método anterior se basa en el monitoreo continuo de la caída de presión a través de un filtro, mientras el aceite fluye a través de un flujo continuo cerrado a una temperatura controlada. Normalmente se usan filtros con un tamaño de 0.5 μ m con tasas de flujo bajas (inferior a 0.5 cm^3/min) para minimizar la tasa de corte en el filtro y promover la depositación y el aumento de la presión.

Figura 7. Ejemplo de una prueba DFCP para un crudo vivo.



Fuente: Kosta J. Leontaritis "Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques" SPE 80267

Una cantidad significativa de cristales con tamaños mayores a $0.5 \mu\text{m}$ se deben formar antes de taponar el filtro. El punto de nube medido usando esta técnica depende de la tasa de flujo usada. A una mayor tasa de flujo es más difícil la formación de partículas grandes y su depositación en el filtro; debido a que la tasa de corte producida contribuye a la reducción del tamaño de las partículas. Entre mas pequeñas sean las partículas se requiere una mayor cantidad de sólidos para tapar el filtro, y por lo tanto la medición del punto de nube cambia.

Esta pruebas es aplicable tanto a los crudos vivos como a los crudos muertos a bajas o altas presiones. La exactitud de la temperatura del punto de nube de esta técnica depende de la exactitud en la medida de la presión.

1.3.4.4 Differential Scanning Calorimetry (DSC). Es una técnica de análisis térmico que mide la energía absorbida o emitida por una muestra en función de la temperatura o el tiempo, una vez aparece el primer cristal de parafina. Está

basada en curvas de precipitación, asignando el punto de nube como la intersección entre la tangente del punto máximo y una línea base (ASTM D4419-96, 1998; Kok et al., 1996)⁸. Una vez se inicia la cristalización el calor incremental es muy pequeño, por lo tanto hay que obtener una línea base estable y usar muestras tan grandes como sea posible, sin distorsionar la señal del DSC. Para el DSC, las tasas de enfriamiento más bajas necesarias para minimizar el súper enfriamiento también disminuyen los límites de detección de aparición de la cera⁹.

1.3.4.5 Viscosidad. La medición del punto de nube a través de cambios en la viscosidad es una técnica usada por varios autores (Rønningsen et al., 1991; Erickson, Niesen, and Brown, 1993)⁶. Debido a la formación de cristales en suspensión, el fluido desarrolla un comportamiento no newtoniano con la temperatura. Los fluidos Newtonianos presentan un comportamiento exponencial dependiente de la temperatura de tipo Arrhenius conocida como la ecuación de Andrade:

$$\eta = \eta_o \exp\left(\frac{E_a}{RT}\right) \quad (1)$$

El punto de nube se detecta observando una desviación en la linealidad de los datos experimentales en una grafica $\ln \eta$ vs $1/T$. La tendencia de la viscosidad sobre la cantidad de sólidos en suspensión diluida está dada por la ecuación de Einstein:

$$\eta = \eta_f (1 + 2.5\phi) \quad (2)$$

⁸ João A. P. Coutinho “The Limitations of the Cloud Point Measurement Techniques and the Influence of the Oil Composition on Its Detection” Petroleum Science and Technology, Taylor & Francis Group.

⁹ T.G. Monger-McClure, J.E Tackett, L.S. Merrill. “DeepStar Comparisons of Cloud Point Measurement & Paraffin Prediction Methods” ;SPE 38774; octubre 1997.

Se requiere una desviación de 2.5% de la viscosidad del fluido Newtoniano para detectar el comportamiento no-Newtoniano. Esto corresponde a una fracción másica de cristales del 1%. Este valor de sólidos frecuentemente es suficiente para hallar un punto de fluidez y no el punto de nube (Claudy y otros, 1993). La viscosidad del punto de nube no puede detectarse dentro de la región diluida; sólo cuando la fracción en volumen de cristales es lo suficientemente grande para que la viscosidad cambie de un aumento lineal a uno exponencial, la señal será lo suficientemente grande para ser detectada.

1.3.4.6 Técnicas de resonancia acústica. Ruffier-Meray y otros, 1993 propusieron técnicas de resonancia acústicas para la determinación de la aparición de una fase sólida en los crudos. La sensibilidad de esta técnica depende del cambio en la velocidad sónica debido a la transición de la fase, y por lo tanto es independiente de las características visuales¹⁰. Este método se extendió al análisis de crudos vivos a altas presiones. Puede ser más sensible que la técnica del infrarrojo (FTIR) y aunque la interpretación de la señal producida no es confiable, las medidas parecen no ser reproducibles. Se requieren de grandes fracciones de sólido para que ocurra un cambio perceptible en la señal, debido al pequeño tamaño de los cristales comparado con las longitudes de onda usadas.

1.3.4.7 Mediciones del punto de nube que utiliza la dispersión o absorción de luz. Muchas de las técnicas modernas de medición del punto de nube utilizan la absorción o dispersión de una parte del espectro de la luz o del infrarrojo. A continuación se presenta una breve descripción de las técnicas más usadas⁽⁶⁾:

- **Cross-Polarization Microscopy (CPM).** El principio de medición de esta técnica se basa en la capacidad de los cristales de parafina de girar el plano de polarización de la luz polarizada transmitida⁽⁷⁾. El límite de detección es un cristal con un tamaño entre 0.5 y 1 μm que depende de la amplificación usada.

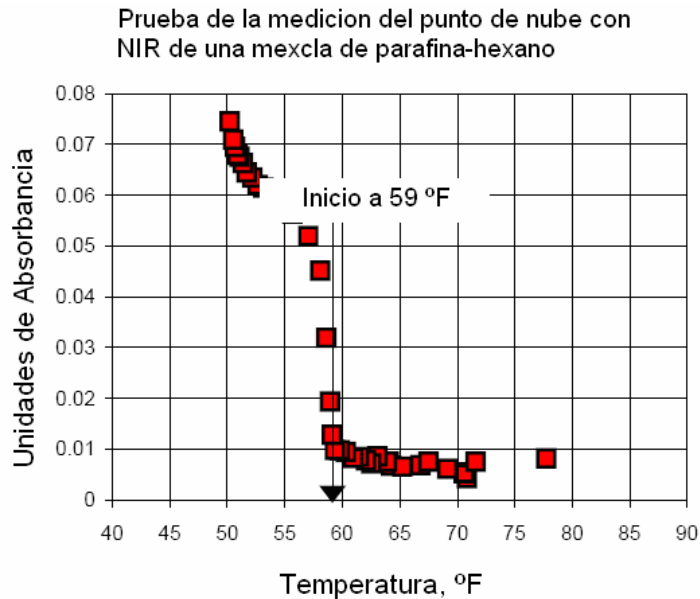
¹⁰ F. Brent Thomas y D. Brant Bennion. "Development and evaluation of paraffin technology: Current Status" SPE 50561 1999.

El CPM es más exacto que la técnica *filter plugging*, porque puede detectar partículas con un tamaño similar pero solo necesita un cristal para realizar la medición. Esta técnica es sensible al espesor de la película empleado (un volumen de muestra muy pequeña puede no ser representativa). Aunque se usó principalmente para bajas presiones, esta técnica se ha extendido a altas presiones utilizando un microscopio de fase a alta presión (*high-pressure microscope stage*).

- **Medición de la transmisión de luz.** Con esta técnica se mide la variación en la transmisión de luz debido a la aparición de los cristales mientras la muestra se enfría. Esta técnica parece mejorar los resultados sobre las técnicas de inspección visual (Kruka, Cadena, y Largo, 1995), pero se requiere de una cantidad importante de cristales para producir una reducción perceptible en la luz transmitida. Minimiza la incertidumbre asociada con las técnicas de inspección visual. Hammami y Raines (1997) reportaron que encontraron diferencias del orden de 10 K entre la transmisión de luz y el CPM.

- **Medición de la atenuación de la luz de la región cercana al infrarrojo (The Near-Infra-Red (NIR) light attenuation).** El método NIR del inicio de la precipitación de la parafina se basa en la observación de un incremento en la absorción de luz o atenuación en la región cercana al infrarrojo al inicio de la cristalización. Para determinar el punto de nube esta técnica utiliza la medición de la absorbancia o la transmitancia de la luz incidente sobre la muestra a medida que el crudo se enfría. Cuando aparecen los primeros cristales estos valores cambian y se establece esta temperatura como el inicio de la cristalización de la parafina (ver figura 8). Debido a su simplicidad, alta precisión, y amplia aplicabilidad para todos los tipos de fluidos y condiciones termodinámicas, la técnica de atenuación de luz NIR para el inicio de la cristalización de la parafina se prefiere respecto a otros métodos⁶.

Figura 8. Ejemplo de una prueba de punto de nube utilizando la técnica NIR.



Fuente: Kosta J. Leontaritis "Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques" SPE 80267

- **Fourier Transform Infrared (FTIR) Energy Scattering.** El FTIR detecta el punto de nube midiendo el incremento en la energía disipada asociada con la solidificación de la parafina. Se utilizan longitudes de onda en la región media del infrarrojo entre los 4,000 y 650 cm^{-1} , debido a que esta región del espectro contiene algunas longitudes de onda donde la pequeña energía absorbida por los hidrocarburos es útil para verificar la cristalización de la parafina.⁽⁹⁾

1.4 METODOS PARA DETERMINAR LA DEPOSITACION DE PARAFINAS

La cantidad de parafina depositada bajo ciertas condiciones de flujo es un factor clave en el momento de seleccionar las condiciones de flujo óptimas y la cantidad y tipo de un modificador de cristal o inhibidor de parafinas. Debido a la variación topográfica que existe en Colombia, se pueden presentar problemas de taponamiento en oleoductos cuando se alcanza el punto de fluidez. En el

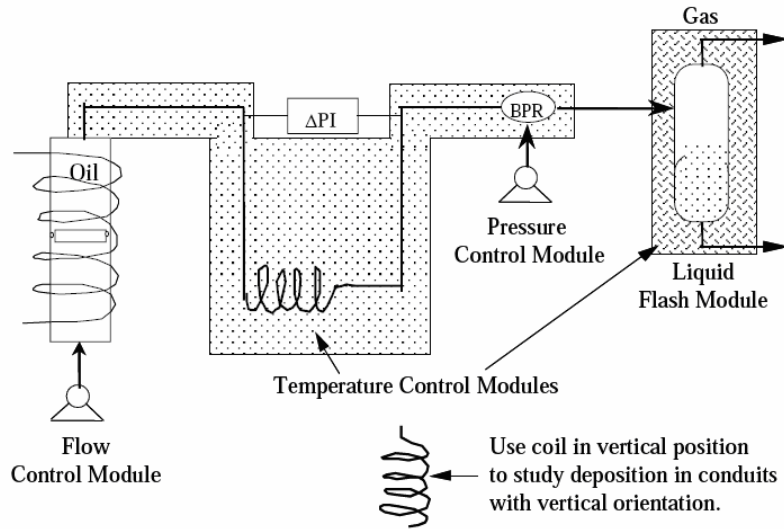
yacimiento ocurre depositación de parafina debido a la liberación de livianos que mantienen la parafina en solución. Una tasa de producción alta también puede conllevar a la precipitación de parafinas, además si está acompañado de liberación de finos.

Algunos equipos permiten simular las condiciones de flujo y predecir en donde alcanzará el punto de fluidez⁽⁶⁾. A continuación se describen los más usados:

1.4.1 Depositación de la cera . La depositación de la cera es una prueba que nos permite observar la cantidad de parafina depositada en una muestra de crudo a condiciones estáticas o dinámicas de flujo. La prueba de depositación estática del crudo es principalmente una prueba de tipo cualitativo más que cuantitativo.

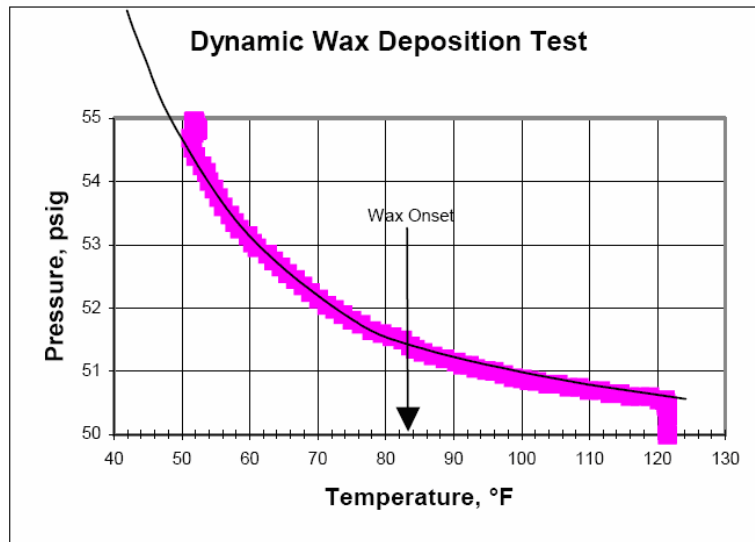
1.4.1.1 Equipo dinámico de depositación de cera o parafina. El equipo utilizado (ver figura 9) es una adaptación del aparato de filtración dinámica de inicio de la cristalización de la parafina (ver Figura 6). La depositación de la parafina depende de la historia térmica y mecánica del crudo, debido a que los cristales una vez formados necesitan calentarse y mezclarse por encima del punto de nube para ser disueltos. La depositación de la parafina cuando el crudo es calentado sin disolver todos los cristales es diferente a cuando la muestra es totalmente restaurada. Un ejemplo de una prueba de depositación de parafina se muestra en la figura 10. Aunque este equipo no presenta filtro, para el ejemplo presentado, el punto de nube es evidente a los 84 °F. El primer dato de depositación de la parafina, sin embargo es obtenido en este caso a los 52 °F . A esta temperatura el enfriamiento se detiene y el flujo continúa. El aumento del ΔP es anotado en psi/hr o día, y está relacionado a la tasa de depositación de la parafina en el sistema.

Figura 9. Equipo de deposición dinámica de cera o parafina.



Fuente : Kosta J. Leontaritis “Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques” SPE 80267

Figura 10. Ejemplo de una prueba de deposición dinámica de la parafina.



Fuente: Kosta J. Leontaritis “Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques” SPE 80267

1.5.1.2 Equipo estático de deposición de parafina. El equipo es una adaptación de la técnica convencional de medición semi-cuantitativas de *cold plate* (o *cold finger*) para la deposición de la parafina (ver figura 11).

Figura 11. Equipo de deposición estática.



Fuente: Kosta J. Leontaritis “Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques” SPE 80267

La prueba de deposición estática de parafina o prueba de *cold plate* (CPT) determina la cantidad de parafina que se deposita sobre un plato metálico de peso conocido, sumergido dentro de una muestra de crudo que se mantiene a una temperatura por encima de su punto de nube.

1.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE LAS PARAFINAS.

La formación de depósitos orgánicos que originalmente se encuentran disueltos en el crudo, se debe al desequilibrio de la solubilidad entre los componentes parafínicos y el crudo. Los factores que podrían considerarse como los más

importantes para lograr el desequilibrio y consecuentemente la formación de depósitos parafínicos son: la temperatura, pérdida de fracciones ligeras contenidas en el crudo, transferencia de calor desde el crudo hacia la tubería de producción y a la formación adyacente, enfriamiento del crudo, superficie de contacto del crudo y la presión.¹¹

1.5.1 Temperatura. Se considera como el factor de mayor importancia, ya que la cantidad de parafina que puede permanecer en solución dependerá de la temperatura. Como la temperatura del crudo disminuye a medida que se acerca a la superficie, en cualquier parte del sistema de producción o yacimiento donde exista una disminución de temperatura por debajo del punto de nube, iniciará la precipitación y posterior depositación. Los cristales de parafina requieren de un agente que los agrupe para formar una película que los separa del crudo. Este agente con frecuencia es el asfalteno y/o finos de la formación.

1.5.2 Pérdidas de fracciones ligeras contenidas en el crudo. La pérdida de los constituyentes más livianos en el crudo, reduce la cantidad de parafina que el petróleo puede mantener en solución a una temperatura específica. Esto se debe al hecho de que la reducción en el volumen de estos componentes disminuye la cantidad de solvente. La evaporación de los constituyentes volátiles en el crudo también tiende a disminuir la temperatura del petróleo, a causa de la energía necesaria para la volatilización. Esto ocurre cuando los pozos presentan alto GOR, ya que una producción excesiva de gas ocasiona una gran pérdida de materiales volátiles del crudo, presentando un alto enfriamiento.

1.5.3 Transferencia de calor desde el crudo a la tubería de producción y a la formación adyacente. Si el crudo se desplaza lentamente o permanece estático en la tubería, luego de cierto tiempo su temperatura se aproxima a la de la

¹¹ Sadeghazad, Sobhi G. Ali. "The prediction of cloud point temperature: In pure paraffin deposition". SPE No 87293.

formación adyacente, que a su vez puede ser lo suficientemente baja como para originar la depositación de la parafina cuando se alcanza el punto de nube.

1.5.4 Peso molecular de las parafinas. A temperatura constante, mientras se incrementa el peso molecular de la parafina, el punto de fusión también se incrementa, conllevando a una disminución de la solubilidad en los solventes y a que la precipitación sea más fácil. Por ejemplo si se tienen dos muestras con igual cantidad de solvente e igual cantidad de soluto pero uno con peso molecular mayor, precipitará primero la solución de mayor peso molecular.

1.5.5 Presión. La solubilidad de la parafina en la solución (aceite crudo) disminuye mientras aumenta la presión sobre la solución. Esto se debe a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas semejantes es más fuerte que entre moléculas diferentes. Las moléculas de parafinas presentan mayor fuerza intermolecular, siendo más difícil la separación de éstas.

1.5.6 Naturaleza de la solución. La naturaleza de la solución, hace referencia a la composición física y química de la solución. La composición física indica la cantidad y la presencia de materiales que hacen parte de la solución como agua, gas, parafina, materiales coloidales asfálticos, arenas finas, sales y demás.

Existen indicios de que los finos de la formación tales como arena y limo, a menudo aceleran el proceso de precipitación. Estos materiales suspendidos en el crudo actúan como núcleo para la cohesión de los pequeños cristales de parafina suspendidos en el crudo, convirtiéndolos en partículas más grandes que tienden a separarse más fácilmente del crudo.

1.5.8 Agua de formación. Por ser inmisible en el crudo, el agua no afecta la solubilidad de la parafina. Sin embargo, se ha comprobado que en casos muy problemáticos con respecto a la depositación de parafina, es bastante común

lograr la eliminación del problema, cuando el pozo comienza a producir una cantidad apreciable de agua. Es posible que la razón para ello sea que, por lo general, las superficies de acero tienden a humectarse con agua, reduciendo así la tendencia de depositación de la parafina. Aunque el agua ayuda a prevenir la acumulación de parafina en algunos pozos, otras dificultades presentes en la producción de agua con petróleo, compensan las ventajas que podrían obtenerse al utilizar agua como medida correctiva para prevenir las depositaciones de parafina.

1.5.9 Tipo y rugosidad de las superficies de la tubería. Las parafinas se adhieren fuertemente por adsorción física prácticamente a cualquier superficie metálica rugosa que esté limpia, siempre y cuando la parafina en estado líquido se haya puesto en contacto con dicha superficie.

1.6 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Cuando aparecen los primeros cristales de parafina en la solución, estos no necesariamente se depositan en los poros de la formación o en las paredes de la tubería. La depositación de estos cristales ocurre debido a fuerzas o mecanismos entre los cuales se encuentran la difusión molecular, difusión Browniana y esfuerzos de corte. A medida que el crudo se enfría, un gradiente de concentración conlleva al transporte y depositación de las parafinas sobre la superficie por difusión molecular. Los cristales de parafina precipitados previamente son transportados lateralmente por difusión Browniana y dispersión por corte¹²

1.6.1 Difusión Molecular. Es el mecanismo que prevalece para depositaciones en tubería, en pozos que mantienen la temperatura del crudo por encima de su punto

¹² L.R. Houchinand L.M, Hudson. The prediction, evaluation and treatment of formation damage caused by organic deposition. SPE 13796

de nube hasta que esta se alcanza mientras el crudo llega a la superficie. Se presenta en la región de flujo laminar donde el crudo está sometido a un enfriamiento natural, existiendo un gradiente de temperatura. Cuando la temperatura disminuye y alcanza la temperatura de equilibrio entre la fase sólida y líquida, comienzan a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas.

1.6.2 Difusión Browniana. Cuando comienzan a precipitarse los cristales de parafina, se genera un transporte lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad de enfriamiento y la velocidad de flujo, se forman pequeños cristales de determinada forma, que se desplazan de forma aleatoria y forman depósitos que presentan un grado de consistencia específico. Se explica en más detalle en la sección 1.7.

1.6.3 Difusión por esfuerzos de corte. El movimiento de pequeñas partículas suspendidas en un fluido en flujo laminar, tiende a seguir la dirección del fluido que las rodea y a una velocidad media. Este movimiento ejerce una fuerza de arrastre sobre la capa próxima, debido a la viscosidad del fluido. La dispersión por esfuerzos de corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas, producen múltiples colisiones entre sí, originando un transporte lateral neto y por consiguiente una dispersión de partículas.

La depositación total de parafina en tubería es el resultado de la combinación de los anteriores mecanismos. A altas temperaturas, el mecanismo de difusión molecular es el dominante, mientras que a temperaturas y flujo de calor bajas actúa la dispersión por esfuerzos cortantes.

En el yacimiento el depósito se produce por la disminución natural de la presión y la pérdida de solubilidad de los componentes livianos en el crudo. Dependiendo del tamaño de los cristales formados, se depositará sobre la superficie del poro, o

continuarán suspendidas en el crudo, con un aumento en la viscosidad. Esto es explicado en mayor detalle en la sección 2.6.

1.7 CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS

Cuando se presentan las condiciones para la precipitación de las parafinas, el proceso de cristalización comienza a partir de una estructura desordenada o solución diluida, seguida de tres procesos conocidos como: nucleación, crecimiento y aglomeración.¹³ Cuando la energía del movimiento molecular se incrementa, se generan aproximaciones entre los cristales que han iniciado su formación, agregándose posteriormente cadenas adyacentes alineadas. Las moléculas de parafina continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados. Estos cristales forman núcleos que alcanzan un tamaño crítico y llegan a ser estables, dando inicio a la fase de nucleación. Una vez se forman los núcleos, y la temperatura se mantiene cercana al punto de nube, las moléculas cercanas precipitan sucesivamente sobre los sitios nucleados, formando parte de las estructuras laminares crecientes. Este mecanismo es llamado proceso de crecimiento. Los cristales generados se pueden depositar en forma de placas, agujas, esférulas o mezcla de éstas, determinando fuerzas de absorción y propiedades de adhesión que mantienen el depósito de parafina fijo sobre una superficie.

Estos procesos se ven influenciados por la composición del crudo. La caracterización química tiene como propósito determinar los componentes que potencian la precipitación de parafinas. La relación del contenido de parafina y gas disuelto en el crudo tienen un marcado efecto en la cristalización y velocidad de depositación de parafinas (Walton A.G., 1995; Warth A.H., 1956). La pérdida de

¹³ L. Rodríguez , M. Castañeda. “Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluidodinámico de crudos parafínicos-fase1”.

livianos o gases en el crudo acelera el proceso de cristalización, modificando los procesos de nucleación, crecimiento y aglomeración; por consiguiente, aumenta el punto de nube, el punto de fluidez y altera el comportamiento reológico.

Como consecuencia de este último, se tiene un aumento en el esfuerzo de fluencia, mayor viscosidad y tendencia a la precipitación y cristalización de parafinas sobre superficies de oleoductos, reduciendo su capacidad efectiva (Ruíz M.y otros , 1999).

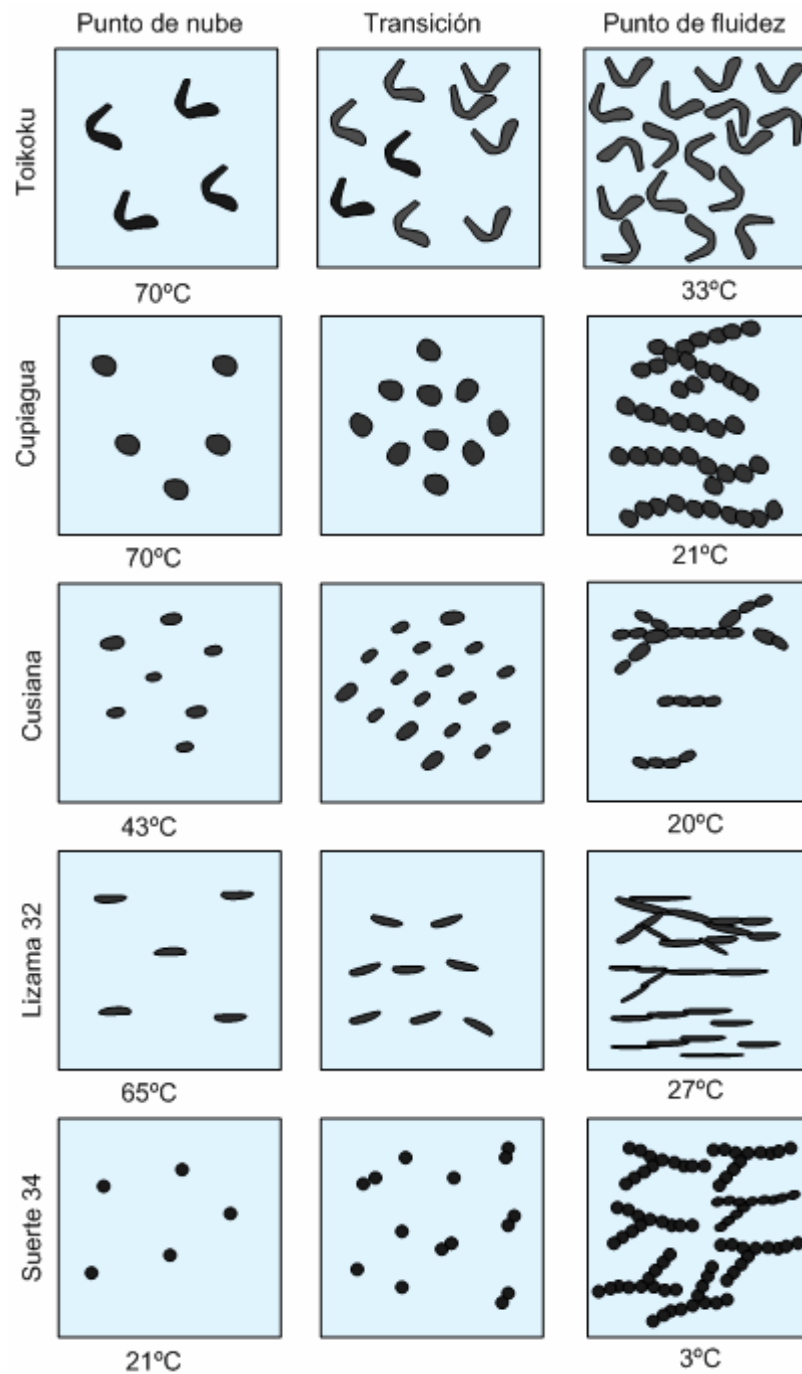
L. Rodríguez y M. Castañeda reportaron estudios sobre el efecto de la evolución de los cristales en el comportamiento reológico, y el efecto de la velocidad de enfriamiento en el punto de nube y punto de fluidez. Realizaron un estudio en muestras de crudo de varios campos Colombianos, empleando tres velocidades de enfriamiento diferentes, concluyendo que para una velocidad de enfriamiento mayor, el punto de nube y de fluidez también aumentan (ver tabla 6). Además, observaron la estructura de los cristales desde su aparición (punto de nube) y la forma en que se agrupan cuando alcanza el punto de fluidez, presentando diferentes formas y rangos de temperatura (ver figura 12).

Tabla 6. Efecto de la velocidad de enfriamiento en algunas propiedades físicas.

Crudo	Punto de nube			Punto de fluidez		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3
Cupiagua	323	324	328	294	296	297
Cusiana	316	316	319	293	295	296
Teikoku	343	369	356	306	306	309
Lizama	338	339	342	299	300	303
Suerte	296	296	296	276	276	276
Chaparrito	302	302	306	297	298	301
La Flora	302	303	305	298	299	302
Los Toros	305	306	308	291	292	294
Balcón	303	303	305	275	276	279
Caño Garza Norte	306	306	308	286	286	288
Trinidad	306	306	308	275	276	279
Caño Garza Oeste	304	305	307	279	278	282

Fuente: L. Rodríguez . Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase1.

Figura 12. Esquematación de la formación de cristales parafínicos en cuatro campos diferentes.



Fuente: L.Rodriguez Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase1.

2. GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es un problema que se presenta en varias operaciones de campo debido a uno o varios mecanismos específicos de daño. En este capítulo se presentan los conceptos básicos del daño a la formación como soporte para un estudio más a fondo del daño a la formación por precipitación de parafinas y para tener en cuenta en aquellos casos en donde se presente daño a la formación por múltiples mecanismos.

Estos conceptos involucran la definición, causas, mecanismos y métodos de reconocimiento del daño a la formación. Por último se identifican aquellos que tienen que ver con el daño a la formación por precipitación de parafinas y aquellos métodos de reconocimiento que pueden ser útiles para la detección del daño por parafinas.

2.1 DEFINICIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

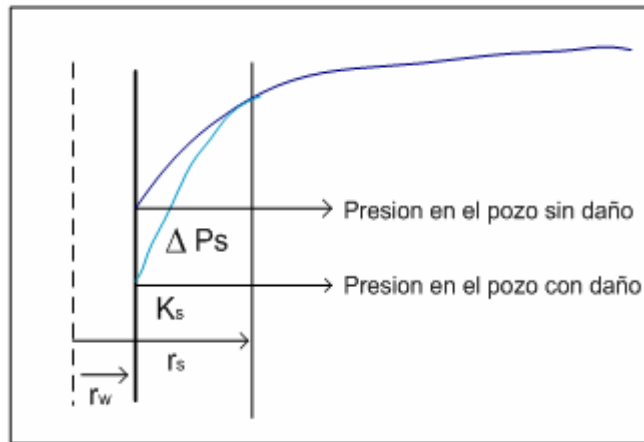
El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad en la roca del yacimiento que se puede presentar en cualquier etapa de desarrollo y/o explotación de un pozo, debido a mecanismos de interacción entre el fluido invasor con la roca y/o con los fluidos del yacimiento¹⁴.

¹⁴ Jodie Lee Craft, A DICTIONARY OF PRETROLEUM TERMS, third edition, Petroleum Extension Service division of continuing education the University of Texas at Austing, Texas 1983.

Según Bennion (1999) define el daño a la formación “*The impairment of the invisible, by the inevitable and uncontrollable, resulting in an indeterminate reduction of the unquantifiable*”

El daño a la formación se presenta en las inmediaciones del pozo y su radio de invasión depende de las características de la formación. Hay que diferenciar entre la profundidad del daño y el radio de daño. El radio de daño (sin corregir), es la distancia medida desde el centro del pozo. La profundidad de daño se mide a partir de la cara del pozo. Esta zona puede tener una permeabilidad menor que el resto del yacimiento que actúa como un factor de daño (S), cuyo efecto es ocasionar una caída de presión adicional (ΔP_s) proporcional a la tasa de producción (ver figura 13).

Figura 13. Efecto del daño en un pozo con factor de daño positivo



Fuente: Apuntes de Pruebas de Presiones, Samuel Fernando Muñoz.

La caída de presión a través de la zona alterada (ΔP_s) es la diferencia entre la presión actual del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiese el daño.

El efecto del daño se cuantifica mediante la variable adimensional llamada factor de daño (S), definida en unidades de campo como:

$$S = \frac{kh}{141,2qB\mu} \Delta P_s \quad (3)$$

Se considera que el efecto del daño se debe a una zona dañada de radio r_s y de permeabilidad reducida k_s . El radio medido desde el centro del pozo puede ser estimado mediante registros como microlaterolog o el perfil de proximidad. El daño a la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos se puede estimar mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación.

$$S = \left(\frac{K}{K_{skin}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (4)$$

Donde:

- k : Permeabilidad media de la formación.
- k_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin)
- r_{skin} : Radio de daño.
- r_w : Radio del pozo

Como se trata de relaciones, la ecuación es independiente de las unidades que se utilicen, siempre y cuando sean las mismas. De esta ecuación se puede observar que la permeabilidad k_s de la zona dañada, puede ser mayor o menor que la del yacimiento. En caso de ser mayor, como es el caso de las prácticas de estimulación o acidificación, el valor del factor de daño es negativo; aunque raramente menor que -5, en cambio los valores positivos pueden alcanzar un valor en la práctica hasta 20 (ver tabla 7).

Tabla 7. Valores de S y condiciones del pozo.

Valores de S	CONDICION DEL POZO
>10	Altamente dañado
$0 < S < 10$	Dañado
0	Sin daño
$-3 < S < -1$	Acidificado
$-4 < S < -2$	Fracturado
<-5	Fractura masiva

Fuente: Curso Depósitos Orgánicos Prevención y control M.Sc Luis Felipe Carrillo M.

Existen algunos problemas en la disminución de la producción de un pozo, ocasionado por problemas mecánicos, que no están asociados a problemas en la formación (daño), denominados pseudoskin.

Pseudos-skin y configuración del pozo. El pseudo-skins remanente después de la terminación pueden ser atribuidos directamente el pozo. No todos estos tienen que ver con el daño verdadero, pueden tener origen mecánico o físico. Siempre se encuentran pseudoskins negativos en pozos desviados; el alejamiento negativo es función del ángulo de desviación del pozo y de la dureza de la roca.

Pseudoskins y condiciones de producción. Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de desviación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudoskins. Si se pone al pozo a producir a elevado caudal se puede originar flujo turbulento en la formación. El correspondiente pseudoskin positivo es proporcional al caudal de flujo por encima de un mínimo dado. Por debajo de este valor crítico, no existe el pseudos-skin puesto que no hay desgaste mecánico en la cara de la arena producido por la tasa de flujo. La inevitable variación del diámetro

del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un pseudoskin que se suma al daño real de la formación.

Si se perfora a altas velocidades de penetración puede causar que la presión en las inmediaciones del pozo caiga por debajo del punto de burbuja de los hidrocarburos, y así crearse un pseudoskin positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas. De la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo, alterando el flujo. Ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa.

Otros Pseudodaños. Otras causas en la disminución de la producción son:

1- Colapso del tubing.

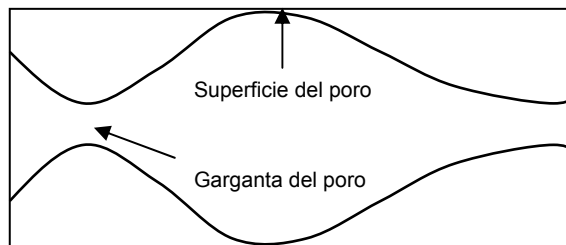
2- Pobre aislamiento entre zonas productoras como resultado de una pobre cementación. Por ejemplo, la invasión de petróleo en una capa de gas, reduce sustancialmente la permeabilidad relativa del gas (*oil block*). La mezcla de dos hidrocarburos distintos puede producir la precipitación de asfaltenos, resinas y parafinas. La invasión de agua en una capa de petróleo reduce sustancialmente la permeabilidad relativa del agua (*water block*), creando emulsiones y serios problemas con las arcillas. Los tratamientos de estimulación, tanto en el caso de la acidificación de la matriz como en el caso del fracturamiento hidráulico, pueden causar daños severos en pozos mal cementados, hasta el punto de tener que llegar a abandonar el pozo.

3- Diseño del sistema de Gas-Lift inadecuado; El diámetro del *tubing* pequeño; una presión de operación de Gas-Lift inadecuada; un mal diseño del sistema de válvulas; una contrapresión en superficie demasiado elevada.

2.2 PROCESOS PARTICULARES EN EL MEDIO POROSO

En el medio poroso se presentan procesos fisicoquímicos, químicos, hidrodinámicos y mecánicos, generados por la reacción entre el fluido invasor (lodo, fluido de fracturamiento, salmuera, ácidos, agua de inyección, polímeros etc.) con el yacimiento, que frecuentemente conllevan a la movilización, generación, migración y depositación de partículas finas, precipitación de material orgánico e inorgánico, entre otros, los cuales causan daño a la formación¹⁵. El medio poroso presenta una configuración y distribución de la red poral de diversas formas irregulares, dependientes de factores como el ambiente de depositación, presión de confinamiento, tamaño de partículas, tipo de cemento etc. Los lugares donde se pueden depositar las diferentes partículas son la superficie del poro y/o la garganta del poro (ver figura 14).

Figura 14. Partes del medio poroso.



Fuente: Reservoir formation Damage, Faruk Civan

Allí se encuentran partículas de arcillas y minerales adheridos a la superficie del poro, que pueden ser liberados y movilizados a través del medio poroso junto con

¹⁵ CIVAN FARUK, "Reservoir formation Damage" University of Oklahoma.

la presencia de crudo y agua. Las partículas finas presentes están principalmente debido a:

1. La invasión de partículas externas contenidas en el fluido invasor.
2. La movilización in situ de partículas debido a la incompatibilidad de fluidos inyectados en el medio poroso y/o interacciones roca-fluido.
3. La generación de partículas por reacciones químicas, y precipitación orgánica e inorgánica.
4. La deformación de la roca durante la compresión y dilatación de la formación, debido a la compresibilidad de la roca del yacimiento.

Algunas de estas partículas se depositan, se liberan y fluyen a través del medio poroso, bloqueando eventualmente los canales de flujo causando una disminución en la tasa de producción. Otras partículas permanecen en la superficie bajo ciertas condiciones de flujo. Estas partículas migran debido a 4 mecanismos básicos: difusión, adsorción, sedimentación y fuerza hidrodinámica. El transporte está influenciado por fuerzas moleculares, interacciones electrocinéticas, tensión superficial, presión del fluido, fricción y gravedad.

Para consideraciones en balance de masa, la cantidad neta de partículas depositadas en el medio poroso es expresada como:

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{Cantidad instantánea} \\ \text{de partículas en la} \\ \text{matriz porosa} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{Cantidad inicial} \\ \text{de partículas en} \\ \text{la matriz porosa} \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline \text{Cantidad neta} \\ \text{de partículas} \\ \text{depositadas en} \\ \text{la superficie del} \\ \text{poro} \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline \text{Cantidad neta} \\ \text{de partículas} \\ \text{depositadas en} \\ \text{la garganta del} \\ \text{poro} \\ \hline \end{array}$$

Siendo la cantidad neta de partículas igual a las partículas depositadas menos las partículas liberadas. Teniendo en cuenta el lugar donde se presenten los

procesos, estos se clasifican en internos y externos (ver figura 15). Los procesos externos ocurren en las cercanías de la garganta del poro, mientras que los procesos internos ocurren dentro del medio poroso. A su vez, los procesos dentro del medio poroso se subdividen en tres grupos¹⁷:

1. Procesos en la superficie del poro:

- a. Depositación.
- b. Remoción.

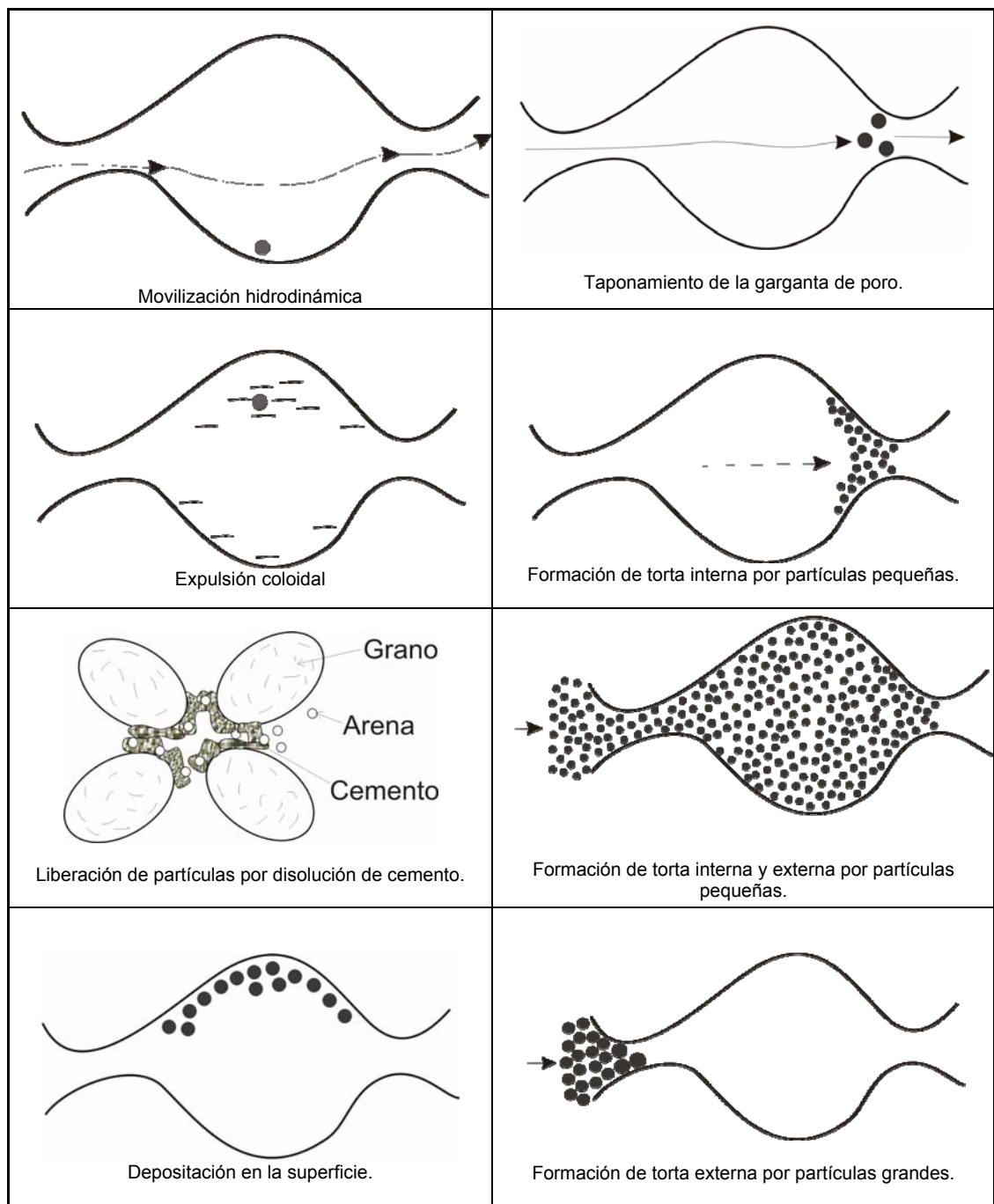
2. Procesos en la garganta del poro:

- a. Taponamiento o bloqueo.
- b. Desbloqueo.

3. Procesos en el volumen del poro.

- a. Formación in situ de la torta.
- b. Erosión in situ de la torta.
- c. Migración.
- d. Generación y desgaste (reacciones químicas, deformación y compresión de la roca, liberación de partículas finas por disolución química del cemento, coagulación/desintegración).
- e. Transporte o intercambio en la interfase.

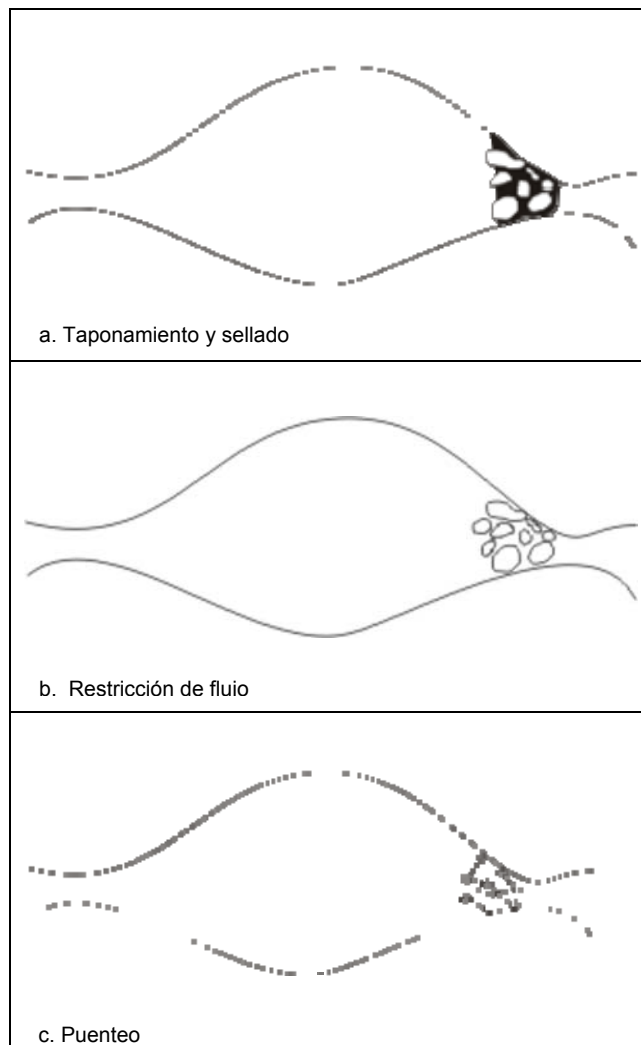
Figura 15. Procesos internos y externos en el medio poroso.



Fuente: Reservoir formation Damage, Faruk Civan

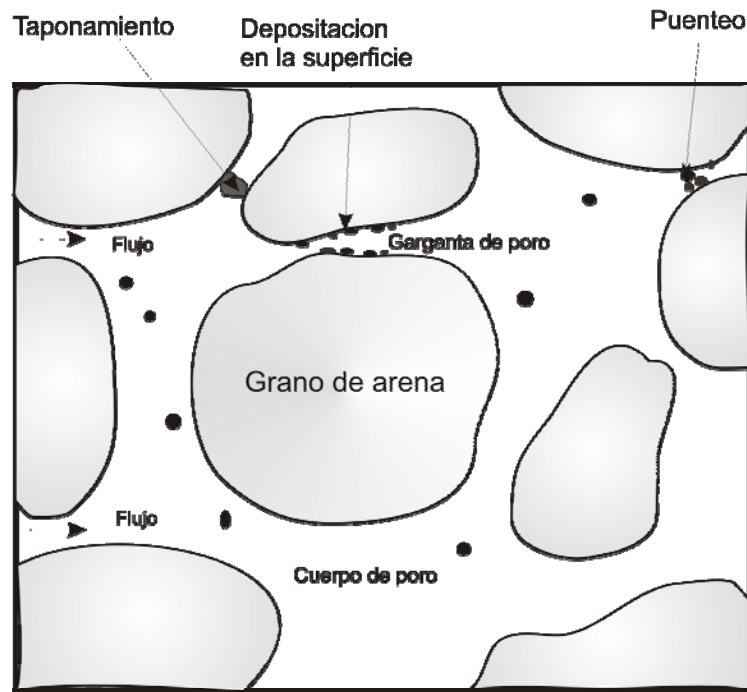
Cuando las partículas llegan a la garganta del poro, se agrupan de forma diferente, generando un tipo de bloqueo específico (ver figura 16). Esto depende del tipo y tamaño de partículas presentes mineralogía y morfología de la roca. Cuando las partículas contenidas en el fluido invasor entran en contacto en el medio poroso, se puede presentar en forma combinada los procesos internos y mecanismos de bloqueo en la red poral (ver figura17).

Figura 16. Mecanismos de bloqueo de la garganta de poro.



Fuente: Reservoir formation Damage, Faruk Civan

Figura 17. Procesos particulares en el medio poroso.



Fuente: Reservoir formation Damage, Faruk Civan

Todos estos procesos ocurren bajo ciertas condiciones de flujo y están influenciados por varios tipos de fuerzas. Es importante tener en cuenta que la presencia de finos suspendidos en crudos parafínicos, actúan como núcleo una vez la parafina precipita. En la sección 2.6 se presenta en más detalle los procesos de precipitación y deposición de parafina en el yacimiento.

A continuación se presentan los diferentes tipos de fuerzas que actúan sobre las partículas, los cuales están relacionados con la liberación, adhesión y transporte de partículas.

2.2.1 Fuerzas que actúan sobre las partículas. Sobre las partículas suspendidas actúan varios tipos de fuerzas, que dependen de la morfología y naturaleza de la partícula. Eves clasificó estas fuerzas en tres categorías: (a) fuerzas relacionadas a los mecanismos de transporte, (b) fuerzas relacionadas a los mecanismos de adhesión, (c) fuerzas relacionadas a los mecanismos de liberación.

