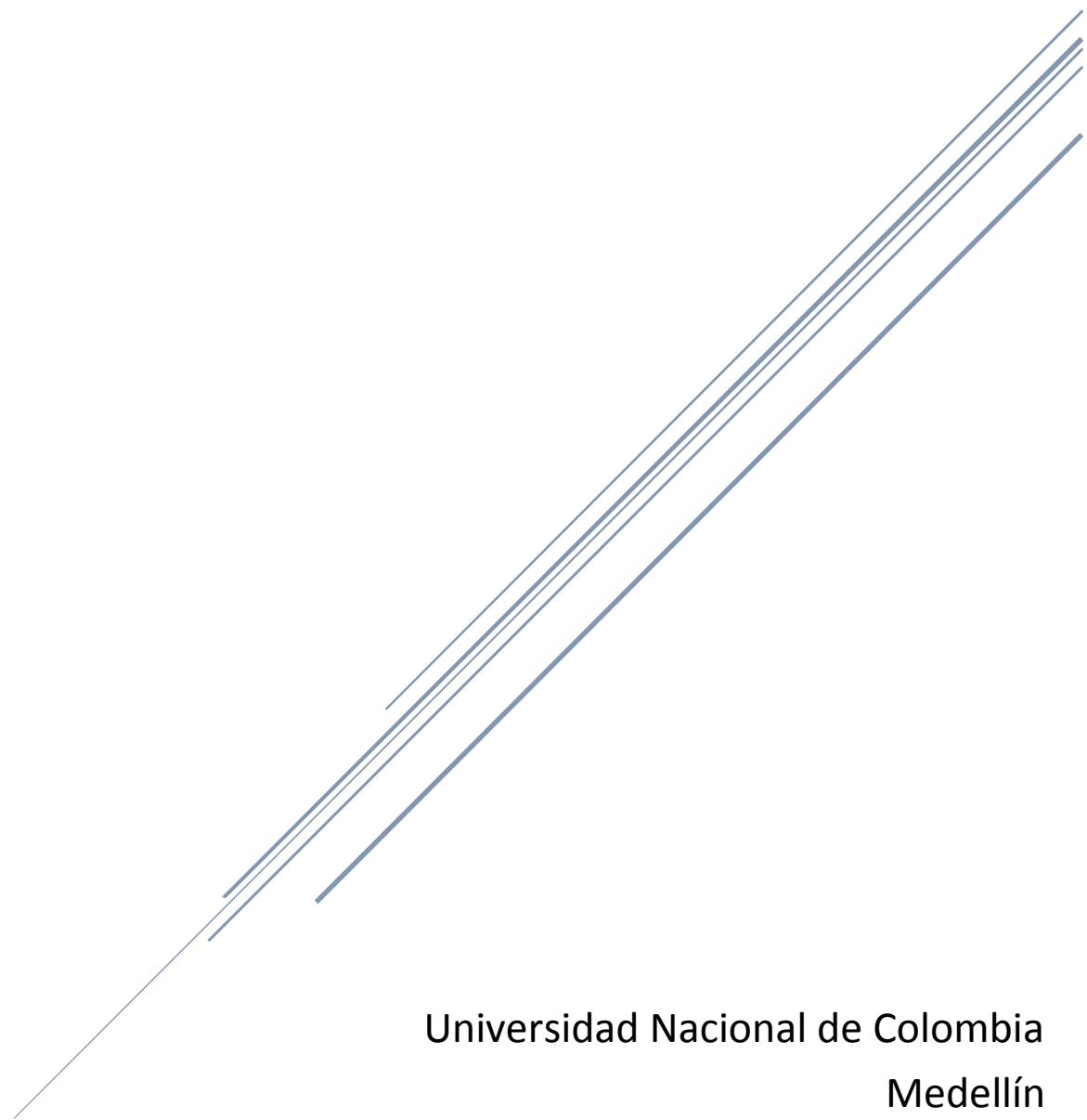


MANUAL DE MEJORES PRÁCTICAS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Grupo Sinergias en Daño De Formación



Universidad Nacional de Colombia
Medellín
2018.