2.2.1.1 Fuerzas relacionadas a los mecanismos de transporte. Son aquellas fuerzas que permiten el flujo o transporte de partículas en el medio poroso y dependen del tamaño y densidad de la partícula. Estas fuerzas son:

- **Fuerza inercial.** La fuerza inercial sobre una partícula tiende a mantener el movimiento de la partícula en una dirección.

- **Fuerza gravitacional.** Las partículas tienden a moverse en dirección de la gravedad de acuerdo a la ley de Stock, como un resultado de la diferencia de densidades entre la partícula y el fluido. Esta fuerza actúa hacia arriba cuando las partículas son más ligeras, y hacia abajo cuando las partículas son más pesadas, tendiendo a depositarse.

- **Fuerza centrífuga.** La fuerza centrífuga es generada por aceleración externa, como es el caso en el que se presentan altas tasas de flujo.

- **Fuerzas de difusión Browniana.** El tamaño de las partículas juega un papel importante en los procesos de transporte y liberación de partículas. Las partículas con un diámetro menor a $1 \mu\text{m}$ (partículas brownianas), tienden a moverse irregularmente dentro de un líquido y a dispersarse aleatoriamente. Para partículas no Brownianas el transporte se ve afectado por fuerzas hidrodinámicas.

- **Fuerza hidrodinámica.** Las fuerzas hidrodinámicas están influenciadas por las fuerzas de corte y la presión ejercida por el fluido. Eves explicó que durante el flujo

de fluidos se puede formar alrededor de las partículas un flujo secundario, El cual puede generar fuerzas hidráulicas desbalanceadas que actúan sobre las partículas, generando un movimiento adicional.

2.2.1.2 Fuerzas relacionadas a los mecanismos de adhesión. Estas fuerzas actúan sobre las partículas cuando ellas están a menos de 1 μm de distancia de la superficie de los granos.

- **Fuerzas de Van der Waals.** Estas son fuerzas atractivas debido a las ondas electromagnéticas generadas por las características electrónicas de los átomos y moléculas, entre la superficie del poro y las partículas a su alrededor.

- **Fuerzas hidrodinámicas de fricción-arrastre.** Las partículas que se aproximan a la superficie del poro, experimentan una resistencia al flujo, debido a que deben desplazar radialmente el líquido que está sobre la superficie del poro, mientras se aproxima a la superficie.

2.2.1.3 Fuerzas relacionadas a los mecanismos de liberación. Son aquellas fuerzas que actúan sobre las partículas del medio poroso y generan el proceso de liberación de partículas. Entre estas encontramos la fuerza de corte, electrostáticas, y fuerzas repulsivas.

- **Fuerza de corte.** Esta es la fuerza de fricción o arrastre generada por el flujo del fluido a una tasa determinada. Si se tiene una baja velocidad del fluido, no existirá ninguna liberación o desprendimiento de partículas de la superficie del poro. A medida que la velocidad de flujo se incrementa, aumentará la probabilidad de liberación de las partículas. En algunas ocasiones, con altas tasas de flujo se presenta liberación y arrastre de partículas, lo cual genera taponamiento o restricción del flujo corriente arriba. La fuerza de corte mínima requerida para que ocurra desprendimiento de partículas se conoce como velocidad de corte o tasa

de corte crítica. Este es un parámetro importante usado en laboratorio para obtener una tasa de flujo de inyección o de producción de petróleo adecuada, que minimice o evite la liberación de finos, en casos donde la formación sea inconsolidada, o presente minerales de arcilla con alto potencial de liberación de finos, por ejemplo la caolinita o la illita.

- **Fuerza electrostática de doble capa.** Estas fuerzas son creadas debido a las condiciones iónicas medidas por el pH y la fuerza iónica. Cuando la superficie de las partículas y la de los granos llevan cargas electrostáticas de igual signo, éstas se repelen unas a otras, induciendo un movimiento de partículas.

- **Fuerza repulsiva de Born.** Esta fuerza es generada como resultado de la superposición de la nube de electrones. La movilización y retención de partículas finas en el medio poroso son gobernadas por varias de estas fuerzas entre partículas, fluidos y paredes del poro.

Según Herzig, la fricción y arrastre hidrodinámico predomina en partículas mayores a 30 μm . Para partículas más pequeñas, predominan fuerzas de Van der Waals y fuerzas eléctricas. Las fuerzas de enlace químico hacen una contribución adicional a partículas menores a 0,1 micras.

En el planteamiento de modelos matemáticos, es importante tener en cuenta estas fuerzas que actúan en el medio poroso. Las fuerzas inerciales casi siempre son insignificantes, excepto en regiones cercanas a la cara del pozo de algunas formaciones fracturadas. Las fuerzas de presión y de fricción son aproximadamente proporcionales a la tasa de flujo, mientras que las fuerzas capilares y gravitacionales no.

2.3 CAUSAS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación se presenta durante cualquiera de las etapas de desarrollo de un pozo y explotación del yacimiento. Cada operación presenta un mecanismo específico de generación de daño, el cual se discutirá en una sección posterior. En este trabajo mencionaremos algunas características generales presentadas en cada operación, haciendo énfasis en aquellas operaciones en donde se pueda presentar daño a la formación por precipitación de parafinas.

2.3.1 Perforación. Desde que se inicia el proceso de perforación, el lodo de perforación entra en contacto con la formación, alterando las condiciones de equilibrio en la formación debido principalmente a la invasión del filtrado de lodo, y el acompañamiento de la invasión y migración de finos. Este proceso está limitado según las características de la torta que se forme en la cara de la formación. La intrusión y depositación de estas partículas móviles, conducen al bloqueo de las gargantas del poro, las cuales conllevan a una reducción en la permeabilidad¹⁶.

2.3.2 Cementación. El principal objetivo de la cementación es aislar el *casing* de la cara de la formación, con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto¹⁷. En este proceso se remueve la torta empleando herramientas que operan con regímenes de flujo turbulentos. Si el cemento no tiene las propiedades adecuadas para reducir las pérdidas de fluidos, la formación queda desprotegida a la invasión de filtrado, que se ve incrementada por las elevadas presiones de trabajo durante la cementación. Los filtrados de lechadas con alto pH, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas; adicionalmente al entrar en contacto con agua de formación con alto contenido de calcio, ocasiona provoca

¹⁶ D. Brant Bennion, f. Brent Thomas and Douglas W. Bennion.: "Effective Laboratory Core Flood Tests To Evaluate And Minimize Formation Damage In Horizontal Wells" Hycal Energy Research laboratories Ltd.

¹⁷ M.I. Carlos Islas Silva, "Manual de estimulación matricial de pozos petroleros" Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

precipitación de escamas. A continuación se presenta los procesos más críticos generados por esta operación.

2.3.2.1 Lechada de cemento. El tamaño desordenado de los granos que conforman el cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado provenientes de la lechada de cemento. Sin embargo, se puede reducir la permeabilidad cuando:

1- Un pH del filtrado relativamente alto, afecta a los minerales arcillosos de la formación. Los iones Ca^{++} liberados por las partículas de cemento, son intercambiados rápidamente por las arcillas en las inmediaciones del pozo. Esto genera una modificación de las propiedades del filtrado del cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, sino que lo convierte en un agente desestabilizador.

2- El filtrado del cemento que entra en contacto con el agua connata de la formación, que contiene grandes cantidades de Ca^{++} , provoca la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.

3- Las lechadas sobre-dispersadas presentan una rápida separación de partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento. Como resultado hay una gran invasión de agua libre que puede provocar bloqueo por agua.

2.3.2.2 Compresión del cemento. La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria. Este fenómeno no se ha podido explicar, pero es evidente en el *well testing*.

Aparentemente, las altas presiones de compresión del cemento durante la cementación secundaria, tendrían que ver con el fracturamiento de la roca y la

invasión de la lechada. Estudios en laboratorio han demostrado que el contenido de KCl en los espaciadores o lechadas de cemento, ayuda a minimizar el daño a la formación en operaciones de cementación, siempre y cuando se cuente con una torta delgada y de baja permeabilidad¹⁸.

2.3.3 Completamiento y estimulación. Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones como control, recementaciones, limpieza del pozo o cañoneo, en donde puede ocurrir daño a la formación. A continuación se presentan los problemas encontrados en algunas operaciones:

2.3.3.1 Empaquetamiento con grava (*Gravel Pack*). Cuando se usa empaquetamiento con grava, el control de la caída de presión a través de las perforaciones ayuda a minimizar el daño a la formación¹⁹. La mayor parte de los daños ocasionados con este método tienen que ver con:

- Cañoneo y espacios entre el *casing* y *tubing* sin arena.
- *Gravel pack* contaminado por partículas de la formación.
- Grasas, pinturas y residuos de polímeros entre la formación y el *gravel pack*.
- Inadecuada selección del tamaño de la arena para el empaquetamiento, provocando invasión de finos de la formación durante la producción.
- Filtros con ranuras de mallado grande, que no retienen la grava o demasiado reducidos que generan taponamiento.
- Movimiento de arcillas con altos caudales, que entran en el pozo y taponan las gargantas del poro.
- Excesivos caudales que producen derrumbes.

¹⁸ R.R. Jones and R.B Carpenter, ARCO Oil & Gas Co. A study of formation damage potential during cementing operations. SPE 2277

¹⁹ L,R, Houchin and D.D, Dunlap. "Formation Damage During Gravel-Pack Completions" SPE 17166

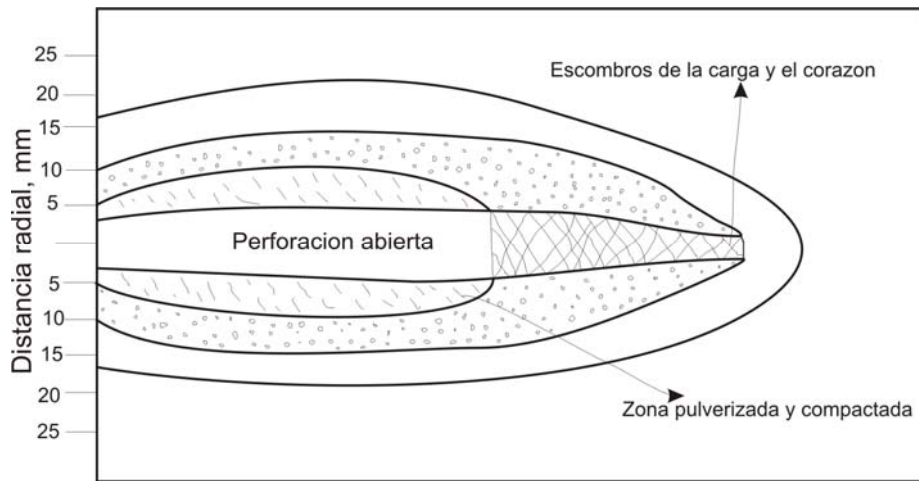
2.3.3.2 Cañoneo. En esta operación se puede ocasionar pseudo daño, debido a una penetración parcial, causado por una mala selección de la carga y diámetro del cañón utilizado. A mayor cantidad de tiros por pie, hay más canales de flujo, la cantidad de carga a utilizar será menor, por tanto menor penetración. El cañoneo produce inevitablemente una región compactada alrededor de la fractura generada (ver figura 18); sin embargo, el objetivo debe estar dirigido hacia las zonas más estables de la formación, donde los esfuerzos de las rocas son mayores, de esta forma producir una menor compactación. La permeabilidad de esta zona puede estar entre el 10 y el 25 % de la permeabilidad original y la reducción en la productividad estará alrededor del 20 % si no se ha inducido un daño significativo durante la perforación. Además, la permeabilidad toma valores más bajos debido a la presencia de fluidos de cañoneo sucios²⁰.

Otros factores que tienden a reducir la productividad son:

- Compactación de la roca alrededor de la zona cañoneada con la consecuente reducción en la permeabilidad local.
- La sobrepresión introduce ripsos de perforación en la formación.
- Inadecuada selección de la geometría. Se prefiere baja penetración pero con gran diámetro en formaciones blandas, mientras que es conveniente elegir pequeños diámetros y gran profundidad en formaciones duras.
- Inadecuada elección de la presión diferencial. Presiones insuficientes pueden no dar el resultado esperado, presiones excesivas pueden fundir la roca en las inmediaciones de las perforaciones, generando una región totalmente impermeable²².

²⁰ Documento presentado por Marcelo Gustavo Carrión; Daño a la formación;
<http://www.monografias.com/trabajos15/danio-formacion/danio-formacion.shtml>.

Figura 18. Esquema de un corazón cañoneado mostrando las zonas de daño.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

2.3.3.3 Acidificación. Aunque la acidificación de la matriz se usa ampliamente como una técnica de estimulación para remover el daño cercano a la cara del pozo, frecuentemente esto es causa de daño a la formación cuando se realiza un diseño inapropiado, generando precipitación de productos secundarios y taponamiento de la formación. Además, los fluidos de estimulación llevan aditivos que pueden alterar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones y reaccionar con el aceite del yacimiento para formar lodos asfálticos, desconsolidación de la roca y causar precipitaciones indeseables (orgánicos e inorgánicos).

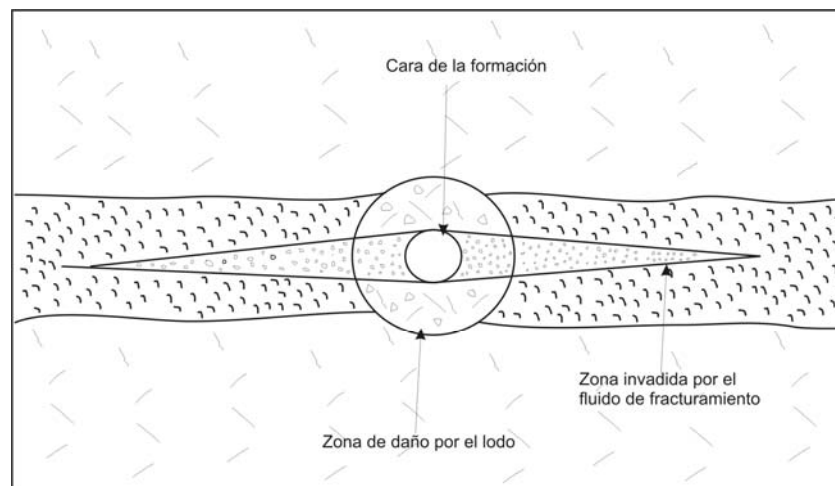
Bajo ciertas condiciones de yacimiento, el HCl puede reaccionar con algunas arcillas generando migración de finos y aumentando el potencial de daño en formaciones susceptibles a este²¹.

2.3.3.4 Fracturamiento. Esta técnica involucra la inyección de un fluido de fracturamiento, en un objetivo de la zona productora bajo altas presiones para

²¹ Bryant, Steven L., Buller, David C. "Formation Damage From Acid Treatments." SPE 17597

reabrir las fracturas naturales existentes y/o crear nuevas fracturas. Las fracturas inducidas por estos procesos, se pueden extender desde la cara del pozo hasta una determinada longitud, esto debido al continuo bombeo del fluido de fracturamiento (ver figura 19). Tales fracturas se deben mantener abiertas con materiales especiales para prevenir el cierre de la fractura cuando el pozo se encuentra produciendo.

Figura 19. Zona invadida por el fluido de fracturamiento.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

Se han desarrollado varios tipos de fluidos para aplicaciones en fracturamiento hidráulico para diferentes condiciones de yacimiento (las cuales varían desde condiciones estándar a baja temperatura, o alta presión). Una vez se ha realizado el fracturamiento, se puede presentar precipitación de parafinas presentes en el crudo a causa de la diferencia de temperatura entre el fluido de inyección y el de formación. Además, el fluido de fracturamiento también puede formar una torta que puede incidir en el daño a la formación^{22 23}.

²² Wang, J.K., Princeton U. "Filter-Cake Formation of Fracturing Fluids." SPE 25207

2.3.4 Workover. El daño a la formación también se puede presentar durante las operaciones de mantenimiento del pozo, a continuación se presentan alguna de estas operaciones.

2.3.4.1 Limpieza. Para remover precipitados como parafinas y asfaltenos normalmente se usan solventes y productos químicos. Estos fluidos se circulan y entran en contacto con la zona productora, alterando las condiciones de mojabilidad de la roca y/o generar daños por incompatibilidad de fluidos.

2.3.4.2 Salmueras. El daño a la formación causado por la invasión de filtrado proveniente de salmueras se debe principalmente a los aditivos utilizados. Entre estos podemos encontrar los inhibidores de corrosión, si son seleccionados inadecuadamente pueden llegar a alterar la mojabilidad de la formación y reducir significativamente la permeabilidad de la formación²⁴.

2.3.5 Recuperación secundaria. En operaciones de recuperación secundaria se pueden presentar alteraciones en la formación a causa de las reacciones entre el fluido inyector (agua, polímeros, químicos, gas) con los fluidos presentes en la formación o con la roca afectando la productividad o inyectividad de los pozos.

El uso de altas tasas de inyección durante procesos de recuperación secundaria con surfactantes y polímeros puede incrementar el arrastre hidrodinámico, conduciendo a la movilización y migración de finos, ocasionando una restricción en el flujo ó una reducción de la permeabilidad. A continuación se presenta los principales problemas presentes durante los procesos de recuperación por inyección de fluidos.

²³ Volk, L.J, Gall, B.L., Raible, C.J., Carroll, H.B., A Method for Evaluation of Formation Damage Due to Fracturing Fluids. SPE 11638

²⁴ Potter, G.F Formation Damage of Brine Corrosion Inhibitors. SPE 12495.

2.3.5.1 Inyección de agua. La mayoría de problemas presentes debido a la inyección de agua son²⁵:

- ✓ Invasión de sólidos suspendidos y posterior taponamiento.
- ✓ Perturbación in-situ de las arcillas.
- ✓ Incompatibilidad del agua inyectada con los fluidos de la formación.
- ✓ Taponamiento por formación de coloides.
- ✓ Alteración de la mojabilidad en la superficie activa de la roca debido a contaminantes presentes.
- ✓ Disminución en la inyectividad debido a sólidos suspendidos. (arcillas, escamas, aceite y bacterias).
- ✓ Taponamiento de los canales de flujo por productos de corrosión.
- ✓ Migración de arcillas y/o finos y posterior taponamiento.

Cuando se tienen sólidos suspendidos en el agua de inyección se presentan dos mecanismos básicos de daño; depositación de partículas y formación de puentes de partículas a través de la garganta del poro²⁶.

2.3.5.2 Inyección de gas. En el mantenimiento de la presión, la formación se puede taponar por lubricantes del compresor, los cuales pueden alterar la mojabilidad.

2.3.5.3 Inyección de Vapor. En operaciones de recuperación térmica, el contacto de vapor con alto pH genera efluentes (condensados) con los minerales de la formación induciendo migración de finos e hinchamiento de arcillas.

²⁵ Mecanismos de daño de formación y acidificación matricial en areniscas parte I (número de inventario del Centro de Estudios de Ingeniería de Petróleos 100 10 50 101 1).

²⁶ C. Roque, G. Chauveteau, M. Renard, G. Thibault, M. Bouteau. "Mechanisms of Formation Damage by Retention of Particles Suspended in Injection Water." SPE 30110

2.3.5.3 Inyección de CO₂. Durante la inyección de CO₂ a alta presión, se favorece la disolución de carbonatos de calcio o magnesio. Sin embargo, el daño en la formación puede ocurrir, si los iones de Ca²⁺ migran a regiones de baja presión del yacimiento donde el CO₂ se libera de la solución para promover la precipitación de CaCO₃.

El daño a la formación en cada operación puede tener diferentes potenciales de daño y en algunos casos puede ser más severo que en otros. Además, predomina un tipo de daño específico, como por ejemplo en la perforación predomina el taponamiento por sólidos suspendidos en el lodo y el hinchamiento de arcillas para formaciones con contenido de arcillas. En la tabla 8, se muestra la escala de severidad de daño a la formación en varias etapas de desarrollo del pozo y explotación del yacimiento.

Tabla 8. Escala de severidad de daño a la formación en varias etapas de desarrollo del pozo y explotación del yacimiento.

TIPO DE PORBLEMA	DESARROLLO DEL POZO				EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO		
	PERFORACION Y CEMENTACION	COMPL ET.	WORKOVER	ESTIMULACION	DST	PRODUCCION PRIMARIA	SUPPLEMENT AL FLUID INJECTION
TAPONAMIENTOS POR SÓLIDOS DE LODO	****	**	***	****	*	-	-
MIGRACION DE FINOS	***	****	***	-	****	***	****
HINCHAMIENTOS DE ARCILLAS	****	**	***	****	-	-	**
BLOQUEO POR EMULSION/AGUA	***	****	**		*	****	****
ALTERACION DE LA MOJABILIDAD	**	***	***	****	-	-	****
PERMEABILIDAD RELATIVA REDUCIDA	***	***	****	***	-	**	-
ESCAMAS ORGANICAS	*	*	***	****	-	****	-
ESCAMAS INORGANICAS	**	***	****	*	-	****	***
TAPONAMIENTO PARTICULAR INYECTADO	-	****	***	***	-	-	****
PRECIPITACION SECUNDARIA DE MINERALES	-	-	-	****	-	-	***
TAPONAMIENTO POR BACTERIAS.	**	**	**	-	-	**	****
ARENAMIENTO.	-	***	*	****	-	***	**

Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

2.4 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

El primer paso hacia una prevención y control satisfactorio del daño a la formación es entender los mecanismos que generan dicho daño. Estos mecanismos comprenden varios procesos en los que están involucradas características de los fluidos invasores, fluidos presentes en la formación, la mineralogía y morfología de la roca. En esta sección, se presenta una breve descripción acerca del grado y tipo de sensibilidad al daño a la formación y clasificación de los mecanismos de daño a la formación. Aunque la probabilidad de daño a la formación en la región cercana a la cara del pozo puede variar en cada operación, se ha reconocido que la mayor causa de daño a la formación es por taponamiento del poro ya sea por acumulación de finos, partículas sólidas, precipitación de orgánicos e inorgánicos.

2.4.1 Grado de daño a la formación. Dependiendo de la sensibilidad del yacimiento se puede presentar un valor determinado de este, la sensibilidad del yacimiento es función de la composición del fluido y a la sensibilidad de los minerales que forman la roca²⁷. A continuación se presentan los factores más importantes que influyen en el daño:

2.4.1.1 Composición mineralógica y química. El tipo de mineral presente en la roca influye en el daño debido a la facilidad de liberación de finos que tienen algunos minerales o la tendencia al hinchamiento de las arcillas. Estos minerales presentes en la formación varían en porcentaje y distribución en la roca (ver tabla 9).

²⁷ Jude O. Amaefule, David G. Kersey. Advances in formation damage assessment and control strategies.

Tabla 9. Mineralogía de la formación.

Mineral		Porcentaje
Cuarzo		50-60 %
K-Feldespatos		0-12%
Magnetita		1-8%
Arcilla		
Smectita	70-88%	
Clorita	4-20%	9-17%
Illita	2-5%	
Kaolinita	1-9%	

Fuente: Curso de depósitos Orgánicos

2.4.1.2 Abundancia y tipo del mineral. La presencia de grandes cantidades de minerales afectan el grado de sensibilidad al daño a la formación. Por ejemplo, si existen grandes cantidades de minerales de arcilla altamente sensibles al agua como la esmectita (o montmorillonita), el daño será mayor en una formación con mayor porcentaje de esta. Si la formación contiene illita o kaolinita tendrá una mayor tendencia a presentar migración de finos, agravándose si la garganta del poro es de gran tamaño.

2.4.1.3 Tamaño del mineral. Los fluidos que entran en contacto con la formación reaccionan con la superficie del mineral. Por lo tanto, los minerales con área superficial grande en relación a su volumen tienen un alto potencial de reaccionar con fluidos incompatibles. Además, también incrementan el potencial de movimiento de granos, debido a que existe un mayor número de partículas sobre la superficie que pueden liberarse. Los minerales presentes en la arcilla tienen generalmente un tamaño menor a 4 micrones, y cuentan con un área superficial

muy grande en relación a su volumen, y consecuentemente se puede incrementar el daño en la formación por liberación de partículas y posterior taponamiento de los canales de flujo. Este parámetro se explica en mas detalle cuando se hable sobre el mecanismo por incompatibilidad roca-fluido (ver sección 2.4.2.2), en donde interactúan los minerales de la formación, con los fluidos.

2.4.1.4 Morfología del mineral. El área superficial en relación a su volumen es función de la forma del grano. Los minerales con formas laminares, esquistosas, aciculares o filiformes (por ejemplo minerales de arcilla) tienen áreas superficiales grandes y consecuentemente pueden incrementar el daño.

2.4.1.5 Distribución relativa de los minerales en el sistema poroso. Los minerales que cubren y llenan el espacio poro son contactados preferencialmente por algunos fluidos introducidos en la formación. Los procesos químicos y físicos que conducen al daño en la formación actúan directamente sobre los minerales en el sistema poroso. Los minerales autigénicos generalmente llenan líneas o puentes del sistema poroso y la presencia de minerales autigénicos incrementan el potencial del yacimiento a presentar daño a la formación. Las arcillas autigénicas, presentes en la garganta del poro llenando o cubriendo la superficie presentan alta área superficial en el poro para reaccionar con los fluidos presentes.

2.4.2 Clasificación de los mecanismos de daño a la formación. Según Bennion²⁸ los mecanismos de daño a la formación se clasifican en cuatro grandes categorías de acuerdo al tipo de procesos que ocurren en el medio poroso (ver figura 20):

²⁸ Bennion, D.B., Thomas, D.W ., Bietz. "Mechanisms of Formation Damage and Permeability Impairment Associated With the Drilling, Completion and Production of Low API Gravity Oil Reservoirs". SPE 30320

- MECANISMOS QUÍMICOS.
- MECANISMOS MECÁNICOS.
- MECANISMOS BIOLÓGICOS.
- MECANISMOS TÉRMICOS.

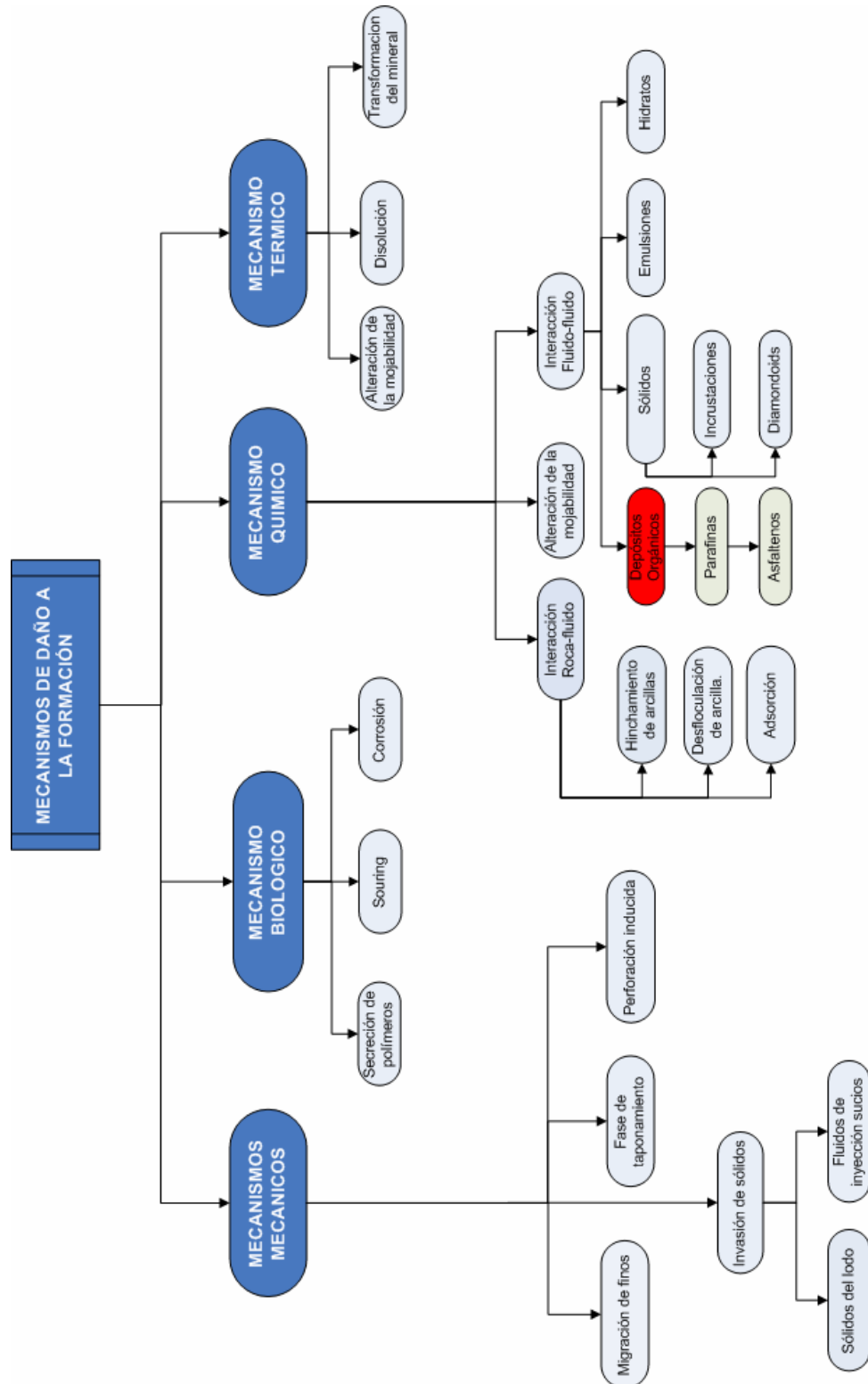
Otros autores como **Faruk Civan**, presentan una descripción de los mecanismos más comunes en operaciones de campo. A continuación se presentan aquellos por incompatibilidad fluido - fluido, incompatibilidad roca - fluido, migración de finos, invasión de sólidos, alteración de la mojabilidad y bloqueo por agua.

2.4.2.1 Incompatibilidad Fluido – Fluido. Cuando se requiere inyectar fluidos en la formación como alternativa en el mejoramiento de la productividad de un pozo (fluidos de fracturamiento, ácidos, agua, vapor, polímeros, aditivos, inhibidores, etc.), o cuando existe una invasión en la formación de fluidos no deseados (como el filtrado del lodo ó cemento) se pueden presentar reacciones químicas entre estos fluidos y los fluidos de la formación, generando emulsiones, formación de precipitados orgánicos e inorgánicos, debido a la incompatibilidad por su naturaleza y a cambios termodinámicos en la formación. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de ellos, haciendo énfasis en la precipitación de orgánicos especialmente en las parafinas.

Emulsiones. La formación de emulsiones se ve influenciada principalmente con lodos de perforación con altas concentraciones de emulsificantes, los cuales generan altos esfuerzos de corte a medida que el fluido entra a la formación

Los filtrados de alto pH como el proveniente del lodo de perforación o las lechadas de cemento; o filtrados de bajo pH como el proveniente de los fluidos del tratamiento de acidificación, pueden emulsificar algunos crudos en la formación.

Figura 20. Mecanismos de daño a la formación.



Fuente: Reservoir formation Damage, Faruk Civan

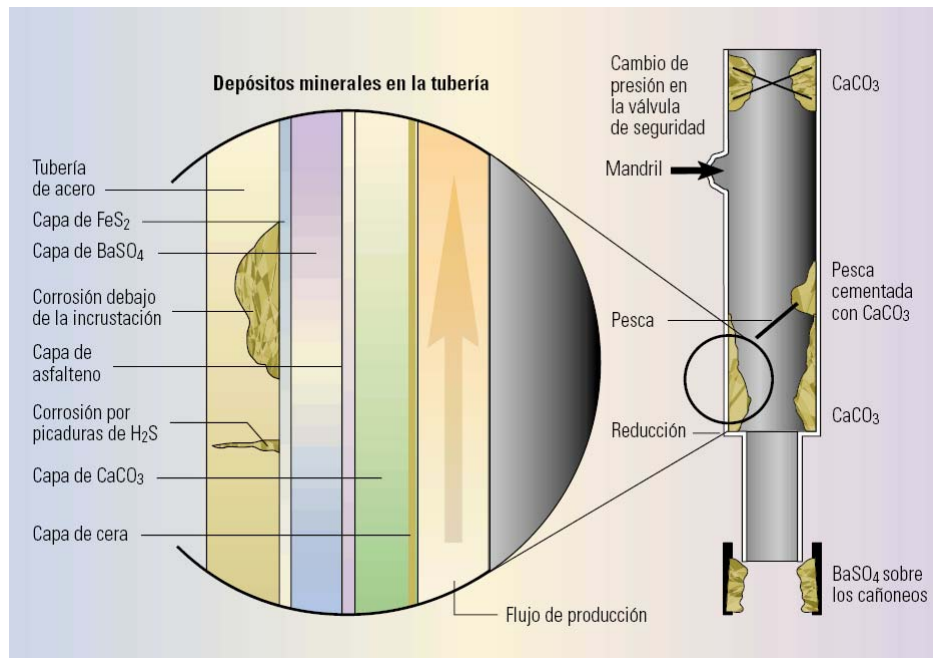
De la misma manera, los filtrados de los lodos de perforación base aceite o fluidos de estimulación del mismo tipo, pueden formar emulsiones al entrar en contacto con el agua de la formación. Las emulsiones son estabilizadas por agentes tensoactivos (surfactantes) que se utilizan en los tratamientos o que pueden ser formados por la interacción del fluido con la roca. El bloqueo por emulsión generalmente reduce la movilidad de los fluidos del yacimiento y la permeabilidad efectiva a los hidrocarburos presentes. Dependiendo de los efectos que ocurren en la interfase entre los fluidos, algunas emulsiones se vuelven bastante estables, disminuyendo considerablemente la productividad; en casos extremos, las emulsiones pueden de hecho taponar completamente un pozo.

Precipitación de Inorgánicos. La precipitación de inorgánicos es un mecanismo de daño predominante en pozos de producción e inyección. Las escamas son depositadas por reacción del agua de formación cuando hay una perturbación en el equilibrio termodinámico y químico, el cual resulta en un agua de formación saturada respecto a los minerales solubles en la solución.

El grado de sobresaturación puede aumentar el resultado en la formación de escamas por cambios en la composición del fluido a través de mezclas y por cambios en la presión y la temperatura. Los problemas de formación de escamas durante el desarrollo del pozo (perforación, completamiento, workover) y la inyección de fluidos suplementarios son principalmente debido a la mezcla de dos fluidos incompatibles, considerando que la producción de escamas es controlada por la presión y la temperatura.

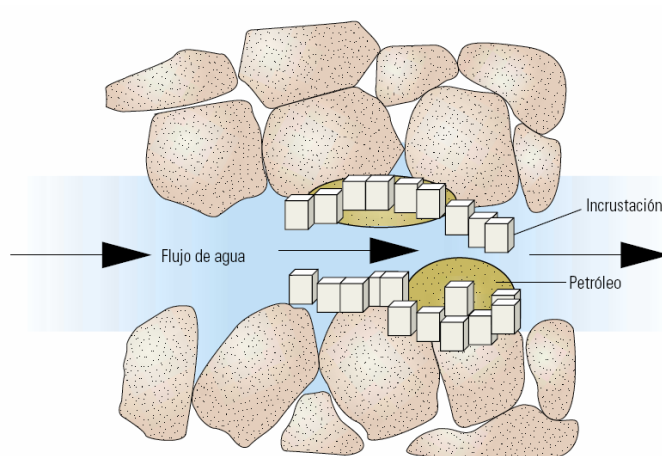
Las incrustaciones son precipitados minerales, que pueden precipitar tanto durante la perforación, como durante la producción en la tubería de producción (ver figura 21) e inclusive en el interior de la formación (ver figura 22)

Figura 21. Formación de incrustaciones en el *tubing*.



Fuente : Oil Field Review

Figura 22. Representación de las incrustaciones en el medio poroso.



Fuente: Oil Field Review

Mike Crabtree y otros presentan un artículo donde se trata el origen de las incrustaciones, su formación, identificación, escenarios más comunes y eliminación de incrustaciones mediante diversos métodos mecánicos²⁹.

Normalmente esta precipitación es mucho mayor durante la producción, puesto que se ve agravada por las bajas temperaturas y presiones en las inmediaciones del pozo. Los tipos más comunes son:

-Carbonatos (CO_3Ca ; FeCO_3), en particular el CO_3Ca son las escamas más comúnmente encontrado en yacimientos ricos en calcio, carbonatos y bicarbonatos, como calizas y dolomitas. En estos casos se opta por acidificar con HCl o HF y disolver dichos carbonatos.

-Sulfatos ($\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$; CaSO_4 ; BaSO_4 ; SrSO_4), son mucho más difíciles de remover, pero tienen la ventaja de ser más predecibles. Se soluciona mediante un producto llamado EDTA (sales de tetrasodio), haciendo variaciones con el tiempo y la temperatura. A mayor tiempo de contacto y mayores temperaturas se obtienen mejores resultados.

- Sales de sodio, se disuelven haciendo circular grandes cantidades de agua, con una baja concentración de HCl de ser necesario.

- Sales de hierro (FeS ; Fe_2O_3), se usa una combinación de HCl o HF con EDTA.

- Sales de sílice, se cristalizan, pero pueden ser removidas con HF.

- Sales básicas ($\text{Mg}[\text{OH}]_2$; $\text{Ca}[\text{OH}]_2$), se remueven con HCl.

Precipitación de orgánicos. Los precipitados orgánicos que se pueden presentar son parafinas y asfaltenos los cuales se han presentado en detalle en el capítulo 1.

²⁹ M. Crabtree, D. Eslinger, P. Fletcher, A. Jonson, G. King “La lucha contra las incrustaciones –Remoción y prevención.” Oil field Review

Depósitos mixtos. Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos. Cuando los depósitos migran, asociados con un incremento en la producción de agua, actúan como un núcleo de depositación de compuestos orgánicos.

El único remedio para este problema es la utilización de un solvente dual, que contenga un agente de dispersión orgánico (polímero aromático) y un agente de dispersión inorgánico (ácido).

2.4.2.2 Incompatibilidad Roca–Fluido. Ocurren generalmente debido a la reacción de algunos minerales presentes en el yacimiento con el fluido invasor. La composición química de los fluidos presentes en el momento de la formación del mineral afecta la estructura cristalina, estabilidad química, abundancia, distribución y tamaño de los minerales. Esto se ha venido tratando, mediante la utilización de estabilizadores de arcilla para controlar o minimizar el daño a la formación³⁰. Para un mejor entendimiento del potencial de daño por hinchamiento de arcillas se presenta a continuación algunas propiedades de las arcillas.

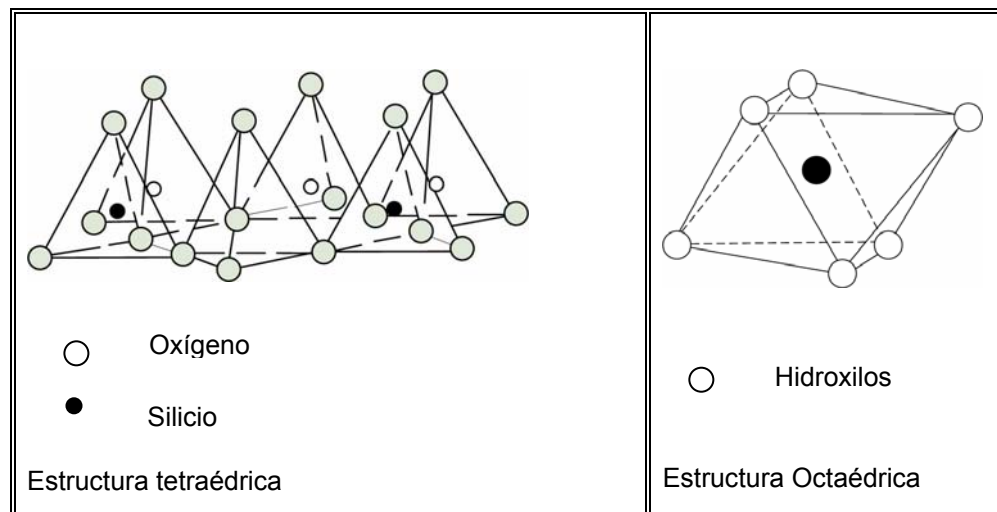
➤ **Propiedades de los Minerales de Arcilla.** El mecanismo específico que conlleva al hinchamiento de las arcillas y a la movilización de finos depende de varias variables que afecta la naturaleza de las interacciones roca fluido. Numerosos estudios incluyendo el del Leone y Scout muestran que la temperatura, la tasa de inyección, la composición y el pH del fluido de inyección, y la mineralogía de la roca están entre las variables más importantes. Las arcillas están compuestas básicamente por los elementos oxígeno, silicio, aluminio, hierro, magnesio y potasio. Dependiendo de la ubicación de las arcillas en el espacio poroso, pueden tener mayor o menor grado de sensibilidad a las reacciones químicas. La estructura de cada mineral consta de un arreglo geométrico de

³⁰ Z.J. Zhou, W.D. Gunter, R.G. Jonasson. "Controlling Formation Damage using Clay Stabilizers: A review." The petroleum Society of CIM. Paper 97-71.

cationes rodeados por aniones (tetraedros y/o octaedros), que depende de su estabilidad eléctrica y el tamaño relativo de los aniones y cationes. En la figura 23 se presenta un esquema del arreglo geométrico tetraédrico y octaédrico de los cristales que dan forma a la estructura de la arcilla, según su combinación dan origen a las diferentes clases de arcillas las cuales presentan diferentes propiedades.

Cuando se tiene una estructura por la combinación de una capa tetraédrica y una octaédrica se denominan minerales de capa 1:1 como por ejemplo la caolinita. Si se combinan dos capas tetraédricas y una octaédrica se denominan minerales de capa 2:1. En estas, existe un mayor espaciamiento y por lo tanto el efecto será mucho mayor al contacto con agua.

Figura 23. Arreglo geométrico de la estructura de las arcillas.

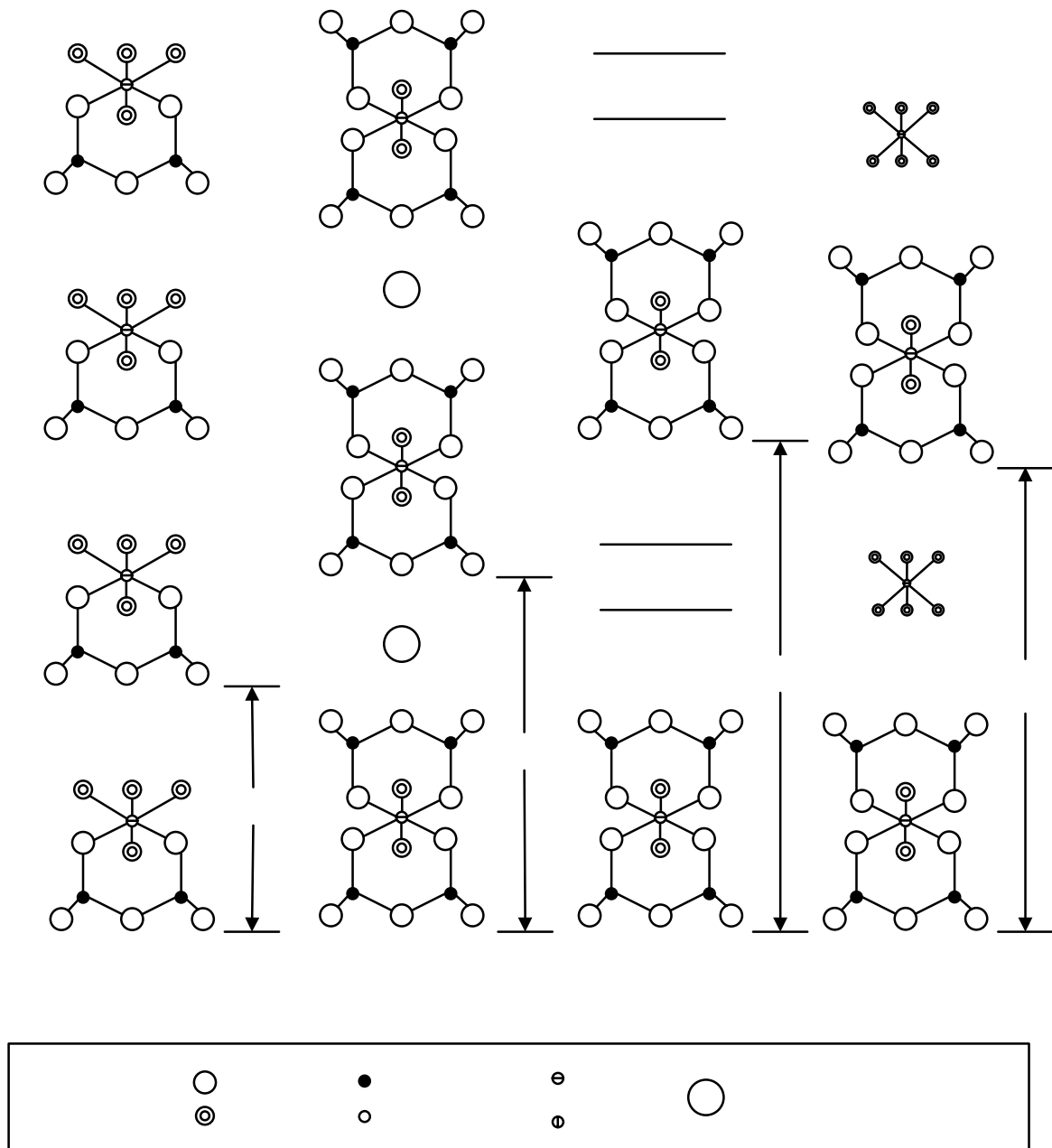


Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

Los diferentes tipos de arcillas se forman por la combinación de estos tipos de estructuras, que hacen que tengan características particulares. En la figura 24 se observa una representación esquemática de la sucesión de estas estructuras en algunos minerales de arcilla.

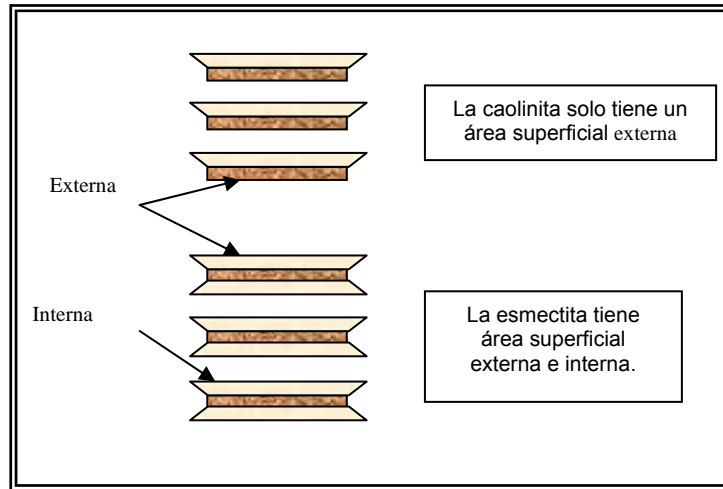
❖ **Area Superficial.** De acuerdo a la combinación de estas estructuras, algunos minerales de arcilla presentan espacios internos expuestos a interacciones químicas (ver figura 25). En la tabla 10 se presentan algunos valores de área superficial interna y externa para algunos minerales.

Figura 24. Configuración esquemática de la estructura de algunas arcillas.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

Figura 25. Diferencia entre área superficial interna y externa de la caolinita y la esmectita.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

Tabla 10. Área superficial por gramo para algunos minerales de arcilla.

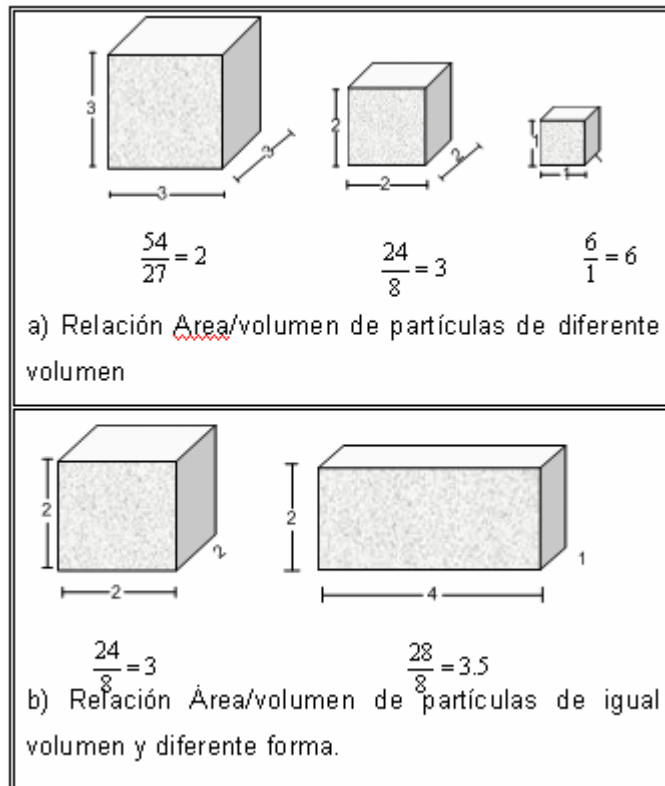
Área superficial (m ² /g)			
Arcilla	Interna	Externa	Total
Esmectita	750	50	800
Vermiculita	750	<1	750
Clorita	0	15	15
Caolinita	0	15	15
Illita	5	25	30
Cuarzo	0	3	3

Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

Estos valores son altos debido al tamaño y forma del mineral. La relación área/volumen de los minerales es variable como se puede observar en la figura 26. En esta se puede observar que la relación área/volumen para partículas ideales de diferente volumen pero igual forma se incrementa a medida que las

partículas son más pequeñas. En la figura 26 b, para una configuración de igual volumen pero diferente forma, esta relación aumenta a medida que la partícula o el mineral tienden a formar láminas.

Figura 26. Relación área/volumen de partículas.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

❖ **Cargas Eléctricas.** Los minerales de arcilla presentan dos tipos de cargas eléctricas; estructurales y superficiales. Las cargas estructurales son permanentes y están relacionadas a la deficiencia de carga eléctrica con estructuras tetraédricas y octaédricas individuales. Las cargas en la superficie son transitorias y dependen del pH.

❖ **Punto de Carga Cero (ZPC).** El punto de carga cero (ZPC) define el pH en el cual la carga neta total es cero. Cada mineral tiene este ZPC basado en el valor total de la carga estructural y de superficie (tabla 11). Si un mineral está en una solución por debajo de este valor, los iones H^+ se unirán a esta superficie para dar una carga superficial positiva y por consiguiente promover el intercambio iónico.

Tabla 11. Punto cero de carga.

Mineral	PH
Hematita	6.5
Cuarzo	2.0
Feldespato	2.0-2.4
Caolinita	3.5-4.6
Montmorillonita	< 2.5
Albita	2.0

Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

Dependiendo del tipo y contenido de arcillas y tipo de cemento presente en la matriz se presentan mecanismos predominantes para cada caso (ver tabla 12).

Cada tipo de arcilla presenta cierta sensibilidad al daño a la formación cuando entran en contacto con el agua, HCL, HF, tendencia a la formación de incrustaciones, a la migración de finos y producción de arena como se resume en la tabla 13.

Tabla 12. Potencial de daño de las arcillas.

Tipo/Distribución de los minerales de arcilla	Cemento de Silicato y/o carbonato		Cemento de arcilla	
	Contenido de arcilla		Contenido de arcilla	
	< 10%	>10%	<10%	>10%
	Mecanismo de daño a la formación			
Detritico/laminar	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF)	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Producción de arena	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos. Producción de arena.
Detritico/Bloturbetd	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos.	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos.	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos. Producción de arena.	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos. Producción de arena.
Autigénico/ capa del grano (grain coating)	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF)	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF)	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Producción de arena.	Agua fresca Acido (HCL) Acido (HF) Producción de arena.
Autigénico/relleno del poro	Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos	Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos	Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos Producción de arena.	Acido (HCL) Acido (HF) Migración de finos. Producción de arena.

Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

2.4.2.3 Invasión de sólidos. El daño producido por invasión de sólidos dependerá de la porosidad, tamaño las partículas y presión en el pozo. En la mayoría de los casos la profundidad de invasión para este tipo de daño está limitada a unas pocas pulgadas. La invasión de sólidos puede ser producto de fluidos de perforación, completamiento, fracturamiento, cañoneo o inyección agua sin tratamiento.

2.4.2.4 Migración de finos. Cuando se tienen excesivas tasas de flujo y presiones se puede presentar desprendimiento de partículas en la superficie del poro. Algunos tipos de arcillas presentan poco hinchamiento en presencia de agua; sin embargo, cambios de salinidad o movimientos de agua de formación puede inducir

a la migración de arcillas adheridas débilmente y otros minerales de las paredes del poro³¹.

Tabla 13. Sensibilidad mineralógica al potencial del daño a la formación.

Agua	Clorita/Esmectita Ilita	Illita/Esmectita Esmectita (Montmorillonita)
HCL	Clorita (Rica en hierro) Clorita/Esmectita Dolomita (Rica en hierro)	Glaucomita Hematina Pirita Siderita
HF	Calcita Dolomita	Minerales de Silicato
Incrustaciones	Anidrita Barita Calcita Gypsum	Halita Hematina Magnetita Siderita
Migración de finos	Ilita Caolinita	Minerales de Silicato
Producción de arena	Minerales que forman la roca	

Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

2.4.2.5 Fase de taponamiento / bloqueo por agua. El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua S_w en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo. El bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas intraporales, como la illita. Estas arcillas, debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño de los poros y la porosidad del sistema incrementando la retención de agua en las

³¹ Gabriel, G.A, “ An Experimental Investigation of Fines Migration in Porous Media” SPE 12168

paredes porales. El bloqueo por agua generalmente es tratado con agentes tensoactivos.

2.4.2.6 Adsorción química / alteración de la mojabilidad. La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto ocurre cuando se presenta incompatibilidad de los surfactantes o en la depositación de asfaltenos los cuales cambian la mojabilidad de la roca mojada por agua a mojada por aceite.

2.4.2.7 Actividad biológica. Existen diferentes tipos de microorganismos entre los cuales se encuentran bacterias (1800 especies identificadas), hongos (levaduras), algas, protozoos. Diferentes tipos de bacterias pueden crecer en ambientes de 12 °F hasta 250 °F, ph entre 1 -11 , salinidades por encima del 30 % y presiones de hasta 25000 psi. Las bacterias que más problemas generan en campos petroleros son las bacterias de reducción de sulfato (SRBs) y otros tipos de bacterias anaeróbicas que atacan el polímero de fluidos de fracturamiento y fluidos de recuperación secundaria. Estas bacterias reducen el sulfato o sulfito en el agua generando H₂S como subproducto, incrementando la corrosividad del agua.

En la tabla 14 se presenta un resumen sobre el origen, mecanismo y tipo de daño a la formación.

Otros autores han hecho otra clasificación de los mecanismos de daño a la formación teniendo en cuenta la variación de algunos parámetros que afectan la tasa de producción.

$$q = \frac{Ak}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (5)$$

Tabla 14. Origen, mecanismos y tipos de daño a la formación.

ORIGEN	MECANISMO	TIPOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN
<p>INVASION DE SOLIDOS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipos de sólidos <ol style="list-style-type: none"> 1. Sólidos de perforación (arena, arcillas y coloides). 2. Materiales pesantes (barita, bentonita). 3. Materiales para el control pérdidas de circulación. 4. Aditivos para el control de pérdidas de fluidos. 5. Sólidos precipitados. 6. Organismos(bacterias) 7. Sólidos suspendidos (arcillas, aceite). 8. Restos de perforación. 9. Para fracturamiento. • Origen de sólidos <ol style="list-style-type: none"> 1. Lodos de perforación. 2. Fluidos de completamiento. 3. Fluidos de workover. 4. Fluidos de estimulación. 5. Fluidos de inyección (agua, vapor, químicos). 	<p>Físico</p>	<p>Taponamiento de las vías efectivas de flujo</p>
<p>INVASION DE FLUIDOS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipos de fluidos <ol style="list-style-type: none"> 1. Agua. 2. Químicos. 3. Petróleo. • Origen del fluido <ol style="list-style-type: none"> 1. Filtrado de lodo. 2. Filtrado de cesto y espaciadores. 3. Fluidos de completamiento y workover. 4. Fluidos de estimulación. 5. Aditivos químicos. 6. Fluidos suplementarios inyectados. 	<p>Químico. Físico. Biológico.</p>	<p>Alteración de la distribución de los fluidos de saturación. Cambios en la presión capilar. Desestabilización de minerales residentes -Hinchamiento de arcillas -Migración de finos -Alteración de Mica. Alteración de la mojabilidad. Reducción de la permeabilidad relativa de hidrocarburos. Bloqueo de poros por emulsión. Escamas inorgánicas. Escamas Orgánicas. Transformación de minerales. Movimiento de arena.</p>
<p>CAMBIOS TERMODINAMICOS Y TENSION</p> <ul style="list-style-type: none"> • Origen <ol style="list-style-type: none"> 1. Producción (caída de presión). 2. Fluidos de perforación, completamiento y workover. 3. Fluidos de estimulación (acidificación y fracturamiento). 4. Fluidos suplementarios inyectados. (agua, térmica y gas). 	<p>Químico. Físico</p>	<p>Escamas inorgánicas (inducidas/naturales). Escamas orgánicas (inducidas/naturales). Intercambio iónico con desestabilización resultantes de minerales presentes. Disminución de la permeabilidad con la caída de presión. Precipitación secundaria de minerales.</p>
<p>CONDICIONES DE OPERACIÓN</p> <ul style="list-style-type: none"> • Parámetro. <ol style="list-style-type: none"> 1. Presión en la cara del pozo (sobre - bajobalance). 2. Tiempo de operación. 3. Tasas de producción. 4. Tasas de inyección. • Origen <ol style="list-style-type: none"> 1. Perforación. 2. Completamiento (cañoneo) 3. Estimulación (acidificación/fracturamiento). 4. DST. 5. Producción. 6. Fluidos suplementarios inyectados. 	<p>Químico. Físico.</p>	<p>Erosión de la cara del pozo. Desestabilización de minerales presentes (movimiento de arcillas y finos) Invasión de sólidos y fluidos. Debilitamiento de la integridad de la roca.</p>
<p>TIPOS DE MATERIALES</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tipos de sal 2. Aditivos (surfactantes, corrosión, inhibidores, etc.) 3. Viscosificantes. 4. Acidos (HCl, HF) 5. Control de alcalinidad. 	<p>Químico. Físico.</p>	<p>Precipitación de sales. Desestabilización de minerales presentes Alteración de la mojabilidad. Escamas inorgánicas. Formación de emulsiones.</p>

Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies.

- Reducción en la permeabilidad absoluta debido a taponamiento de los poros interconectados o de las fracturas.
- Aumento de la viscosidad debido a la formación de emulsiones o a la formación de partículas orgánicas.
- Reducción de la permeabilidad relativa al crudo debido a cambios en la saturación o a la mojabilidad.

2.5 METODOS DE RECONOCIMIENTO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Cuando un pozo está produciendo por debajo del índice de productividad y/o experimenta una tasa de declinación más alta de la esperada, se puede sospechar de la existencia de daño a la formación que puede ser causado por cualquiera de los mecanismos mencionados. Sin embargo, otros factores mecánicos operacionales tales como densidad de perforaciones limitada, tamaño del hueco, penetración parcial, mala cementación y tensión compresiva también pueden afectar la productividad del pozo.

Para un reconocimiento apropiado del problema en cualquier etapa de desarrollo del pozo y explotación del yacimiento existen varios métodos que permiten una identificación cualitativa del daño ó en otros casos se puede calcular el *skin*.

A continuación se presentan algunas de los análisis y técnicas que usadas en conjunto pueden ayudar en el reconocimiento del daño a la formación:

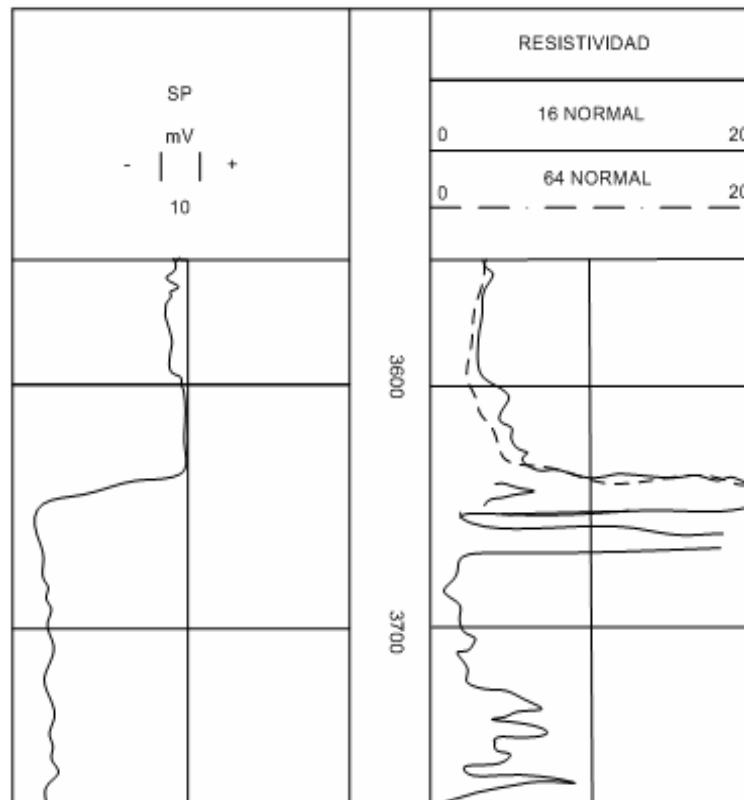
- Registros de resistividad.
- Revisión histórica del pozo.
- Revisión histórica de producción.
- Comparación del rendimiento de producción de Pozos
- Análisis de Pruebas de presión: DST, PBU PDD
- Análisis de sistema Nodal.

- Perfil de la eficiencia de la producción.
- Registro de Producción.
- Métodos de análisis de núcleos en laboratorio.

2.5.1 Registros eléctricos. El grado y profundidad de la invasión del filtrado durante la perforación se puede estimar con dispositivos de resistividad o dispositivos de conductividad tales como registros de inducción dual, o combinación de estos (Inducción-laterolog). Estos dispositivos proporcionan indicios semi-cuantitativos de un posible daño durante la producción.

Las siguientes figuras muestran un perfil de resistividad típico, la zona de transición y la zona no invadida para agua y aceite. En las figuras 27 a y b, la resistividad de las zonas invadidas por el filtrado del lodo, R_{xo} es mayor que la resistividad de la zona no invadida, R_e .

Figura 27. Registros de resistividad para una formación invasión de filtrado de lodo.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

2.5.2 Revisión histórica del pozo. Si el problema es identificado usando DST y registros, más allá de la investigación todavía es necesario identificar con precisión que aspectos de los programas de perforación o completamiento son responsable de la pobre respuesta de la formación. Los reportes de perforación, cementación, completamiento, lodos, workover y programas de estimulación se deben revisar diariamente para verificar que no se ha realizado algún tipo de daño a la formación. Además, los datos de pérdida de fluidos, pH y ROP se deben graficar en función de la profundidad para ayudar a identificar cualquier zona donde haya ocurrido pérdida de filtrado con alto pH en donde pueda haber ocurrido algún tipo de daño. Mediante un análisis individual del pozo se puede establecer si el pozo esta produciendo a su potencial o nó. El potencial de

producción de un pozo ideal en campo, se evalúa mientras se reconoce que el potencial dependerá de los siguientes factores:

- Tipo de mecanismo de producción (mantenimiento de presión; capa de gas, acuífero, gas en solución, drenaje gravitacional)
- Estado de la depleción.
- Propiedades de la roca y el fluido (Kh , ϕh , μ , K_{rel} , PVT, etc.)

El índice de productividad (IP) generalmente se calcula de acuerdo a la ley de Darcy para flujo incompresible en estado continuo mediante la siguiente expresión:

$$q_o = \frac{7,08K_o h(Pe - Pw)}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (6)$$

Donde:

Pe = presión del yacimiento

$$IP = \frac{\text{tasa } B/D}{\Delta P \text{ psi}} = \frac{q_o}{(Pe - Pw)} \quad (7)$$

Desconocido el límite del yacimiento

$$IP = \left[\frac{7,08K_o h}{\mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \quad (8)$$

Conocido el límite del yacimiento

$$IP = \left[\frac{7,08K_o h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}} \right] \quad (9)$$

Donde

K_o , es la permeabilidad efectiva del aceite (Darcy).

h , Espesor de la formación ft.

μ_o viscosidad del aceite cp.

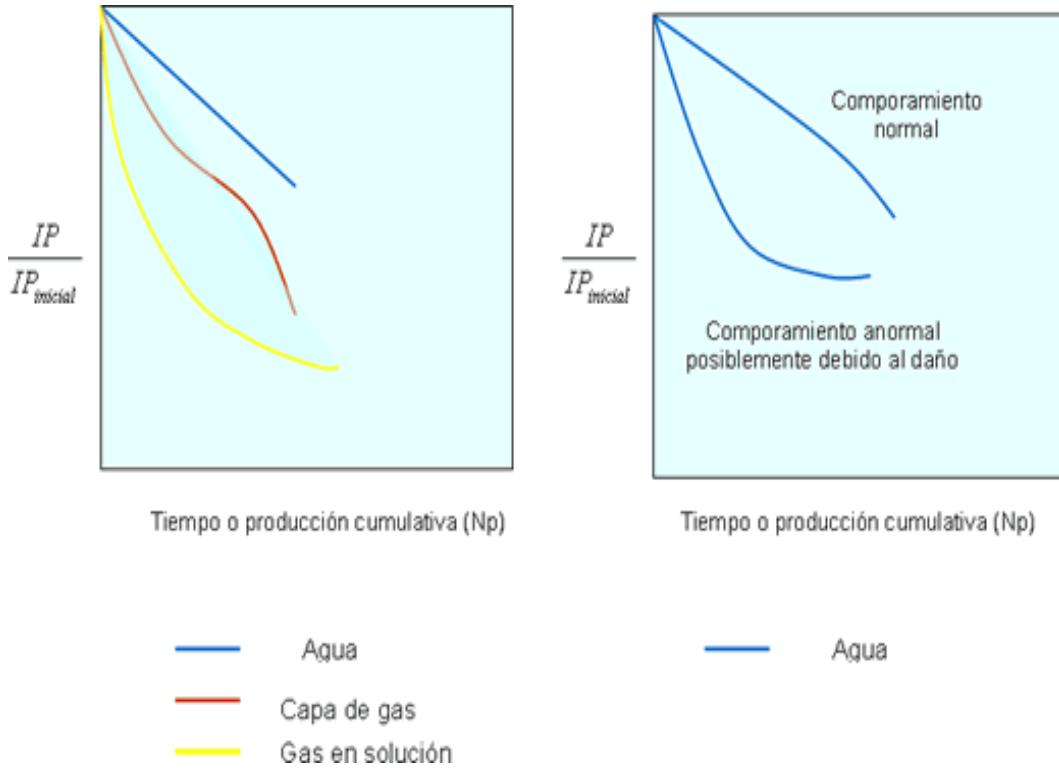
r_e radio de drenaje ft.

r_w radio del pozo ft.

En la figura 28 se puede observar el comportamiento típico de la relación IP / IP inicial contra el crudo producido para tres mecanismos diferentes de producción.

2.5.3 Revisión de la Historia de Producción. El comportamiento de la producción de un pozo a cambios con el tiempo y el análisis de las gráficas de potencial histórico para cualquier pozo, pueden ser realmente útiles para la detección de un posible daño a la formación. Por ejemplo, la declinación temprana de la producción luego de abrir el pozo, o la rápida declinación luego de una estimulación es un indicio típico de daño a la formación. Un cambio brusco en la tasa de producción para un comportamiento de la curva de depleción estimada, puede estar asociada algunas veces a la precipitación y depositación de depósitos orgánicos, inorgánicos y finos alrededor de la cara de la formación, o por problemas mecánicos.

Figura 28. Comportamiento típico del IPR.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

El análisis del comportamiento de las curvas de producción es una herramienta muy útil para la detección del daño a la formación. La tasa de declinación se define como el cambio fraccional con el tiempo. La ecuación que representa la tasa de declinación es³²:

$$D = -\frac{\Delta q / q}{\Delta t} \tag{10}$$

Donde:

³² Blanco Ariel, Velásquez Juan, Análisis avanzado de curvas de declinación. Tesis de Gradop Universidad Industrial de Santander. 1993

D: Tasa de declinación [t^{-1}].

Δq : Cambio en la tasa de producción en un intervalo de tiempo t [L^3/t].

q : Tasa de producción instantánea [t]

Pasando a en términos diferenciales e integrando se tiene:

$$D = -\frac{\Delta \ln(q)}{\Delta t} \quad (11)$$

En una gráfica semilog la ecuación toma la forma:

$$D = -2.3 \frac{\Delta \log(q)}{\Delta t} \quad (12)$$

El comportamiento de la tasa de producción (q) con el tiempo se puede expresar en términos de un exponente de declinación b , y la tasa de declinación inicial D_i .

Dependiendo del valor de b determina el tipo de declinación:

$b=0$, declinación tipo exponencial.

$b=1$, declinación de tipo armónico.

$0 < b < 1$, declinación hiperbólica.

Homer N. Mead, encontró en un trabajo experimental el rango de valores que presenta el exponente de declinación para los diferentes mecanismos de empuje.

En la tabla 15 se presentan las ecuaciones básicas para los tres tipos de declinación.

Para el análisis de la caída de la producción se pueden emplear cualquiera de las siguientes técnicas:

- Tasa de producción contra tiempo.
- Logaritmo de la tasa de producción contra el tiempo.
- Tasa de producción contra producción acumulativa.
- Logaritmo de la tasa de producción contra producción acumulativa

La figura 29 muestra una gráfica típica de logaritmo de la tasa contra el tiempo, presentando una declinación en la producción normal y otra anormal, debido al daño a la formación.

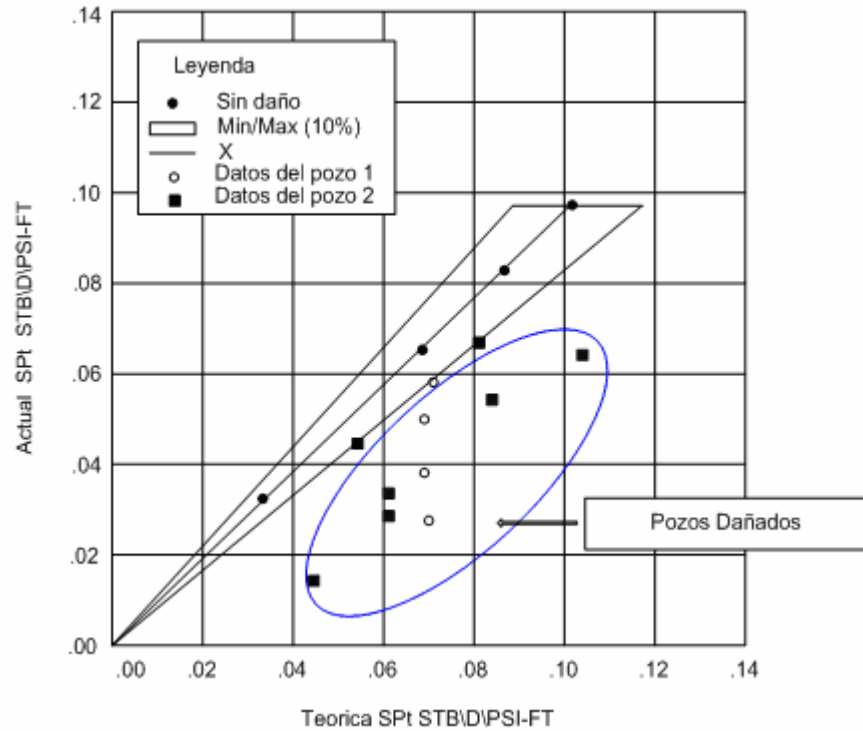
Tabla 15. Ecuaciones básicas de los tipos de declinación.

TIPO DE DECLINACION	EXPONENCIAL	HIPERBOLICA	ARMONICA
CARACTERISTICA	Declinación constante B=0	La declinación es proporcional a una potencia b de la tasa de producción. 0<b<1	Declinación proporcional a la tasa b=1
RELACION TASA-TIEMPO	$q = q_i e^{-D_i t}$	$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)^{-1}}$
RELACION TASA-PRODUCCION ACUMULADA	$N_p = \frac{(q_i - q)}{D_i}$	$N_p = \left(\frac{q_i^b}{(1-b)D_i} \right) (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)})$	$N_p = \frac{q_i}{D_i \times \ln\left(\frac{q_i}{q}\right)}$

Mecanismos	Rango de b
Gas en solución	0.50 - 0.85
Capa de Gas	0.20 - 0.85
Drenaje gravitacional	0.00 - 0.40
Mantenimiento de presión por gas	0.20 - 0.50
Empuje hidráulico	0.00 - 0.20

Fuente: Blanco Ariel, Velásquez Juan, Análisis avanzado de curvas de declinación.1993

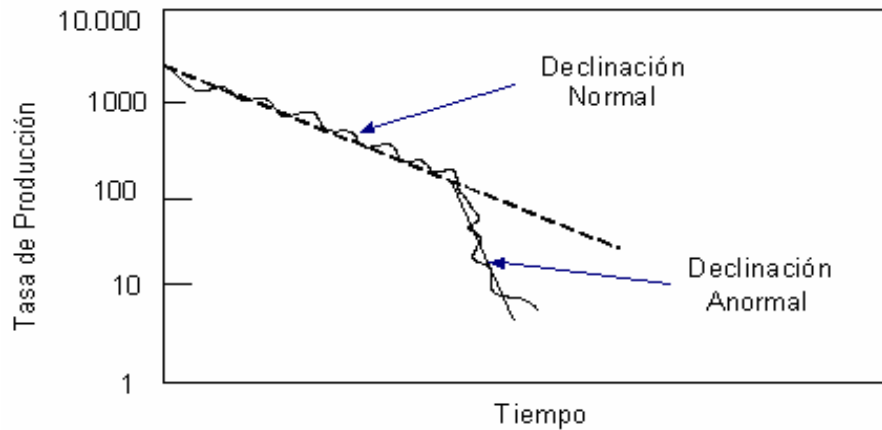
Figura 29. Índice de productividad actual contra teórico.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

En la figura 30 se muestra un pozo con un indicativo en el comportamiento de la producción de problemas mecánicos y de daño a la formación.

Figura 30. Gráfica de la tasa de la producción con respecto al tiempo.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

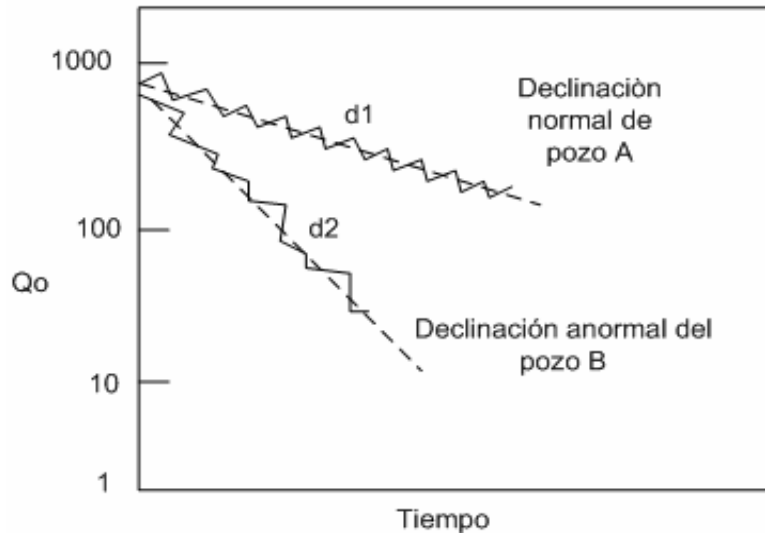
2.5.4 Comparación del comportamiento de pozos. Cuando un pozo presenta una declinación anormal en la producción comparado con otros pozos productores de la misma formación y de características similares, se puede sospechar hay daño a la formación en dicho pozo. El análisis de las gráficas semi log de la tasa de producción contra el tiempo para un pozo candidato y un pozo vecino se puede usar para comparar su tasa de declinación de producción relativa. Si los pozos candidatos muestran una alta tasa de declinación, entonces es más probable la existencia de daño a la formación.

La comparación del comportamiento de la producción entre dos pozos A y B que se encuentran en la misma formación se puede lograr computando su índice de productividad actual y teórico mediante la siguiente expresión:

$$SPI = \frac{PI}{h} = \frac{q_o}{\Delta Ph} = \frac{7,08K_o}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (13)$$

La figura 31 ilustra el uso de SPI para evaluación comparativa de la producción en dos pozos de características similares.

Figura 31. Comparación de un pozo con declinación normal con otro que presenta declinación anormal de la misma formación.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

Como se muestra en la figura, $d2 > d1$ por lo tanto el pozo B presenta daño.

2.5.5 Análisis de Pruebas de Presión. El análisis de las pruebas de presión es quizás la técnica de campo más efectiva para la detección del daño a la formación ya sea al inicio de la perforación (DST) o en cualquier etapa de producción del pozo con pruebas de ascenso y caída de presión que se pueden usar para establecer la existencia de daño a la formación particularmente en pozos con alto índice de productividad. La estimación del daño se puede hacer mediante el análisis de datos propuesto por Horner, o mediante análisis de curvas propuestas por Gringarten y Bourdet. según el método propuesto por Horner,

2.4.5.1 Drill Stem Test. Es una prueba de presión corta que se efectúa durante la perforación utilizando una herramienta colocada en la sarta de perforación. La herramienta aísla la formación de la columna de lodo en el anular y permite que los fluidos de la formación fluyan a la sarta de perforación mientras se registra

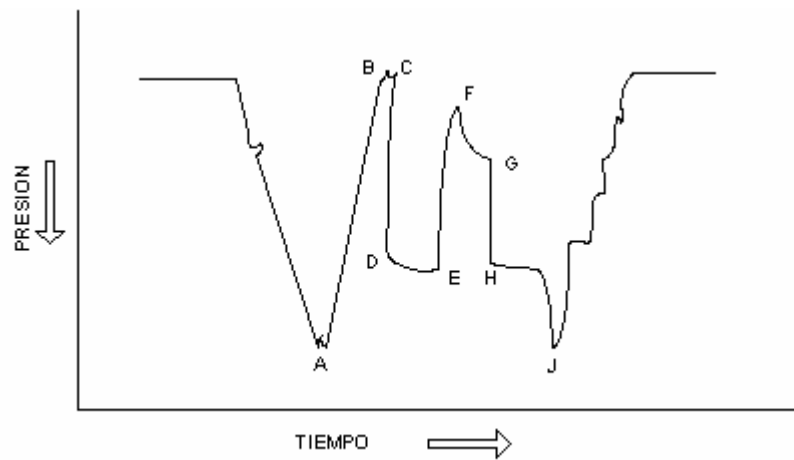
continuamente la presión. Se puede obtener diferente tipo de información dependiendo de los dispositivos integrados en la herramienta, tales como presión inicial del yacimiento, tipo de fluidos producidos, capacidad de producción de la formación, depleción, presencia de daño a la formación, presencia de barreras o múltiples zonas y recolección de fluidos.

La forma general de la gráfica de un DST es función de la presión registrada durante el flujo o un cierre del pozo. Si el análisis geoquímico de los rípidos de perforación, establece la presencia de hidrocarburos, pero el DST muestra que el intervalo probado no es productivo, existe la posibilidad de daño a la formación. El análisis de las curvas de presión contra el tiempo generado durante la prueba se puede usar semi cuantitativamente para determinar la severidad del daño calculando el *skin*. Es necesario la revisión de la historia operacional para establecer cuales aspectos de la perforación pudieron generar daño. En la figura 32 se muestra una prueba DST típica donde se presenta una zona de alta permeabilidad dañada. Las siguientes son características del daño en una carta de un DST:

- Radio de curvatura corto a través de CDE
- Una pendiente casi horizontal a lo largo de DE.
- Un ascenso pronunciado después de un periodo de cierre (EF).
- Alta presión diferencial entre la presión de cierre y de flujo (EG).

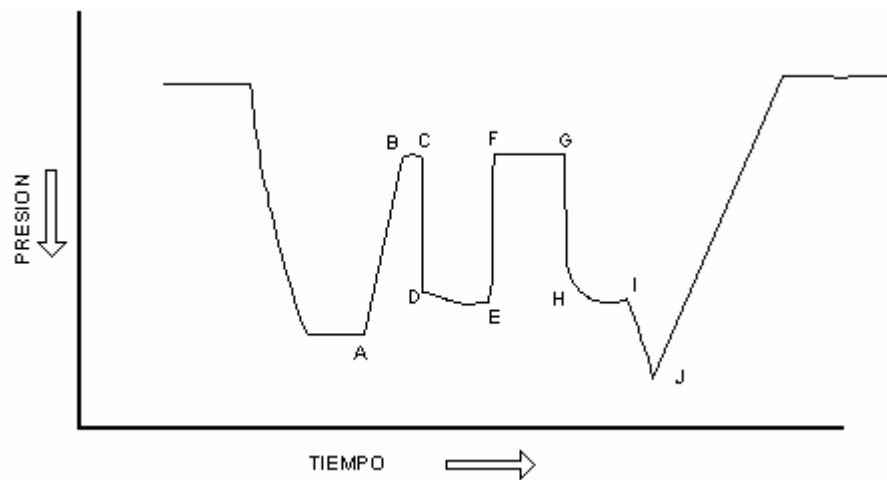
En La figura 33 se muestra una carta DST de una formación de baja productividad dañada.

Figura 32. Carta típica de un DST con daño a la formación en una zona de alta productividad.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

Figura 33. Carta de una prueba DST mostrando daño en una zona de baja productividad.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

2.4.5.1 Prueba de ascenso de presión. El análisis de los datos de la prueba permite calcular el *skin* S. Cerca de la cara de la formación se presenta daño o

restricciones. En una prueba de ascenso de presión o el daño (skin) se puede determinar mediante la siguiente expresión³³:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) 3.2275 \right] \quad (14)$$

Donde

P_{w1hr} Presión a 1 hora

k Permeabilidad de la formación, md.

ϕ , porosidad (fracción.)

μ , viscosidad.

C_t , compresibilidad, psi-1

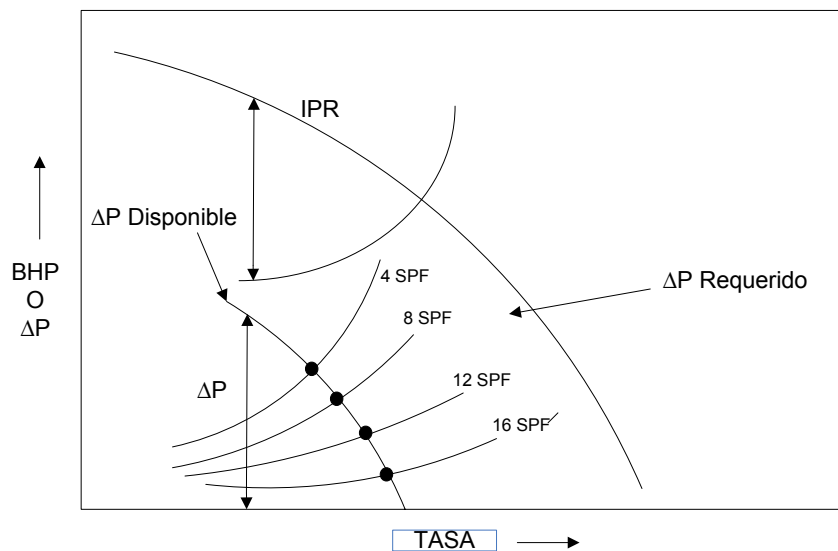
2.5.6 Análisis Nodal. Brown definió el análisis nodal como una aproximación para la optimización de pozos de crudo y gas a través de la evaluación del sistema de producción. McCleod refirió este método como “análisis de flujo del pozo” en donde cada componente (o nodo en un sistema) del pozo es examinado respecto al efecto que ha tenido con los componentes vecinos para determinar la contribución a cualquier restricción de flujo. Por ejemplo, si las perforaciones son demasiado grandes, la caída de presión del fluido fluyendo a través de las perforaciones serán tan altas que el pozo no podrá tener suficiente presión diferencial para fluir hasta la superficie.

La caída de presión a través del completamiento varía con los siguientes parámetros de completamiento: Longitud del intervalo perforado, diámetro de perforación, longitud del canal de perforación, y permeabilidad del canal.

³³ Lee, Jhon. “Well Testing”

En la figura 34 se muestra una curva típica de análisis nodal la cual permite determinar la tasa óptima de producción para varias consideraciones mecánicas en el fondo del pozo. Comparando el comportamiento actual y el esperado, es fácil establecer que el pozo no está produciendo a su capacidad total y que puede estar presente el daño a la formación.

Figura 34. Gráfica de una curva típica de análisis nodal

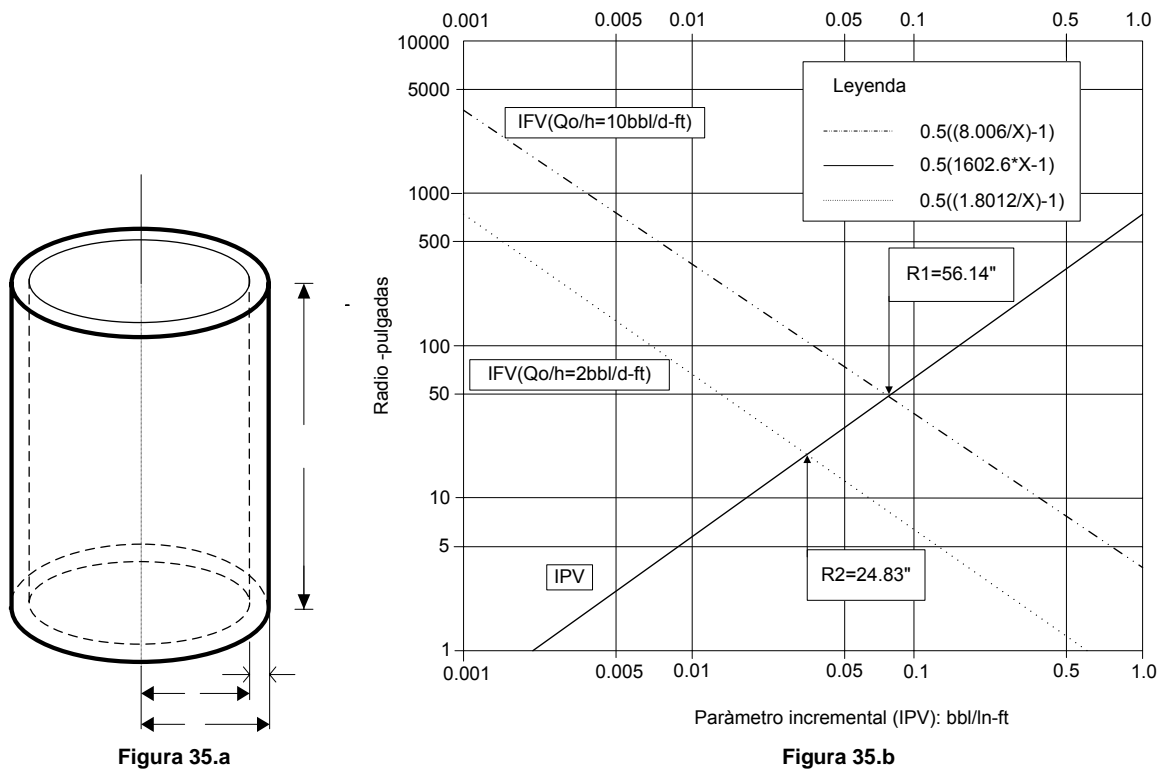


Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

2.5.7 Eficiencia del perfil de producción. Ibesn desarrolló una técnica basada en la eficiencia del perfil de producción para la evaluación del comportamiento del pozo. Esta técnica es análoga al análisis nodal. Sin embargo, la técnica relaciona el radio del posible daño que el autor llama “volumen poroso incremental, IPV” y “velocidad del fluido incremental, IFV”. El radio desde la cara del pozo hasta cualquier zona del yacimiento se grafica en función del IPV y IFV. El punto de intersección de los perfiles define un “radio crítico, R_{c1} ” particular para la producción inicial del yacimiento y presión inicial, P_1 . Si la producción actual se

usa para computar un nuevo perfil IFV, la nueva intersección definirá R_{c2} para la presión actual P_2 . Si la proporción $R_{c1}/R_{c2} = P_2/P_1$, el pozo está operando a una tasa óptima, $R_{c1}/R_{c2} > P_2/P_1$ el pozo está operando a una tasa por encima de la óptima, y si $R_{c1}/R_{c2} < P_2/P_1$ el pozo está produciendo a una tasa por debajo de la óptima, posiblemente debido al daño. En la figura 35, se muestra esquemáticamente un cascarón cilíndrico alrededor del pozo el cual ilustra el concepto del perfil de eficiencia de producción (PEP), y su aplicación.

Figura 35. Radio contra volumen poroso incremental y velocidad de flujo.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

El volumen poroso, V_{p1} , en un radio, R_1 (pulgadas), desde la cara de la formación está dada por:

$$\frac{V_{p1}}{h} = \pi * \left[\frac{R_1}{12} \right]^2 * \phi * \frac{(1-S_w) BBLs}{5,615 \text{ ft}} \quad (15)$$

A un radio R_2 , donde $R_2 = R_1 + 1$ inch

$$\frac{V_{p2}}{h} = \pi * \left[\frac{R_2}{12} \right]^2 * \phi * \frac{(1-S_w) BBLs}{5,615 \text{ ft}} \quad (16)$$

El volumen poroso incremental (IPV), ΔV_p en 1 ft de alto por 1 pulgada de espesor está dada por:

$$\frac{\Delta V_p}{h} = \pi * \phi * \frac{(1-S_w)}{5,615} \left[\left(\frac{R_2}{12} \right)^2 - \left(\frac{R_1}{12} \right)^2 \right] \quad (17)$$

$$\frac{\Delta V_p}{h} = \frac{\pi}{144} * \phi * \frac{(1-S_w)}{5,615} [(R_2^2 - R_1^2)] \quad (18)$$

$$\Delta V_p = 0,0039 * \phi * (1-S_w) [R_2^2 - R_1^2] \quad (19)$$

Pero

$$R_2 = R_1 + 1'' \quad y \quad R_2^2 - R_1^2 = (R_2 + R_1)(R_2 - R_1) \quad (20)$$

Entonces

$$R_2^2 - R_1^2 = 2R_1 + 1 \quad (21)$$

$$IPV = \frac{\Delta V_p}{h} = 0,0039 \phi (1-S_w) (2R_1 + 1) (bbbs / in / ft) \quad (22)$$

Si la producción a través del intervalo está dado por Q_o (STB/D), entonces la unidad de producción por unidad de espesor es:

$$\frac{Q_o}{h} (\text{STB} / \text{D} / \text{ft}) = \frac{Q_o}{1440h} (\text{STB} / \text{min} / \text{ft}) \quad (23)$$

La velocidad está definida como

$$\frac{Q_o}{A\phi(1-S_w)} = \left[\frac{\frac{Q_o}{h}}{2\pi R h \phi(1-S_w)} \right] \quad (24)$$

La velocidad intersticial del fluido, U, a un radio R_1 es dada por:

$$U (\text{in} / \text{min}) = \frac{\left(\frac{Q_o (\text{STB} / \text{min} / \text{ft}) (5,615 \times 12)}{1440h} \text{ft}^3 / \text{Bbl} * \text{in} / \text{ft} \right)}{2\pi \left[\frac{R_1 + R_2}{2 \times 12} \right] \phi(1-S_w)h} \quad (25)$$

Reemplazando IPV, se obtiene la velocidad incremental del fluido (IFV)

Finalmente

Donde

R_1 , pulgadas.

S_w , fracción.

ϕ , fracción.

2.5.8 Registro de producción. El registro de producción puede ser usado como una técnica complementaria para la detección del daño a la formación. Según McKinley, el principal propósito del registro de producción es monitorear el movimiento del fluido dentro o fuera de la tubería o monitorear el movimiento de los contactos de los fluidos. Los perfiles de producción o inyección se pueden usar para detectar contribuciones al flujo de varios intervalos perforados además para aislar cuales zonas pueden ser dañadas. Dos técnicas que prestan fácilmente al análisis son el *Spinner Flowmeter* y Gradiomanómetro.

2.5.9 Métodos de análisis en laboratorio. Los métodos de laboratorio de análisis de corazones para el reconocimiento del daño a la formación se clasifican en análisis petrográfico del yacimiento, y pruebas de flujo en corazones. Existen diferentes técnicas que permiten identificar propiedades mineralógicas de la roca, tales como tipo, cantidad y ubicación espacial de arcillas, profundidad de invasión, densidad de la roca, morfología de la red poral, entre otras. Las pruebas de análisis petrográfico más utilizadas son la fluoroscopia de rayos X, análisis de sección delgada, SEM, Cryo-SEM y difracción de rayos X. Existen otras pruebas de análisis petrográfico no convencionales como son Mineralog y Análisis petrográfico de imágenes (PIA). Todas estas técnicas mencionadas se pueden usar para complementar el estudio de daño a la formación en laboratorio. A continuación se describe la finalidad de cada una para poder seleccionar aquellas que sirven en un estudio de daño específico.

2.5.9.1 Fluoroscopia de rayos X. Esta técnica usa tecnología de rayos x, el cual permite observar el grado y alcance de la invasión del lodo de perforación, que ha sido adaptada para examinar corazones consolidados o in consolidados en “liners” (fibra de vidrio, aluminio) para establecer la presencia de barita del lodo de perforación. Esto permite ver los patrones de invasión radial y la invasión a lo largo de los planos y/o fracturas.

2.5.9.2 Tomografía computarizada (CT Scanning). Con esta técnica se puede observar imágenes en dos o tres dimensiones de la invasión fluidos externos en el plug (como filtrado de lodo, o cemento) en el plug. Se puede observar la distribución de la densidad de la roca. La caracterización tridimensional de la invasión del lodo es reconstruida a partir de una secuencia de imágenes de secciones transversales, que son generadas con técnicas de imagen desarrolladas inicialmente para radiología médica. El análisis del daño a la formación usando equipos modernos proporciona datos sobre saturación de fluidos, número atómico y porosidad. Los patrones de invasión uniforme y no uniforme, son reconocidos claramente con el CT scanning. Con esta técnica también se puede determinar laminaciones arena – arcilla, orientación del corazón, visualización de fracturas, invasión de filtrado, taponamiento del poro³⁴

2.5.9.3 Mineralog. Los datos de minerales son necesarios para evaluar la sensibilidad de rocas del yacimiento al potencial de daño a la formación. Los datos cuantitativos (+-5%) se pueden determinar rápidamente por espectroscopia infrarroja de transformadas de Fourier (FTIR). Actualmente el conjunto cuantitativo de los minerales base incluye cuarzo, plagioclasa, potasio, feldespato, calcita, dolomita, siderita, pirita, y arcillas totales.

La identificación cuantitativa de arcillas se divide en tres grupos: caolinita, clorita y esmectita – illita. Esta tecnología se puede usar para identificar minerales amorfos incluyendo ópalo y chert. Para el análisis FTIR se utilizan ripios de perforación y corazones convencionales y *sidewall*. Esta tecnología es una excelente herramienta de screening para una rápida identificación cuantitativa del mineral.

Para un análisis mineralógico detallado se usan las siguientes técnicas:

³⁴ R.E. Gilliland, Mobil E&P U.S. Inc., and M.E. Coles “Use of CT Scanning in the Investigation of Damage to Unconsolidated Cores” SPE 19408

2.5.9.4 Difracción de rayos X (XRD). La mineralogía de la mayoría de las arcillas (menos de 4 micrones) puede ser determinada aproximadamente y rápidamente por análisis XRD. Permite identificar y cuantificar todos los minerales analizando por separado las fracciones de arena y arcilla, siendo una buena técnica disponible para determinar la mineralogía de las arcillas.

2.5.9.5 Petrografía de secciones delgadas (TSP). Estudios de alta calidad de secciones delgadas se pueden realizar a partir de ripios de perforación, corazones convencionales y “*sidewall*” del pozo por impregnación de muestras bajo vacío o presión con nitrógeno (1500 psi) con tintura azul epoxi.

El análisis petrográfico de estas secciones delgadas proporciona información detallada acerca de los detritos, de los componentes de la matriz y el cemento. Estos análisis también proporcionan datos sobre el tipo, naturaleza, cantidad y distribución de la porosidad visible. Esta técnica es el mejor indicador de la textura de la roca, sorteamiento y tipo de porosidad (primaria, secundaria, o de fractura). Es la mejor técnica para determinar la ubicación y abundancia relativa de los detritos y arcillas autigénicas y la relación entre la cantidad de detritos, matriz componentes del cemento y la porosidad.³⁵

2.5.9.6 Scanning Electron Microscopy (SEM). Es una técnica aplicada antes y después de las pruebas de flujo para determinar el estado natural de la roca, la cual permite obtener información sobre la mineralogía, cantidad y tamaño del material que cubre y llena el espacio poroso (en especial arcillas y cemento).

Además ayuda a identificar el mecanismo de daño por sólidos como migración de finos, precipitación de escamas. Esta es la mejor técnica disponible para estudiar

³⁵ H. Ruelink B.V, D, Harville, Quantitative Analysis of Bulk Mineralogy: The Applicability and Performance of XRD and FTIR. SPE 23828

la mineralogía del sistema poroso. El análisis elemental también se puede desarrollar usando adicionalmente una espectroscopia de energía dispersa (EDS).

Los datos EDS son usados frecuentemente para localizar e identificar algunos minerales de hierro los cuales pueden afectar la sensibilidad del yacimiento.

2.5.9.7 Scanning Electron Microscopy (SEM) Cryogenic. Se desarrolló usando un análisis EDX (Energy Dispersive X-Ray) que permite determinar la distribución de sólidos y fluidos en el espacio poroso. Desde hace algunos años, el Cryo-SEM ha llegado a ser una herramienta poderosa para estudiar la mojabilidad a escala poral por visualización directa de la distribución de fluidos dentro de el material del yacimiento³⁶.

2.5.9.8 Análisis petrográfico de imágenes (PIA). La tecnología PIA usa sistemas de análisis de imágenes de alta velocidad acoplados a un microscopio petrográfico para medir las características geométricas del poro. Estas características están relacionadas con una calibración de datos para generar índices petrográficos precisos (p ej. porosidad, permeabilidad, factor de formación, presión capilar). El análisis petrográfico de imágenes es muy útil en la evaluación del grado de daño (dilatación/compactación).

2.6 DAÑO A LA FORMACIÓN DEBIDO A LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Se ha visto que el daño a la formación causado por la precipitación y depositación de parafina puede ser causado por varias operaciones de campo. La adición de grandes volúmenes de fluidos fríos durante la acidificación y operaciones de fracturamiento puede causar un proceso irreversible de depositación de parafina y

³⁶ M. ROBIN, R. COMBES, E. ROSENBERG, Cryo-SEM and ESEM: New techniques to Investigate Phase Interactions within Reservoir Rocks. SPE 56829

subsecuente daño a la formación. El daño a la formación resulta de la cristalización y la depositación de las parafinas dentro del yacimiento, y su magnitud está relacionada con la permeabilidad del yacimiento.

La precipitación de parafina que causa el daño a la formación es principalmente el resultado de la difusión molecular del aceite por enfriamiento de los fluidos de tratamiento o por depositación de depósitos de parafina existentes entre el revestimiento y la tubería de producción los cuales son removidos y forzados a entrar en la formación por la acción de los fluidos bombeados.

Si los fluidos del yacimiento se encuentran a una presión y temperatura por debajo del punto de nube, las partículas sólidas parafínicas fluyen a través del yacimiento tapando las gargantas del poro o adheriéndose a las paredes del poro, proceso conocido como depositación. Algunos yacimientos de baja temperatura por lo general menores a 180 °F, son susceptibles a sufrir precipitación de parafinas y daño a la formación si los crudos son enfriados por debajo del punto de nube ya que su temperatura esta mas cerca de las condiciones de depositación de las parafinas presentes en el crudo. La extensión del daño depende de la permeabilidad de la formación, la cantidad de parafina depositada y la temperatura de fondo de hueco.

2.6.1 Causas del daño.³⁷ La principal causa de la precipitación y depositación de la parafinas del crudo es la pérdida en la solubilidad a causa de los cambios en las condiciones del medio que perturba el equilibrio de la solución. Los factores que afectan este equilibrio incluyen cambios en la temperatura y presión, evaporación y pérdidas de gas disuelto, condiciones de flujo cerca de la cara del pozo y las composiciones del crudo en el yacimiento. La liberación de livianos junto con la disminución en la presión, cerca a la cara del pozo conlleva a una

³⁷ Fan, Young. "Removal of Formation Damage From Paraffin Deposition Part I, Solubility and Dissolution Rate." SPE 31128

reducción en la temperatura localizada que proporciona las condiciones para la precipitación de los cristales³⁸. Una vez formado estos cristales no pueden regresar a la fase líquida así se restaure la temperatura (siempre y cuando la temperatura del yacimiento este por debajo de la temperatura de fusión de las parafinas) y probablemente serán aglomerados y depositados cuando el crudo fluya a través de los poros de la formación causando un aumento en el daño. En la tabla 16 se resume las mayores causas del daño a la formación por precipitación y depositación de parafina.

Tabla 16. Causas del daño a la formación por depositación de parafinas.

Causas	Operaciones
Inyección de fluidos fríos	Trabajos de acidificación Trabajos de fracturamiento. Inyección de agua. Trabajos de bombeo de fluido
Enfriamiento por expansión de gas	Pozos con alto GOR Inyecciones de CO ₂ Inyecciones de NGL
Invasión de fluidos incompatibles/contaminantes	Trabajos de aceite caliente. Trabajos de acidificación. Inyecciones de CO ₂ Inyecciones de NGL
Altas tasas de flujo a través de la formación	Pozos fluyendo. Inyecciones de CO ₂ /NGL Inyección de vapor.

Fuente: Dos santos Paulo César. SPE 38965

2.6.2 Mecanismo de conducción de daño. Para que se formen cristales de parafina en la formación, el crudo debe contener componentes de alto peso

³⁸ Dos Santos, Paulo Cesar. "Removal of nearbore Formation Damage from Paraffin is Better Achieved Using Solvents". SPE 38965

molecular y la temperatura del yacimiento debe estar en un rango hasta de 150 °F y en algunos casos hasta de 180 °F. Una vez formados los cristales, éstos pueden generar daño por depositación en las paredes del poro o por conglomeración, lo cual causa un incremento en la viscosidad del crudo. Estas dos formas de ocurrencia de parafina en la formación altera la movilidad del crudo en la formación, la cual está dada por:

$$m = \frac{k}{\mu} \quad (26)$$

Donde k es la permeabilidad del crudo y μ es la viscosidad.

Se puede observar de la ecuación que una disminución en la permeabilidad o un aumento en la viscosidad del crudo conlleva al mismo efecto: reducción de la movilidad (daño a la formación). Además, siempre se presenta un incremento en la viscosidad del crudo cuando aparecen los cristales de parafina y se conglomeran en la solución. El primer mecanismo ocurre cuando los cristales de parafina más pequeños – formados principalmente por componentes más pesados que C_{40} , aparecen en solución. Como el crudo fluye a través de los canales del poro, estos cristales diminutos tienden a acercarse a las paredes de la roca de la formación. Si la mojabilidad es bastante alta, dichos cristales podrían adherirse y acumularse, atrapando cantidades más pequeñas de crudo líquido dentro de su estructura cristalina. Las consecuencias van desde las simples reducciones del diámetro del poro y las tasas de flujo hasta el taponamiento absoluto del poro afectando así la productividad del pozo.

La viscosidad del crudo aumenta en el segundo mecanismo debido a la aparición de grandes cristales de parafina en solución, generalmente formada por componentes del C_{20} hasta el C_{40} . La estructura cristalina creada por estas partículas sólidas tiende a retener muy fácilmente la fase líquida formada por los

hidrocarburos más livianos. Su aparición en la solución causa un aumento en la viscosidad que puede generar inmovilidad del crudo dentro de la formación. Por lo tanto el perfil de producción del pozo tiende a mostrar una abrupta tasa de declinación. La restricción al flujo en el medio poroso causado por el daño por parafinas puede eventualmente conllevar al abandono prematuro del pozo. Los trabajos de tratamiento del daño por parafina pueden traer una nueva oportunidad incluso a los pozos que se pensaban estar completamente depletados.

2.6.5 Fuentes de daño a la formación por precipitación de parafinas. Ya se ha hablado sobre aquellas operaciones de campo que generan daño a la formación. A continuación se describen aquellas donde puede ocurrir precipitación de parafinas.

2.6.5.1 Inyección de fluidos. La inyección de fluidos en recobro mejorado o estimulación es una práctica común de producción. La mayoría de los fluidos, sin embargo, son inyectados a temperaturas más bajas que la temperatura del yacimiento, y enfría la formación en las cercanías de la cara de la formación.

Otro tipo de fluidos fríos que entra en contacto con la formación y genera depositación de parafinas son aquellos usados en el fracturamiento hidráulico. Esto ocurre cuando la temperatura del fluido es más fría que la temperatura de la formación. Si se enfría el fluido en la formación a una temperatura por debajo del punto de nube, la parafina precipita y puede depositarse en los poros de la formación³⁹. El daño es el resultado de la acumulación de parafina cerca de la superficie de la fractura, manifestandose en una disminución de la producción, limpieza lenta de los pozos después de fracturar, o fracaso para lograr los aumentos de la producción. A menudo se piensa que tales síntomas son el

³⁹ G. D. Sutton, SeMcesL. D. Roberts. "Halliburton Paraffin Precipitation During Fracture Stimulation" SPE 4411

resultado de ineficientes tratamientos de fractura. Se ha prestado muy poca atención a la idea de precipitación de parafina en la formación.

2.6.5.3 Producción o inyección. Una causa puede provenir de la expansión del gas, de altas tasas a través de la formación, y de la perforación resultando en un efecto de enfriamiento cerca del wellbore y desestabilización las condiciones de equilibrio.

2.6.5.4 Trabajos de workover. Los tratamientos con aceites calientes usados para limpiar la formación o la tubería de la acumulación de las parafinas es otra causa de daño a la formación. Los crudos comúnmente utilizados en estos tratamientos pueden contener altas concentraciones de agentes taponantes. Estos agentes incluyen parafinas o componentes alcalinos de alto peso molecular y sólidos inorgánicos tales como sulfito de hierro, óxido de hierro, arcillas y arenas. Durante este proceso, los agentes son introducidos dentro de la formación con el aceite causando daño a la formación. Estos problemas pueden ser muy severos cuando los componentes parafínicos se combinan con materiales sólidos.

2.7 METODOS DE ESTIMULACIÓN

En esta sección se mencionan aquellos métodos de remoción de parafinas utilizadas en el yacimiento. Además se debe tener en cuenta que los problemas de depositación se pueden prevenir o eliminar, modificando algunas prácticas durante la producción, las cuales podrían reducir apreciablemente los costos que traerían la utilización de métodos químicos o mecánicos. Esto se puede lograr mediante estudios en pruebas de laboratorio, desarrollo de modelos de predicción de la depositación, y diseño de un sistema de producción y transporte adecuado. Los tratamientos para la depositación de las parafinas en la formación son costosos y

algunos de ellos requieren de precauciones en su manipulación ya que algunos de los químicos utilizados son altamente tóxicos. Estos incluyen métodos químicos, aquellos que utilizan microorganismos, térmico y otros no convencionales.

Para el diseño del tratamiento de remoción y limpieza, se deben tener en cuenta algunos aspectos como el tipo de formación, tipo de completamiento, y nivel de fluido en el pozo entre otros. A continuación se describe los aspectos más importantes a tener en cuenta en cada uno de estos métodos de control.

2.7.1 Control químico. El control químico correctivo de los problemas de depositación de orgánicos se basa en el uso de cuatro clases de productos químicos; solventes, modificadores de cristal, dispersantes y detergentes que dependen básicamente del propósito que se quiera hacer para la remoción y/o inhibición⁽¹²⁾. Para la remoción se usan solventes que disuelven el depósito formado y luego son arrastrados por la corriente. El otro propósito es inhibir el crecimiento de cristales de parafina evitando su adherencia a la tubería de producción o a la superficie del poro. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de ellos:

2.7.1.1. Solventes. Generalmente son usados para disolver los depósitos existentes y usualmente contiene un alto contenido de aromáticos. Ellos disuelven una cantidad específica de parafina basado en el peso molecular de la parafina, temperatura y presión antes que la capacidad de solvencia se consuma.

Los solventes son adecuados cuando los depósitos son moderados. Entre los solventes típicos usados se tienen hidrocarburos clorados (tricloroetileno, percloroetileno, tetracloruro), bisulfuro de carbono, terpenos, nafta, benceno, xileno, tolueno, y gasolina. Los hidrocarburos clorados tales como el tetracloruro de carbono son eficientes porque son relativamente baratos y tienen una gravedad específica alta que permite al solvente llegar y penetrar en los depósitos

parafínicos. Sin embargo no son muy empleados debido a que pueden causar problemas de corrosión y contaminación de los catalizadores en la refinería. El bisulfuro de carbono es denominado el solvente parafínico universal, desafortunadamente es muy costoso, extremadamente tóxico e inflamable. El calentamiento moderado del solvente ayuda a la remoción de depósitos parafínicos, no obstante debe tenerse cuidado debido al bajo punto de chispa. Los solventes son usados en situaciones donde es imposible usar combinaciones de agua y surfactantes. Los solventes son probados, disolviendo cierta cantidad de parafina en el solvente a la temperatura de fondo, siendo el mejor aquel que disuelva la mayor cantidad de parafina.

Existen varios factores que afectan la remoción de parafina en un sistema de producción usando solventes. Algunos de los más importantes de estos son⁴⁰:

- Tipo de Solvente usado.
- Tipo de parafina.
- Cantidad de parafina.
- Temperatura y tiempo de contacto.

Uno o más de estos factores pueden ayudar a determinar el éxito del tratamiento de remoción de parafina. El mejor solvente aplicado a una parafina de cadena larga a baja temperatura en un tiempo corto no limpiará completamente el sistema, mientras que si se aplica un solvente a una parafina de cadena corta a alta temperatura en grandes cantidades, tendrá mucha mas eficiencia.

- **Tipo de Solvente usado.** Todos los solventes tienen diferentes capacidades para disolver los depósitos de parafina. Si se mantiene constante el tipo de parafina, la temperatura y el tiempo de contacto y se prueban diferentes solventes se verán grandes diferencias en su rendimiento. Dos clases de

⁴⁰ K.M. Barker, M.E. Newberry, Y.R. Yin. "Paraffin Solvation in the Oilfield" SPE 64995

solventes usados en campo para disolver la parafina son aquellos de tipo alifáticos y aromáticos. Los solventes alifáticos comúnmente usados en campo son el diesel, keroseno y condensado. Los solventes aromáticos usados son el xileno y el tolueno. Los solventes frecuentemente son escogidos basados en el precio por galón o por barril en lugar de su efectividad. Esto es relativo en cuanto se debe tener en cuenta la relación costo-beneficio del tratamiento. Los solventes patentados o especializados son vendidos por numerosas compañías, pero la falta de técnicas de pruebas estandarizadas hace que las comparaciones sean mas difíciles.

- **Tipo de parafina.** Los depósitos de parafina pueden variar en la longitud de la cadena de C_{20} a C_{103} en un sistema, y por consiguiente tiene las características de solubilidad extensamente variables. Un alcano de cadena corta se puede disolver fácilmente en superficie a una temperatura más baja mientras un alcano de cadena mas larga no se disolverá en absoluto en el mismo solvente.
- **Cantidad de parafina.** La cantidad de parafina que necesita ser disuelta en un sistema en campo es casi siempre desconocida. La única situación que proporciona una posibilidad razonable de cálculo hasta cierto punto sería en una interfase o fondo del tanque que esté aislada. Normalmente la cantidad presente de parafina es sobreestimada, generando una disminución la eficiencia del tratamiento. Por ejemplo, un depósito de parafina de $\frac{1}{4}$ de pulgada sobre una varilla de $\frac{3}{4}$ pulgadas en una tubería de producción de $2 \frac{7}{8}$ de pulgada es aproximadamente una libra de parafina por pie, y alcanza el 47% del volumen disponible de la tubería entre las varillas y la superficie de la tubería de producción. Una prueba de botella usando parafina del tamaño de una arveja en 4 onzas de solvente no puede reproducir el tratamiento real. Un parámetro importante en la cantidad de solvente a utilizar es la cantidad de solvente que debe inyectarse dentro de la formación. Esto es estimado conociendo el radio de daño y la porosidad del yacimiento.

Es importante averiguar la cantidad máxima de parafina que un solvente realmente disolverá a una temperatura determinada. La cantidad real disuelta diferirá de la cantidad de parafina removida realmente en un punto del sistema, ya que parte de la parafina se movilizará sin disolverse realmente. Si se remueve o moviliza esta parafina puede causar problemas posteriormente.

- **Temperatura.** La temperatura a la cual los procesos con solventes son iniciados es crítica y puede determinar el éxito o fracaso de un tratamiento. La temperatura más favorable para el solvente es el punto de fusión de la parafina. El problema está en mantener el solvente caliente después de la aplicación. La temperatura es una variable que no puede controlarse en el sistema y varía desde la formación hasta la refinería.
- **Tiempo de contacto.** El tiempo de contacto es muy importante a temperaturas por debajo de 100°F y para parafinas de cadenas más largas. El tiempo de contacto para estas condiciones normalmente es mayor que el deseado para las aplicaciones de campo. El tiempo de contacto necesario para una aplicación efectiva del solvente depende de la temperatura, mezcla del solvente, la cantidad y longitud de la cadena de parafina.

2.7.1.2 Modificadores de cristal (Inhibidores). Son polímeros que alteran el crecimiento de cristales inhibiendo la depositación de las parafinas. Además tienen la tendencia de alterar las propiedades reológicas del crudo, ya que reducen su viscosidad, el flujo y el punto de cedencia. Los modificadores de cristales se usan para prevenir la precipitación de parafina en forma masiva. Los inhibidores no disuelven los depósitos parafínicos, si no que previene que los cristales de parafina se unan evitando la nucleación, revitalización o modificación del cristal para formar conglomerados y luego depositarse en la superficie de la tubería o de los poros (ver figura 36). Sin embargo, son selectivos, y por tanto efectivos en

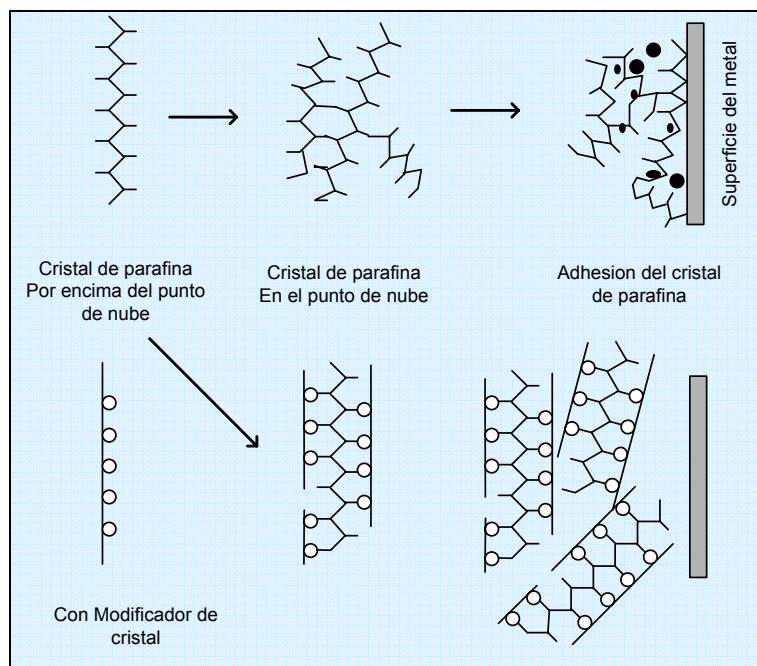
un número limitado de crudos. Se han clasificado tres modificadores de cristal comúnmente llamados copolímeros:

Grupo A: Copolímeros de vinil-acetato de etileno

Grupo B: Metacrilatos del C₁₈ al C₂₂.

Grupo C: Esteres anhídridos de olefínico-maléico.

Figura 36. Esquema del efecto de los modificadores de cristal sobre las moléculas de parafina.



Fuente : C. A. Bilderback, L. A. McDougall, "Complete Paraffin Control in Petroleum Production", SPE 2175.

Los modificadores de cristal se adicionan antes de las operaciones de fracturamiento donde los fluidos fríos disminuirán la temperatura del crudo por debajo del punto de nube. Estos modificadores de cristal bajan el punto de nube y la viscosidad del crudo además de disminuir la cantidad de parafina depositada.

Para escoger el modificador de cristales mas apropiado se registra la depositación de la parafina con respecto al tiempo con y sin aditivo. Se considera que el mejor es aquel que logra inhibir la mayor cantidad de parafina. Estos modificadores de cristal son muy selectivos y es necesario determinar el mejor inhibidor.

2.7.1.3 Detergentes parafínicos o surfactantes. Los detergentes son una clase de agentes de superficie activa que trabajan en presencia de agua para mojar las partículas parafínicas, la formación, y tuberías de producción. Estos compuestos rompen los depósitos y previenen la reaglomeración corriente abajo del sistema.

2.7.1.4 Dispersantes. Los dispersantes son químicos usados en la formación, tubería de producción, líneas de superficie, los cuales dispersa o rompe el depósito en pequeñas partículas las cuales son transportadas por el crudo. Los dispersantes pueden difundir varias veces su propio peso en las parafinas pero no tienen una aplicación muy extendida como la de los solventes. Generalmente, cuando se utilizan técnicas apropiadas de un dispersante seleccionado dará un mejor costo-beneficio que los solventes. Los dispersantes tienen una acción preventiva por la disminución o eliminación del crecimiento de los cristales. Son macromoléculas con estructura muy similar a la parafina excepto que ellas tienen un grupo polar al final de la cadena de carbono. Su estructura similar lo involucra en los procesos de cristalización, sin embargo los grupos polares localizados al final de las cadenas crean fuerzas de repulsión las cuales impiden el crecimiento de los cristales.

El uso de dispersantes y detergentes (**Bucaram, 1967. Garbis, Olsen, Cushner y Won, 1984**) causa repulsión entre las moléculas de los depósitos de parafinas y las superficies del metal. Una pequeña concentración de asfaltenos en el crudo también actúa como dispersante para los depósitos de parafina. (**Bucaram, 1967**). Según **Mc Call jr Johnson (1984)**, la remoción de los depósitos de parafinas se debe realizar con dispersantes y detergentes, antes de estimular

un pozo con tratamientos de acidificación o fracturamiento. Esto se hace para quitar los depósitos que puedan existir y ayudar en el contacto del ácido con los depósitos y la roca de la formación manteniendo la mojabilidad inicial. El agua caliente es el agente ideal para el transporte de estos productos químicos.

Mientras estos métodos químicos se han usado para manejar problemas de parafinas, ninguno de ellos es efectivo permanentemente. Los tratamientos se deben hacer periódicamente dependiendo de las condiciones del yacimiento y el desarrollo de la producción, y su efectividad depende de la evaluación completa de las causas del problema y las necesidades de campo. Los 3 últimos productos generalmente tienden a ser completamente específicos a parafinas o crudos particulares y son difíciles de introducir en la formación excepto durante el fracturamiento u otros tratamientos de *squeeze*. Los solventes químicos son fáciles de usar y tienen grandes beneficios en la remoción del daño a la formación.

Cuando se remueven los depósitos de parafina se previene la posibilidad de introducir la parafina más adentro de la formación durante el tratamiento. La adición de compuestos de parafina a los fluidos de acidificación también puede eliminar cualquier tendencia de estabilización de emulsión de la parafina en el retorno del ácido.

2.7.1.5 Recomendaciones para tener en cuenta al hacer un tratamiento con químicos. En general, los tratamientos considerados de acuerdo a la remoción requerida según el tipo específico de daño a la formación:

- **Tratamientos de remojo con solvente e inyección continua de solvente.** Estos son definidos como una mezcla de solventes aromáticos modificados químicamente con solventes de parafinas y asfaltenos, dispersantes, y/o inhibidores, utilizados para remover principalmente el daño orgánico insoluble en ácido. Además, estos tratamientos se han usado para remover

satisfactoriamente depósitos orgánicos en tubería y bloqueo por emulsión. El volumen promedio de tratamiento recomendado utilizando solvente solo en técnicas de remojo es de 25 GPF. Los tiempos de remojo dependen de la magnitud del daño, pero se aplican normalmente para (1) de 4 a 12 horas para temperatura de fondo menor a 150 °F y (2) de 2 a 4 horas para temperatura de fondo mayor a 150 °F.

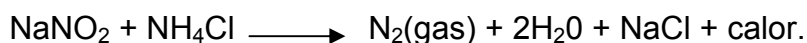
- **Preflujo de solvente / combinación de ácido tratado.** El ácido tratado contiene un solvente disperso en agua y es precedido por un sistema de solvente aromático modificado químicamente. Se aplica para remover completamente el daño, como por ejemplo cuando se tiene un daño por un depósito orgánico insoluble en ácido y para daño inorgánico soluble en ácido. En evaluaciones de campo y laboratorio este sistema remueve satisfactoriamente el depósito no solo en tubería y bloqueo por emulsión externa de aceite
- **Tratamientos base agua.** Estos incluyen soluciones ácidas o salmueras que contienen un solvente disperso en agua. La aplicación es una remoción de livianos para moderar el daño orgánico.
- **Tratamiento con agua caliente.** Sistemas base agua (ácido, salmuera) en combinación con un solvente disperso en agua; combina el recobro térmico con químico en el tratamiento del daño orgánico.

2.7.2 Tratamientos térmicos. El calentamiento del yacimiento a temperaturas por encima del punto de fusión proporciona una posibilidad para disolver la parafina que está taponando los canales del poro. Existen diferentes métodos de tratamientos térmicos, los cuales se fundamentan en diferentes principios. Entre estos se encuentran el uso de dispositivos de generación de calor con resistencias eléctricas para calentar el yacimiento ó calentamiento de la formación, basado en

reacciones exotérmicas. Un estudio de simulación realizado por **Ring**, mostró que los procesos de calentamiento pueden fácilmente remover el daño cercano a la cara de la formación.

2.7.2.1 Generación de calor In situ (SGN). El método de SGN comprende la reacción controlada entre dos químicos que son capaces de generar una cantidad grande de N_2 (g) y calor⁴¹. El sistema de calentamiento in situ es una técnica que ha sido patentada por Shell Development Co. y se ha usado ampliamente en pozos con daño por parafinas con resultados satisfactorios.

- **Descripción del sistema.** Los procesos de calentamiento in-situ (SGN) se generan mediante la reacción exotérmica de una solución de nitrito de sodio ($NaNO_2$) combinada en superficie con una concentración equivalente (molar) de cloruro de amonio (NH_4Cl). Este tipo de reacciones pueden ser controladas para generar grandes cantidades predecibles de calor a una profundidad del pozo determinada. Generalmente, se requieren dos tanques y dos bombas. Las soluciones son combinadas corriente abajo de las bombas, los productos de esta reacción son gas nitrógeno, calor y productos no dañinos. A continuación se presenta la reacción:



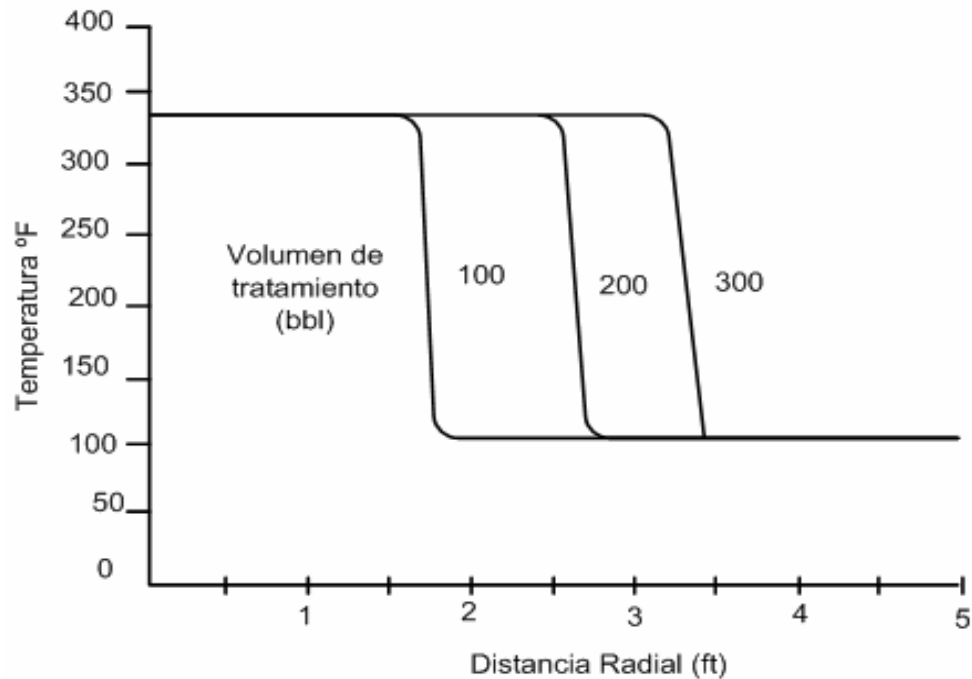
Para remover efectivamente los canales del poro taponados completamente, la temperatura del tratamiento debe ser significativamente más alta que la temperatura de fusión de la parafina precipitada. Las parafinas precipitadas con 60 o más átomos de carbono presentan temperaturas de fusión entre 190-200 °F (88-93 °C). Por lo tanto, la temperatura de tratamiento debe ser lo suficientemente alta para calentar efectivamente la matriz del yacimiento y alcanzar una

⁴¹ J.P. Asthon, L.J Kirpel, "In-Situ Heat System Stimulates Paraffinic- Crude Producers in Gulf of Mexico". SPE 15660

temperatura por encima del punto de fusión de la parafina depositada.

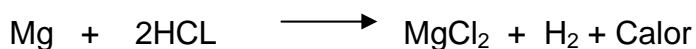
La extensión radial de la región calentada depende del volumen de la solución inyectada (ver figura 37). Debido a la transferencia de calor por conducción vertical a través del intervalo perforado, las secciones de baja permeabilidad también son calentadas.

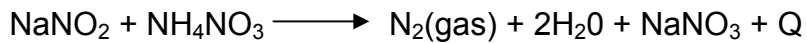
Figura 37. Efecto del volumen de tratamiento sobre el perfil de temperatura del yacimiento.



Fuente: J.P. Asthon, L.J Kirpel, "In-Situ Heat System Stimulates Praffinic- Crude Producers in Gulf of Mexico". SPE 15660

Otro tipo de reacciones exotérmicas se puede generar con la combinación de Nitrito de sodio (NaNO_2) y nitrato de amonio (NH_4NO_3) en una solución acuosa, o la combinación de magnesio (Mg) y ácido clorhídrico (HCl):





- **Diseño del tratamiento** comprende básicamente :
 1. Estimación de la temperatura de inyección en fondo y “heat spike”
 2. Cálculo de concentraciones de los productos químicos. Se emplea un programa de computador llamado **HEAT**.
 3. Estimación del volumen de tratamiento y tiempo de cierre. Se utiliza otro programa, **RTEMP** (para un perfil de temperatura del yacimiento) que calcula el volumen de solución y tiempo de cierre óptimos para obtener una penetración específica luego del tratamiento.

2.7.3 Tratamientos con microorganismos. El tratamiento con microorganismos usado para el mejoramiento de la producción es conocida como recuperación asistida por bacterias o en inglés "*Microbial Enhanced Oil Recovery* (MEOR) o *Microbial Oil Recovery Enhancement* (MORE)". Este método consiste en la inyección de microorganismos previamente seleccionados dentro del yacimiento, su posterior estimulación y el transporte de los productos generados por la metabolización *in situ* con el fin de obtener una reducción del petróleo residual en el yacimiento. Estos microorganismos actúan como agentes movilizantes del petróleo residual o agentes taponantes para aislar zonas no deseadas del yacimiento.

Adicional al recobro mejorado con microorganismos, también se utilizan en la remoción de depósitos orgánicos como parafinas o asfaltenos. Algunos microorganismos crecen en el contacto petróleo/agua o agua/parafina. Los microorganismos consumen las parafinas que ocasionan el daño en la formación y así gradualmente eliminan las cadenas parafínicas pesadas con un punto de nube por encima de la temperatura de la formación. Este proceso

remedial, biodegrada gradualmente el daño y controla la formación de acumulaciones de parafina en el sistema productivo.⁴²

Cuando se realiza un diseño de tratamiento con microorganismos se deben tener en cuenta el tipo de parafinas a tratar, para seleccionar el tipo adecuado de microorganismo (ver tabla 17).

Tabla 17. Tipos de microorganismos utilizados para la remoción del daño a la formación por depositación de parafinas.

Tipo de microorganismo	Rango de parafina a tratar	
Para-Bac	$C_{16}H_{34}$	$C_{22}H_{46}$
Para-Bac x	$C_{16}H_{34}$	$C_{40}H_{82}$
Para-Bac xx	$C_{40}H_{82}$	$C_{60}H_{122}$
Para-Bac xxx	$C_{45}H_{92}$	$C_{60}H_{122+}$
Para-Bac super	$C_{16}H_{34}$	$C_{70}H_{142+}$

Fuente : J.W. Pelger, Bio tech, "Wellbore Stimulation Using Microorganisms To Control and Remediate Existing Paraffin Accumulations" SPE 23813).

Algunos parámetros que se deben tener en cuenta en la implementación de tratamiento con microorganismos son:

⁴² J.W. Pelger " Wellbore Stimulation Using Microorganisms To Control and Remediate Existing Paraffin Accumulations" SPE 23813

1. Rango de temperatura de supervivencia :34 °F -208 °F (los microbios no presentan actividad entre 34°F -40°F)
2. La temperatura óptima esta entre 90°F-150°F (los microbios pueden multiplicarse cada 20-120 minutos a este rango de temperatura).
3. El contenido de cloruro por volumen necesario tiene que ser menos del 15%
4. El pH necesario tiene que ser mayor a 3
5. El contenido de H₂S en un fluido necesita ser menos de 1.000 ppm y 20.000 ppm en un gas
6. La formación debe producir por lo menos una mínima cantidad de agua o se debe adicionar agua para proporcionar a los microorganismos el medio adecuado de transporte a través del sistema acuoso.

2.7.4 Utilización de ultrasonido⁴³. P.M. Roberts y colaboradores realizaron experimentos en corazones para investigar la utilización de la energía ultrasónica para reducir el daño a la formación cerca de la cara de la formación causado por los depósitos orgánicos y polímeros. La agitación mecánica proporcionada por las ondas acústicas re-suspende la parafina y restaura la permeabilidad efectiva del corazón a su condición sin daño. La profundidad de tratamiento es aproximadamente de 12 a 15 cm. Esto sugiere que una fuente acústica con o sin solventes puede proporcionar un método eficaz para remover las parafinas de la región cerca de la cara del pozo. Los resultados demuestran que la limpieza ultrasónica puede ser un método viable para limpiar la región cercana a la cara de la formación cuando hay depósitos de parafina. El método es recomendado en tratamientos para espesores de la zona producción grandes donde los métodos químicos pueden ser demasiado costosos. El estudio se baso en la capacidad del ultrasonido para producir calor, que a su vez causa que la parafina se re-disuelva.

⁴³ P.M. Roberts, Adinathan Venkitaraman, M.M. Sharma, "Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer-Induced Formation Damage", SPE 62046

Los estudios realizados por P.M. Roberts muestran que la limpieza ultrasónica parece ser una técnica viable por tratar los problemas de parafina, sobre todo si se combina con los remojos del solvente. Los mecanismos físicos dominantes parecen ser aumentados re-suspensión o dispersión de parafina debido a la agitación mecánica.

3. ESTADO DEL ARTE DEL DAÑO A LA FORMACIÓN ORIGINADO POR DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.

Se han encontrado numerosos reportes sobre problemas de parafina en la formación, tubería de producción, líneas de flujo, equipos de superficie y sistemas de almacenamiento. Los estudios iniciales estuvieron enfocados principalmente a entender los mecanismos de depositación de parafinas y las variables que la afectan. Estos estudios se realizan de manera experimental o en campo. Una vez comprendida esta información, se formulan modelos matemáticos de depositación de parafinas en el yacimiento (daño a la formación) que posteriormente se utilizan en el desarrollo de simuladores para el análisis y predicción de la depositación de parafinas.

Con el fin de poder identificar las líneas prioritarias de investigación en el área de parafinas, en este capítulo se presenta el estado del arte de las publicaciones realizadas sobre el daño a la formación por precipitación de parafinas. Se clasifican de acuerdo al tipo estudio realizado y se presentan en forma cronológica, para observar los avances y/o dificultades que se han tenido en el diseño de programas de tratamiento, para ser tenidos en cuenta en futuros programas de tratamiento, control y remediación de la depositación de parafinas en el yacimiento.

El estado del arte se presenta en una herramienta sistematizada, en donde se muestra en una forma didáctica los fundamentos teóricos sobre parafinas, daño a la formación y trabajos realizados sobre daño a la formación por precipitación de parafinas. Además se propone una metodología para la identificación del daño a la formación por precipitación de parafinas, para aplicarlo en campos que presente crudos parafínicos y sean susceptibles al daño por parafinas.

3.1 CLASIFICACIÓN DE ESTUDIOS RELACIONADOS CON EL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PARAFINA.

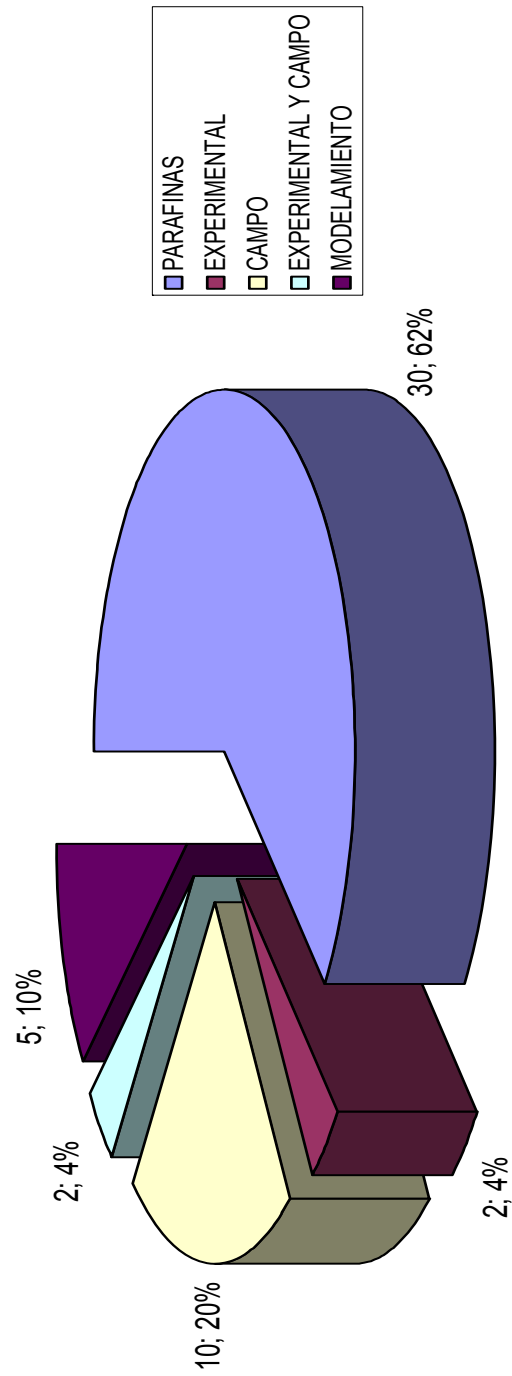
Los primeros estudios relacionados con parafinas, estuvieron enfocados en conocer las causas de la precipitación de parafina, los mecanismos de depositación y factores que afectan algunas propiedades de crudos parafínicos, a nivel de laboratorio. Además se han realizado estudios de campo, donde se evalúan los tratamientos que se han realizado a nivel de laboratorio para conocer su aplicabilidad y sus posibles debilidades. Tratando de predecir los procesos de depositación de parafinas en el yacimiento, se han desarrollado modelos numéricos en donde se tiene en cuenta condiciones de presión, temperatura y composición.

En este trabajo, las publicaciones sobre el daño a la formación por precipitación de parafinas se clasificaron en 4 categorías de acuerdo al tipo de estudio realizado. Adicional a estas publicaciones se presentan los estudios sobre precipitación de parafinas:

- a) Precipitación de Parafinas
- b) Estudio experimental de daño a la formación por parafinas.
- b) Estudio de campo sobre daño a la formación por parafinas.
- c) Estudio experimental y de campo de daño a la formación por parafinas.
- d) Modelamiento matemático del daño a la formación

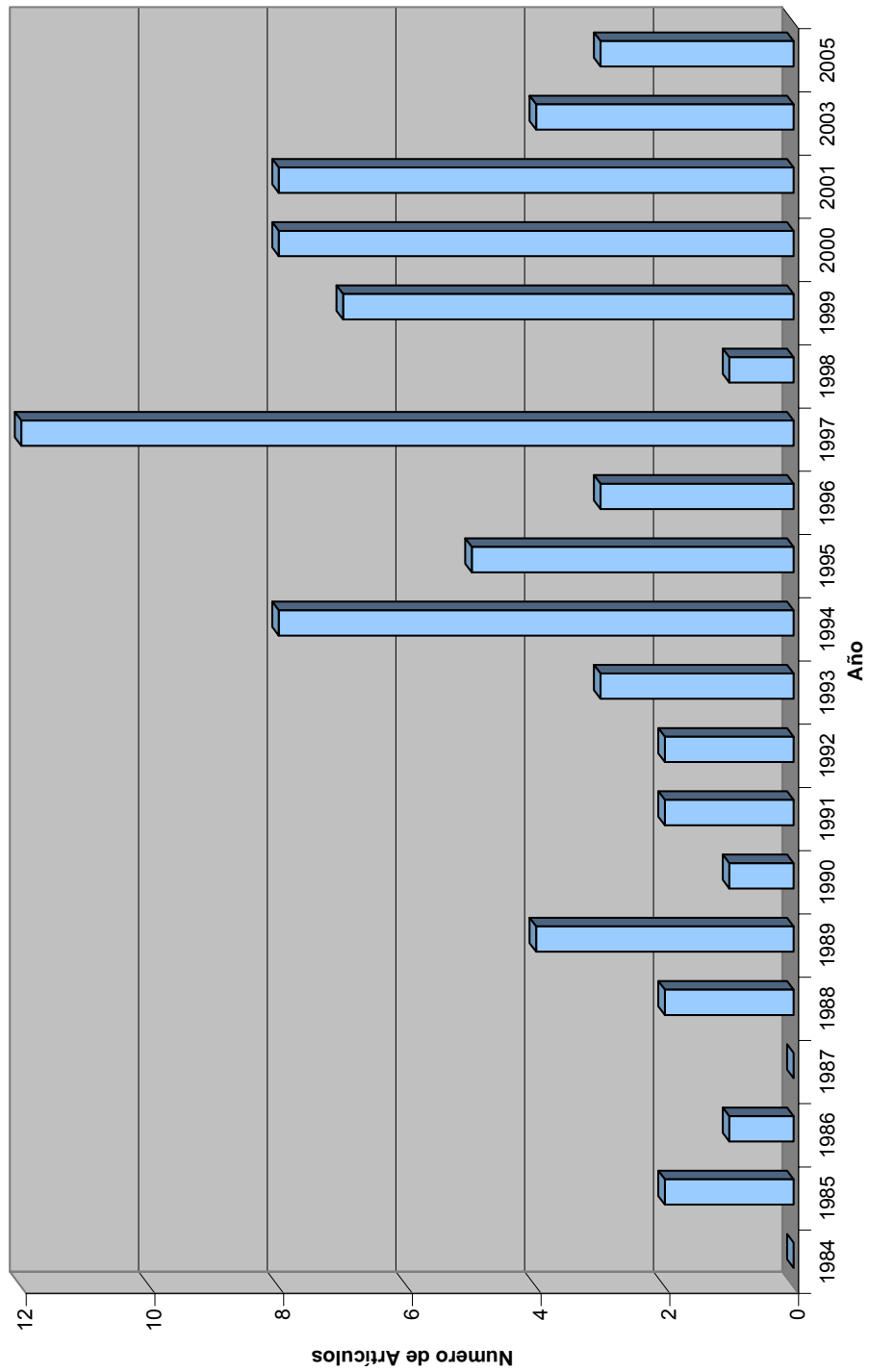
Del total de artículos encontrados, 50 artículos corresponden a estudios por precipitación de parafinas, de los cuales se seleccionaron aquellos a partir de 1980, para un total de 30. Sobre estudios de daño a la formación se escogieron 2 de tipo experimental, 10 de campo, 2 experimental y de campo y 5 artículos de modelamiento matemático del daño a la formación por parafinas (ver figura 38). En la figura 39 se presenta la distribución del número de artículos revisados por año.

Figura 38. Distribución del número de artículos por categoría.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 39. Distribución del número de artículos por año.



Fuente: Autores del proyecto

3.1.1 Precipitación de Parafinas. Los estudios sobre los procesos de precipitación de parafinas se iniciaron en los años 30 por Riestle. Estos incluyen estudios en laboratorio, campo y modelamiento matemático. A continuación se presentan aquellos estudios realizados a partir de la década de los 80, que incluyen el estudio de los mecanismos de depositación de parafina, métodos de control, prevención y predicción.

- **Control de parafina en el arrecife del norte de Michigan.**⁴⁴ Se realizan estudios en 24 pozos de la zona norte de un campo en Michigan, para seleccionar un químico adecuado en el control de la parafina. La profundidad promedio de los pozos es de 5.380 ft., con ocurrencia de parafina por encima de los 2.000 ft. Se determinaron las propiedades del crudo, puntos de nube, puntos de fluidez. Las pruebas de laboratorio de depositación estática se realizaron en muestras con 10 % de contenido de parafina. Las muestras se llevan a cierta temperatura y luego se enfrían a 10 °C (31°F), escogiendo el aditivo que inhibe la mayor cantidad de parafina. Se observa que los resultados usando el mismo aditivo en otro crudo es diferente. Otras pruebas realizadas en campo se hacen aplicando surfactantes, solventes y tratamiento con inyección continua. Una técnica satisfactoria consiste de tratamientos mediante baches de soluciones de surfactantes, limpieza con agua caliente/surfactante, estimulación con solventes, e inyección continua en sistemas de inyección de agua fresca.
- **Controlador de efecto duradero para la depositación de parafinas.**⁴ El tratamiento de pozos con dispersantes e inhibidores de depositación de parafinas, generalmente disminuye la acumulación de parafinas. Sin embargo, estas inhibiciones frecuentemente son de poca duración, debido a que la producción del pozo transporta rápidamente el producto químico a la superficie.

⁴⁴ M.E. Newberry, G.E. Addison y K.M. Barker; "Paraffin Control in the Northern Michigan Niagaran Reef Trend", SPE 12320.

La adición de un inhibidor sólido de efecto duradero para la depositación de parafinas durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico, ha demostrado aumentar este tiempo de inhibición. El inhibidor sólido de parafinas liberó lentamente el inhibidor químico de parafina durante toda la producción inicial de un pozo.

Este estudio describe una simulación en laboratorio de depositación de parafinas, usado para la evaluación de inhibidores: 1) Mezcla de modificadores de cristal en una píldora de emisión controlada y 2) Un copolímero sólido (etileno-vinyl acetato) disponible comercialmente. Se realizaron pruebas de pérdidas de porcentaje en peso del compuesto a largo plazo con estos dos inhibidores, para determinar la rapidez con que actuaban en el crudo a 100 y 150°F. Se trataron dos pozos del estado de Texas con ambos inhibidores, evaluando y comparando la efectividad a largo plazo y el sucesivo control de depositación de parafinas. El inhibidor de parafinas de emisión controlada fue más efectivo que el copolímero sólido etylen-vinil acetato.

- **Control de Parafinas con un Mayor Costo-Beneficio.**⁴⁵ En el control de parafinas mediante métodos térmicos o mecánicos no se tenía en cuenta el costo-beneficio de los tratamientos o los efectos adversos que se podrían presentar en el yacimiento a largo plazo. Las condiciones económicas en la industria, actualmente requieren mayor atención y experiencia de aplicación en la solución de problemas de parafinas.

En este estudio, se discuten las limitaciones de la prueba de laboratorio *cold finger* en la selección de modificadores de cristal, ya que su efectividad depende del tipo de mecanismo de depositación. Esta prueba se recomienda siempre y cuando el mecanismo de depositación de parafina sea por difusión

⁴⁵ G.E. Addison. "Paraffin Control More Cost-Effective" SPE 13391.

molecular. Cuando la parafina se ha depositado por esfuerzo de corte, se debe hacer una modificación a esta prueba. También se pueden realizar pruebas de botella (*flask test*), pruebas de dispersantes, y las pruebas de depositación de parafina. La selección de un aditivo adecuado es clave para obtener el tratamiento que tenga la mejor relación costo-beneficio.

- **Efecto prolongado de inhibición de parafinas en superficies mojadas por agua.**⁴⁶ Una superficie mojada por agua es un factor importante en el mecanismo de inhibición de parafinas. Para lograr esto, se ha intentado crear recubrimientos con químicos que forman una película en la superficie de la tubería o superficies plásticas, aunque su éxito ha sido muy limitado. Posteriormente se desarrolló un proceso en donde grandes superficies humectadas con agua lograron superar los problemas previos asociados con la obtención de un efecto prolongado. Este proceso consiste en generar calor en la tubería de producción mediante la reacción exotérmica del trióxido de azufre con el agua y el crudo presente, dispersando la parafina, limpiando la superficie de las varillas y tubería de producción y posteriormente cubriendo la superficie con un fluido cáustico. El efecto resultante es una superficie hidrofílica en el equipo de producción en el fondo del pozo, que reduce la fuerza adhesiva de las parafinas sobre la superficie de las varillas y tubería de producción, permitiendo que la precipitación de parafinas ocurra fuera del pozo.

Se seleccionó un pozo del norte de Michigan como candidato, debido a su baja producción luego de 4 años de tratamiento con ácidos y solventes. Se diseñó y se bombeó un tratamiento de azufre para tratar las varillas y la tubería de producción, eliminando la sobrecarga en las varillas y estabilizando la producción durante nueve meses de prueba. Otros pozos de la cuenca de los Apalaches que habían sido tratados mensualmente con solventes, respondieron con resultados similares, hasta llegar a tener 2 años

⁴⁶ J.G. Charles "Water-Wet Surface for Long-term Paraffin Inhibition" SPE 14520

de inhibición.

- **Selección de Productos para el Control de Parafinas y sus Aplicaciones⁴⁷**. La solución de los problemas relacionados con parafinas en los campos petroleros, varía con la causa del problema, su localización, severidad y capital. Se presenta una metodología para solucionar los problemas estudiando casos de laboratorio aplicados en campo. La efectividad de un tratamiento de pozos con problemas de parafina, depende de una evaluación completa de las causas del problema y las necesidades del campo.

Un aspecto importante de este trabajo es que se incluye la combinación de información de campo con pruebas de laboratorio y su interpretación. Se hace especial énfasis en el hecho de que los problemas de parafinas son muy puntuales, lo que hace necesario una buena caracterización del crudo, de los depósitos de parafina y de una serie de pruebas de laboratorio. Además se presentan las pruebas de laboratorio necesarias para el diseño de un programa de tratamiento adecuado. Entre estas se encuentra la determinación del punto de nube para el cual existen varios métodos; uno es mediante la prueba ASTM D2500 - 66, el método de perfil viscosidad. El punto de fluidez se puede determinar mediante la norma ASTM D97-66, también se realiza la prueba de dedos fríos (*cold fingers*) que se usa para seleccionar los inhibidores de depositación de parafinas y en algunos casos para determinar solventes de parafinas. Otra prueba esencial es la cromatografía de gases, usada para caracterizar el crudo y los depósitos de parafina; también ayuda a definir el tipo y severidad del problema. Se recomiendan otras pruebas como la prueba de frascos (*Flask Test*), que es un método para seleccionar un solvente de parafina apropiado.

⁴⁷ D.C. Thomas, "Selection of Paraffin Control Products and Applications", SPE 17626

Información de campo y análisis. El primer paso es proporcionar soluciones a problemas de parafina en campo a través de la evaluación de la situación en campo. El análisis se debe realizar para determinar:

1. El problema, dónde ocurre, y cómo afecta el sistema de producción.
 2. Parámetros de operación del sistema y configuración. Incluye perfiles de temperatura, tasas de flujo, condiciones ambientales, condiciones de operación y procedimientos.
 3. Cómo se está manejando el problema actualmente, cómo se manejó anteriormente, observando la efectividad y los costos generados.
- **Deposición de parafinas en la producción de petróleo⁴⁸.** La precipitación de parafina sólida actualmente es un ejemplo de equilibrio de fase líquido-sólido, explicada en términos de los principios establecidos en termodinámica para las soluciones. Por ejemplo, la solución de hidrocarburos de mayor peso molecular en hidrocarburos de menor peso molecular que actúa como un solvente. En este estudio se discuten los efectos de los solventes en el yacimiento, cambios en la temperatura de la tubería de producción, y cambios de presión y temperatura en facilidades de superficie y líneas de flujo.
 - **Avance Tecnológico en el Control de Parafinas y Asfaltenos⁴⁹.** Según Bernadiner (1993), el control técnico de parafinas y asfaltenos junto con los métodos de desemulsificación usados, no son los más apropiados y de hecho se contradicen unos con otros, resultando costosos e inefectivos en la producción del crudo. En la utilización de métodos técnicos, lo más eficiente es desarrollar un método que trate simultáneamente los problemas ocasionados por parafinas y asfaltenos. Se discuten los métodos de estimulación y se evalúan

⁴⁸ Norman F. Carnahan, "Paraffin Deposition in Petroleum Production", SPE 19895.

⁴⁹ M.G. Bernadiner, "Advanced Asphaltene and Paraffin Control Technology", SPE 25192.

para optimizarlos y obtener un tratamiento que abarque varios problemas, teniendo en cuenta que el costo beneficio sea el más recomendado. El método consiste en la aplicación periódica de un detergente diseñado para remover los depósitos y simultáneamente destruir la emulsión de agua en el crudo. Adicionalmente, el detergente absorbido cubre la superficie de los equipos y previene la depositación futura de asfalteno y parafina.

La destrucción del depósito ocasionado por el flujo del detergente, se debe a la difusión molecular química sobre la superficie del depósito y su adsorción sobre la superficie. Otro factor es el esfuerzo tangencial generado por fuerzas hidrodinámicas friccionales, provocadas por el flujo del detergente sobre la superficie del depósito.

Se realizó un trabajo de campo en pozos de crudo pesado con bombeo mecánico del campo Uzen, con una depositación aproximada de 30% de parafina en los pozos productores. La concentración de detergente en la solución varía entre (0,41 - 1.25 % en peso), el corte de agua varía entre 46 - 75%. La productividad de los pozos se reportó 10 días antes y 10 días después del tratamiento, mostrando cómo cambian favorablemente los parámetros de los dinagramas y el incremento de la producción de los pozos a los diez días de aplicado el tratamiento.

- **Mediciones termodinámicas y predicción de la precipitación de parafinas en el crudo**⁵⁰. Los métodos técnicamente y económicamente viables para el control de la acumulación de parafina en tubería y cara del pozo, son críticos en la producción de crudo en ambientes fríos y en aguas profundas. Conoco desarrolló métodos de pruebas de laboratorio y simuladores de depositación de parafinas, para cuantificar el potencial de depositación de

⁵⁰ D.D. Erickson, V.G. Niesen, y T.S. Brown, "Thermodynamic Measurement and Prediction of Paraffin Precipitation in Crude Oil", SPE 26604.

parafinas de un crudo y evaluar o desarrollar métodos para la prevención o control de acumulación de parafinas.

En este estudio se describe un modelo termodinámico de equilibrio de fases sólido - líquido en la precipitación de parafina y métodos de laboratorio complementarios. El modelo termodinámico es una modificación del primer modelo propuesto por Won (1985). Los principales cambios fueron:

- Diferencias entre n-parafinas e isoparafinas.
- Análisis composicional detallado.
- Identificación de las presiones necesarias.
- Mayor precisión en la representación termodinámica de la mezcla de sólidos heterogéneos, por cambio en la composición del crudo debido a la depositación de parafinas.
- Acople del modelo al comportamiento de fases binario.

El modelo predice el punto de nube y se compara con los resultados obtenidos con métodos tradicionales como el del viscosímetro, calorímetro de barrido diferencial (DSC) y el método de microscopía de fase fría (CSM).

El modelo se ajusta en un rango de 10°F para una amplia gama de condensados y crudos. Para la mayoría de los fluidos, el aumento en el número de carbonos produce solamente una diferencia de 0-8°F en el punto de nube, excepto para crudos altamente parafínicos (alto punto de fluidez) donde la longitud de la cadena (a partir del C₅₀ hasta C₇₅) puede representar diferencias de más de 20°F.

- **Transporte multifásico de crudos altamente cerosos**⁵¹. El control de la depositación de la parafina y la reducción del punto de fluidez, son algunos de los problemas más importantes en el transporte de crudos parafínicos con alto punto de fluidez. El fenómeno de enfriamiento de la tubería se reconoce como uno de los principales factores que controlan la depositación de las parafinas.

La tasa, la velocidad de flujo, la presencia de gas y agua son otros parámetros importantes que influyen en la disminución de la temperatura del crudo.

Jessen y Howell, estudiaron el efecto de la tasa de flujo sobre la depositación de las parafinas y concluyeron que estos depósitos se incrementan con el aumento de la tasa de flujo en régimen laminar ($Re < 4000$) y alcanzan un máximo antes de la transición a flujo turbulento. La depositación de la parafina disminuye con el incremento de la tasa de flujo en régimen turbulento ($Re > 4000$).

La presencia de la tercera fase inmiscible, agua, generalmente reduce el problema de la depositación de las parafinas y la disminución de la temperatura del crudo. En condiciones favorables, se adiciona agua al crudo que presenta problemas de fluidez y depositación de parafinas como una medida preventiva. Por lo tanto, es evidente que el punto de fluidez, la viscosidad y la resistencia de gel del fluido multifásico, siempre es menor que los valores para aceite crudo sin gas en solución.

- **Predicción de la temperatura del punto de nube y cantidad de precipitación de cera**⁵². Se presenta un modelo de equilibrio sólido-líquido-vapor, para utilizarse en mezclas de fluidos en el yacimiento. Las fases líquido y gas son descritas utilizando la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, mientras que la fase sólida se asume como una mezcla ideal.

⁵¹ R.Rai, B. SArkar, "Multiphase Transportation of High Waxy Crudes" SPE 27061.

⁵² Karen Schou Pedersen, "Prediction of Cloud Point Temperatures and Amount of Precipitation" SPE. 27629

Solo se consideran parte de los hidrocarburos pesados capaces de entrar potencialmente en la fase sólida. Se desarrolló un procedimiento para estimar la fracción de hidrocarburos pesados con potencial de formar parafinas. La fracción se incrementa con el contenido de n-parafinas y disminuye con el número de carbonos. Los resultados de los cálculos concuerdan con los datos de precipitación de parafinas obtenidos experimentalmente.

Los modelos de precipitación de parafinas encontrados en la literatura tienden a predecir cantidades altas de precipitación, por debajo del punto de nube. Para superar este problema se trabajó con las propiedades de los componentes o de la mezcla alejados de la realidad.

El modelo propuesto en este estudio supera estos problemas porque asume que una parte del pseudocomponente es potencial formador de parafina, solucionando deficiencias de otros modelos.

- **Evaluación de programas para el tratamiento de parafinas en pozos con bombeo mecánico⁵³.** En este estudio se presenta una metodología para el manejo de un programa de tratamiento de parafinas. La metodología desarrollada, es un sistema cerrado que comprende recolección de datos, selección del tratamiento y evaluación del rendimiento. La clave para un programa exitoso, es mantenerse enfocado en el problema. Un programa de tratamiento típico de parafinas, es un ciclo que comienza con la recolección y el análisis de datos, la cual corresponde a una fase analítica. Luego se hace una selección de un tipo de tratamiento y el desarrollo de pautas de tratamiento, teniendo en cuenta cual presenta un mejor costo-beneficio .

El ciclo es cerrado, con algún método para monitorear y analizar el programa de

⁵³ Henson, R.D., Tangen, T.J., Horne, P.T "Evaluation of Paraffin-Treating Programs in Rod-Pumped Oil Wells". SPE 27669.

tratamiento y así mejorarse continuamente. Desafortunadamente, los datos requeridos para la medición de parafinas y el desarrollo de un programa de tratamiento, no es algo que se pueda hacer en una semana. Debido a la naturaleza lenta de la depositación de parafinas, evaluar los métodos de tratamiento y datos de medición puede tomar meses. Por esta razón es importante ser organizado y enfocarse en obtener una representación clara del problema. Una base de datos digital, es útil en este aspecto. La clave para el éxito es monitorear el programa de tratamiento de parafinas. Muchas veces se toman decisiones inadecuadas debido a la existencia de poca información. Cuando se desarrolla o se optimiza un programa de tratamiento de parafinas, las preguntas que requieren respuesta son:

- Qué tipo de parafinas existen?
- Dónde es la depositación de parafinas?
- Cuál es la tasa de depositación?

La experiencia ha demostrado que la ausencia de parafina en la superficie de las varillas y tuberías de producción durante una inspección visual, no siempre indica ausencia en fondo.

- **Simulación de la depositación y remoción de parafinas en los pozos⁵⁴.**
La depositación y remoción de parafinas en yacimientos ha sido simulada por Ring y Wattenbarger y la depositación de parafina debido al enfriamiento natural en el yacimiento por Peddibhotla. El objetivo de este estudio fue simular la depositación y la remoción de la parafina en el *wellbore*.

El simulador de parafina descrito modela el flujo de calor en el *wellbore*, en el yacimiento, en las capas subyacentes y suprayacentes. También se usó para

⁵⁴ J.F. Keating, R.A. Wattenberg, "The simulation of Paraffin Deposition and Removal in Wellbores", SPE 27871

modelar el flujo másico en el pozo y en el yacimiento. El simulador bidimensional (r-z) consta de tres pseudocomponentes (gas, aceite y parafina) y tres fases (vapor, líquido y sólido). Para realizar toda la simulación, se modelan tres formas diferentes empleando otro simulador para cada caso: (1) Yacimiento/capa subyacente, (2) Capa suprayacente y (3) El pozo. A continuación se describe cada caso.

Yacimiento/capa subyacente. Este simulador calcula temperaturas, presiones, saturaciones de vapor, líquido y sólido. El simulador es descrito con más detalle por Ring y Peddibhotla.

Capa superior. La única variable en la solución en este simulador, es la temperatura. El simulador también usa el método de Newton para calcular completamente las temperaturas implícitas.

En el pozo. Un simulador bidimensional que incluye el *tubing*, *casing* y cemento, calcula temperaturas, presiones, velocidades y saturaciones.

En este estudio los investigadores hacen énfasis en el simulador del pozo, empleando las leyes básicas de conservación de masa, energía mecánica y energía térmica.

Los métodos de depositación por difusión y por corte que son muy similares a los modelos propuestos por Weingarten y Euchner se usan para calcular la cantidad de parafina sólida depositada en la tubería de producción; para cuantificar la cantidad de parafina que es removida de la tubería de producción se usa una curva de solubilidad presentada por Jessen, F.W.Shock, D.A. El único mecanismo de remoción que se usa en este simulador es la disolución de la parafina sólida.

Los autores simulan cuatro casos: depositación de parafinas, inyección de aceite caliente, calentador eléctrico en el fondo del pozo, y calentamiento eléctrico de la

tubería.

- **Deposición de parafinas bajo condiciones de flujo turbulento⁵⁵**. Se han desarrollado métodos de laboratorio para determinar la deposición de parafina en crudos vivos, bajo condiciones de flujo turbulento. La deposición de parafina en flujo turbulento alcanza los 1500 psi y una temperatura desde 32°F hasta 240 °F. El equipo se usó para estudiar el impacto de los regímenes de flujo, composición del crudo, agua, y modificadores de cristal para sistemas de producción del Mar del Norte. Bajo condiciones de flujo turbulento, el comportamiento pseudoplástico no Newtoniano de un crudo ceroso, afecta significativamente la tasa de deposición de la parafina. Por esto no se debe excluir en la formulación de modelos matemáticos.

La composición, es un factor que afecta la deposición de la parafina. Generalmente la tasa de deposición de la parafina disminuye con el aumento en la presión del punto de burbuja, bajo condiciones de flujo turbulento.

La alta presión en la deposición bajo flujo turbulento, se ha usado para evaluar modificadores de cristal, estudiar las condiciones de flujo óptimas y la composición del crudo. Con los resultados obtenidos, desarrollaron un modelo de deposición de parafina para optimizar las condiciones de flujo en la cual la deposición de parafina sea mínima. La tasa de deposición depende de la composición del crudo, temperatura del crudo, temperatura ambiente alrededor de la tubería, condiciones de flujo, tamaño de la tubería y aislamiento, y presión del sistema.

Cuando un crudo parafínico comienza a comportarse como un fluido pseudoplástico no newtoniano a cierta temperatura, adicional al enfriamiento

⁵⁵ J.J.C Hsu, M.M Santamaria, J.P. Brubaker, "Wax deposition of waxy Live Crudes under Turbulent flow conditions", SPE 28480.

cambia la naturaleza del crudo y disminuye la fuerza de corte. Estos factores resultan en un incremento significativo en la tasa de depositación.

- **Características de las parafinas de los crudos cerosos en China y métodos de remoción e inhibición de parafinas⁵⁶.** Se hace un estudio analizando propiedades como el punto de fluidez, distribución del número de carbonos, contenido de ceras y el corte de agua para varios crudos de China, con el fin de establecer las diferentes técnicas de remoción e inhibición a utilizar, para obtener el mejor costo-beneficio. Con el estudio se pudo establecer una distribución de crudos parafínicos en China, distribución del número de carbonos y características de la estructura de la parafina empleando métodos de cromatografía de gas.

También se presentan los métodos empleados para el control y tratamiento de los depósitos, mostrando la efectividad en cada uno, usando solventes y microorganismos para su remoción, y modificadores de cristal y dispositivos magnéticos para su inhibición. Los resultados mostraron que para ciertas características, algún tipo de tratamiento presenta el mejor costo-beneficio. Para pozos con corte de agua por debajo del 50 %, contenido de parafina menor al 30% y una distribución del número de carbonos entre C₁₃-C₄₀, el tratamiento con mejores resultados es usando técnicas de remoción química e inhibición. Algunos de estos pozos respondieron satisfactoriamente a técnicas de inhibición magnética. Para pozos con un corte de agua mayor a 50 %, la técnica de inhibición magnética generalmente es más económica. Para pozos con contenido de parafina mayor al 30 % y punto de fluidez mayor a 40°C, con mayor o menor corte de agua es mejor elegir métodos de remoción químico o térmico.

⁵⁶ Wang Biao, Dong Lijian, "Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition", SPE 29954.

Para pozos con alto contenido de carbonos las técnicas de remoción con químicos o dispositivos magnéticos no son apropiados y la elección más económica es aplicar modificadores de cristal o técnicas de revestimientos de tubería.

- **Determinación del punto de nube para crudos⁵⁷.** Se hace una revisión de los diferentes métodos existentes para determinar el punto de nube y una serie de pruebas de laboratorio con varios crudos, para determinar cual de los métodos presenta la mayor exactitud en la medida. Se concluyó que en crudos donde las cantidades de parafina inestables son grandes, la determinación del punto de nube es fácil y aparentemente insensible al método utilizado para su determinación. Sin embargo, para crudos con tasas de depositación más pequeñas, la determinación del punto de nube fué difícil y depende del método utilizado.
- **Evaluación de modificadores de cristal por videomicroscopia dinámica⁵⁸.** Las técnicas convencionales para la selección de modificadores de cristal, han sido limitadas debido a que no ha sido posible visualizar el crudo y el comportamiento de la parafina en solución, bajo condiciones de flujo. Este estudio describe una técnica de videomicroscopía, la cual permite visualizar el comportamiento de la precipitación de la parafina en condiciones de flujo en campo. Además, se presentan los datos y resultados de una prueba con un crudo convencional y un modelo de caracterización de crudos parafínicos.

Las técnicas convencionales incluyen punto de nube, punto de ebullición, reología y caracterización morfológica del cristal. La videomicroscopia muestra que el crudo desinhibido para agregados fuertes de parafina, resultan en un tapón de flujo; mientras que el crudo inhibido tiende a producir ramificaciones débilmente unidas.

⁵⁷ V.R KruKa, E.R. Cadena, "Cloud-point Determination for Crude oils", SPE 31032.

⁵⁸ N.F. Magri, B. Kalpakci, "Evaluation of Paraffin Crystal modifiers by Dynamic Videomicroscopy", SPE 37241.

La técnica muestra el comportamiento de la parafina con respecto a la formación y a la depositación como una función de la temperatura.

El equipo consiste de una celda micro óptica a una temperatura controlada, acoplado a un microscopio y una videocámara, la cual permite la visualización del crudo y la parafina bajo condiciones de flujo. Se presenta una descripción del equipo, y los resultados de pruebas para seleccionar el modificador de cristal más adecuado, teniendo en cuenta el comportamiento reológico, y su punto de fluidez. Además se presenta el efecto que tiene el modificador de cristal en la morfología del cristal bajo condiciones estáticas.

- **Caracterización de petróleo en yacimiento, basado en análisis SARA (Saturados-Aromáticos-Resinas-Asfaltenos)⁵⁹.** El análisis SARA, es una técnica eficiente y aproximada usada para estimar tipos de hidrocarburos, parafinas, aromáticos, resinas y asfaltenos. Otras técnicas como la de destilación, extracción de solvente, cromatografía líquida de alto rendimiento (HPLC), cromatografía de impregnación con gel (GPC), se usan para el análisis y obtención de la composición y estructuras requeridas para la caracterización de cada grupo de hidrocarburos con sus pseudocomponentes individuales. Los análisis, además de proporcionar el porcentaje en peso o molar de cada fracción, sirven como punto de partida para una caracterización adecuada del crudo usado en métodos de modelamiento de tipo EOS. En este estudio se presenta una ecuación de estado para la caracterización de fluidos del yacimiento, basados en la técnica de caracterización SARA. Además, se presenta un ejemplo de aplicación de pruebas PVT y modelamiento del comportamiento de fase de la cera.

⁵⁹ Kosta J. Leontaritis, "PARA-Based (Paraffin-Aromati-Resin -Asphalte) Reservoir oil Chraacterizations", SPE 37252.

- **Deposición de parafinas provenientes del petróleo: Comparación de resultados de laboratorio con datos de campo**⁶⁰. En este estudio se evalúan las características de 4 muestras crudo de campos diferentes en el Golfo de México y su tendencia a la formación de parafina debido a la variación de la presión y la temperatura. Técnicas como microscopía seccional polarizada (CPM) y el sistema de detección de partículas basado con láser (SDS) se usaron para medir la temperatura de inicio de cristalización, conocido como temperatura de aparición de la cera (parafina) (WAT) o punto de nube. Se presentan los resultados, se discuten y se comparan con datos reportados de campo.

En casi todos los casos, la medida del punto de nube de las muestras STO por medio de CPM fueron más altos que aquellos medidos con métodos de viscometría y DSC. Mientras que el CPM detecta la formación de los cristales de parafina en la etapa cercana a la nucleación (por ejemplo cuando el tamaño de los cristales es del orden de $1\mu\text{m}$), el SDS determina la aparición de la parafina en la etapa subsiguiente al crecimiento (por ejemplo cuando los cristales de parafina alcanzan un tamaño cercano a 10μ).

- **Comparación de medidas del punto de nube y métodos de predicción de parafinas**⁷. La medición del punto de nube se determinó mediante varias técnicas de laboratorio y se desarrolló modelos termodinámicos de comportamiento de fase. En este estudio se emplearon cuatro métodos existentes, mostrando que estas mediciones realizadas bajo ciertas condiciones de operación se ajustan con el valor promedio de todos los métodos en $3\text{ }^{\circ}\text{F}$. La reproducibilidad para duplicar muestras de campo por el mismo método, fué de 5°F . Cuando las tasas de enfriamiento eran muy bajas no fue posible, requiriendo determinar un factor de corrección de la tasa de enfriamiento en $2\text{ }^{\circ}\text{F}/\text{min}$. Se encontró para todos los métodos usados, que la

⁶⁰ Ahmed Hammami, Michael A.Raines, " Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparision of Laboratory Results to Field Data", SPE 38776.

sensibilidad en la medición depende del método y tipo de crudo. Se encontró un buen ajuste del punto de nube medido (STO) y la alta temperatura en la cual la formación de parafina es detectada en campo.

Los resultados de 10 modelos termodinámicos indican que proporcionan gran utilidad en la predicción del punto de nube. Con los modelos de depositación de parafinas probados correctamente se pudo identificar que la parafina deberá depositar en donde se encontró la tasa de acumulación más alta. Sin embargo, los espesores de parafina estimados y los patrones de depositación de la cera varía ampliamente, y no puede ser juzgado cuantitativamente usando datos disponibles de campo.

- **Tratamientos de parafina en campo: Agua caliente comparada con modificadores de cristal⁶¹.** Los modificadores de cristal se han aplicado en varias partes del mundo, para controlar la depositación de parafinas en tuberías de producción, líneas de superficie y facilidades de almacenamiento en refinería. Sin embargo, el uso de estos químicos requiere que sean protegidos en épocas frías para impedir su congelamiento y facilitar el bombeo. Por consiguiente, las prácticas de calentamiento con aceite y/o agua siguen siendo los métodos principales de remediación de parafina. El avance en la formulación de modificadores de cristal ha tenido éxito obteniendo modificadores que son convenientes para la aplicación en ambientes fríos. Se discuten procedimientos de calentamiento con aceite y agua, y el efecto combinado con modificadores de cristal.

Con esta nueva tecnología, se logró comparar la efectividad de los modificadores de cristal con el método de calentamiento con aceite y/o agua, para una amplia variedad de muestras en áreas de producción. Se escogieron tres grandes áreas

⁶¹ J.R. Becker, "Oilfield Paraffin Treatments: Hot Oil and Hot Water Compared to Crystal Modifiers", SPE 63123.

de producción, geográficamente distantes con previos programas de calentamiento con aceite, en un programa de limpieza con solvente y tratamiento continuo con modificadores de cristal. Se presentan tres casos de campo que han tenido alguno de estos métodos de tratamiento. Adicionalmente se presentan algunos tópicos teóricos, incluyendo la descripción de la modificación del cristal y su efecto en el comportamiento del crudo.

- **Predicción del punto de nube: en la depositación de cera⁶².** Se evaluó y discutió la dependencia de la temperatura del punto de nube sobre la naturaleza de la solución en el crudo. También se desarrolló una correlación para la predicción del punto de nube. Basado en las observaciones experimentales, los parámetros más importantes que afectan la temperatura del punto de nube, son el peso molecular aparente de la solución y el soluto, y la fracción en peso del soluto. La correlación propuesta se basa en estas dos consideraciones, y se formuló a través de la selección de ecuaciones de procesos de regresión y ecuaciones polinómicas no lineales, la cual predice la temperatura de punto con un error de menos de 1 %.

La correlación propuesta es :

$$T_c = T_m \left[A_1 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right)^{\frac{1}{3}} + A_2 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right)^{\frac{1}{2}} + A_3 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right) + 1 \right] \quad (27)$$

Donde

T_c es la temperatura del punto de nube.

T_m es la temperatura de fusión del soluto

⁶² Sadeghzad, Ayoub. Richard L., "The Prediction of Cloud Point Temperature: In Wax Deposition", SPE 64519.

X es la fracción de peso del soluto

MW_s es el peso molecular del soluto.

MW_{sa} es el peso molecular aparente de la solución.

A₁,A₂,A₃ son constantes que dependen del peso molecular del soluto y pueden ser definidas por:

$$A_1 = 9.3397023 - 4.7561409 \times 10^{-2} \times MW_D + 5.6230875 \times 10^{-5} \times MW_D^2 \quad (28)$$

$$A_2 = 15.907254 - 8.2817718 \times 10^{-2} \times MW_D + 1.0057189 \times 10^{-4} \times MW_D^2 \quad (29)$$

$$A_3 = 8.6299664 - 4.745951 \times 10^{-2} \times MW_D + 5.5663438 \times 10^{-5} \times MW_D^2 \quad (30)$$

Donde MW_D es el peso molecular del soluto adimensional.

También se presenta una correlación para estimar el punto de fusión de crudos aromáticos, nafténicos, parafínicos, parafínicos livianos o condensados.

Crudos aromáticos:

$$T_m(^{\circ}K) = 333.5 - 419.0 \times EXP(-0.0095MW_i) \quad (31)$$

Crudos nafténicos:

$$T_m(^{\circ}K) = 370.0 - 0.049MW_i - \frac{18605}{MW_i} \quad (32)$$

Crudos parafínicos:

$$T_m(^{\circ}K) = 402.4 - 0.01896MW_i - \frac{27109}{MW_i} \quad (33)$$

Crudos parafínicos livianos o condensados:

$$T_m(^{\circ}K) = 366.225 + 0.049MW_i - \frac{18603.615}{MW_i} \quad (34)$$

Se concluye que el peso molecular aparente del soluto y su fracción en peso están directamente relacionados con la temperatura del punto de nube. En contraste con el soluto, el peso molecular aparente de la solución tiene una relación indirecta con la temperatura del punto de nube.

Cuando la fracción en peso del solvente aumenta y su peso molecular aparente disminuye, la temperatura del punto de nube disminuye. Cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye, la temperatura del punto de nube también.

- **Disolución de parafina en campo³⁸.** En este estudio, se discuten varios factores involucrados en los procesos de solvencia de parafina: el efecto de la temperatura, longitud de la cadena de carbonos, tipo de solvente y problemas de aplicación. La capacidad del solvente se compara en un rango de temperatura (40-100° F), usando diferentes tipos de parafinas. El propósito del estudio, fué proporcionar claridad sobre porqué ocurre lo mencionado anteriormente. Se resuelven preguntas como, ¿cuánta parafina removerá diferentes solventes?, ¿cuánto se necesita para aplicarlo? ¿Cuáles son las limitaciones?, ¿Cuáles son los mejores solventes?.

Entre los factores que afectan la solvencia de parafinas se encuentran el tipo de solvente usado, tipo de parafina, cantidad de parafina, temperatura y tiempo de

contacto. Cualquiera o todos de estos factores puede ayudar a determinar que un tratamiento de remoción de parafina sea exitoso o nó.

Se concluye que los solventes varían en su capacidad para disolver la parafina, y la cantidad de parafina disuelta disminuye cuando el número de carbonos aumenta.

- **Estudiando el mecanismo de la influencia del campo magnético en la viscosidad de crudos parafínicos y reducciones en la depositación de cera⁶³.** En este estudio, se hace un screening de la influencia del campo magnético en la reología de un crudo de un campo en Vietnam. Se encuentra una relación entre los cambios de viscosidad, con la intensidad del campo magnético, temperatura y duración del tratamiento. Los cambios en la cristalización de la parafina bajo condiciones del campo magnético se estudiaron usando análisis SEM. Se estudió y se probó la posibilidad de remover la parafina por medio del tratamiento magnético, proponiendo un mecanismo de influencia del campo magnético en el control de la depositación de la parafina. Estos datos también pueden servir como base en el diseño y construcción de herramientas altamente efectivas para mejorar la fluidez de crudos parafínicos. El propósito del estudio fué confirmar el efecto del campo magnético en la fluidez de los crudos, estudiando la viscosidad del fluido y los procesos de cristalización de la parafina, e intentar averiguar los mecanismos que generan estos efectos.

De acuerdo a Baker, John D. Corney los depósitos controlados por tratamiento magnético, se pueden dividir en dos grupos: inorgánicos y orgánicos. Las moléculas de parafina son constituyentes del crudo, las cuales son solubles a condiciones de yacimiento. Como el equilibrio del crudo se altera por cambios en

⁶³ Nguyen Phuoung Tung, N.Van Vuong, B. Quang, "Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reductions", SPE 68749.

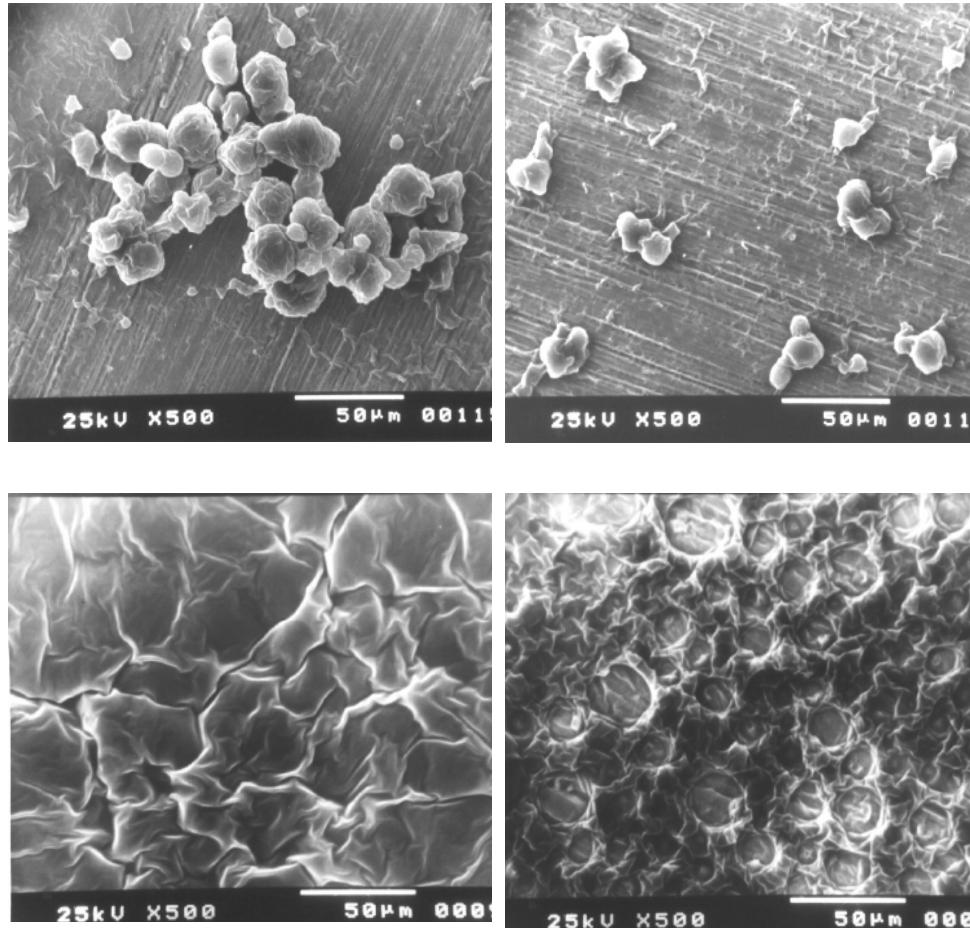
la presión y la temperatura en el pozo, la parafina comenzará a precipitar de la solución. Los efectos de presión en la capacidad del crudo para disolver la parafina no son grandes, pero la volatilización de hidrocarburos, como el metano, etano, propano, butano, etc. disminuye substancialmente la solubilidad de la parafina en el crudo. Obviamente el principal factor en la precipitación de parafina es la temperatura cuando cae a un nivel por debajo del punto de nube.

Como conclusión se tiene que a condiciones optimas, la viscosidad de las muestras de crudo se redujo bajo la influencia del campo magnético. Esta depende de la temperatura, intensidad magnética y tiempo de exposición. El tratamiento magnético puede controlar los procesos de depositación con una reducción entre 20 a 25 % y cambios muy grandes y duraderos en las propiedades reológicas de los depósitos. Los resultados de las pruebas SEM muestran que el campo magnético afecta la cristalización de la parafina (ver figura 40).

- **Técnicas de medida del punto de nube y depositación de cera⁶.** Las parafinas presentes en el crudo, en algunos estados termodinámicos, presentan fenómeno de cristalización. Se presentan datos de punto de nube de varias mezclas sintéticas de crudos. Estos datos se obtuvieron de tres técnicas diferentes: Near-Infra-Red (NIR), Filtración dinámica del punto de nube (DFCP), y la ASTM D2500. Para las mezclas transparentes, el método ASTM D2500 está siendo usado como el método estándar comparado con los otros dos métodos.

Los resultados muestran que las tres técnicas son consistentes, aunque su precisión es diferente. Se recomienda la técnica NIR por su simplicidad, alta precisión, y una amplia aplicabilidad a todo tipo de fluidos y condiciones termodinámicas.

Figura 40. Morfología del cristal de parafina antes y después de un tratamiento con campo magnético.



Fuente: Nguyen Phuoung Tung, N.Van Vuong, B. Quang, "Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reductions", SPE 68749

Además se presentan reportes de las mediciones del punto de nube y depositación de parafinas de muestras de crudo de varias partes del mundo. Algunos de estos crudos contienen dispersantes naturales de asfalteno y modificadores de cristal, y como resultado ellos permanecen estables en muchas condiciones termodinámicas encontradas durante la producción.

- **Predicción de la temperatura del punto de nube: en la depositación de parafina⁶⁴.** El objetivo principal del estudio, fué evaluar y discutir la dependencia de la temperatura del punto de nube en la naturaleza de la solución. Se desarrolló una correlación para predecir la temperatura del punto de nube en la precipitación de parafina.

Basado en más de 35 medidas de laboratorio de la temperatura de punto de nube desarrollaron una correlación para su estimación:

$$T_c = T_m \left[A_1 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right)^2 + A_2 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right) + 1 \right] \quad (36)$$

Donde

T_c es la temperatura del punto de nube.

T_m es la temperatura de fusión del soluto

X es la fracción de peso del soluto

MW_s es el peso molecular del soluto.

MW_{sap} es el peso molecular aparente de la solución.

A₁, A₂, son constantes que dependen del peso molecular del soluto y pueden ser definidas por:

$$A_1 = -1.5457069 + 8.6785210 \times 10^{-3} \times MW_D - 1.1398394 \times 10^{-5} \times MW_D^2 \quad (37)$$

$$A_2 = 0.4329474 - 2.8891381 \times 10^{-4} \times MW_D - 8.1952264 \times 10^{-7} \times MW_D^2 \quad (38)$$

⁶⁴ Sadeghazad y Sobhi , "The Prediction of Cloud Point Temperatura: in Pure Paraffin Deposition", SPE 87293.

Donde MW_D es el peso molecular del soluto adimensional.

Se concluye que cuando la fracción de peso del solvente aumenta y su peso molecular aparente disminuye, el punto de nube disminuye. Cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye el punto de nube también.

Obtuvieron un buen ajuste entre los datos experimentales con los datos estimados con la correlación del punto de nube. El peso molecular aparente del soluto y su fracción molar están directamente relacionados con el punto de nube.

- **Estudio de los fenómenos de cristalización de Parafinas en el Comportamiento Fluido dinámico de crudos Parafínicos-fase1¹⁵.** Los resultados obtenidos al relacionar la formación de cristales de parafina con las mediciones tradicionales de punto de nube, punto de fluidez y viscosidad, demuestran la importancia de analizar en primer orden las interacciones entre la naturaleza química de los crudos, las variables físico - químicas y fluido dinámicas, que dan lugar a diferentes formas y velocidades de cristalización. Adicionalmente, no sólo se debe tomar el valor puntual de la viscosidad a determinada temperatura, sino el comportamiento reológico de los crudos durante el proceso de formación y destrucción de los cristales, a causa de las velocidades de deformación. Para efectuar este estudio, se seleccionó un grupo de crudos parafínicos, los cuales se caracterizaron teniendo en cuenta los parámetros antes mencionados e igualmente se sometieron a distintas velocidades de enfriamiento, para observar microscópicamente las morfologías resultantes y a la vez relacionarlas con el comportamiento reológico, en un rango de condiciones similares a las que se pueden obtener durante el transporte de hidrocarburos por oleoductos. Para tal efecto, se realizaron no sólo pruebas de laboratorio, sino se escalaron los resultados del proyecto piloto en un simulador, para analizar el comportamiento de los fluidos en condiciones dinámicas o estáticas, relacionadas con paradas prolongadas del oleoducto. El

realizar este tipo de estudios permite mayor seguridad operacional, ahorros considerables de aditivos, energía, incremento de la capacidad de bombeo. También facilita la selección de la tecnología más adecuada para controlar la depositación de parafinas.

En este trabajo se destaca la importancia de tener en cuenta los fenómenos de cristalización al momento de tomar las decisiones relacionadas con el tipo de tratamiento químico, térmico, electromagnético, etc., que faciliten los procesos de producción, deshidratación, almacenamiento, transporte y procesabilidad de los crudos parafínicos.

Conocer y entender los fenómenos que intervienen en la cristalización de parafinas y su consecuente depositación, da como resultado la generación de alternativas de tratamiento que dependan más de condiciones fluido dinámicas, (caudales, velocidades de bombeo, sistemas de agitación y homogenización), evitando y/o minimizando así el uso de aditivos inhibidores y dispersantes de parafinas, modificadores o depresores de punto de fluidez, tratamientos térmicos, electromagnéticos, etc.

3.1.2 Trabajo Experimental del daño a la formación por parafinas.

- **Remoción química del daño a la formación por depositación de parafinas Parte I: solubilidad y tasa de disolución³³.** En este estudio, se presentan los resultados de experimentos enfocados a evaluar la solubilidad y tasa de disolución de la parafina en solventes químicos seleccionados. Se discuten las causas del daño a la formación por depositación de parafina y los métodos usados para su control o mitigación. Además se desarrolla un modelo termodinámico para predecir el equilibrio de fase de solventes y la precipitación de parafina usando la teoría de solución regular, obteniendo un buen ajuste entre los resultados de laboratorio y los estimados. Se presentan los resultados de

pruebas de laboratorio, aproximaciones analíticas para la evaluación de la solubilidad y la tasa de disolución de parafinas en solventes comerciales.

La solubilidad de la parafina en los solventes, aumenta considerablemente con el aumento en la temperatura. La solubilidad del solvente se puede predecir, usando un modelo termodinámico, cuando se conoce la composición del solvente. Los procesos físicos tales como la disolución de la parafina en el solvente se puede tratar como una reacción pseudo-química. El resultado obtenido en esta investigación, sugiere que las tasas de disolución de la parafina obedecen a la ley de primer orden.

La temperatura, presión y composición del crudo son factores que gobiernan la precipitación y depositación de la parafina. Para controlar o mitigar el daño a la formación relacionado con parafina, se debe identificar claramente las causas y el mecanismo.

- **Prevención del daño de formación por medio del control de la depositación de parafinas y asfaltenos¹⁴.** En este estudio se presentan experiencias de campo producto de recomendaciones de laboratorio para tratar 4 casos de depositación de parafinas y un caso con problemas de depositación de asfaltenos. Para cada caso se describen las condiciones antes y después del tratamiento con productos químicos. Los programas de depositación de parafinas se corrigieron adicionando solventes, dispersantes, detergentes y/o modificadores de cristal. Para seleccionar el químico más apropiado se evaluó el porcentaje de sólidos y el punto de nube del crudo. Para operaciones con aceite caliente se debe revisar el contenido de sólidos y su punto de nube. Si el porcentaje volumétrico de sólidos es mayor del 1 % y el punto de nube es mayor que la temperatura de fondo de pozo, existe la posibilidad de presentarse daño a la formación.

CASOS DE CAMPO. El análisis de laboratorio de muestras tomadas de las

varillas de producción en pozos con bombeo mecánico indican una distribución de carbono entre C₂₀-C₆₀ con un mayor porcentaje de C₃₆.

Caso 1. Se realizó recompletamiento a una profundidad de 6200 ft, presentando una producción inicial de 23 BOPD. Se presentaron problemas de parafinas en el *tubing* luego de 2 meses de iniciada la producción. Para su tratamiento se inyectó aceite caliente cada seis semanas, luego de 4 tratamientos, la producción cayó entre 10-11 BOPD. El quinto tratamiento generó taponamiento del pozo, debido a que cierta cantidad de parafina se introdujo en la formación. Para remediar este problema se estimuló el pozo inyectando solvente. Luego de su reactivación los resultados fueron:

Primer día	60 BOPD
2 ^a semana	21 BOPD
6 ^a semana	18 BOPD
3 ^{er} mes	15 BOPD

El gasto generado por el tratamiento se recuperó con tres días de producción, cuando ésta era de 11 BOP antes del tratamiento. Se recuperaron 665 bbl en los tres meses, generando ganancias por encima de los niveles de producción cuando se realizó remoción con aceite caliente.

Caso 2. Un pozo con bombeo mecánico, completado a 4200 ft y una producción de 60 BOPD de 36 °API y 8 BOPD. La producción diaria cayó, mostrando una tendencia al taponamiento por parafina. Para el tratamiento se bombearon 2 barriles de solvente dejando en remojo durante 8 horas. La producción se incrementó hasta 100 BOPD y 15 BOPD, donde se mantuvo durante 3 meses antes de caer nuevamente. El tratamiento se repitió usando una nueva combinación de solvente de parafina y un dispersante para prolongar el efecto del tratamiento. Este tratamiento arrojó una producción de 100 BOPD durante 5

meses. Los tratamientos se pagaron con 3 días de producción y el crudo adicional fue de 9600 bbls durante los 8 meses de producción total. Además se realizaron programas de pretratamiento previo a la acidificación en varias ocasiones, presentando resultados similares.

- **Remoción ultrasónica de depósitos orgánicos y daño a la formación inducido por polímeros³⁹.** Se realizaron experimentos para evaluar la viabilidad de fuentes acústicas de alta intensidad, para remover el daño a la formación cerca al wellbore, causada por depósitos orgánicos (parafinas y asfaltenos) y polímeros (HEC).

Estos estudios mostraron que la agitación mecánica generada por las ondas acústicas, resuspenden efectivamente la parafina y restaura la permeabilidad efectiva de la muestra en un tiempo relativamente corto. La profundidad del tratamiento es de aproximadamente 12 – 15 cm. Esto sugiere que una fuente acústica con o sin solventes puede proporcionar un método efectivo para remover la parafina en la cara de la formación y sus alrededores.

Los experimentos se realizaron usando varios rangos de frecuencia e intensidades, para evaluar la configuración óptima, obtener la mejor restauración de la permeabilidad, y tener los requerimientos de diseño de un transductor aplicable en campo. Para aplicación en campo, se acoplaron 8 transductores en una herramienta para poder realizar las pruebas. Los resultados demuestran que esta aplicación puede ser un método viable para la limpieza de la cara de la formación sus alrededores.

Descripción de muestras y equipo. Se realizaron pruebas en corazones de la formación Berea, de 2,4 cm de diámetro y 20,32 cm de longitud, usando una celda de filtración dinámica Hassler. Las muestras se llevaron una presión de confinamiento de 6,2 MPa (900 psi). Los cambios en la permeabilidad se

monitorearon mediante sensores de presión a lo largo de la muestra. El equipo se modificó acoplado una fuente acústica y un acelerómetro para medir la intensidad del campo acústico. La fuente ultrasónica es un transductor cilíndrico piezo-eléctrico de 2,5 cm de diámetro.

Inicialmente se realizaron medidas de viscosidad a diferentes temperaturas con cuatro muestras de diferentes concentraciones de parafinas (5,10,15 y 20%) con C_{10} . Se seleccionó la muestra para simular el daño en el corazón y posteriormente poner en contraflujo durante el tratamiento ultrasónico. El decano puro no se usó debido a que a temperatura ambiente éste disuelve completamente toda la parafina precipitada. Se seleccionó una mezcla decano-parafina con un punto de nube por debajo de la temperatura ambiente.

Procedimiento. El corazón se limpió y se saturó con 3 % de salmuera (a una tasa de flujo de 3 cc/min).

Se inyectó C_{10} hasta alcanzar la saturación de agua residual (S_{wir}).

Se colocó el equipo en el horno y se generó daño en el corazón inyectando una mezcla con 20 % de parafina a 65 °C, enfriando hasta 28 °C para lograr la precipitación de la parafina.

Se retira del horno y se inyecta una solución con 10 % de parafina a 28 °C manteniendo hasta alcanzar permeabilidades estables para 3 secciones del corazón.

Posteriormente el corazón se somete al tratamiento con dos fuentes ultrasónicas diferentes a varios niveles de potencia, monitoreando continuamente la permeabilidad.

3.1.3 Trabajo de Campo

- **Aplicación en campo de un sistema de calentamiento con nitrógeno⁶⁵.**

CASOS DE CAMPO. Proyecto *Fruitvale*, California. El crudo presenta una gravedad API de 12, de baja viscosidad y alto contenido de parafinas. El yacimiento presenta una presión de fondo relativamente baja (1100 psi), y una temperatura promedio de 120 °F a una profundidad promedio de 3500 ft. Los pozos tienen un historial de severos problema de depositación de parafina; se realizaron trabajos con aceite caliente, incrementando la producción de 0 – 30 BOPD. Debido al taponamiento por parafinas la producción cayó a cero en 2 semanas. Para realizar el tratamiento se escogieron tres pozos.

POZO A. El diseño del tratamiento consistió de 60 barriles de soluciones generadoras de nitrógeno 4 molar. El punto máximo de calor se diseñó para que ocurriera a 2789 ft, 500 ft por arriba de los 362 ft del intervalo perforado con una temperatura máxima de 462 °F, cerrando el pozo por 24 horas. La producción final después del tratamiento fue 160% mayor que los 5 barriles/día promedio producidos antes del tratamiento. Se observó una lenta declinación, ya que la producción seguía siendo 100% sobre el promedio a la 2ª semana, 60% sobre la 3ª y 6ª semanas después del tratamiento.

POZO B. El pozo presentaba un historial parecido al pozo A. El intervalo productor es mucho mas grande (695 ft), y el promedio de la producción fue 3 BOPD antes del tratamiento. El tratamiento consistió de 118 barriles de solución 4 molar. El punto de calor se diseñó para una temperatura máxima de 408 °F a una profundidad de 3501 ft, se utilizó un tiempo de remojo de 24 horas. Se produjeron 35 BOPD (20 bbl de aceite y 15 bbl de agua) los cuales representan un

⁶⁵ T.I Mitchell, "Field Application of a Chemical Heat and Nitrogen Generating System", SPE 12776.

incremento de 567% sobre la producción de pretratamiento. Igualmente se observó una lenta declinación en la producción.

POZO C. Fue reperforado desde los 3315 ft a 3442 ft y 3426 a 3617 ft. La producción promedio antes del tratamiento con el sistema era de 4 BOPD y 4 BWPD. Se utilizaron 48 bbl de solución 4 molar para producir un punto de calor de 445°F a 3410 ft. Después del tratamiento se obtuvo una producción inicial de 100% por encima del promedio de los pretratamientos pero volvió a caer a 4 BOPD cuatro semanas después del tratamiento. En seis semanas, sin embargo, no observaron ninguna otra declinación.

Los investigadores de este estudio concluyeron:

- (1) El calor producido por el sistema de generación de nitrógeno y calor hace una estimulación efectiva a la formación productora taponada con parafina;
 - (2) El efecto de la estimulación del sistema de generación de nitrógeno y calor muestra perdurar más que los producidos por los tratamientos con aceite caliente o los tratamientos con solventes de parafina.
 - (3) El ciclo de producción de un pozo con problemas frecuentes de depositación de parafinas puede ser más duradero realizando un preflujo que contenga un inhibidor de parafina;
 - (4) Los casos históricos muestran que el sistema de generación de calor y nitrógeno es igual de efectivo si se bombea abajo del *tubing* o *casing*, en un rango de profundidades amplio.
- Combinación de calentamiento in-situ con inhibidor de parafinas proporciona costo- beneficio en NPR#3, Casper, Wyoming⁶⁶. En este estudio se describen los tratamientos con sistema de generación de calor in-

⁶⁶ H.W. McSpadden, M.L. Tyler, T.T. Velasco, "In-Situ Heat and Paraffin Inhibitor Combination Prove Cost Effective in NPR # 3, Casper, Wyoming", SPE 15098.

situ, mostrando la selección de los pozos candidatos, los niveles de producción antes y después del tratamiento. Los tratamientos empleados fueron tratamientos semanales de lavado con dispersantes de parafinas, tratamientos con aceite caliente combinado con dispersantes o inhibidores en aceites de base asfáltica, *squeezes* con modificadores de cristal usando nitrógeno criogénico, calentamiento *In-situ* combinado con solvente e inhibidor de parafina.

El tratamiento que mejores resultados económicos presentó fue el calentamiento *In-situ*. Para la reacción exotérmica del tratamiento se utilizaron soluciones acuosas nitrogenadas, en el control de la reacción se adiciona una solución Buffer y un ácido inorgánico para que se genere la mayor cantidad de calor a la profundidad predeterminada de los depósitos de parafinas. Además se incluye un agente secuestrante de hierro y un inhibidor de corrosión para prevenir los posibles problemas de precipitación.

CASOS CAMPO. Se escogieron 9 pozos con previos tratamientos de estimulación por parafina. El pozo 1 presentó un beneficio continuo desde la estimulación, alcanzando su producción hasta tres o cuatro veces la tasa de producción antes del tratamiento. El pozo 2 presentó un incremento normal en la producción mientras que para el pozo 3 el tratamiento no fue efectivo. Los pozos 4 y 5 experimentaron incrementos en la producción que fueron insuficientes para pagar el costo del tratamiento. Los pozos en proyecto de inyección de agua de la formación Wall Creek no fueron candidatos favorables para tratamientos de calentamiento *in-situ* porque los altos cortes de agua disipan el calor. Los pozos seleccionados debieron ser pre-circulados con aceite caliente para eliminar problemas mecánicos en fondo tales como taponamiento parcial del *tubing* y las bombas que podría interferir con el tratamiento. El pozo 6 había estado fluyendo a una tasa promedio de 8,3 BOPD cayendo a 1 BOPD en menos de un año. El pozo fue tratado usando 100 Bl de sistema de generación de calor *in-situ* precedido por

30 Bl de aceite Tensleep que contenía solvente e inhibidor de parafina. El tratamiento se diseñó para penetrar 9 ft dentro de la formación, y alcanzar una temperatura del fluido de 324°F en el tope de las perforaciones. El pozo fue cerrado durante 24 horas para remojo del tratamiento, presentando un incremento en la producción en 16 BOPD durante 5 meses y se mantuvo en una producción promedio de 13,3 BOPD los siguientes 15 meses. En el pozo 7 el tratamiento del sistema de calor *in-situ* no tuvo incremento en la producción. En el pozo 8 la tasa de producción antes del tratamiento era 6,0 BOPD, se bombearon 75 Bl de tratamiento del sistema de calor por el anular entre el tubing y el casing diseñado para penetrar 9 ft dentro de la formación y conseguir una temperatura de 326°F en el tope de perforaciones. La producción aumentó a 40 BOPD inicialmente pero cayó a 15 BOPD. El pozo 9 presentaba una producción de 30 BOPD en 1983 y 5,5 BOPD en 1984. El tratamiento se realizó con 50 Bl de sistema de generación de calor bombeado por el anular entre el *tubing* y el *casing*, con una temperatura a tope de perforaciones de 416 °F. La producción se incrementó a 21 BOPD y se mantuvo por encima de la tasa antes del tratamiento durante 10 meses.

CONCLUSIONES. El sistema de calor *in-situ* estimula efectivamente las formaciones con depósitos parafínicos removiendo efectivamente los depósitos. Los volúmenes del tratamiento deben estar entre 50-100 barriles para estimular eficientemente las formaciones productoras en el NPR #3. El uso de solventes e inhibidor de parafinas retarda la depositación de parafina por alteración del punto de fluidez del crudo producido.

- El Costo-Beneficio con *squeezes* de inhibidor de parafina puede mejorar la economía de producción⁶⁷. Los métodos iniciales de tratamientos con *squeezes* no eran tan efectivos debido a que luego que el inhibidor era introducido en la formación, éste era barrido en muy poco tiempo por los fluidos

⁶⁷ Haynes, H.H., Lenderman, G.L.. "Cost-Effective Paraffin Inhibitor Squeezes Can Improve Production Economics " SPE 15178 1986

producidos. Esto generaba una reducción en la efectividad del inhibidor residual, debido a la disminución en su concentración. Para mejorar esto, se iniciaron estudios en 4 pozos de Texas con el objetivo de aplicar un inhibidor de parafina de una forma diferente. Teóricamente esta aplicación si es exitosa puede:

1. Proporcionar un inhibidor continuo que permita realizar posteriores tratamientos en periodos de tiempo más largos.
2. Introducir un inhibidor de parafina antes que ocurra la cristalización de parafina.
3. Evitar problemas asociados durante el invierno en la inyección de inhibidores de parafina.
4. Limpiar la cara de la formación y prevenir la depositación en esta área.
5. Mantener un continuo nivel en la curva de producción.

CASOS DE CAMPO. En Texas se realizaron estudios en 4 pozos candidatos para trabajos de fracturamiento. Se encontró que la adición de un químico sólido puede prolongar el efecto del tratamiento, para asegurar un tiempo de producción mayor antes del siguiente tratamiento.

Con base en esta idea, el nuevo procedimiento de *squeeze*, consistió en introducir el inhibidor de parafina en la formación en forma líquida, seguida por un “activador” que promueve su precipitación para lograr un efecto duradero en el tratamiento debido a la lenta disolución del sólido precipitado.

Procedimiento:

1. Circulación de aceite caliente: se bombea aceite caliente mezclado con dispersante de parafina.
2. Inyección del activador: se bombea por el anular una mezcla de 6 bbl de activador con 10 bbls de crudo.

3. Colchón: se bombea por el anular 10 bbl de agua producida para separar el activador del inhibidor.
 4. Inyección del inhibidor de parafina: se bombea por el anular una mezcla de 6 bbls de inhibidor de parafina mezclado con 60 bbl de crudo.
 5. *Overflush*: el tratamiento fue introducido en la formación con 270 bbls de agua producida.
 6. Cierre: cierre del pozo por 24 horas.
 7. Inicio de producción.
- **Sistema de estimulación de pozos con crudos parafínicos con calentamiento *in situ* aplicado en el Golfo de México³⁷**. Un proceso de estimulación térmica que genera calor en fondo se usó para estimular pozos en el Golfo de México poco profundos, que producen crudo de 33 °API altamente parafínico. Presentan problemas de producción de arenas, por lo que se completó con un empaquetamiento con grava. Los intentos para su estimulación con solventes y estimulación ácida no dieron buenos resultados, lo que conyevó a implemenar otro tipo de estimulación: calentamiento *in-situ*.

La formación presenta una permeabilidad que varía entre 300 – 500 mD con una porosidad entre 26 – 28 %, El espesor de las formaciones productoras tienen entre 20 -120 ft, dependiendo de la desviación de los pozos. La producción inicial fue de 1300 BOPD con una presión de flujo de 280 psi. 11 meses después de iniciada la producción, ésta cayó a 50 BOPD con levantamiento con gas. Se realizaron tratamiento de acidificación para disolver la migración de finos, incrementando su producción en 500 BOPD seguida de una rápida declinación de la tasa de pretratamiento.

Debido a que los tratamientos de estimulación convencionales con ácidos y solventes no presentán resultados satisfactorios, se aplica el método de estimulación térmica de calentamiento *in-situ*. Se consideró la estimulación térmica

porque el calor aplicado es capaz de fundir la parafina precipitada que taponan completamente los canales del poro y por lo tanto no permiten la penetración del solvente. La estimulación térmica generalmente se realiza con aceite caliente o vapor, aunque presentan algunas limitaciones.

Se hicieron los cálculos respectivos de volumen de solución y concentración requerida para calentar la formación a una profundidad específica y para un radio de penetración, empleando correlaciones y software especializado.

Procedimiento general de tratamiento. Se realizó un preflujo con xileno en todos los tratamientos, para desplazar el crudo del yacimiento lejos de la cara de la formación mientras es inyectado. Además, cuando el pozo comienza a producir después del cierre, el xileno comienza a calentarse mientras este fluye a través de la zona calentada, removiendo los precipitados de parafina fundidos en la formación.

CASOS DE CAMPO. Se escogieron tres pozos para realizar tratamientos con solventes, El pozo A fue acidificado dos veces con HCl Y HCl/HF. Estos tratamientos incrementaron la tasa de producción diaria de 30 a 520 BOPD, pero se presentó una rápida declinación. Un tratamiento con 550 gal de solvente de parafina y 80 bbl de solución generadora de calor 3 Molar fue aplicada al pozo B; la tasa de producción aumentó de 80 BOPD con levantamiento con gas a 775 BOPD sin gas. La tasa se estabilizó a 600 BOPD y después de 2 semanas comenzó a declinar. Teóricamente el tratamiento crea una zona calentada menor a 2 ft alrededor de la cara de la formación. Dos volúmenes grandes de tratamientos de calor in-situ se hicieron en los pozos B y C. Cada tratamiento consistió de 820 galones de solvente de parafina y 194 bbl de solución generadora de calor 3 Molar, proporcionando 3,0 ft de penetración de calor en el pozo B y 2,6 ft en el pozo C. La tasa de producción para el pozo B incremento de 80 BOPD a 1130 BOPD. La tasa se estabilizó a 800 BOPD y tardó 7 semanas en

comenzar a declinar. La tasa de producción para el pozo C tuvo una tasa promedio de 900 BOPD antes de ser tratado nuevamente. El pozo A fue tratado con 400 galones de solvente de parafina y 208 bbl de solución generadora de calor 3 Molar. La tasa de producción aumentó de 40 BOPD a 860 BOPD después del tratamiento.

CONCLUSIONES. El sistema solvente de parafina/generación de calor, es superior a los sistemas tradicionales de solvente/ácido para la remoción del daño por parafina. El sistema calor in-situ/solvente de parafina, es un método de estimulación con una buena relación costo-beneficio para crudos con alto contenido de parafina.

- **Daño a la formación relacionado con el calentamiento con aceite⁶⁸.** EL calentamiento con aceite ha sido usado para remover los depósitos de parafina, es de fácil aplicación, presenta rápidos resultados y un bajo costo en su aplicación. Sin embargo, cuando se usa para limpiar equipo en fondo, puede causar daño a la formación. Este daño está relacionado a las características físicas del crudo usado, fuente del crudo, temperatura de la formación, y procedimiento realizado.

Se discuten los principales factores que influyen en el daño a la formación durante el calentamiento con aceite, haciendo unas recomendaciones para minimizarlo o eliminarlo. Se hicieron pruebas de laboratorio para determinar si un crudo causa o no daño a la formación durante el calentamiento con aceite.

CASOS DE CAMPO.

Caso1. Un pozo de gas en Texas está completado a una profundidad de 4200 ft, realizando mensualmente trabajos con aceite caliente por más de 10 años. La

⁶⁸ K.M. Barrer, "Formation Damage Related to Hot Oiling", SPE 16230.

producción inicial fue de 900 Mcf/D de gas y 8B/D de condensado. Se determinó que la circulación de aceite generó daño a la formación, y para su tratamiento se mezclaron 5 gal de una combinación de solvente/surfactante con 5 bbl de condensado y posteriormente bombeado dentro del *casing* con un tiempo de remojo de 12 horas. Se observó un incremento de gas de 1,5 Mcf y de condensado de 10 bbl, repitiendo el tratamiento mensualmente durante 5 meses y estabilizando la producción a mas de 4,0 Mcf/D de gas y 18 BOPD de condensado.

Caso 2. Un pozo recompletado en la formación Cearfork en Upton country, a 6200 ft, con una producción inicial de 23 BOPD. Después de 2 meses de producción se presentaron problemas de parafinas en el *tubing*, y para su remoción se realizaron trabajos con aceite caliente cada 6 semanas. Luego del cuarto tratamiento, la producción cayó a 10 BOPD. El quinto tratamiento de aceite caliente mató el pozo. La parafina fue llevada desde el *tubing* hacia la formación, taponando los canales del poro. Se estimuló con 10 barriles de solvente. El costo del tratamiento se pagó con 3 días de producción tomando como producción promedia antes del tratamiento 11 BOPD.

Caso 3. Un pozo en le Norte de Michigan tuvo una historia de una rápida declinación en la producción después de un tratamiento con aceite caliente. El tratamiento escogido para este pozo fue de una combinación de agua caliente/surfactante. Antes del tratamiento la tasa de producción era de 10 BOPD.

El pozo fue tratado con 155 galones de un surfactante y 165 bbl de agua fresca calentada a 160°F. Esta mezcla se bombeo por el *casing* mientas se continuaba la producción. El tratamiento tomo dos días de operación continua para volver a producción normal, las tasas promedio después del tratamiento fueron 60 BOPD para la primer semana, 29 BOPD para la tercer semana y 17 BOPD para la quinta

semana. Los costos del tratamiento se recuperaron en los primeros 5 días de producción después del tratamiento.

Caso 4. Un pozo en Goldsmith, completado a 4200 ft presentaba una tasa de producción de 60 BOPD de un crudo de 36 API con una producción de agua de 8BWPD. 2 bbl de químicos fueron seguidos por 20 bbl de crudo bombeados bajo el *casing* manteniendo un tiempo de remojo de 8 horas, la producción se incremento hasta 100 BOPD y 15 de agua, manteniéndose durante 3 meses antes de comenzar a declinar.

Los investigadores de este estudio concluyeron:

1. El calentamiento con aceite puede ser la mayor causa de daño a la formación debido a la calidad o tipo de crudo usado, su volatilidad, el enfriamiento en el espacio anular, y la presión hidrostática de la columna de aceite sobre la formación.
 2. Formaciones con temperaturas hasta 200 °F son potenciales a tener daño a la formación.
- Precipitación de parafinas en la formación del campo Joao, Brasil⁶⁹. A pesar de la inyección prolongada de agua y de la gran cantidad de estudios de yacimiento, solamente el 10% del crudo se ha recuperado durante los 43 años de producción de los yacimientos superficiales de este campo. La temperatura de la formación está cerca al punto de fluidez, aumentando la posibilidad de precipitación de parafinas.

Descripción del Campo: es uno de los campos más antiguos y grandes de Brasil, pero tiene un bajo factor de recobro. La formación consta de una arenisca somera (200 a 400 m) con alto contenido de arcillas en algunos intervalos. Tiene una

⁶⁹ Regis Kruehl Romeo, "Paraffin Precipitation in the Formation in Dom Joao Field, Brazil", SPE 21108.

porosidad de 20% y la permeabilidad entre 200-800 mD, El crudo tiene una baja viscosidad que varia entre 5-10 cp. El factor de recobro esta en solo 10% mientras la producción de crudo es 600m³/D los cuales declinan rápidamente, con corte de agua de 85%. El contenido de parafina del crudo está entre 25-30 %, con un punto de nube de 104°F (40°C) y punto de fluidez de 91°F (33°C). En una prueba de desplazamiento el flujo de aceite, se detuvo de 86 a 104°F (30 a 40°C). La temperatura del yacimiento es de 93-100 °F (34-38°C) con la posibilidad que las fracciones pesadas se estén quedando dentro del yacimiento. Para verificar esta hipótesis diseñaron una prueba de campo basada en la idea que las fracciones pesadas mantenidas dentro del yacimiento pueden ser producidas con una estimulación adecuada.

Se realizó una prueba de estimulación de campo, usando la técnica de calentamiento *in-situ*. La comparación entre las tasas de producción, y las características del crudo antes y después del tratamiento de estimulación, indican la ocurrencia de depositación de parafina dentro de la formación.

Los investigadores de este estudio llegaron a las siguientes conclusiones y recomendaciones: la prueba de campo confirmó la hipótesis de precipitación de parafina dentro del yacimiento. El tratamiento con calentamiento *in-situ* del pozo DJ-100 movilizó fracciones pesadas del crudo que no habían sido producidas mediante operación normal. El método proporciona una eficiencia de remoción de los depósitos parafínicos alrededor del pozo, y este tratamiento es de simple operación.

- **Control de los problemas relacionados a la depositación de la parafina usando tratamiento con bacterias⁷⁰.** Se escogieron 5 pozos con problemas relacionados con parafinas para ser tratados con bacterias, localizados al este

⁷⁰ M.M. Santamaría, R.E. George, "Controlling Paraffin-Deposition -Related Problems by the Use of Bacteria Treatments", SPE 22851.

de Texas en la formación Austin Chalk a una profundidad de 8000 ft. La depositación de parafina era controlada con aceite caliente en la mayoría de los pozos 1 vez cada 2 semanas, aunque en algunos casos podía ser tan frecuente como dos veces por semana. Todos los pozos producen agua, aceite y gas mediante levantamiento artificial con bombeo mecánico. Para promover el crecimiento de las bacterias se escogieron los pozos con menos de 210°F de temperatura de fondo, prefiriendo aquellos pozos que tuvieran producción de agua para optimizar los resultados.

Existen aspectos que se deben tener en cuenta cuando se va a hacer un tratamiento con bacterias, y es el efecto que puedan tener en las propiedades del crudo y la disminución en el sulfato debido a la población de bacterias, ya que puede generar problemas de corrosión.

TRATAMIENTO DE PARAFINA CON BACTERIAS: las bacterias se inyectaron bajo el anular. Inicialmente 1 libra de bacterias prehidratadas en un barril de agua, se mezclaron con 12 gal de biocatalizador, y bombeado por el anular con tres barriles de agua. El tratamiento de los pozos #1, 4 y 5 fue semanalmente, mientras que el de los pozos #2 y 3 fue semana por medio. Se realizaron pruebas de toxicidad para otros tratamientos químicos usados en el campo (corrosión, escamas y biocidas) sobre las bacterias de tratamiento. El tratamiento con bacterias logro que la frecuencia de calentamiento con aceite se redujera de dos veces a la semana o dos cada mes a una cada seis meses.

Pruebas de monitoreo del crudo: la gravedad API del crudo producido de estos pozos estaban en un rango de 45-50 API. El punto de nube se determinó usando *Differential Scanning Calorimetry*. El punto de fluidez estaba por debajo de las condiciones de campo, la composición del hidrocarburo fue determinada por *High performance Liquid Chromatography* (HPLC).

Pruebas de monitoreo del agua: Una de las mayores preocupaciones que tuvieron fue que el sulfato reduce la población de bacterias incrementando la corrosión. Se tomaron muestras de agua para cada pozo antes y durante el tratamiento, haciendo un monitoreo de la población de bacterias, determinación de sólidos suspendidos, y análisis del oxígeno disuelto, sulfuro de hidrogeno y hierro.

Los investigadores de este estudio concluyeron: que la aplicación de bacterias para el control de problemas relacionados con parafina está potencialmente limitado a los pozos que producen agua, levantamiento artificial con bombeo mecánico, y que la temperatura del fondo del pozo no sea mayor a 210°F. El uso de bacterias no causa alteraciones a las propiedades del crudo, no causa un incremento observable en la población que pueda contribuir en los problemas relacionados con la corrosión.

- **Estimulación en la cara del pozo usando microorganismos para controlar y remediar acumulaciones de parafina³⁸.** En este estudio se explica y demuestra un método para incrementar la producción individual de los pozos con daño debido a acumulaciones de parafinas, corrosión, emulsiones y precipitados inorgánicos utilizando un diseño de tratamiento individual con microorganismos anaeróbicos. La información obtenida de más de 91 pozos sirvió para establecer las ventajas del tratamiento con Bacterias.

La elaboración de las pruebas consistió primero en identificar los problemas en los pozos, historia y muestras de fluido en cabeza de pozo evaluados en laboratorio para determinar la forma en que se realizaría el tratamiento. Para cada caso se emplean dosificaciones de tipos de bacterias según lo requerido. El principal aporte de los microorganismos anaeróbicos es que controla y reduce la formación de parafina a un costo reducido hasta en un 18,1% para los casos presentados, eliminando el tratamiento químico, reduciendo la frecuencia de tratamiento con aceite caliente, y presento unos excelentes incrementos en la producción.

Los 91 pozos monitoreados se ubicaron en tres regiones: este, meridional y occidental. La región del este incluye los condados del noreste de Canadá, Noble, Garfield y del este de King fisher. Las formaciones perforadas están a una profundidad de 4250 ft (Layton) a 8830 ft (Viola).

La región meridional incluye los condados del sur de Canadá, Carter, Garvin, Grady, Love, McClain y Stephens con una profundidad de perforaciones entre 5240 ft (Goodwin) hasta 11.470 ft (Viola).

La región occidental incluye los condados de Alfalfa, Blaine, Ellis, West KingFisher, Major y Woodward con un rango de profundidad de las perforaciones entre 5880 ft (Hogoshooter) hasta 10.6501 ft (Hunton).

La región meridional respondió al tratamiento con un incremento de (84.8 %) para crudo, y (80,6%) de gas. La región con el segundo porcentaje más grande de incrementos en la producción fue la región del este con 70,8% en crudo y 66,7% en gas. La región del occidente tuvo un incremento de 76,5% en crudo y 60,6% en gas.

CASOS DE CAMPO.

Caso1. Pozo localizado en Canadá, en el campo Mustang. Produce de la formación Hunton a una profundidad entre 8886 y 8902 ft. Estuvo siendo tratado mensualmente con 25 gal de solvente de parafina y 10 gal de dispersante de parafina; y tuvo que ser tratado con aceite caliente cuatro veces por año. Según las características del crudo se escogieron el tipo y la cantidad de bacterias a utilizar para el diseño del tratamiento. Dependiendo del tipo de crudo presente y la cantidad de carbonos existen diferentes tipos de bacterias para su tratamiento.

Para este tratamiento dosificación fue: 50% Para-Bac, 25% Para-Bac X, 25% Para_Bac XX. El pozo fue tratado y cerrado durante 24 horas para conseguir el nivel de agua apropiado y brindarle a los microorganismos las condiciones para estabilizar las colonias sobre los intervalos perforados. Los pozos fueron cerrados cada noche después del tratamiento. La producción incremental fue de 36,5 BOPM durante 15 meses.

Caso 2. Pozo localizado en el condado de Kingfisher, en el campo Sooner Trend. Las formaciones productoras se encuentran a una profundidad de 6032 a 7140 ft. Se trató con 15 galones de dispersante de parafina y 1 barril de xileno. Para este tratamiento dosificación fue: 25% Para-Bac, 25% Para-Bac X, 25% Para-Bac XX 25% Para-Bac XXX. Se procedió de la misma forma que en el caso 1, la producción incremental fue 26,1 BOPM (12 meses).

Caso 3. Localizado en el condado de Grady, Campo Mustang. Produce de la formación Hunton a una profundidad de 8746 a 8772 ft. Para este tratamiento dosificación fue: 25% Para-Bac, 50% Para-Bac X, 25% Para -Bac XXX. La producción incremental fue 162,5 BOPM (12 meses) y 325 MCFM (12 meses).

Caso 4. Localizado en el condado de Kingfisher, en el Campo Sooner Trend a una profundidad de 6262 a 6352 ft. Este pozo se trató con 15 gal de dispersante de parafina y 20 gal de solvente de parafina mensualmente y circulado durante 24 horas. Para este tratamiento dosificación fue: 25% Para-Bac, 50% Para-Bac X, 25% Para-BacXXX. La producción incremental fue de 8,5 BOPM (15 meses) y 346 MCFM (15 meses)

- **La Remoción del Daño a la Formación por Parafinas es Mejor Usando Solventes³⁴.** El estudio consistió de una serie de 26 trabajos de campo realizados entre 1995 y 1996 en los campos de Reconcavo Baiano Basin y Noreste de Brasil. Los crudos tienen un contenido de parafina superior a 40%

en peso, con un contenido de C_{15+} en un rango de 30 a 50 % en peso. Se obtuvo un recobro adicional por pozo de 7925 bbl. El método utilizado difiere un poco del método termodinámico llamado *SGN* (stands for nitrogen generating system), desarrollado por Petrobrás. Los solventes usados constan de fracciones de petróleo tomadas de crudo nativo cerca de las unidades de procesamiento. Para la remoción del daño por parafina se hicieron *squeeze* de los solventes.

CASOS DE CAMPO.

Caso 1. Pozo AG-50. profundidad: 1.180 m. Se realizaron 2 trabajos de tratamiento con un intervalo de 1 mes. El primero consistió en inyectar en la formación una combinación de nafta como solvente, con un tiempo de remojo de 4 días. Debido a los resultados, se utilizó otro solvente para el segundo trabajo y se aumentó el tiempo de remojo a 10 días. Además se realizaron 2 pruebas de ascenso de presión antes y después del primer trabajo para calcular el *skin*. Las fracciones pesadas se monitorearon por 360 horas para determinar que fracciones quedan luego del tratamiento.

Tasas de producción	Antes	Después	Duración
Trabajo 1	6 m ³ /d	7 m ³ /d	4 meses
Trabajo 2	4 m ³ /d	7 m ³ /d	15 meses
Recuperación adicional: 1400 m ³			

Caso 2. Pozo FAV-46. Profundidad: 530 m. Se realizó un tratamiento con solvente, monitoreando las fracciones de los componentes del crudo por 980 horas.

Tasas de producción	Antes	Después	Duración
Trabajo 1	2 m ³ /d	11 m ³ /d	17 meses
Recuperación adicional: 2.400 m ³			

Caso 3. Pozo FI-61. Profundidad:880 m.

Tasas de producción	Antes	Después	Duración
Trabajo 1	0 (pozo cerrado)	7 m ³ /d	14 meses

Recuperación adicional: 1.200 m³

Basados en los resultados del monitoreo de la composición, se observó que grandes cantidades de las fracciones ligeras y pesadas de parafina se estaban quedando en la formación. El comportamiento de la curva de la tasa de producción obtenida después del tratamiento indica que requeriría otro trabajo de estimulación.

- **Control y remediación del daño a la formación orgánico⁷¹.** En este estudio se discuten las fuentes potenciales de daño orgánico, técnicas para la identificación del problema, selección de químicos y métodos de aplicación.

CASO DE CAMPO. El pozo presenta una disminución de la producción de 270 BOPD a 110 BOPD en un periodo de 16 meses. El pozo fue fracturado con 27.000 galones de crudo conteniendo 38.000 libras de arena de malla 20-40. La producción se incrementó hasta 440 BOPD pero disminuyó rápidamente hasta 290 BOPD en 7 meses. Se sospecha que el daño por depositación de parafinas era la mayor causa de la rápida declinación. En los siguientes 2 años se realizaron 6 trabajos de tratamientos con solventes. La producción se incrementó hasta 490 BOPD (50 BOPD más que con el trabajo de fracturamiento). Los niveles de producción se llevaron hasta 400 BOPD por 17 meses con este tratamiento. Todos los tratamientos químicos fueron de bajo costo, con una recuperación de la inversión en menos de una semana.

⁷¹ M.E. Newberry, K.M. Barrer, "Organic Formation Damage Control and Remediation", SPE 58723.

3.1.4 Trabajo Experimental y de Campo.

- **Un Investigación práctica para la remoción de parafina en fondo por métodos térmicos y solvente químicos⁷².** Se hace un estudio de campo para evaluar el efecto del aceite caliente en la remoción o redepositación de la parafina cerca al *wellbore*. El trabajo de laboratorio presentado sugiere que el uso de solventes calientes tuvo el mayor beneficio. Los métodos convencionales para su aplicación en campo son limitados, por lo que se presenta un comentario de algunos métodos no convencionales. Los experimentos se diseñaron para determinar la temperatura y presión alcanzada durante un procedimiento normal de calentamiento con aceite, además de observar si se pueden lograr y mejorar potencialmente el tratamiento de efecto prolongado.

Descripción del campo. Presenta una estructura monoclinal que produce un crudo de 27 ° API a través del mecanismo de producción por drenaje gravitacional. En el campo se ha mantenido la presión parcial mediante la reinyección del gas producido en el tope de la estructura. La profundidad de las zonas productoras está entre 4500 ft (3500 ft bajo el mar) hasta 7000 ft (6000 ft bajo el mar). La temperatura del yacimiento varía entre 105 °F y 130 ° F dependiendo de la posición estructural. EL contenido de parafina está entre 3 y 12 %, y las propiedades del crudo varían algunos grados dependiendo de la posición estructural. Debido a la naturaleza parafínica del crudo, se hizo necesario realizar calentamiento con aceite por periodos regulares entre 2 a 7 semanas para remover la parafina del *tubing* y de las varillas de producción.

Tratamiento. Se llevaron a cabo 2 tipos de experimentos con diferente configuración en diferentes pozos que consistió en el monitoreo de la temperatura

⁷² T.J. Straub, S.W. Autry, "An Investigation Into Practical Removal of Downhole Paraffin by Thermal Methods and Chemical Solvents", SPE 18889.

y presión de fondo del pozo en un trabajo con aceite caliente para el tratamiento de la depositación de parafina en el pozo; en una de estas configuraciones se inyectaba el aceite caliente a través del anular entre el *casing* y el *tubing*, presentándose altas pérdidas de calor hacia el ambiente y causando que el aceite caliente inyectado perdiera rápidamente temperatura hasta alcanzar el punto de nube; la segunda configuración utilizada fue la inyección de aceite caliente a través del *tubing* para disminuir las pérdidas de calor a las formaciones vecinas. Esta configuración dio mejores resultados pero aun así había demasiadas pérdidas de calor.

Los investigadores de este estudio concluyeron: Los experimentos de campo han sugerido que los tratamientos normales de aceite caliente no produce beneficios a largo plazo cuando el daño por parafina es profundo en el pozo. Las pruebas de laboratorio de este estudio indicaron que el tolueno y el xileno eran mejores y mas rápidos que otros solventes genéricos o comerciales.

- **Detección del Daño a la Formación Asociado a las parafinas en el yacimiento del campo Baiano en Brasil⁷³.** El objetivo del trabajo fue presentar la evidencia de la presencia de parafinas en el campo Roconcavo Baiano, por medio de un método térmico llamado **Nitrogen Generating System** o SGN. Se observaron enormes variaciones en el punto de nube, contenido de parafina, viscosidad de las muestras, análisis de cromatografía de gases y temperatura aparente tomada antes y después del tratamiento SGN del yacimiento. Se realizaron experimentos para evaluar la viabilidad de fuentes acústicas de alta intensidad para remover el daño a la formación en la región cercana a la cara del pozo casada por depósitos orgánicos (parafinas y asfaltenos) y polímeros (HEC).

⁷³ C.N Khalil, N.O. Rocha, E.B. Silva, “Detection of formation damage associated to paraffin in reservoirs of the Roconcavo Baiano, Brazil”, SPE 37238.

Los investigadores de este estudio concluyeron: El uso de SGN como un método de detección del daño a la formación por depositación de parafina ha mostrado ser eficiente y seguro. El procedimiento de caracterización de las muestras de crudo antes y después del tratamiento reveló ser una forma adecuada para detectar la presencia de depósitos de parafina en el yacimiento.

3.1.5 Trabajo de modelamiento del daño a la formación por precipitación de parafinas. El modelamiento matemático de los procesos que se presentan en diferentes operaciones se ha desarrollado como una herramienta en la predicción de algunas variables y ha tenido una evolución en cuanto a la introducción de nuevos parámetros que antes no se tenían en cuenta y que pueden ser claves para una correcta representación de los fenómenos estudiados.

Un modelo de depositación fue introducido por Iwasaki en 1937. La ecuación de depositación establece que la tasa de remoción de sólidos suspendidos es igual a la concentración de sólidos suspendidos multiplicada por un coeficiente de depositación.

La reducción en la permeabilidad absoluta causada por la depositación de partículas sólidas ha sido modelada por Lambert (1981) y Civan (1987) usando relaciones empíricas. Sus modelos representan la permeabilidad reducida como función de la porosidad reducida.

A continuación se presentan algunos estudios realizados sobre el modelamiento del daño a la formación por precipitación de parafinas, presentando en una sección más adelante la descripción de dos modelos matemáticos.

- **Predicción, evaluación y tratamiento del daño a la formación causada por depositación orgánica².** Se han realizado investigaciones para predecir la precipitación de parafinas en tubería, equipos de superficie y líneas de flujo.

Aunque hay disponibles muchos métodos analíticos para evaluar el daño orgánico, se requirieron nuevos procedimientos para establecer los medios para predecir el daño a la formación. Se presenta un estudio estadístico realizado en 361 pozos desde 1982 hasta 1985 para proporcionar nuevas ideas en el criterio de evaluación y diseño del tratamiento utilizando estos métodos de predicción.

Varias pruebas analíticas estandarizadas se han utilizado para predecir la tendencia de depositación orgánica. Sin embargo, otros métodos de predicción no-analíticos se necesitaron para optimizar los requerimientos del tratamiento con solventes y químicos. Estos métodos de predicción se evaluaron haciendo un estudio estadístico en 300 pozos de varias locaciones.

El estudio estadístico realizado sugiere las siguientes características del pozo:

1). La temperatura de fondo debe ser menor a 185° F, el daño a la formación orgánico es altamente probable si ocurre una reducción en la gravedad API de mas de 2 en un crudo con gravedad API < 32.

2). Un incremento en el GOR asociado a una caída en los grados API, indica un fuerte potencial de daño orgánico.

Si un pozo presenta una temperatura de fondo < 185°F y se incrementa el corte de agua la cual tiene un alto potencial a formar incrustaciones, puede resultar en daño a la formación en formaciones de areniscas. Los tratamientos considerados en el estudio estadístico son descritos y clasificados de acuerdo al tipo de remoción de daño requerido:

Tratamiento continuo con solventes y remojo. Estos son definidos como una mezcla de solventes aromáticos modificados químicamente con solventes de parafina y asfaltenos, dispersantes y/o inhibidores; son utilizados principalmente

para remover el daño orgánico insoluble en ácido. El volumen de tratamiento promedio utilizando solvente solo para técnica de remojo fue de 25 galones; el tiempo de remojo depende de la magnitud del daño, pero normalmente se usan 1) de 4 – 12 horas para una temperatura de fondo < 150°F y 2) de 2 -4 horas si la temperatura de fondo es > 150°F.

Combinación de preflujo con solvente y ácido tratado. El ácido tratado contiene un solvente de fácil dispersión en agua precedido de un sistema con solvente aromático modificado químicamente. Por ejemplo, para la remoción del daño orgánico insoluble en ácido y remoción del daño inorgánico soluble en ácido. En evaluaciones de laboratorio y campo, este sistema removió exitosamente el daño. El volumen de tratamiento recomendado está entre 25 -50 galones.

Post flujo de solvente con ácido tratado. Se combina un solvente disperso en agua con un ácido en solución, seguido de un post flujo con solventes aromáticos; este tipo de tratamiento remueve principalmente el daño inorgánico insoluble en ácido; el post flujo, sin embargo promueve no solo una limpieza rápida de la resina insoluble en aceite (OSR), sino que puede ser modificado químicamente para remover el daño a la formación orgánico insoluble en ácido.

Tratamientos con agua. Estos incluyen soluciones ácidas o salmueras combinada con solventes soluble en agua. Su aplicación es especialmente para daño orgánico de leve a moderado.

Tratamientos con agua caliente. Sistemas basados en agua (ácido o salmuera) en combinación con un solvente disperso en agua. Combina recuperación térmica con químicos en un tratamiento de daño orgánico.

Como conclusión los investigadores mencionan que los hidrocarburos de alto peso molecular como parafinas y asfaltenos producen daño a la formación orgánico

insoluble en ácido por alteración de la mojabilidad y por taponamiento de la formación.

Los métodos de predicción analíticos convencionales son normalmente herramientas de predicción del daño con poca aproximación debido a que al momento de tomar una muestra de fondo, puede que esta no sea tan representativa ya que los componentes de alto peso molecular necesarios para una buena técnica de aproximación se pueden estar quedando atrás en la formación y no existía una técnica de muestreo que asegure una muestra representativa del crudo.

Los tratamientos se pueden optimizar haciendo una evaluación económica, identificando los mecanismos de daño adicional, maximizando la respuesta cinética de la solubilidad del solvente y asegurando un tiempo de contacto suficiente con una cobertura uniforme de la zona.

- **Modelamiento y prevención de asfaltenos y otros depósitos orgánicos pesados en pozos petroleros⁷⁴.** Se presenta un modelo predictivo de la depositación de orgánicos, basado en la teoría macro molecular de soluciones coloidales, cinética de agregación, fenómeno de transporte electrocinético y comportamiento de fase de mezclas multicomponentes. Se hacen varios estudios de predicción aplicados en campo, mostrando que con una adecuada planeación en los esquemas de producción, la consideración de las características de producción, inyección de fluido, tubería y yacimiento, es posible escoger un diseño de producción libre de daño a la formación. Se presentan mecanismos de depositación como efecto de polidispersividad, efecto coloidal, efecto de agregación y efecto electrocinético.

⁷⁴ G. Ali Mansoori, " Modeling and Prevention of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposition in Oil Wells", SPE 27070.

La simulación del daño a la formación resulta de la combinación de cuatro modelos:

1. Modelo de solubilidad de la interacción de los orgánicos pesados y crudo.
2. Modelo de suspensión de la interacción de asfaltenos y crudo.
3. Cinética de agregación de los orgánicos pesados.
4. Depositación electrocinética de partículas en el pozo y tubería.

Dependiendo del tipo de orgánicos pesados presente en el crudo, se puede usar uno o más de los modelos presentados para la predicción de la depositación.

- **Una aproximación a la mitigación de depósitos sólidos cerca de la cara de la formación⁷⁵.** En este estudio, se buscan medidas preventivas para minimizar la depositación de sólidos por alteración de las características de flujo del fluido en la cara del pozo. El modelo planteado se basa en el comportamiento termodinámico de los fluidos y la aplicación de los principios de flujo de fluidos y calor. Específicamente presentan un modelo en estado continuo que permite computar la presión y perfiles de temperatura en la cara del pozo, para una circulación de fluido caliente en caso de parafinas. El mismo modelo se usó para estudiar el comportamiento P – T de crudo asfáltico mientras se circula un fluido frío. Los resultados computacionales muestran que preservando la energía del crudo parafínico es factible circulando el fluido caliente en el anular y/o usando aislante, por lo tanto manteniendo los sólidos en solución.

⁷⁵ C.S Kabir, A.R. Hasan, “An Approach to Mitigating Wellbore Solids Deposition”, SPE 71558.

3.2 MODELAMIENTO MATEMATICO PARA LA PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS EN EL YACIMIENTO.

El notable desarrollo en el área computacional y el modelamiento matemático como recurso fundamental para entender los diferentes problemas de sistemas dinámicos, han dotado a la Ingeniería de Petróleos de una importante herramienta que permite simular y predecir el comportamiento de una serie de variables con las cuales enfrentar de manera más eficiente los diferentes retos que en la industria se generan cada día. Aunque esta no es una reciente manera de responder, pues a partir de 1985 se inició el desarrollo de los simuladores numéricos, en la actualidad es el área de mayor investigación facilitada por los innegables adelantos tecnológicos.

Los modelos matemáticos y el uso de la simulación numérica nos permiten realizar simplificaciones de la realidad, visualizar problemas antes de que estos se presenten y por lo tanto generar estrategias que eliminen o disminuyan los efectos de los problemas analizados. Además, comparados con el trabajo experimental, estos son más económicos, se desarrollan en menos tiempo y permiten diseñar soluciones más eficientes.

Los estudios sobre la precipitación de partículas orgánicas en las operaciones de producción de hidrocarburos, al igual que los diferentes problemas que estos generan a nivel de la formación, líneas de producción y sistemas de tratamiento, han motivado a un gran número de investigadores a implementar variadas técnicas, que se constituyen en una manera de entender el comportamiento de estos fenómenos.

Son muchos los métodos que se han usado para mitigar los efectos de la depositación orgánica. La mayoría de los métodos son remediales y se han

enfocado principalmente a la remoción de depósitos en lugar de la predicción y la prevención de los mismos.

A continuación se presentan dos modelos matemáticos de daño a la formación por depositación de parafina, como una herramienta para el desarrollo de simuladores que permita predecir este problema.

3.2.1 Modelo propuesto por J. N Ring, James F. Keating y Sriram peddibhotla

3.2.1.1 Suposiciones del modelo

La depositación de parafinas en el yacimiento consiste de tres mecanismos⁽²⁾:

- 1) Solubilidad/precipitación de la parafina.
- 2) Transporte y depositación de la parafina precipitada.
- 3) Reducción en la permeabilidad causada por la depositación de la parafina.

3.2.1.2 Desarrollo del simulador.

Componentes y fases. En este modelo se considera tres componentes (o seudo componentes) gas, crudo y parafina. A condiciones de superficie, el componente gas comprende el gas producido. El crudo en el tanque de almacenamiento, sin embargo no es el verdadero debido a que es el componente crudo más el componente parafina. A condiciones de yacimiento, se consideran tres fases: vapor, líquido y sólido. El componente gas comprende la fase vapor (disuelto en la fase líquido). La componente parafina comprende la fase sólida (inicialmente disuelta en la fase líquido). La componente aceite existe solo en la fase líquido. Por consiguiente la fase líquido incluye todas las tres componentes.

Modelo de solubilidad de la parafina. La solubilidad/precipitación de la parafina se modeló con la ecuación de la teoría de solución ideal de una mezcla binaria :

$$\ln x_{ps} = \frac{-\Delta H_f}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_m} \right) \quad (39)$$

Donde x_{ps} (fracción molar), como una función de la temperatura T . Los parámetros ΔH_f y T_m se deben calibrar para un sistema particular solidó/líquido.

La componente parafina y gas mas la componente aceite (en fase líquido) se toma para la mezcla binaria. En otras palabras, la fase vapor no se tiene en cuenta. Por lo tanto cuando el gas sale del líquido, la concentración de la parafina se incrementa.

Modelo de depositación de parafina. Las partículas sólidas de parafina comienzan a atraparse en la garganta del poro mientras fluyen a través del yacimiento, causando depositación. Sin flujo, la depositación no ocurre.

La siguiente ecuación de depositación expresa que la tasa de pérdidas de sólidos suspendidos a lo largo de los patrones de flujo es igual a la concentración de los sólidos suspendidos por el coeficiente de depositación:

$$dC/ds = -\lambda c \quad (40)$$

Se muestra que el recorrido de viaje esperado de una partícula es $1/\lambda$. Por ejemplo, si $\lambda = 0.05 \text{ ft}^{-1}$, entonces $E(s) = 2 \text{ ft}$. Esto asume que es constante en el simulador.

Modelo de reducción de la permeabilidad. La depositación de partículas sólidas de parafina en el yacimiento causa una reducción en la permeabilidad. La relación de reducción de permeabilidad está relacionada a la reducción en el espacio poroso efectivo en una forma dada por Civan.

$$k/k_i = (1 - \sigma)^m \quad (41)$$

La ecuación 3 usa el parámetro, m, se puede calibrar mediante resultados experimentales. Civan recomendó un valor de 3.0 para taponamiento por partículas de arena. Se encontró que m=8.0 para el taponamiento por partículas de parafina.

Ecuaciones de diferencias finitas. Se utilizó una aproximación de diferencias finitas estándar para la simulación implícita de cuatro ecuaciones en dos dimensiones. Hay tres ecuaciones de balance de masa, una para cada componente y una ecuación de balance de energía.

La ecuación de balance de masa del componente gas es:

$$\Delta a_{gv} \Delta \Phi_v + \Delta (R_{sg} a_{oL}) \Delta \Phi_L = \frac{V}{\Delta t} \delta(\phi \rho_v S_v + \phi R_s \rho_{oL} S_L) + (\rho_g)_{sc} q_g \quad (42)$$

Para la componente aceite,

$$\Delta a_{oL} \Delta \Phi_L = \frac{V}{\Delta t} \delta(\phi \rho_{oL} S_L) + (\rho_{oL})_{sc} q_o \quad (43)$$

La componente parafina esta dada por

$$\Delta (R_{ps} a_{oL} \Delta \Phi_L) + \Delta (R_{sp} a_{oL}) \Delta \Phi_L = \frac{V}{\Delta t} \delta(\phi \rho_s S_s + \phi R_{sp} \rho_{oL} S_L) + (\rho_{pL})_{sc} q_o \quad (44)$$

La ecuación de balance de energía es

$$\Delta a_h \Delta \Phi + \Delta a_c \Delta T = \frac{V}{\Delta t} \delta[\phi \rho_v S_v E_v + \phi \rho_L S_L E_L + \phi \rho_s S_s E_s + (1 - \phi) \rho_f E_f] + q_h + q_L - q_{EM} \quad (45)$$

La saturación de sólido esta dividida dentro de la suspensión y sólidos depositados. El flujo de sólidos suspendidos esta a la misma tasa de la fase liquida; los sólidos depositados son inmóviles.

Solubilidad del gas y enfriamiento natural. La solubilidad del gas en función de la presión y la temperatura, y el resultado de la expansión del aceite, se calcularon con la correlación de Standing. La viscosidad del aceite se calculó con la correlación de Beggs-Robinson como una función de gas disuelto y la viscosidad del aceite muerto.

El enfriamiento “natural” puede tomar lugar cerca del *wellbore*. Este enfriamiento resulta de la expansión del gas y de la evolución del gas desde la solución. Esta caída en la temperatura se calcula con la ecuación 45. Se desarrolló un método para calcular la entalpía de cada fase en función de la presión, temperatura y composición. Este método se basó en la ecuación de Passut-Danner para calcular la entalpía como resultado de los cambios en la temperatura, la ecuación de Lee-Kesler-Pitzer se usó para calcular la desviación de la entalpía debido a los cambios en la presión.

El gas disuelto actúa como un solvente de la parafina. Como la caída de presión es cerca del *wellbore*, la liberación del gas en solución causa la precipitación de la parafina. Además disminuciones en la temperatura cerca al *wellbore*, promueve la precipitación de las parafinas, y los efectos de la temperatura y la presión sobre la solubilidad de la parafina se computan con la ecuación 39.

3.2.2 Modelo propuesto por Shaojun Wang, Faruk Civan y Arden R. Strycker para la depositación de las parafinas y los asfaltenos en el medio poroso⁷⁶

3.2.2.1 Formulación. Se desarrolla un modelo matemático para el análisis de las pruebas de flujo en corazones, tomando las siguientes suposiciones:

- 1) Flujo a través del *plug* es unidimensional y horizontal.
- 2) Los efectos de la gravedad son despreciables.
- 3) Los efectos de las presiones capilares entre la fase vapor y la fase líquido pueden ser despreciables.
- 4) La fase aceite, gas y sólido están a la misma temperatura para un punto en el sistema.

La depositación simultánea de parafina y asfalteno se describe matemáticamente por medio de las ecuaciones de balance de masa, momentum y energía, y otras ecuaciones auxiliares son usadas para la descripción del comportamiento de fase y la reducción de la porosidad y la permeabilidad.

Las ecuaciones de balance de masa se expresan separadamente para aceite, gas y las pseudo componentes parafinas y asfaltenos, denotadas respectivamente por O, G, P, y A. Las fases vapor y líquido son denotadas respectivamente por V y L. Debido a que la componente gas existe en las fases gas y líquido, el gas libre y disuelto fueron consideradas en la ecuación de balance de masa del componente gas:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_V \rho_V + \phi S_L \rho_L w_{GL}) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_V u_V + \rho_L u_L w_{GL}) = 0 \quad (46)$$

⁷⁶ Shaojun Wang, Faruk Civan, Arden R. Strycker, " Simulation of Paraffin and Asphaltene Deposition in Porous Media". SPE 50746.

El componente aceite existe solo en la fase líquido, por consiguiente el balance de masa es dado por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_L \rho_L w_{OL}) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L u_L w_{OL}) = 0 \quad (47)$$

La parafina puede estar en parte disuelta en la fase líquido, suspendida en la fase líquida como partículas, y depositada en el espacio poroso. Así el balance de masa es:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_P \rho_P + \phi S_L \rho_L w_{PL}) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L u_L w_{SPL} + \rho_L u_L w_{PL}) = -\rho_P \frac{\partial E_P}{\partial t} \quad (48)$$

Similarmente, el balance de masa de los asfaltenos es indicado como:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_A \rho_A + \phi S_L \rho_L w_{AL}) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L u_L w_{SAL} + \rho_L u_L w_{AL}) = -\rho_A \frac{\partial E_A}{\partial t} \quad (49)$$

La ecuación de Darcy se utiliza para describir el balance de momentum para las fases líquido y gas, dadas respectivamente por:

$$u_V = \frac{k k_{RV}}{\mu_V} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (50)$$

$$u_L = \frac{k k_{RL}}{\mu_L} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (51)$$

Asumiendo equilibrio térmico, la ecuación del balance total de energía del sistema aceite, gas y sólido es configurado como:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi S_V \rho_V H_V + \phi S_L \rho_L H_L + (\phi S_P + E_P) \rho_P H_P + (\phi S_A + E_A) \rho_A H_A + (1 - \phi - E_P - E_A) \rho_F H_F \right] + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_V u_V H_V + \rho_L u_L H_L) = \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \left[\phi S_V K_V + \phi S_L K_L + (\phi S_P + E_P) K_P + (\phi S_A + E_A) K_A + (1 - \phi - E_P - E_A) K_F \right] \frac{\partial T}{\partial x} \right\} \quad (52)$$

La suma de las saturaciones de las fase vapor y líquido, y las precipitaciones de parafina y asfaltenos suspendidas en la fase líquida es igual a 1. Así,

$$S_V + S_L + S_P + S_A = 1 \quad (53)$$

La solubilidad y la precipitación de las parafinas y los asfaltenos son representadas de acuerdo a la teoría de solución –ideal:

$$X_{PL} = X_{PS} \exp \left[-\frac{\Delta H_P}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{PM}} \right) \right] \quad (54)$$

$$X_{AL} = X_{AS} \exp \left[-\frac{\Delta H_A}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{AM}} \right) \right] \quad (55)$$

Simplificando el modelo de Civan, las tasas de deposición de las parafinas y los asfaltenos son dados respectivamente por:

$$\frac{\partial E_P}{\partial t} = \lambda_P S_P \phi^{2/3} + \sigma_P S_P \phi^{2/3} u_L + \gamma_P S_P \phi u_L \quad (56)$$

$$\frac{\partial E_A}{\partial t} = \lambda_A S_A \phi^{2/3} + \sigma_A S_A \phi^{2/3} u_L + \gamma_A S_A \phi u_L \quad (57)$$

La depositación estática en la superficie puede ocurrir aún cuando no exista flujo de fluidos. Cuando el fluido empieza a fluir, predomina la depositación dinámica en la superficie. El taponamiento por depositación que podría ocurrir es determinado por el siguiente criterio:

$$\gamma_j = \gamma_{ji} [1 + \alpha_j (E_P + E_A)] \Big|_{D_{pcr} < D_P}, j = P, A \quad (58)$$

$$\gamma_j \equiv 0 \text{ de otra manera } j = P, A \quad (59)$$

$$D_{pcr} = D_{pl} A [1 - \exp(-BC_p u / \phi)] \quad (60)$$

La porosidad local instantánea durante la depositación orgánica es la diferencia entre la porosidad inicial y la fracción de volumen poroso ocupado por los depósitos de parafinas y asfaltenos:

$$\phi = \phi_i - E_P - E_A \quad (61)$$

$$k = k_i \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^3 \quad (62)$$

3.3 TRABAJOS SOBRE PARAFINAS REALIZADOS EN COLOMBIA

En Colombia existen numerosos campos con problemas de depositación de parafinas, los cuales debido al tipo de crudo específico, especificaciones del campo, y tipo de levantamiento utilizado, los métodos de remoción, control y prevención varían de uno a otro. En esta sección se presenta una breve descripción sobre los estudios realizados en aquellos campos que han tenido este tipo de problemas, reportados en trabajos de grado, con el fin de poder identificar

aquellos que probablemente tengan problemas de depositación de parafinas en el yacimiento y hacer analogías para determinar que tipo de tratamiento puede ser más efectivo en un pozo con determinadas características.

3.3.1 Estudio experimental sobre depositación de asfaltenos y parafinas en muestras de laboratorio.

Este proyecto se desarrolló durante un año intercambio de la autora Sandra Milena (Torres) Caicedo (2000), mediante un convenio entre la Universidad de Oklahoma (U.S.A) con la Universidad Surcolombiana. Con los equipos y tecnología existente se realizaron pruebas de desplazamiento a muestras de arenisca Berea con el crudo Mogahany II de la compañía Phillips con el propósito de analizar experimentalmente el daño a la formación debido a la depositación de asfaltenos y parafinas, y posteriormente comparar estos resultados con un modelo matemático ya existente.

Las pruebas de desplazamiento llevadas a cabo a temperatura de yacimiento mostraron evidencia de daño, confirmando que son el mejor medio experimental para este tipo de estudios. Los efectos de taponamiento debido a la depositación de asfaltenos se evaluaron en cada uno de los casos comparando la medida de la permeabilidad con el crudo, respecto a un hidrocarburo seleccionado (Ciclohexano), antes y después al flujo de crudo. Posteriormente, con los resultados experimentales analizados se validó el modelo matemático Civan-Wang-Strycker, 1999, de una dimensión, tres fases y cuatro pseudocomponentes para depositación simultánea de parafinas y asfaltenos en medios porosos, proporcionando resultados satisfactorios, validados con los datos experimentales para las diferentes condiciones utilizadas.

3.3.2. Modelo matemático y desarrollo de un programa de computador para predecir la depositación de parafinas en sistemas multicomponentes de hidrocarburos.

Miguel Renato (Caicedo2001) y Ediberto Cruz Torres, realizaron un estudio en el marco del convenio USCO – ICP – ECOPEPETROL – COLCIENCIAS, enfocado en el estudio de depositación de orgánicos pesados. Los autores presentan un modelo termodinámico basado en la teoría de la solución regular, la cual describe de manera adecuada, el mecanismo y comportamiento que se presenta en la formación de parafinas. Inicialmente se parte de la caracterización de la mezcla de hidrocarburos, la cual es desarrollada por fraccionamiento y agrupamiento de pseudocomponentes mediante la cuadratura Gaussiana mejorada; con el hidrocarburo caracterizado y mediante el uso de la ecuación de estado de Peng Robinson modificada se establece el equilibrio de fases líquido – vapor, con la composición líquida determinada y mediante un balance de materia se establece el equilibrio de fases líquido – sólido.

El software presentado permite determinar curvas de porcentaje de depositación, curvas de presión de saturación (burbuja, rocío), lo que ofrece una visión completa sobre el comportamiento termodinámico de un sistema determinado; además el programa también genera las gráficas de las variables que se requieren para el equilibrio líquido-sólido vs. Peso molecular.

3.3.3 Estudio de la formación de depósitos orgánicos, análisis y evaluación de los tratamientos para su manejo en el Campo Río Ceibas

Hernando (Mayorga 2001) Sánchez, y Víctor Manuel Valencia Farfan realizaron un estudio para determinar cuál método es más económico y eficientemente para controlar la depositación de parafinas, para evitar pérdidas de producción causadas por el taponamiento que generan los depósitos orgánicos.

En el Campo Río Ceibas, el principal problema es la depositación de parafinas en la tubería de producción del pozo, razón por la cual se hace necesario definir los factores de mayor incidencia en la formación de dichos depósitos.

Inicialmente se hace una descripción general del campo, se evalúan las condiciones de operación y la tendencia que presenta el crudo a formar depósitos orgánicos con el fin de definir los puntos críticos del sistema que facilitan la depositación y qué tipo predominan en el sistema.

El Campo Río Ceibas es un campo relativamente joven, cuyas condiciones han tenido un constante cambio, tanto en las facilidades de producción como en las características mismas de los pozos. Esto hace necesario una optimización periódica de las condiciones de producción, optimización que hace que esta producción se mantenga constante y que su declinación sea más lenta. El motivo de este estudio obedece a la necesidad de identificar qué tanto afectan la depositación de material orgánico en el fondo de los pozos, la producción del campo y que eficiencia poseen los mecanismos que se han puesto en funcionamiento para subsanar este inconveniente.

3.3.4 Estudios de depositación de asfaltenos y parafinas y selección de productos para su control en el Campo Andalucía Sur.

El estudio desarrollado por **Jose Arcesio (Mora 1991) Fierro, y Eduardo Serrano Serrano** estuvo enfocado en seleccionar el producto(s) químico(s) mas eficiente para controlar la depositación de asfaltenos y parafinas e incrementar la producción del campo mediante pruebas de laboratorio. Las pruebas de laboratorio realizadas fueron: identificación visual de asfaltenos y parafinas en el crudo, prueba de emulsión, punto de nube, punto de fluidez, prueba de dispersión, prueba de solvencia, calculo del ángulo de contacto, prueba visual de mojabilidad y desaceitado de la arena.

Los productos químicos suministrados por la compañía BAKER QUÍMICA DE COLOMBIA S.A. que fueron evaluados incluían disolventes, inhibidores, dispersantes y surfactantes.

Con base en los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio, se concluye que la mejor alternativa para el control de la depositación es realizar una estimulación selectiva BLOK BÚSTER a los pozos que presentan problemas más severos de depositación. Al realizar la estimulación con BLOK BÚSTER se limpian los canales de flujo del yacimiento bloqueados por la presencia de asfáltenos, parafinas, emulsiones, etc., restaurando así la permeabilidad original de la roca en la vecindad del pozo, lo cual conlleva substancialmente en un aumento en la capacidad de producción.

3.3.5 Manejo de parafinas en el Campo San Francisco.

Los depósitos de parafinas en el Campo San Francisco se están tratando por medio de químicos (inhibidores y dispersantes) y electromagnéticos. Los inhibidores se utilizan para prevenir la reaglomeración de cristales, mientras que los dispersantes rompen los depósitos en pequeñas partículas más fáciles de transportar por el fluido.

La inhibición magnética se realiza con ayuda del dispositivo Acondicionador Magnético de Flujo; uno de sus principales beneficios es la acción continua para prevenir la reaglomeración de partículas de parafinas en el fondo del pozo.

En este trabajo, **Alcias (Andrade1991) Perdomo, Raul Alberto Carvajal Rodríguez** determinaron el mejor método de remoción y prevención, basados en el tratamiento químico y electromagnético, además teniendo en cuenta el costo – beneficio.

3.3.6 Prevención de depósitos orgánicos en líneas de superficie del Campo Yaguará

En el proyecto, **Nelson Fernando (Bolaños1993)**, y **Carmenza Ortiz Parra** presentan los aspectos relacionados con las características tanto físicas como químicas de los depósitos orgánicos y los factores que intervienen para que la depositación se lleve a cabo a lo largo de las líneas de flujo del Campo Yaguará; además de las propiedades que hacen posible su reconocimiento tanto en campo como en el laboratorio y su cuantificación, son tenidas en cuenta como una base en la selección del tratamiento adecuado para prevenir o solucionar este tipo de problemas. Además, presentan las características, ventajas y desventajas de los diversos tratamientos existentes para solucionar estos problemas, lo cual hizo posible la selección del tratamiento químico como el más factible a aplicarse.

Finalmente presentan los productos químicos que ofrecieran mayor efectividad en la prevención y control de los depósitos orgánicos en las líneas de superficie del Campo Yaguará, basados en un análisis secuencial en laboratorio bajo diversos parámetros.

3.3.7 Relaciones del comportamiento de crudos parafínicos Colombianos en presencia de Campo Magnético.

Juan Carlos (Riaño2001) Jaimez, presentó un trabajo en donde se realiza un análisis a una serie de datos tanto de laboratorio como de producción en campo, con el propósito de establecer parámetros a través de los cuales se pueden seleccionar tipos de crudos y condiciones de producción en campo ideales para la aplicación de la inhibición magnética de parafina.

Presenta una base teórica establecida mediante una revisión del estado del arte respecto al tema, información de orden técnico disponible en el Instituto

Colombiano del Petróleo, referente principalmente a datos de caracterización de crudos (puntos de fluidez, gravedad API), condiciones de producción (tasa de producción, BSW) e historia de producción (comportamiento del pozo antes y después de la aplicación del tratamiento magnético de inhibición de parafina) de aquellos pozos de los campos en donde se hubiese aplicado la herramienta magnética. Posteriormente, seleccionaron aquellos pozos con mayor información escogiendo crudos con diferentes características composicionales entre los cuales fueron Lisama 86, Mangos 39 y Cupiagua Q – 13. Con las muestras diseñaron y programaron una rutina de simulación de la herramienta en campo, a tres caudales (10 bpd, 100 bpd y 200bpd) y tres intensidades de campo diferentes (250 Gauss, 500 Gauss y 1000 Gauss); previamente a la simulación hicieron mediciones de las condiciones iniciales de los crudos (constante dialéctica, gravedad API, punto de fluidez y BSW) y luego, a las muestras tratadas se les hizo medición de estas propiedades (sin incluir el BSW). Con la información se llevó a cabo un análisis mediante la interpretación gráfica de los mismos y el estudio de condiciones promedio luego del tratamiento. De esta manera, se estableció para cada muestra las tendencias más marcadas. Con los resultados del análisis de los datos tanto de campo como de producción, el autor presentó una metodología de selección de campos más idóneos para la aplicación del tratamiento magnético.

3.3.8 Determinación de las Tendencias de Formación de Depósitos Orgánicos e Inorgánicos en el Campo Balcón.

En el trabajo **José Gabriel (Camacho) Martines** y **José Lizardo Muñoz Trujillo** realizaron una evaluación actual y potencial de los problemas de depósitos orgánicos e inorgánicos en el Campo Balcón, por medio de una investigación bibliográfica, y el posterior trabajo en campo y en laboratorio que permita establecer la presencia de éstos depósitos o sus respectivas tendencias, así como la corrosión en los equipos de superficie.

Con base en los análisis fisicoquímicos de las aguas asociadas a la producción y con un monitoreo en campo se establecen las tendencias incrustantes o corrosivas del agua, por medio de los índices de estabilidad. Los métodos empleados para estos cálculos con: índice de Staff & Davis para Carbonato de Calcio, Skillman & otros para Sulfato de Calcio y Templeton para Sulfato de Bario.

Además se caracteriza el crudo, identificándose el contenido de Parafinas y Asfaltenos, así como las condiciones en que éstos se depositan en el sistema de producción. Se probaron en el laboratorio productos depresores del punto de fluidez e inhibidores de parafina. Por último, se analiza la información recolectada determinando el estado y la severidad de los problemas generados, permitiendo así dar un manejo oportuno y adecuado a éstos.

3.3.9 Evaluación de la aplicación de microorganismos para la remoción de parafinas y su efecto colateral en otras propiedades del crudo.

En este estudio **Evaristo Adolfo (Hernández), Carlos Alberto Murcia N y Paul Richard Ramírez** mostraron la viabilidad (a nivel experimental o del laboratorio) de la remoción de parafinas por medio de bacterias, además de estudiar los efectos colaterales sobre las propiedades del crudo. El estudio está dividido en dos partes, las cuales abarcan los conceptos básicos o marco teórico relacionado con el tema de estudio y el estudio de los efectos de las bacterias sobre la viscosidad que involucra procesos de biodegradación de hidrocarburos.

El fenómeno de biodegradación disminuye el peso molecular promedio del crudo, es decir, su densidad. Se puede determinar la presencia de productos tensoactivos (biosurfactantes), registrando la reducción de la tensión interfacial. En la selección de reología se resalta la relevancia de los puntos de nube y fluidez como indicadores de la tendencia de depositación de la parafina. En la parte final del marco teórico desglosan la metodología de campo para el tratamiento

microbial de depósitos de parafinas en el fondo del pozo. La segunda parte, es la parte experimental, en donde muestran la metodología de trabajo en los distintos crudos y cultivos de bacterias haciendo énfasis en los efectos colaterales; otras propiedades tales como pH y salinidad son más bien propiedades que condicionan la adecuada aplicación de los cultivos de bacterias.

3.3.10 Control Magnético de Parafinas en el Campo Cicuco.

Tratando de disminuir los efectos que ocasiona la depositación de parafinas en la tubería y en la formación, que restringen el área de flujo y reducen la producción, se ha implementado el acondicionamiento magnética de fluidos, ya que el campo magnético puede eliminar o reducir continuamente la depositación de parafinas. Esto usando la metodología y el aparato de un modelo escalado de laboratorio, desarrollado y construido por ECOPETROL-ICP. El aparato suministra diferentes vectores de campo magnético versátiles mejorando la movilidad del aceite por la disminución de la viscosidad y disminución de la temperatura de punto de fluidez, mientras que el API permanece invariable. Esto fue evaluado y analizado en los pozos productores de crudo parafínico del Campo Cicuco.

Este estudio se hizo analizando los conceptos previos relacionados con parafinas, factores que afectan su depositacion, problemas mas frecuentes, enfatizando en mayor medida en aquellos métodos convencionales y no convencionales para su control en especial el control magnético que es el tema de estudio del estudio del campo. El cual se pretende evaluar con procedimientos experimentales analizando las relaciones existentes entre los vectores de campo magnético con las condiciones y características del flujo de fluidos. Esto simulando en el laboratorio las condiciones del sistema (yacimiento mas tubería de producción). Realizando pruebas de laboratorio a tres crudos parafínicos diferentes y analizando y comparando el efecto del campo magnético en la reducción del

punto de fluidez en el crudo. Mostrando gráficamente una disminución notoria de este al ser tratados.

Así como se muestra la gran ventaja de la inhibición magnética de parafinas sobre los métodos convencionales y el no tratamiento, con la inhibición magnética se logra mayor producción y es económicamente más rentable por ser un tratamiento continuo y no requiere para el pozo.

3.3.11 Control magnético de Parafinas en el Campo Lisama.

Efrain Sandoval (Camacho 1991), y **Jairo Suarez Mayorga** estudiaron, analizaron y compararon los efectos y beneficio que tiene la aplicación del campo magnético en el control de las parafinas en el Campo Lisama. Este método es económico-efectivo y de acción continua en comparación con otros métodos como inyección de aceite caliente y solventes de manera periódica pero con efectos de corta duración aplicados en el campo anteriormente. Para esto es necesario comprender los conceptos relacionados con algunos principios básicos sobre magnetismo y su aplicación en la industria petrolera, conceptos sobre campo magnético, sus propiedades, teoría molecular del magnetismo, materiales magnéticos. En la industria el uso del campo magnético estaba diseccionado en aguas de inyección, en la producción y transporte de crudos parafínicos y viscosos.

Al realizar las pruebas en el laboratorio, por ser el yacimiento Lisama de forma lenticular, se desarrollaban las pruebas a los fluidos de cada pozo, pues las propiedades de los fluidos podían cambiar para de un pozo a otro. Entonces se tenía en cuenta el fluido de un pozo en particular y se evaluaron cambiando las condiciones de caudal, tiempo de exposición, punto de fluidez, diámetro de la tubería utilizando tres valores de campo magnético.

Observando que para los diferentes caudales y para cada campo magnético aplicado existe un tiempo óptimo de exposición por encima del cual el crudo no disminuye más su punto de fluidez permaneciendo este constante. Además se puede obtener la intensidad de campo óptima para cada caudal y el punto de fluidez esperado para un buen control de parafina en cualquier pozo con un diámetro de tubería indicada.

Después de desarrollar una correlación matemática mediante el programa de computador "cure_bas" se relacionaron las variables campo magnético B, caudal de producción Q, diámetro de tubería D. Las variables evaluadas experimentalmente en laboratorio que mostraron su influencia en el control de parafinas gráficamente, de ahí su influencia en la correlación, se aplicó a 3 pozos del campo Lisama y se comparó los resultados con los obtenidos gráficamente.

3.3.11 Análisis para el control de asfaltenos y parafinas en el campo Andalucía Sur.

Jairo Balcacer (García 1986) y Mabel Rueda Cárdenas realizaron un trabajo en donde se especifica el problema surgido como consecuencia de la deposición de asfaltenos y parafinas ocurridos en el Campo Andalucía Sur, haciendo un análisis de la composición química, mecanismos de deposición, de los tratamientos preventivos de los compuestos orgánicos. El estudio se aplicó al campo mediante pruebas de laboratorio para determinar presión de desplazamiento y tiempo de flujo, permeabilidad, viscosidad, mostrando gráficamente el comportamiento con respecto a la temperatura de prueba. Se pudo observar el efecto que tiene el cambio de la temperatura en el sistema roca-fluido y condiciones como medio poroso, solubilidad saturaciones, las cuales afectan directamente el cambio de la permeabilidad debido a la precipitación de parafinas y asfaltenos.

En la prueba de fluidez en donde se trata de verificar la disminución de la temperatura del punto de nube del crudo se muestra gráficamente la relación entre la temperatura y viscosidad. Esta relación inversa influye en la precipitación y depositación de la parafina por una disminución notoria del punto de fluidez.

3.3.12 Metodología para la determinación de la tasa de precipitación de parafinas (TPP).

Con el fin de estudiar el comportamiento de los crudos parafínicos **Anker Giovanni (Duarte 1998) D** y **Carlos Alfonso Aparicio León**, diseñaron un equipo para la determinación de la tasa de precipitación de parafinas, (TPP), que simula el flujo de crudo parafínico a través de una tubería de producción para poder determinar a nivel de laboratorio la acumulación de dichos crudos en la línea de flujo. Se definen los conceptos generales sobre parafinas para describir la medición y predicción de la depositación cinética de parafinas y su aplicación al campo Lisama del cual debe haber una recopilación completa y detallada en el cual se analiza en el laboratorio y se determina la cantidad de parafina que se deposita durante la prueba, concluyendo que a menor diámetro menor porcentaje de acumulación y que a mayor caudal la caída de presión es mayor, por consiguiente mayor porcentaje de acumulación. El crudo tratado presentó menor porcentaje de acumulación. Además se encuentran los manuales de operación del equipo TPP de caracterización, manual de caracterización de un crudo y manual de cuantificación de la parafina.

3.4 DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA

El desarrollo de herramientas basadas en programas para la creación de páginas WEB, permite al usuario acceder de una manera más simple y didáctica a la documentación de un trabajo determinado. La herramienta desarrollada se realizó utilizando el software de creación de páginas WEB Macromedia Dreamweaver MX 2004. En la herramienta se presentan los fundamentos teóricos sobre parafinas y daño a la formación, se presenta el Estado del Arte sobre el daño a la formación por precipitación de parafinas y la metodología desarrollada para la identificación del daño a la formación por precipitación de parafinas. En la figura 41 se muestra la página principal de la herramienta en donde se visualizan los diferentes temas tratados para acceder directamente.

El uso de la herramienta además permite acceder a información adicional disponible en sitios WEB, haciendo clasificadas de acuerdo a los temas presentados.

Figura 41. Página principal de la herramienta.

DAÑO A LA FORMACION POR PRECIPITACION DE PARAFINAS

Universidad Industrial de Santander

Inicio | Depositos Orgánicos | Daño a la formación | Estado del Arte | Metodología | Enlaces

TEMAS

AUTORES
Karin Lorena Restrepo Gómez
Carlos Hernan Garza Santamaría

- DEPÓSITOS ORGÁNICOS
- DAÑO A LA FORMACIÓN
- ESTADO DEL ARTE
- METODOLOGÍA
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
 Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga, COLOMBIA
 2006

Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.

Figura 42. Presentación del contenido por temas.

DAÑO A LA FORMACION POR PRECIPITACION DE PARAFINAS

Universidad Industrial de Santander

Inicio | Depositos Orgánicos | Daño a la formación | Estado del Arte | Metodología | Enlaces

DEPÓSITOS ORGÁNICOS RESUMEN

- ▶ [Material asfáltico](#)
- ▶ [Parafinas](#)
- ▶ [Propiedades de las parafinas](#)
- ▶ [Factores que influyen en la precipitación](#)
- ▶ [Caracterización de crudos](#)
- ▶ [Mecanismos de depositación](#)
- ▶ [Fenomenos de cristalización](#)

▶ **DEPÓSITOS ORGÁNICOS** ▶

Generalidades

Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.

4. METODOLOGIA PARA LA IDENTIFICACION DEL DAÑO A LA FORMACION POR DEPOSITACION DE PARAFINAS.

Para la identificación del daño es necesario recopilar la información disponible del campo la cual puede ir desde los indicios de depositación en el sistema, pasando por el historial de producción, pruebas de presión y demás. En este capítulo se presenta una metodología para la identificación del daño a la formación por precipitación de parafinas, el cual comprende la descripción de cada una de las etapas propuestas para llevarlo a cabo. En la figura 43, se presenta un esquema de la metodología propuesta.

4.1 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.

Dependiendo del tipo del yacimiento, el crudo puede contener parafina en solución, u otros componentes orgánicos. Para realizar un estudio de daño a la formación por parafinas es necesario contar con el porcentaje de saturados y la distribución de carbonos. Entre estas pruebas se encuentran la cromatografía de gas a alta temperatura (HTEC), con la cual podemos tener información sobre la composición del crudo, porcentaje de parafina y distribución de las parafinas y la presencia de otros componentes como asfaltenos y resinas. Otra prueba empleada para la determinación del porcentaje de saturados, aromáticos y resinas + asfaltenos es el análisis SARA. A continuación se presenta una descripción sobre este método utilizado comúnmente en la industria petrolera.

Como se vio en el capítulo 1 una forma de clasificar el fluido se hace mediante el porcentaje de saturados (ver tabla 1) el cual se obtiene por medio del análisis SARA. Los análisis de cromatografía con los cuales se obtiene la distribución de carbono y su fracción da un indicio de los compuestos que se precipitaran y como

se vio anteriormente las ceras parafínicas o macrocristales generan daño a la formación debido al aumento en la viscosidad, mientras que los microcristales generan daño a la formación por reducción de la permeabilidad absoluta producto de la depositación de los microcristales de parafina en los poros de la formación.

4.1.1 Análisis SARA. Es un método para la caracterización de crudos pesados basado en el fraccionamiento de los componentes saturados, aromáticos y resinas + asfaltenos. Este análisis consiste en separar una muestra en pequeñas cantidades o fracciones basándose en la solubilidad de los hidrocarburos en diferentes solventes usados durante la prueba. Cada fracción presenta un tipo de solubilidad que contiene un rango de hidrocarburos de diferente peso molecular⁷⁷.

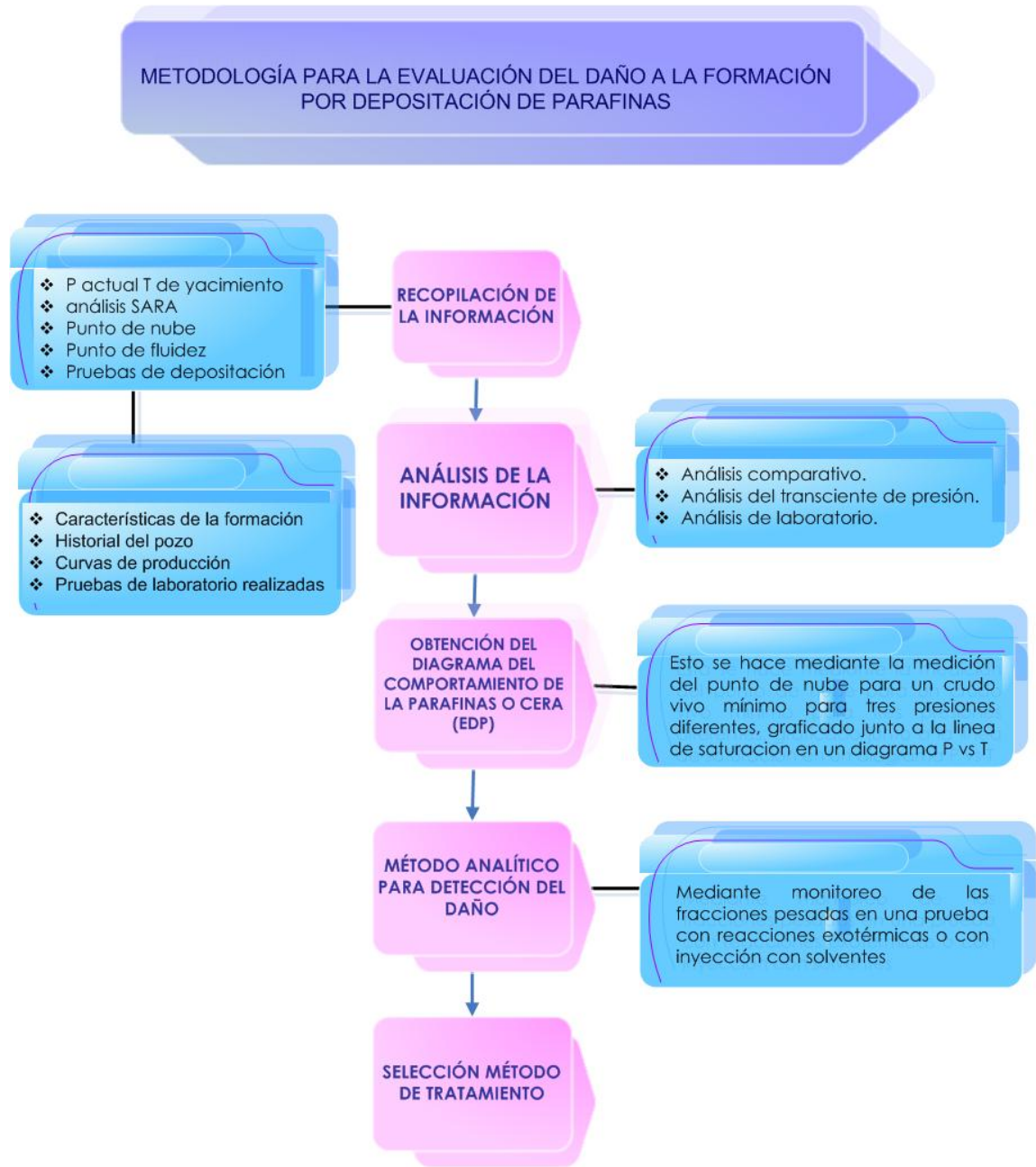
4.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL POZO.

Cuando un pozo presenta indicios de precipitación de parafinas y una drástica disminución en un corto periodo de tiempo, se debe tener en cuenta la posibilidad de daño a la formación por depósitos de parafinas.

4.2.1 Recopilación de la información. Con la recopilación de la información se busca como primera medida conocer los estudios de laboratorio realizados los cuales den un indicio de las condiciones y el comportamiento de la precipitación y depositación de la parafina en el yacimiento, como son las pruebas de determinación del punto de nube y de fluidez, las pruebas de depositación de

⁷⁷<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

Figura 43. Esquema de la Metodología para la evaluación de daño a la formación.



Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.

parafinas como de *cold plate*, depositación dinámica de parafina o pruebas de flujo en plugs; como segunda medida identificar las operaciones con potencial de daño

realizadas en el pozo a lo largo del historial del pozo; y como tercera medida medir cuantitativa o cualitativamente el daño y conocer el radio de daño con pruebas de presión (ascenso o descenso de presión) y registros de producción

4.2.1.1 Características de la formación. Comprende la integración de información de las propiedades petrofísicas, junto con las características generales del pozo y los fluidos presentes lo cual nos permite establecer un primer indicio del potencial de daño del pozo. Algunos de estos parámetros ayudan en la selección del método mas apropiado para su tratamiento en caso de la presencia de parafinas en la formación. En la tabla 18, se muestra el formato con las características de cada pozo para el análisis de los datos teniendo en cuenta aquella información necesaria para la identificación del daño a la formación por parafinas, y que se requieren para el diseño de un tipo de tratamiento específico dependiendo de la información para cada pozo.

4.2.1.2 Determinación del punto de nube. Una vez clasificado el crudo como parafínico, es necesario identificar algunas propiedades como el punto de nube y el punto de fluidez. Estas propiedades se pueden determinar mediante pruebas de laboratorio como: *Cross-polarization -Microscopy (CPM)*, *Filter Plugging (FP)*, *Fourier Transform Infrared (FTIR)*, Sistema de filtración dinámica de punto de nube (DFCP), *Light Transmission Measurements*, *Acoustic Resonance Techniques* entre otros, como se describe en la sección 1.3.4. Por lo general el punto de nube se realiza en crudos muertos a condiciones de presión atmosférica; por tal razón solo nos da una aproximación a las condiciones de deposición de las parafinas a condiciones de yacimiento. Para un estudio mas exacto del comportamiento de la deposición de la parafina en el yacimiento es necesario hacer un diagrama del comportamiento de la deposición de la parafina (EDP).

Tabla 18. Datos críticos para la identificación del daño.

DATOS GENERALES DEL POZO	
Nombre del Campo :	<input type="text"/>
Pozo :	<input type="text"/>
Temperatura del yacimiento (°F) :	<input type="text"/>
Formación consolidada :	Seleccione <input type="button" value="v"/>
Crudo parafínico :	Si <input type="button" value="v"/>
<input type="button" value="Continuar"/>	

Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.

4.2.1.3 Historial del pozo. Esta es una información importante y esencial ya que permite conocer todas las operaciones realizadas en el pozo desde la perforación, estimulación hasta la implementación de algún tipo de recobro, que utilizada en conjunto con las curvas de producción permite identificar las operaciones que pudieron generar daño.

4.2.1.4 Curvas de producción. Como se observo en la sección 2.6.4 con las curvas de producción se puede analizar el comportamiento de la producción en la vida de un pozo. Cuando se presenta una disminución en la curva de declinación que se desvía drásticamente de su tendencia normal de declinación es necesario buscar su causa, que puede estar relacionado con depositación de parafinas en el yacimiento.

En la tabla 19 se presenta un formato para llevar un registro de la información disponible del pozo que permita más adelante seleccionar aquella información con la cual poder escoger un tipo de análisis que será explicado a continuación.

Tabla 19. Información disponible del pozo.

INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL POZO				
Nombre del pozo	Registros	Historial del pozo	Curvas de producción	Pruebas de presión
<input type="text"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="button" value="Continuar"/>				

Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.

Aunque no toda la información disponible del pozo es útil para la identificación del daño por parafinas, es importante saber que tipo de información del daño por parafinas, es importante saber que tipo de información tiene cada pozo que pueda ser útil para posteriores estudios de tratamiento. Para la aplicación de la metodología propuesta, es necesario contar con el historial de los tratamientos efectuados en el pozo, la historia de producción y las curvas de declinación.

4.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DEL POZO.

Con el historial del pozo podemos establecer aquellas fuentes potenciales de daño a la formación, haciendo un análisis comparativo de éstos con su historia de producción y con la de los pozos vecinos. Luego del análisis podemos confirmar o descartar estas fuentes.

4.3.1 Identificar las operaciones de campo que pueden generar daño a la formación. En esta etapa de la metodología lo que se busca es encontrar las operaciones de campo que han podido generar daño a la formación a lo largo de

la vida de un pozo. Esto se hace haciendo una revisión de cada una de las operaciones realizadas en el pozo.

4.3.2 Análisis comparativo. Luego de identificar aquellas operaciones potenciales de daño por parafinas, se hace un análisis comparativo de estas operaciones con las curvas de producción con el fin de observar en cual de estas operaciones la respuesta del yacimiento (comportamiento de la producción) fue desfavorable⁷⁸. Además se puede hacer un análisis comparativo del comportamiento de la curva de producción de este pozo con pozos vecinos. También se puede hacer un análisis comparativo entre la producción con las curvas de declinación predichas. Esto se consigue evaluando algunos parámetros de las operaciones realizadas en el pozo como es el índice de eficiencia del reacondicionamiento (Work-Over Efficiency, WOE)⁷⁹.

4.3.2.1 Índice de eficiencia del reacondicionamiento (WOE). El WOE es un criterio que se ha utilizado para determinar si un tratamiento de estimulación ha sido exitoso. Los tratamientos son clasificados en tres grandes categorías: fracturamiento, *breakdown* y química, y se han subclasificado de acuerdo al volumen utilizado para el tratamiento (ver tabla 20). Las tasas de petróleo se miden tres meses antes y tres meses después del tratamiento, calculando la relación de mejora.

⁷⁸ James R. Tague, "Optimizing production in Fields with Multiple Formation Damage Mechanisms", SPE 58745

⁷⁹ W. Gaviria y H. Borja, Hocol S.A., F. Groff y S. Gamble, Schlumberger, "Optimización de Producción mediante una Metodología Estructurada de Análisis de Información en el Campo San Francisco", presentado en el IX Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 16-19 de Octubre de 2001

Tabla 20. Clasificación de tratamientos de estimulación.

TIPO DE ESTIMUALCIÓN					
FRACTURAMIENTO		BREAKDOWN		QUIMICA	
Sub tipo	Volumen Bbls	Sub tipo	Volumen	Sub tipo	Volumen bbls
1	150-250	1	200-500	1	0-100
2	250-500			2	100-350
3	500-1150			3	350-1050

Fuente: W. Gaviria y H. Borja

El índice de eficiencia del reacondicionamiento es la relación entre la tasa máxima post-estimulación y la tasa mínima pre-estimulación. Por consiguiente, un WOE mayor a 1 indica una mejora en la tasa de producción de petróleo después de un tratamiento.

La relación WOE en sí no es suficiente para decidir si un reacondicionamiento ha tenido éxito, entonces se introduce un segundo criterio: la producción incremental de aceite calculada en los seis meses a partir de la fecha del trabajo.

En la tabla 21 se presenta los resultados de un ejemplo del WOI para cada una de las operaciones realizadas, en donde se procede a analizar aquellas operaciones que tengan un WOI menor a 1.

Tabla 21. Formato de resultados del índice de Workover.

OPERACIONES					
<p>En éste paso se debe revisar simultáneamente el historial del pozo verificando si las siguientes operaciones fueron realizadas con las curvas de producción en las fechas de dichas operaciones. Esto con el fin de identificar y verificar aquellas operaciones potenciales de daño a la formación.</p> <p>Para el Fracturamiento y Acidificación los valores Qa y Qd son la tasa de producción mensual del tercer período antes y después del tratamiento respectivamente</p> <p>Para el Tratamiento con aceite caliente los valores Qa y Qd son la tasa de producción diaria de una semana antes y después del tratamiento respectivamente</p>					
Acidificación: <input style="width: 30px; text-align: center;" type="text" value="1"/> Fracturamiento: <input style="width: 30px; text-align: center;" type="text" value="1"/> Aceite caliente: <input style="width: 30px; text-align: center;" type="text" value="1"/>					
No.	Operación	Qa	Qd	WOI	Exitosa
1.	Acidificación	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="50"/>	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="60"/>	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="1.2"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
1.	Fracturamiento	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="50"/>	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="80"/>	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="1.6"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
1.	Tratamiento con aceite caliente	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="50"/>	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="30"/>	<input style="width: 40px; text-align: center;" type="text" value="0.6"/>	<input type="checkbox"/>
<p>Los tratamientos de Acidificación efectuados en donde el WOI es igual a 1 representan aquellas operaciones en las cuales la restricción en los canales del flujo puede ser por depositación de parafina y no por otro mecanismo.</p> <p>Aquellas operaciones en donde se obtuvo un WOI menor a 1 fueron una fuente potencial de daño a la formación por depósitos de parafinas.</p>					

Fuente: Restrepo Gómez K. L. y Garza Santamaría C. H.

4.3.3 Análisis del transiente de presión. Esta es una herramienta valiosa para calcular el factor skin. Para campos que presentan un solo mecanismo de daño permite establecer un valor cuantitativo. El análisis del transiente de presión se puede realizar como observe en la sección 2.5.6 por análisis de Horner en pruebas de presión tanto de ascenso de presión como en descenso de presión, o por curvas tipo aun que menos exactos entre las mas convencionales están las curvas tipo de Ramey y las curvas tipo de Bourdet entre otras.

4.4 OBTENCIÓN DEL DIAGRAMA DEL COMPORTAMIENTO DE LA PARAFINAS O CERA (EDP)

Este es un diagrama fundamental en un estudio de depositación de las parafinas ya que muestra el comportamiento de fases del fluido para un diagrama de Presión vs. Temperatura. Es decir, es la región del espacio termodinámico en el cual ocurre la cristalización de la parafina. Está definida por tres variables: P (presión), T (temperatura), X (composición). El punto de nube convencional es diferente al utilizado en este diagrama ya que este debe ser obtenido solo a crudos vivos.

Para realizar el diagrama del comportamiento de la depositación de la parafina es necesario tener una muestra del fluido lo mas representativa posible (lo mas recomendado es tomar una prueba de fondo para evitar los cambios en composición). En algunos casos esta muestra puede no ser 100% representativa ya que como se dijo anteriormente las fracciones pesadas pueden estar quedando atrapadas en la formación, es decir la composición puede ser diferente a la real.

4.4.1 Metodología para la determinación del comportamiento de la depositación de la parafina.

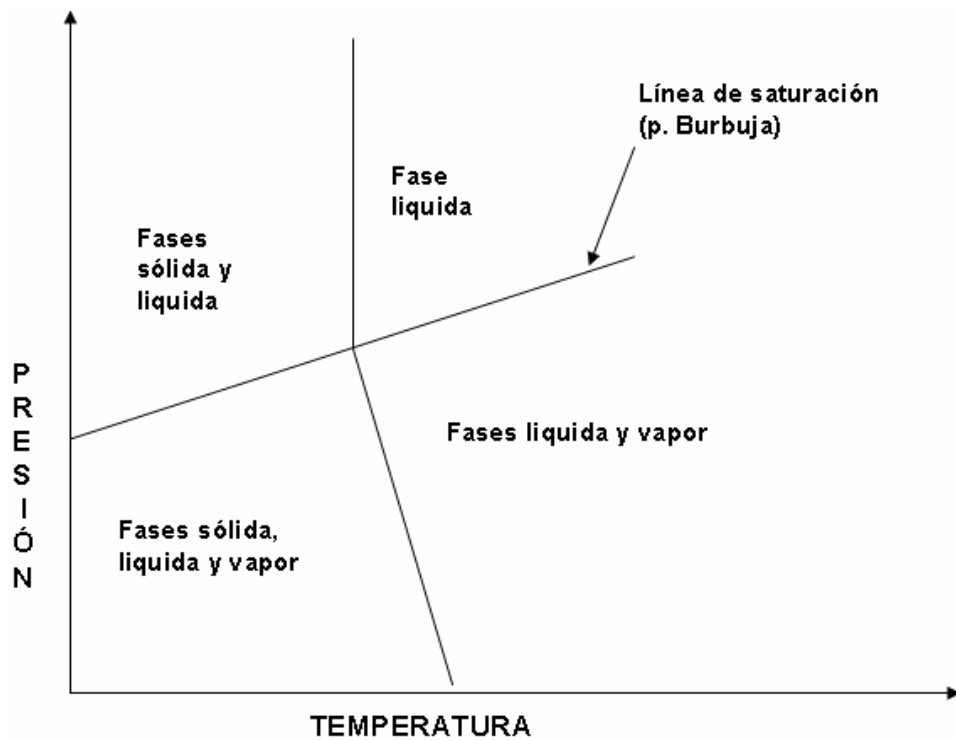
A continuación se muestran los pasos requeridos para la obtención de la EDP⁸⁰.

1. Muestra de fondo de crudo vivo: es importante tener una muestra representativa de los fluidos de fondo, ya que como se observo anteriormente el punto de nube es afectado por la composición del crudo.

⁸⁰ Carrillo M. Luis Felipe, curso " Depositos Organicos: Prevencion y Control" Bucaramanga 14 y 15 de septiembre de 2006, UIS.

2. Restauración: con este paso se busca llevar la muestra a su estado original logrando la distribución original del tamaño de partículas. Esto se logra colocando el crudo del muestreador en un cilindro de laboratorio y sometiendo a la presión y temperatura original del yacimiento, aplicándole agitación por un periodo de tiempo mínimo de 350 horas.
3. Se debe seleccionar la presión a la cual se realizará la determinación del punto inicio de la cristalización. Esta presión se debe escoger de forma tal que represente algo en el recorrido que realiza el crudo desde la formación hasta cabeza del pozo, como podría ser la presión de yacimiento, de fondo o de cabeza.
4. Luego de determinar la presión a la cual se va a realizar la prueba, se procede a realizar un enfriamiento del crudo a condiciones adiabáticas para determinar el inicio de la cristalización. Para esto se utiliza cualquiera de las pruebas para la determinación del punto de nube vistas anteriormente que sirva para la determinación del punto de nube a altas presiones (sección 1.3.4).
5. Este proceso se debe realizar por lo menos unas dos veces más, cambiando la muestra del crudo por una nueva y variando la presión a la cual se realizan la prueba para obtener los puntos necesarios para realizar el diagrama de inicio de la cristalización. Con estos puntos y la línea de saturación del crudo se realiza el diagrama (ver figura 45). Otra forma de ver este diagrama es realizando un diagrama con ejes de presión, temperatura y profundidad del pozo en estudio, en donde se puede identificar la profundidad a la cual está ocurriendo la depositación de la parafina en el pozo (ver figura 46).

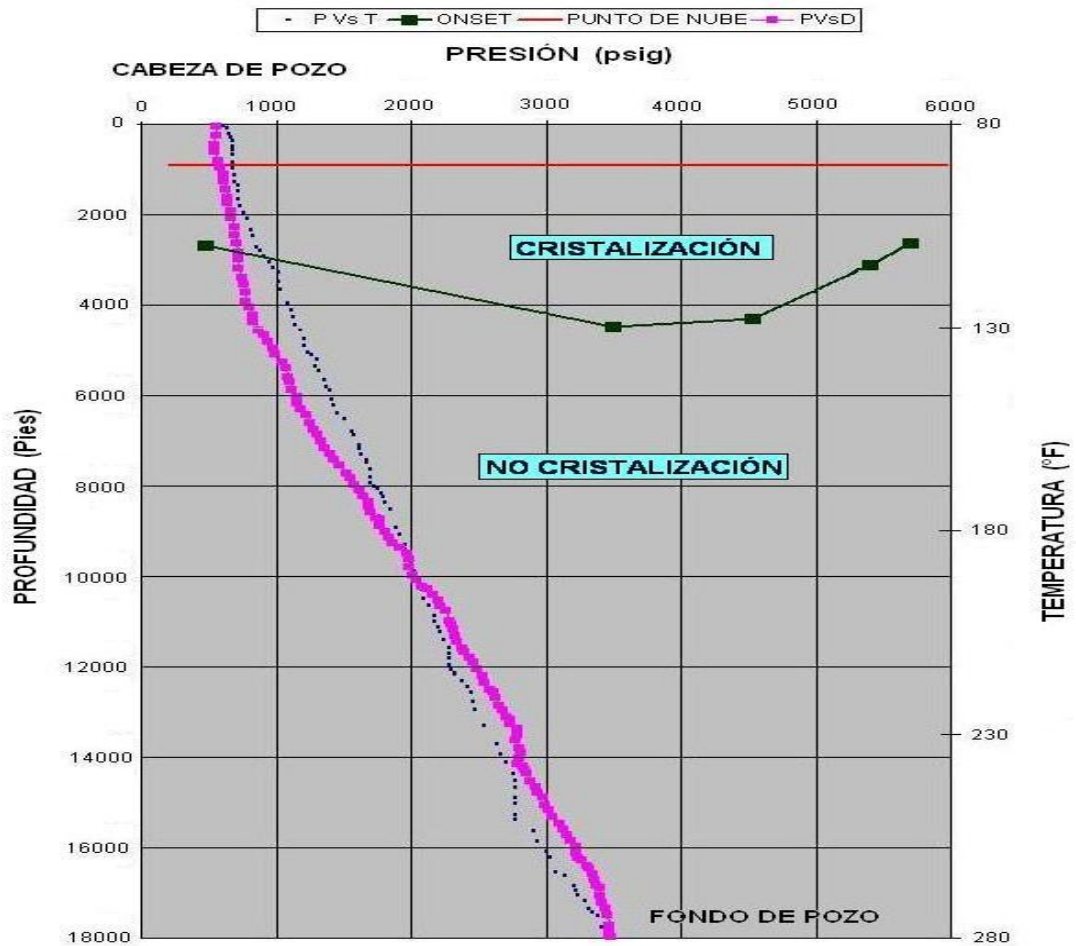
Figura 45. Representación de un diagrama del comportamiento de la parafina



Fuente: CIVAN FARUK, "Reservoir formation Damage" University of Oklahoma.

Con esta gráfica se puede determinar si la depositación de parafina está ocurriendo en la formación y a qué profundidad para las condiciones normales de producción de un pozo. También sirve para establecer la profundidad de tratamiento cuando la depositación de parafina ocurre a lo largo del *tubing*.

Figura 46. Diagrama presión, temperatura y profundidad para la depositación de la parafina



Fuente: MSc. Luis Felipe Carrillo M.; curso: "Depósitos orgánicos prevención y control".

4.5 MÉTODO ANALÍTICO PARA DETECCIÓN DEL DAÑO

Con los pasos anteriores se conseguía establecer las fuentes potenciales y el riesgo que podía tener un pozo de presentar depositación de parafinas. En esta etapa se busca verificar la existencia del daño a la formación por depositación de parafinas. Una forma de detectar el daño es monitoreando la fracción de pesados del crudo producido antes y después de un tratamiento de estimulación como el tratamiento con solventes o con tratamiento con un sistema de generación de calor por reacciones exotérmicas. Se pretende fundir o disolver las parafinas

depositadas en la formación para luego producirlas, detectando así las parafinas que se han estado quedando en la formación. Si se presenta diferencia de composición en los fluidos producidos antes y después del tratamiento, quiere decir que hay presencia de depósitos de parafina en el espacio poroso y por consiguiente tenemos daño en la formación en este pozo .

Existen nuevas tecnologías que incluyen la visualización de lo que esta ocurriendo en el fondo del pozo que han permitido identificar realmente la cantidad, la localización, y el grado del daño a la formación. Esto permite al ingeniero obtener una imagen visual de las escamas, depósitos orgánicos, entrada de arena y taponamiento⁷⁷.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Existen diferentes parámetros que influyen en la depositación de las parafinas tales como la presión, temperatura y composición, pero los más determinantes son la temperatura (debido a que el sistema es más sensible a cambios pequeños) y la composición (los livianos ayudan a mantener la parafina disueltas en el crudo).

En campos en los cuales hay presencia de crudos parafínicos, se debe tener en cuenta que al implementar una operación como el fracturamiento hidráulico, acidificación o tratamiento con aceite caliente estas pueden tener un efecto en la precipitación de las parafinas, causando un efecto adverso al esperado en estas operaciones. Por ello es necesario realizar estudio de factibilidad para evaluar su aplicabilidad.

Con la metodología planteada se pretende establecer de manera sencilla, la primera etapa para un estudio de daño a la formación por parafinas, identificando inicialmente si hubo operaciones causantes de daño, para poder tomar la decisión de hacer una verificación del daño a la formación por parafinas.

De acuerdo a la literatura consultada, el tratamiento convencional con aceite caliente es un método económico para el tratamiento de las parafinas en la tubería de producción, pero este puede generar daño a la formación debido a la invasión de partículas (arena, asfaltenos o parafinas) en crudos no tratados.

La herramienta sistematiza da la posibilidad de acceder de una manera rápida y fácil a información respecto a el daño a la formación producto de la depositación de parafinas. Además de presentar una metodología para su identificación y una pequeña aplicación de esta.

El daño a la formación puede generarse en la realización de cualquier operación en campo producto de variados mecanismos, debido a que este afecta la productividad del pozo, se recomienda la ampliación a otros mecanismos que involucren otros factores mencionados anteriormente.

BIBLIOGRAFÍA

1. **GOLLAPUDI U.K. BANG S.S.** “Ultrasonic Treatment for Removal of Asphaltene Deposits During Petroleum Production”. Society of Petroleum Engineers No 27377 .1994
2. **HOUCHINAND L.R, HUDSON. L.M.,** “The Prediction, Evaluation and Treatment of Formation Damage Caused by Organic Deposition.” Society of Petroleum Engineers No 14818. (1986)
3. **RING, WATTENGARGER R.A.** “Simulation of Paraffin Depositions in Reservoirs”. Society of Petroleum Engineers No 24069 (1994)
4. **WOO G.T., GARBIS S.J., GRAY T.C.** “Long-Term Control of Paraffin Deposition”. Society of Petroleum Engineers No 13126 (1994).
5. **SHOCK D.A., SUDBURY J.D., CROCKTTE J.J.** “Studies of the mechanism of paraffin deposition and its control.” Society of Petroleum Engineers SPE No 384-G
6. **LEONTARITIS Kosta J.** “Cloud Point Wax Deposition Measurement Techniques” SPE 80267
7. **MONGER T.G. -McClure.** “Comparisons of Cloud Point Measurement and Paraffin Prediction Methods” SPE 54519
8. **JOÃO A. P. COUTINHO.** “The Limitations of the Cloud Point Measurement Techniques and the Influence of the Oil Composition on Its Detection”.

9. **MONGER T.G. -McClure, TACKETT J.E., y MERRILL L.S.** “DeepStar Comparisons of Cloud Point Measurement & Paraffin Prediction Methods” SPE 38774; Octubre 1997.
10. **BRENT F. Thomas y BRANT D. Bennion.** “ Development and evaluation of paraffin technology: Current Satatus” SPE 50561 1999
11. **SADEGHAZAD, Sobhi G. Ali.** “The prediction of cloud point temperature: In pure paraffin deposition”. SPE No 87293.
12. **HOUCHINAND L.R, Hudson L.M.,** The prediction, evaluation and treatment of formation damage caused by organic deposition. SPE 13796
13. **RODRÍGUEZ L. , CASTAÑEDA M.** “Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluidodinámico de crudos parafínicos-fase1”.
14. **CRAFT Jodie Lee,** A DICTIONARY OF PRETROLEUM TERMS, third edition, Petroleum Extension Service division of continuing education the University of Texas at Austing, Texas 1983.
15. **CIVAN Faruk,** “Reservoir formation Damage” University of Oklahoma.
16. **BENNION D. Brant, BRENT F. Thomas.** “Effective Laboratory Core Flood Tests To Evaluate And Minimize Formation Damage In Horizontal Wells” Hycal Energy Research laboratories Ltd.
17. **ISLAS Carlos Silva,** “Manual de estimulación matricial de pozos petroleros” Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

18. **JONES R.R., CARPENTER R.B.** A study of formation damage potential during cementing operations. SPE 2277.
19. **HOUCHIN L.R., DUNLAP D.D.** "Formation Damage During Gravel-Pack Completions" SPE 17166.
20. **CARRIÓN Marcelo Gustavo.** Daño a la formación.
<http://www.monografias.com/trabajos15/danio-formacion/danio-formacion.shtml>.
21. **STEVEN Bryant L., BULLER David C.** "Formation Damage From Acid Treatments." SPE 17597
22. **WANG J.K., PRINCETON U.** "Filter-Cake Formation of Fracturing Fluids." SPE 25207
23. **VOLK L.J, GALL B.L., RAIBLE C.J., Carroll H.B.** "A Method for Evaluation of Formation Damage Due to Fracturing Fluids". SPE 11638
24. **POTTER, G.F** "Formation Damage of Brine Corrosion Inhibitors". SPE 12495.
25. _____, Mecanismos de daño de formación y acidificación matricial en areniscas parte I (número de inventario del Centro de Estudios de Ingeniería de Petróleos 100 10 50 101 1).
26. **ROQUE C., CHAUVETEAU G., RENARD M., THIBAUT G., BOUTECA M.** "Mechanisms of Formation Damage by Retention of Particles Suspended in Injection Water".SPE 30110

27. **AMAEFULE Jude O., KERSEY David G.** “Advances in formation damage assessment and control strategies”.
28. **BENNION D.B., THOMAS D.W., BIETZ.** “Mechanisms of Formation Damage and Permeability Impairment Associated With the Drilling, Completion and Production of Low API Gravity Oil Reservoirs”. SPE 30320
29. **CRABTREE M., ESLINGER, FLETCHER D. P., JONSON A., KING G.** “La lucha contra las incrustaciones –Remoción y prevención.” Oil field Review
30. **ZHOU Z.J., GUNTER W.D., JONASSON R.G.** “Controlling Formation Damage using Clay Stabilizers: A review.” The petroleum Society of CIM. Paper 97-71.
31. **GABRIEL, G.A,** “ An Experimental Investigation of Fines Migration in Porous Media” SPE 12168.
32. **BLANCO** Ariel, **VELÁSQUEZ** Juan. Análisis avanzado de curvas de declinación. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander. 1993
33. **LEE,** Jhon. “Well Testing”
34. **GILLILAND,** R.E, **COLES** M.E. “Use of CT Scanning in the Investigation of Damage to Unconsolidated Cores” SPE 19408
35. **RUELINK** H. B.V, **HARVILLE** D. ”Quantitative Analysis of Bulk Mineralogy: The Applicability and Performance of XRD and FTIR”. SPE 23828.

36. **ROBIN M., COMBES R., ROSENBERG E.** “Cryo-SEM and ESEM: New techniques to Investigate Phase Interactions within Reservoir Rocks”. SPE 56829.
37. **YOUNG Fan,.** “Removal of Formation Damage From Paraffin Deposition Part I, Solubility and Dissolution Rate.” SPE 31128
38. **DOS SANTOS, Paulo Cesar.** “Removal of nearbore Formation Damage from Paraffin is Better Achieved Using Solvents”. SPE 38965
39. **SUTTON G. D., ROBERTS L. D..** “Paraffin Precipitation During Fracture Stimulation” SPE 4411.
40. **BARKER K.M., NEWBERRY M.E., Y.R. Yin.** “Paraffin Solvation in the Oilfield” SPE 64995
41. **ASTHON J.P., KIRPEL L.J,** “In-Situ Heat System Stimulates Paraffinic- Crude Producers in Gulf of Mexico”. SPE 15660
42. **PELGER J.W.** “ Wellbore Stimulation Using Microorganisms To Control and Remediate Existing Paraffin Accumulations” SPE 23813.
43. **ROBERTS P.M., SHARMA M.M.,** “Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer-Induced Formation Damage”, SPE 62046
44. **NEWBERRY M.E., ADDISON G.E. y BARKER K.M..** “Paraffin Control in the Northern Michigan Niagaran Reef Trend”, SPE 12320.
45. **ADDISON G.E..** “Paraffin Control More Cost-Effective” SPE 13391.

46. **J.G. CHARLES** "Water-Wet Surface for Long-term Paraffin Inhibition" SPE 14520.
47. **THOMAS, D.C.** "Selection of Paraffin Control Products and Applications", SPE 17626.
48. **CARNAHAN Norman F.** "Paraffin Deposition in Petroleum Production", SPE 19895.
49. **BERNADINER M.G.** "Advanced Asphaltene and Paraffin Control Technology", SPE 25192.
50. **ERICKSON D.D., NIESEN V.G., y BROWN T.S.** "Thermodynamic Measurement and Prediction of Paraffin Precipitation in Crude Oil", SPE 26604.
51. **RAI R., SARKAR B.**, "Multiphase Transportation of High Waxy Crudes" SPE 27061.
52. **PEDERSEN S. Karen**, "Prediction of Cloud Point Temperatures and Amount of Precipitation" SPE. 27629
53. **HENSON, R.D., TANGEN T.J, HORNE P.T.** "Evaluation of Paraffin-Treating Programs in Rod-Pumped Oil Wells". SPE 27669.
54. **KEATING J.F., WATTENBERG R.A.**, "The simulation of Paraffin Deposition and Removal in Wellbores", SPE 27871.
55. **HSU J.J.C, SANTAMARIA M.M, BRUBAKER J.P..** "Wax deposition of waxy Live Crudes under Turbulent flow conditions", SPE 28480.

56. **BIAO Wang, LIJIAN Dong**, "Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition", SPE 29954.
57. **KRUKA V.R, CADENA E.R.**, "Cloud-point Determination for Crude oils", SPE 31032.
58. **MAGRI N.F., KALPAKCI B.** "Evaluation of Paraffin Crystal modifiers by Dynamic Videomicroscopy", SPE 37241.
59. **LEONTARITIS Kosta J.** "PARA-Based (Paraffin-Aromati-Resin-Asphalte) Reservoir oil Characterizations", SPE 37252.
60. **HAMMAMI Ahmed, MICHAEL A Raines.** "Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results to Field Data", SPE 38776.
61. **BECKER J.R.** "Oilfield Paraffin Treatments: Hot Oil and Hot Water Compared to Crystal Modifiers". SPE 63123.
62. **SADEGHAZAD, AYOUB Richard L.** "The Prediction of Cloud Point Temperature: In Wax Deposition", SPE 64519.
63. **NGUYEN Phuoung Tung, QUANG N.Van Vuong** . "Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reductions", SPE 68749.
64. **SADEGHAZAD, AYOUB Richard L.** "The Prediction of Cloud Point Temperature: In Wax Deposition", SPE 87293.

65. **MITCHELL T.I.**, “Field Application of a Chemical Heat and Nitrogen Generating System”, SPE 12776.
66. **MCSPADDEN H.W., TYLER M.L., VELASCO T.T.**, “In-Situ Heat and Paraffin Inhibitor Combination Prove Cost Effective in NPR # 3, Casper, Wyoming”, SPE 15098.
67. **HAYNES H.H. LENDERMAN G.L.**, Cost-Effective Paraffin Inhibitor Squeezes Can improve Production Economics SPE 15178
68. **BARKER K.M.**, “Formation Damage Related to Hot Oiling”, SPE 16230.
69. **REGIS Kruei R.** “Paraffin Precipitation in the Formation in Dom Joao Field, Brazil”, SPE 21108.
70. **SANTAMARÍA M.M., GEORGE R.E.**, “Controlling Paraffin-Deposition -Related Problems by the Use of Bacteria Treatments”, SPE 22851.
71. **NEWBERRY M.E., BARKER K.M.**, “Organic Formation Damage Control and Remediation”, SPE 58723.
72. **STRAUB T.J., AUTRY S.W.**, “An Investigation Into Practical Removal of Downhole Paraffin by Thermal Methods and Chemical Solvents”, SPE 18889.
73. **KHALIL C.N, ROCHA N.O., SILVA E.B.**, “Detection of formation damage associated to paraffin in reservoirs of the Reconcavo Baiano, Brazil”, SPE 37238.
74. **MANSOORI G. Ali**, “Modeling and Prevention of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposition in Oil Wells”, SPE 27070.

75. **KABIR C.S, HASAN A.R.**, “An Approach to Mitigating Wellbore Solids Deposition”, SPE 71558.
76. **WANG Shaojun, CIVAN Faruk, STRYCKER Arden R.** ” Simulation of Paraffin and Asphaltene Deposition in Porous Media”. SPE 50746.
77. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
78. **TAGUE R James.** “Optimizing production in Fields with Multiple Formation Damage Mechanisms”, SPE 58745
79. **GAVIRIA W. y BORJA H., GROFF F., GAMBLE S.**, “Optimización de Producción mediante una Metodología Estructurada de Análisis de Información en el Campo San Francisco”, presentado en el IX Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 16-19 de Octubre de 2001.
80. **CARRILLO M. Luis Felipe,** curso “ Depositos Organicos: Prevencion y Control” Bucaramanga 14 y 15 de septiembre de 2006, UIS.
81. **ANDRADE PERDOMO Alcias, CARVAJAL RODRIGUEZ Raul Alberto.** Manejo de parafinas en el campo San Francisco. Tesis de Grado, Universidad Surcolombiana. 1991
82. **BOLAÑOS Nelson Fernando, ORTIZ PARRA Carmenza.** Prevención de depósitos orgánicos en líneas de superficie del Campo Yaguará. Tesis de Grado, Universidad Surcolombiana. 1993

83. **CAICEDO Miguel Renato, CRUZ TORRES Ediberto.** Modelo matemático y desarrollo de un programa de computador para predecir la deposición de parafinas en sistemas multicomponentes de hidrocarburos. Tesis de Grado, Universidad Surcolombiana. (2001)
84. **DIAZ CONSUEGRA Harving, LOZA Jaime Alberto.** “Precipitación de parafinas y asfaltenos: causas, prevención y soluciones. Tesis de Grado, Universidad industrial de Santander 1995.
85. **DUARTE D. Anker Giovanni, APARICIO L. Carlos Alfonso.** Metodología para la determinación de la tasa de precipitación de parafinas (TPP). Tesis de Grado, Universidad industrial de Santander, 1998.
86. **GARCIA Balcacer, RUEDA C. Jairo.** Análisis para el control de asfaltenos-parafinas en el campo Andalucía Sur. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander. 1986
87. **HERNANDEZ Evaristo Adolfo, MURCIA Carlos Alberto y RAMIREZ P. Paul Richard.** Evaluación de la aplicación de microorganismos para la remoción de parafinas y su efecto colateral en otras propiedades del crudo. Tesis de grado Universidad Surcolombiana. 1997.
88. **MAYORGA SANCHEZ Hernando, VALENCIA FARFAN Víctor.** Estudio de la formación de depósitos orgánicos, análisis y evaluación de los tratamientos para su manejo en el campo Río Ceibas. Universidad Sur Colombia, 2001.
89. **MORA FIERRO Jose Arcesio, SERRANO SERRANO Eduardo.** Estudios de deposición de asfaltenos y parafinas y selección de productos para su control en el campo Andalucía Sur. Tesis de Grado, Universidad Surcolombiana 1991

90. **SANDOVAL C. Efraín, SUAREZ M. Jairo.** Control magnético de parafinas en el campo Lisama. Tesis de Grado, Universidad industrial de Santander, 1991.
91. **TORRES CAICEDO Sandra Milena.** Estudio experimental sobre depositación de asfaltenos y parafinas en muestras de laboratorio. Tesis de Grado, Universidad Surcolombiana 2000.

ANEXO A. COMPARACION DE LOS DIFERENTES METODOS DE DETERMINACION DEL PUNTO DE NUBE

METODOS DE MEDICION DEL PUNTO DE NUBE		
METODO	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS Y DESVENTAJAS
METODOS ESTANDAR ASTM D-2500 y D3117	Se basa en la inspección visual de una muestra de espesor de 30 mm para detectar la formación del cristal. ASTM-D2500 La muestra es enfriada a una tasa específica y es examinada periódicamente. La temperatura a la cual una nube es observada primero en el fondo de la jarra de prueba es reconocida como punto de nube.	Este método presenta múltiples debilidades en lo concerniente a las tasas de enfriamiento, medición de la temperatura y el juicio subjetivo del operador . Estos métodos solo pueden ser usados para productos refinados o aceites claros, tales como gas condensado y no aceite negro.
DIFFERENTIAL SCANNING CALORIMETRY (DSC)	Técnica de análisis térmico que mide la energía absorbida o emitida por una muestra en función de la temperatura o el tiempo	Basada en curvas de precipitación. Hay que obtener una línea base estable y usar muestras tan grandes como sea posible sin distorsionar la señal del DSC. Las tasas de enfriamiento más bajas disminuyen los límites de detección.
VISCOSIDAD	Debido a la formación de cristales en suspensión, el fluido desarrolla un comportamiento no newtoniano con la temperatura.	Sólo cuando la fracción en volumen de cristales es lo suficientemente grande para que la viscosidad cambie de un aumento lineal a uno exponencial la señal será lo suficientemente grande para ser detectada.
FILTER PLUGGING	Monitoreo de la caída de presión a través de un filtro (0.5 μ m) mientras el crudo fluye a una tasa muy baja (inferior a 0.5 cm ³ /min.) a una temperatura controlada.	Aplicable tanto a los crudos vivos como a crudos muertos, a altas presiones, La exactitud de la medición depende de la exactitud de las medidas de presión y la tasa de flujo usada. A una tasa de tasa de flujo mas alta, es más difícil para las partículas grandes formarse y depositarse en el filtro.
TECNICAS DE RESONNCIA ACUSTICA	La sensibilidad de esta técnica depende del cambio en la velocidad sónica debido a la transición de la fase y por lo tanto independiente de las características visuales	Las medidas parecen no ser reproducibles y se requieren grandes fracciones de sólido para que ocurra un cambio perceptible en la señal debido al pequeño tamaño de los cristales comparado con las longitudes de onda usadas.

<p>MEDICIONES DE LA TRANSMISIÓN DE LUZ</p>	<p>Mide la variación en la transmisión de luz debido a la aparición de cristales cuando la muestra se enfría Parece mejorar los resultados sobre las técnicas de inspección visual pero requiere una cantidad importante de cristales para producir una reducción perceptible en la luz transmitida.</p>	<p>Minimiza la incertidumbre asociada con las técnicas de la inspección visual y, dependiendo de la fuente de luz usada, puede aplicarse, diferentes normas ASTM, para aceites negros. La caída en la transmisión de luz a través de una muestra no mide la temperatura de aparición de la parafina sino realmente la iniciación de la fase de crecimiento</p>
<p>CROSS-POLARIZATION MICROSCOPY (CPM)</p>	<p>El principio de medición de esta técnica se basa en la capacidad de los cristales de parafina de girar el plano de polarización de la luz polarizada transmitida. El límite de detección es un cristal con un tamaño entre 0.5 y 1 μm que depende de la amplificación usada.</p>	<p>Es más exacto que la técnica <i>filter plugging</i>, porque puede detectar partículas con un tamaño similar pero solo necesita un cristal para realizar la medición. Es sensible al espesor de la película usado (un volumen de muestra muy pequeña puede no ser representativa). Aplicado a altas presiones</p>
<p>THE NEAR-INFRARED (NIR) LIGHT ATTENUATION</p>	<p>se basa en la observación de un incremento en la absorción de luz o atenuación en la región cercana al infrarrojo al inicio de la cristalización.</p>	<p>Debido a su simplicidad, alta precisión, y amplia aplicabilidad para todos los tipos de fluidos y condiciones termodinámicas, es preferida respecto a otros métodos.</p>
<p>FOURIER TRANSFORM INFRARED (FTIR) ENERGY SCATTERI</p>	<p>Mide el incremento en la energía disipada asociada con la solidificación de la parafina. Se utilizan las longitudes de onda en la región media del infrarrojo entre los 4,000 y 650 cm^{-1} porque esta región del espectro contiene algunas longitudes de onda donde la pequeña energía absorbida por los hidrocarburos y otras longitudes de onda incluyen una característica de absorción de los cristales</p>	

ANEXO B. RESUMEN DE LOS TRABAJOS SOBRE PARAFINAS, ESTUDIO, DESCRIPCIÓN Y RECOMENDACIONES.

ESTUDIO	DESCRIPCIÓN	RECOMENDACIÓN
FUENTE SPE		
<p>Poca duración de la actividad de los inhibidores durante fracturamiento hidráulico.</p> <p align="center">13126</p>	<p>El tratamiento de pozos con dispersantes e inhibidores de depositación de parafinas generalmente disminuye la acumulación de parafinas. Sin embargo, estas inhibiciones frecuentemente son de poca duración, debido a que la producción del pozo transporta rápidamente el producto químico a la superficie</p>	<p>La adición de un inhibidor sólido de efecto duradero</p>
<p>Limitaciones en Pruebas <i>cold finger</i></p> <p align="center">13391</p>	<p>Se discuten las limitaciones de la prueba de laboratorio <i>cold finger</i> en la selección de modificadores de cristal, ya que su efectividad depende del tipo de mecanismo de depositación.</p>	<p>Realizar siempre y cuando el mecanismo de depositación de parafina sea por difusión molecular.</p> <p>Si el mecanismo es por dispersión por corte realizar prueba de botella, prueba dispersante</p>
<p>Depositación de parafina en superficies mojadas por aceite.</p> <p align="center">14520</p>	<p>Se ha intentado crear capas con revestimientos químicos o líneas plásticas aunque su éxito ha sido muy limitado.</p> <p>Se calienta la tubería mediante una reacción exotérmica del trióxido de azufre con el agua y crudo presente que dispersa la parafina, limpia la superficie de las varillas y tubería de producción y posteriormente se recubre con una capa que reduce la fuerza adhesiva de las parafinas.</p>	<p>Realizar estudios técnico económicos para la implementación de este método de remoción a determinado tipo de depósito parafínico.</p>
<p>Como seleccionar el mejor inhibidor</p>	<p>Se presenta una metodología para solucionar los problemas estudiando casos de laboratorio aplicados en campo.</p>	<p>La efectividad de un tratamiento de pozos con problemas de parafina, depende de una evaluación completa de las causas del problema y las necesidades del campo.</p>

17626		
Deposición simultánea de parafinas y asfaltenos.	Se discuten los métodos de estimulación y evalúan para optimizarlos y obtener un tratamiento que abarque varios problemas, teniendo en cuenta que el costo beneficio sea el más recomendado	El método consiste en la aplicación periódica de un detergente diseñado para remover los depósitos y simultáneamente destruir la emulsión de agua en el petróleo. Adicionalmente, el detergente absorbido cubre la superficie de los equipos y previene la depositación futura de asfalteno y parafina.
25192		
Transporte multifásico de crudos parafínicos	Jessen y Howell, estudiaron el efecto de la tasa de flujo sobre la depositación de ceras	La tasa de depositación se incrementa con el aumento de la tasa de flujo en régimen laminar ($Re < 4000$) y alcanzan un máximo antes de la transición a flujo turbulento. La depositación disminuye con el incremento de la tasa de flujo en régimen turbulento ($Re > 4000$). La presencia de agua, generalmente reduce el problema de la depositación de parafinas.
27061		
Tratamiento de Parafinas en Pozos con Bombeo Mecánico.	Se presenta una metodología para el manejo de un programa de tratamiento de parafinas..	Un programa típico de tratamiento de parafinas es un ciclo que presenta tres fases: <ol style="list-style-type: none"> 1. Recolección y el análisis de datos, (fase analítica) 2. Selección de un tipo de tratamiento. 3. Desarrollo de pautas de tratamiento (fase de tratamiento)
27669		
Deposición de parafina en fondo bajo condiciones de flujo turbulento.	Bajo condiciones de flujo turbulento afecta significativamente la tasa de depositación de la cera. La depositación de parafina alcanza los 1500 psi y una temperatura desde 32°F hasta 240 °F El comportamiento pseudoplástico no Newtoniano de un crudo ceroso	Con los resultados obtenidos se desarrolló un modelo de depositación de cera para optimizar las condiciones de flujo que presente una mínima depositación de cera. La tasa de depositación depende de la composición del crudo, temperatura del crudo, temperatura ambiente alrededor de la tubería, condiciones de flujo, tamaño de la tubería y asilamiento, y presión del sistema.
28480		

Controlar la tasa de depositación	La tasa de depositación de parafinas es función de la tasa de flujo y del gradiente de temperatura hasta el punto donde el esfuerzo de corte llega a ser lo bastante grande para afectar la adhesión del cristal de parafinas sobre la pared de la tubería.	Establecer una tasa de flujo adecuada la cual minimice el potencial de depositación de parafinas, teniendo en cuenta el gradiente de temperatura.	
28966			
Métodos de remoción adecuado para cierto tipo de crudos parafínicos.	Se hace un estudio analizando propiedades como el punto de fluidez, distribución del número de carbonos, contenido de ceras y el corte de agua para varios crudos de China con el fin de establecer las diferentes técnicas de remoción e inhibición a utilizar para obtener el mejor costo-beneficio.	BSW < 50% Parafinas < 30% Entre C ₁₃ - C ₄₀	Remoción e inhibición químicas.
		BSW > 50%,	inhibición magnética
		Parafinas > 30% puntos de fluidez > 40°C, BSW variable	Remoción química ó tratamiento térmico.
		Parafinas > C ₄₀	Remoción tanto químicas como magnéticas son válidas, siendo la más económica la inhibición química o el recubrimiento de la tubería.
29954			
Problemas en la medición del punto de nube.	Se hace una revisión de los diferentes métodos existentes para determinar el punto e nube y una serie de pruebas de laboratorio con varios crudo para determinar cual de los métodos presenta la mayor exactitud en la medida	En crudos donde las cantidades de parafina inestables son grandes, la determinación del punto de nube es fácil y aparentemente insensible al método utilizado para la determinación. Sin embargo, para crudos con tasas de depositación más pequeñas, la determinación del punto de nube fue difícil y depende fuertemente del método utilizado	
31032			
Solubilidad y Tasa de Disolución	Variación de la solubilidad de la parafina en un solvente.	La temperatura, presión y composición del crudo son factores que gobiernan la precipitación y depositación de la parafina.	
31128			

Evaluación de modificadores de cristal.	Las técnicas convencionales para la selección de modificadores de cristal ha sido limitada debido a que no ha sido posible visualizar el crudo y el comportamiento de la parafina en solución bajo condiciones de flujo.	El uso de videomicroscopía, permite visualizar el comportamiento de la precipitación de la parafina en el flujo de crudo a condiciones de campo.
37241		
Caracterización de crudos parafínicos	Se presenta una ecuación de estado para la caracterización de fluidos del yacimiento, basados en la técnica de caracterización PARA.	Se presenta un ejemplo de aplicación de pruebas PVT y modelamiento del comportamiento de fase sólida.
37252		
Diferencias en la determinación del punto de nube con diferentes métodos.	La medición del punto de nube se basa en principios de medición diferentes, los cuales pueden tener diferente aproximación. Se evalúan las características de 4 muestras crudo (STO), empleando técnicas diferentes.	En casi todos los casos la medida del punto de nube por medio de CPM fueron mas altos que aquellos medidos con métodos de viscometría y DSC. Con el CPM se detecta la formación de los cristales de cera en la etapa cercana a la nucleación, (por ejemplo cuando el tamaño de los cristales son del orden de 1µm. El SDS determina la presencia de cera en la etapa subsecuente al crecimiento (por ejemplo cuando los cristales de parafina alcanzan un tamaño cercano a 10µ)
38776		
Determinación del punto de nube	Se emplearon cuatro métodos existentes, mostrando que estas mediciones realizadas bajo ciertas condiciones de operación se ajustan con el valor promedio de todos los métodos en 3 °F. La tasa de enfriamiento empleada afecta los resultados de la medida.	Cuando las tasas de enfriamiento son muy bajas se determina un factor de corrección.
54519		

<p>Tratamientos de parafina en campo; agua caliente vs modificadores de cristal</p>	<p>En algunos lugares con ambiente frío, la efectividad en el uso de modificadores de cristal se ve afectada.</p>	<p>Los métodos combinados de modificadores de cristal con aceite o agua caliente mejora los resultados del tratamiento.</p>
<p>63123</p>		
<p>Predicción del punto de nube.</p>	<p>El punto de nube depende de la naturaleza de la solución. Se desarrolla una correlación para la predicción del punto de nube.</p>	<p>Basado en las observaciones experimentales, los parámetros más importantes que afectan la temperatura de punto de nube son el peso molecular aparente de la solución y el soluto y la fracción de peso del soluto, que son tenidos en cuenta para el planteamiento de la correlación para predecir el punto de nube.</p> $T_c = T_m \left[A_1 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right)^{\frac{1}{3}} + A_2 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right)^{\frac{1}{2}} + A_3 \left(X - \frac{MW_s}{MW_{sap}} \right) \right]$
<p>64519</p>		
<p>Cuánto y qué tipo de solvente remueve cierta cantidad de parafina.</p>	<p>Para remover una cantidad específica de parafina a una temperatura dada, la capacidad del solvente es comparado en un rango de temperatura de (40-100° F) usando diferentes cadenas de n-alcanos o parafinas, para resolver preguntas como, cuanta parafina removerá diferentes solventes?, cuánto se necesita para aplicarlo? Cuáles son las limitaciones?, Cuáles son los mejores solventes?.</p>	<p>Se concluye que los solventes varían en su capacidad para disolver la parafina, y la cantidad de cera disuelta disminuye cuando el número de carbonos aumenta. La cantidad de solvente necesario para disolver un depósito en particular a una temperatura dada se puede estimar de tablas y figuras que son presentadas.</p>
<p>64995</p>		
<p>Como afecta el campo magnético en la viscosidad y deposición de parafinas.</p>	<p>Se encuentra una relación entre los cambios de viscosidad, y la intensidad del campo magnético, temperatura y duración del tratamiento</p>	<p>La viscosidad del crudo se reduce bajo la influencia del campo magnético, la cual depende de la temperatura, intensidad magnética y tiempo de exposición. El tratamiento magnético puede controlar los procesos de deposición con una reducción de 20 a 25 % y cambios muy grandes y duraderos en las propiedades reológicas de los depósitos</p>
<p>68749</p>		

<p>Técnicas de medida del punto de nube y depositación de parafina.</p>	<p>Algunas técnicas presentan ventajas sobre otras, (Near-Infra-Red (NIR), Filtración dinámica del punto de nube (DFCP), y la ASTM D2500.</p>	<p>Las tres técnicas empleadas son consistentes, aunque su precisión es diferente. Se recomienda la técnica NIR por su simplicidad, alta precisión, y una amplia aplicabilidad a todo tipo de fluidos y condiciones termodinámicas.</p>
<p>80267</p>		
<p>Predicción de la temperatura del punto de nube</p>	<p>Se evalúa y discute la dependencia de la temperatura del punto de nube en la naturaleza de la solución. Se desarrolló una correlación basada en más de 35 medidas de laboratorio de la temperatura de punto de nube, para su predicción.</p>	<p>Se obtuvo un buen ajuste entre los datos experimentales con los datos estimados con la correlación del punto de nube.</p> <p>El peso molecular aparente del soluto y su fracción molar está directamente relacionadas con el punto de nube.</p>
<p>87293</p>		
<p>Efecto de las velocidades de enfriamiento en la formación de cristales y consecuentemente en el comportamiento reológico</p>	<p>Se seleccionó un grupo de crudos parafínicos, los cuales se les determinó punto de nube, punto de fluidez y viscosidad, sometidos a distintas velocidades de enfriamiento para observar microscópicamente las morfologías resultantes, y a la vez relacionarlas con el comportamiento reológico, en un rango de condiciones similares a las que se pueden obtener durante el transporte de hidrocarburos por oleoductos.</p>	<p>Conocer y entender los fenómenos que intervienen en la cristalización de parafinas y su consecuente depositación da como resultado la generación de alternativas de tratamiento que dependan más de condiciones fluido dinámicas, (caudales, velocidades de bombeo, sistemas de agitación y homogenización), evitando y/o minimizando así el uso de aditivos inhibidores y dispersantes de parafinas, modificadores o depresores de punto de fluidez, tratamientos térmicos, electromagnéticos</p>
<p>L. Rodríguez</p>		

ANEXO C. RESUMEN TRATAMIENTO CON MICROORGANISMOS

REFERENCIA SPE	DATOS DEL CAMPO	TRATAMIENTO ANTERIOR	TRATAMIENTO REALIZADO	RESULTADOS
22851	Este de Texas formación Austin Chalk Profundidad: 8000 ft. Producción: agua, aceite y gas mediante levantamiento artificial con bombeo mecánico. Para promover el crecimiento de las bacterias pozos < 210°F	Tratamientos previos aceite caliente 1 vez cada 2 semanas.	Las bacterias se inyectaron bajo el anular. Inicialmente 1 libra de bacterias prehidratadas en un barril de agua, se mezclaron con 12 gal de biocatalizador, y bombeado por el anular con tres barriles de agua.	El tratamiento de los pozos #1, 4 y 5 fue semanalmente, para los pozos #2 y 3 fue semana por medio. Pruebas adicionales pruebas de toxicidad. El tratamiento con bacterias logro que la frecuencia de calentamiento con aceite se redujera de dos veces a la semana o dos cada mes a una cada seis meses.
23813	Pozo localizado en Canadá, en el campo Mustang. formación Hunton Profundidad: 8886-8902 ft.	Tratamiento previo con solvente de parafina y dispersante de parafina; y con aceite caliente	Para este tratamiento dosificación fue: 50% Para-Bac, 25% Para-Bac X, 25% Para_Bac XX. cerrado durante 24 horas para nivel de agua apropiado y estabilización de las colonias sobre los intervalos perforados.	Producción incremental 36,5 BOPM durante 15 meses.
	Pozo localizado en el condado de Kingfisher, en el campo Sooner Trend. profundidad de 6032 a 7140 ft.	Tratamiento previo dispersante de parafina y xileno.	Para este tratamiento dosificación fue: 25% Para-Bac, 25% Para-Bac X, 25% Para-Bac XX 25% Para-Bac XXX. Cierre de 24 horas	Producción incremental 26,1 BOPM (12 meses).
	Localizado en el condado de Grady, Campo Mustang formación Hunton profundidad de 8746 a 8772 ft.		Para este tratamiento dosificación fue: 25% Para-Bac, 50% Para-Bac X, 25% Para -Bac XXX.	La producción incremental 162,5 BOPM (12 meses) y 325 MCFM (12 meses).
	Localizado en el condado de Kingfisher, en el Campo Sooner Trend Profundidad: 6262 a 6352 ft.	Tratamiento previodispersante de parafina y solvente de parafina.	Para este tratamiento dosificación fue: 25% Para-Bac, 50% Para-Bac X, 25%Para-BacXXX.	La producción incremental fue de 8,5 BOPM (15 meses) y 346 MCFM (15 meses)

ANEXO D. RESUMEN TRATAMIENTO CALENTAMIENTO IN SITU

REFERENCIA SPE	DATOS DEL CAMPO	TRATAMIENTO ANTERIOR	TRATAMIENTO REALIZADO	RESULTADOS
13796	Profundidad: 6200 ft Q antes del tratamiento 23 BOPD Problemas: parafinas en el <i>tubing</i>	Tratamiento con aceite caliente lo cual produjo daño a la formación y total taponamiento	Estimulación por inyección de solvente	Primer día 60 BOPD 2ª semana 21 BOPD 6ª semana 18 BOPD 3 ^{er} mese 15 BOPD Se recuperaron 665 bbl en los tres meses
	Profundidad: 4200 ft Q antes del tratamiento 60 BOPD y 8 BWPD °API : 36 La producción diaria cayó, mostrando una tendencia al taponamiento por parafina		Estimulación por inyección de solvente Tiempo de remojo: 8 horas. Volumen: 2 barriles de solvente.	Q después del tratamiento 100 BOPD y 15 BWPD, Se mantuvo durante 3 meses.
			combinación de solvente de parafina y un dispersante para prolongar el efecto del tratamiento	Q después del tratamiento 100 BOPD Durante 5 meses. el crudo adicional fue de 9600 bbls durante los 8 meses de producción total.
16230	Un pozo de gas en Texas está profundidad de 4200 ft,	Aceite caliente, generó daño a la formación.	5 gal de una combinación de solvente/surfactante con 5 bbl de condensado bombeado dentro del <i>casing</i> Tiempo de remojo: 12 horas.	Incremento: 1,5 Mcf de gas y 10 bbl de condensado, repitiendo el tratamiento mensualmente durante 5 meses y estabilizando la producción a más de 4,0 Mcf/D de gas y 18 BOPD de condensado.
	formación Cearfork en Upton country, profundidad 6200 ft,	Pozo cerrado por taponamiento debido a inyección de aceite caliente.	Se estimuló con 10 barriles de solvente.	El costo del tratamiento se pagó con 3 días de producción tomando como producción promedia antes del tratamiento 11 BOPD

	Norte de Michigan Q antes del tratamiento 10 BOPD.	Rápida declinación en la producción después de un tratamiento con aceite caliente.	El pozo fue tratado con 155 galones de un surfactante y 165 bbl de agua fresca calentada a 160°F. Se bombeo por el casing mientras se continuaba la producción.	Q primer semana: 60 BOPD Q segunda tercera: 29 BOPD Q primer quinta: 17 BOPD Recuperación de la inversión: 5 días
	Goldsmith, Profundidad: 4200 ft Q antes del tratamiento: 60 BOPD y 8BWPD ° API.: 36		2 bbl de químicos fueron seguidos por 20 bbl de crudo bombeados bajo el casing remojo de 8 horas,	La producción se incremento hasta 100 BOPD y 15 de agua, manteniéndose durante 3 meses antes de comenzar a declinar.
38965	Campos de Reconcavo Baiano Basin y Noreste de Brasil. contenido de parafina: >40% en peso, contenido de C ₁₅₊ : 30 a 50 % en peso.		Trabajo 1. inyeccion: combinacion de nafta como solvente y y de ultimo un bache de diesel tiempo de remojo: 4 días. Trabajo 2. Cambio del solvente tiempo de remojo: 10 días. calculo skin antes y despues: ascenso de presion monitoreo de fracciones pesadas : 360 horas.	Trabajo 1 antes: 6 m ³ /d despues: 7 m ³ /d duracion: 4 meses Trabajo 2 Antes: 4 m ³ /d Despues: 7 m ³ /d Duracion: 15 meses Recuperación adicional: 1400 m
			Profundidad: 530 m. tratamiento con solvente monitoreando las fracciones de los componentes del crudo por 980 horas.	Antes: 2 m ³ /d Durante: 11 m ³ /d Despues: 17 meses Recuperación adicional: 2.400 m ³
			Profundidad: 880 m. Recuperación adicional: 1.200 m	Antes: 0 (pozo cerrado) Durante: 7 m ³ /d Despues: 14 meses
58723	Disminución de la producción de 270 BOPD a 110 BOPD en un periodo de 16 meses.	Fracturamiento: Q: 440 BOPD a 290 BOPD en 7 meses.	En los siguientes 2 años se realizaron 6 trabajos de tratamientos con solventes. Incrementó hasta 490 BOPD	Q _{desp del trat.} : hasta 400 BOPD por 17 meses. Recuperación de la inversión: < 1 semana.

ANEXO E. RESUMEN TRATAMIENTOS CON SOLVENTES

REFERENCIA SPE	DATOS DEL CAMPO	TRATAMIENTO ANTERIOR	TRATAMIENTO REALIZADO	RESULTADOS
13796	Profundidad: 6200 ft Q antes del tratamiento 23 BOPD Problemas: parafinas en el <i>tubing</i>	Tratamiento con aceite caliente lo cual produjo daño a la formación y total taponamiento	Estimulación por inyección de solvente	Primer día 60 BOPD 2ª semana 21 BOPD 6ª semana 18 BOPD 3 ^{er} mes 15 BOPD Se recuperaron 665 bbl en los tres meses
	Profundidad: 4200 ft Q antes del tratamiento 60 BOPD y 8 BOPD °API : 36 La producción diaria cayó, mostrando una tendencia al taponamiento por parafina		Estimulación por inyección de solvente Tiempo de remojo: 8 horas. Volumen: 2 barriles de solvente.	Q después del tratamiento 100 BOPD y 15 BOPD, Se mantuvo durante 3 meses.
			Combinación de solvente de parafina y un dispersante para prolongar el efecto del tratamiento.	Q después del tratamiento 100 BOPD Durante 5 meses. el crudo adicional fue de 9600 bbls durante los 8 meses de producción total.
16230	Un pozo de gas en Texas está a profundidad de 4200 ft,	Aceite caliente lo que generó daño a la formación,	5 gal de una combinación de solvente/surfactante con 5 bbl de condensado bombeado dentro del <i>casing</i> Tiempo de remojo: 12 horas.	Incremento: 1,5 Mcf de gas y 10 bbl de condensado, repitiendo el tratamiento mensualmente durante 5 meses y estabilizando la producción a más de 4,0 Mcf/D de gas y 18 BOPD de condensado.
	formación Cearfork en Upton country, profundidad 6200 ft,	Muerte del pozo por inyección de aceite caliente	Se estimuló con 10 barriles de solvente.	El costo del tratamiento se pagó con 3 días de producción tomando como producción promedio antes del tratamiento 11 BOPD

	Norte de Michigan Q antes del tratamiento 10 BOPD.	Rápida declinación en la producción después de un tratamiento con aceite caliente.	El pozo fue tratado con 155 galones de un surfactante y 165 bbl de agua fresca calentada a 160°F. Se bombeo por el casing mientras se continuaba la producción.	Q primer semana: 60 BOPD Q segunda tercera: 29 BOPD Q primer quinta: 17 BOPD Recuperación de la inversión: 5 días
	Goldsmith, Profundidad: 4200 ft Q antes del tratamiento: 60 BOPD y 8BWPD ° API.: 36		2 bbl de químicos fueron seguidos por 20 bbl de crudo bombeados bajo el casing remojo de 8 horas,	La producción se incremento hasta 100 BOPD y 15 de agua, manteniéndose durante 3 meses antes de comenzar a declinar.
38965	Campos de Reconcavo Baiano Basin y Noreste de Brasil. contenido de parafina: >40% en peso, contenido de C ₁₅₊ : 30 a 50 % en peso.		Trabajo 1. Inyección: combinación de nafta como solvente y de ultimo un bache de diesel tiempo de remojo: 4 días. Trabajo 2. Cambio del solvente Tiempo de remojo: 10 días. calculo skin antes y después: ascenso de presión Monitoreo de fracciones pesadas: 360 horas.	Trabajo 1 antes: 6 m ³ /d después: 7 m ³ /d duración:4 meses Trabajo 2 Antes: 4 m ³ /d Después: 7 m ³ /d Duración:15 meses Recuperación adicional: 1400 m
			Profundidad: 530 m. tratamiento con solvente Monitoreando las fracciones de los componentes del crudo por 980 horas.	Antes: 2 m ³ /d Durante: 11 m ³ /d Después: 17 meses Recuperación adicional: 2.400 m ³
			Profundidad:880 m. Recuperación adicional: 1.200 m	Antes: 0 (pozo cerrado) Durante: 7 m ³ /d Después: 14 meses
58723	Disminución de la producción de 270 BOPD a 110 BOPD en un periodo de 16 meses.	Fracturamiento: Q: 440 BOPD a 290 BOPD en 7 meses.	En los siguientes 2 años se realizaron 6 trabajos de tratamientos con solventes. Incrementó hasta 490 BOPD	Q _{desp del trat.} : hasta 400 BOPD por 17 meses. Recuperación de la inversión: < 1 semana.