CONTENIDO

1.	Diagnóstico del Factor Skin mediante la construcción de la Curva IPR con modelo de flujo de Darcy	10
	INTRODUCCIÓN	10
1.1.	Black oil:.....	11
1.2.	Dry gas.....	15
1.3.	Retrograde gas.....	17
	REFERENCIAS.....	19
2.	Desagregación del daño en sus componentes mecánico, dependiente de tasa y dependiente de esfuerzos.....	20
	Introducción	20
2.1	Fenomenología involucrada en el sistema de estudio:.....	20
2.2	Diagrama de Flujo:	21
2.3	Datos de entrada y salida.....	23
	Diseño matemático	24
2.4	Ecuaciones fundamentales de la metodología propuesta	24
2.5	Referencias.....	28
3.	Daño de formación por finos	32
	Introducción	32
3.1	Fenomenología del daño de formación por finos	32
3.1.1	Procesos de partículas:.....	32
3.1.2	Tipos De Material Particulado en el Medio Poroso	34
3.1.3	Factores que afectan la Migración de finos	34
3.1.4	Factores que causan migración de finos	35
3.2	Diagnóstico del daño.....	35
3.3	Remediación.....	36
3.3.1	Fluidos de Acidificación	37
3.4	Protocolos experimentales.	38
3.5	Diagrama de Flujo	40
3.5.1	Concentración de sílice (FBP2) y aluminio (FBP1) en el agua producida:	40
3.5.2	Factor mineralógico de arcillas (FBP3):	41
3.5.3	Radio crítico (FBP4):	42
3.5.4	Factor de aplastamiento de material propante (FBP5):.....	43

3.6	Glosario de palabras técnicas.....	45
3.7	Referencias.....	45
4.	Desarrollo del módulo de diagnóstico del daño de formación por precipitación de asfaltenos	47
	INTRODUCCIÓN	47
4.1	EL PETRÓLEO.	48
4.2	ASFALTENOS: DEFINICIÓN, FORMACIÓN Y CARACTERIZACIÓN.....	49
4.2.1	Definición.	49
4.2.2	Formación.....	51
4.2.3	Agregados Asfalténicos.	52
4.2.4	Presencia de Resinas.	52
4.2.5	Solubilidad de los Asfaltenos:	54
4.3	ESTABILIDAD DE LOS ASFALTENOS.	58
4.3.1	Reversibilidad	59
4.3.2	Efecto de la Presión Sobre la Precipitación.....	59
4.3.3	Efecto de la Temperatura Sobre la Precipitación.....	60
4.3.4	Efecto de la Composición Sobre la Precipitación.....	60
4.3.5	Efecto de la presencia de CO ₂ , N ₂ y CH ₄ sobre la Precipitación.	61
4.4	HERRAMIENTAS DE PREDIAGNOSTICO.	64
4.4.1	Criterios de Estabilidad.....	64
4.4.2	Análisis de Estabilidad.	67
4.5	ESTUDIO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.	71
4.5.1	Modelo Matemático de Precipitación.....	73
4.5.2	Modelos de Solubilidad.....	73
4.5.3	Metodología de Escalamiento y Desarrollo del Modelo.	75
4.5.3.1	Metodología de Escalamiento.....	76
4.5.3.2	Preparación de Datos e Información.....	77
4.5.3.3	Diagnóstico del daño por Depositación de Asfaltenos	78
4.6	MONTAJE EXPERIMENTAL.....	83
4.6.1	Permeabilidad vs. Volumen Poroso inyectado de crudo.	83
4.6.2	Depositación de Asfaltenos vs Caída de Presión.....	84
4.6.3	Cantidad adsorbida de asfaltenos.....	85

4.7	BIBLIOGRAFÍA	87
5.	Daño por Precipitación de Parafinas	90
	Introducción	90
5.1	Fenomenología involucrada en el sistema de estudio.....	90
5.1.1	Problema del daño por parafinas y simulación.....	91
5.1.2	Efecto de la Presión, Tasa de Enfriamiento, Temperatura y Composición en la Precipitación de Parafinas.....	93
5.2	Diagnóstico del daño.....	95
5.2.1	Simulación Termodinámica de Precipitación de los Compuestos Parafínicos.....	95
5.3	Remediación.....	99
5.3.1	Tratamientos de Prevención	99
5.3.2	Tratamientos de Remoción	103
5.3.3	Características para Tener en Cuenta en los Tratamientos.	109
5.4	Diagrama de Flujo.	110
5.4.1	Sub-parámetros Propuestos para Diagnosticar.	110
5.4.2	Análisis Adicional de Variación de la Presión y la Temperatura con Base al Modelamiento Termodinámico.	112
5.4.3	Esquemas resumen de la metodología.	114
5.5	Glosario de palabras técnicas.....	116
5.6	Referencias.....	117
6.	Guía Práctica sobre Daño Inducido en las Etapas de Perforación y Completamiento.....	119
	Introducción	119
6.1	Fenomenología Involucrada en el daño INDUCIDO	120
6.1.1	Daño asociado a los fluidos de perforación y completamiento.....	120
6.1.2	Mecanismos de daño	121
6.1.2.1	Invasión de sólidos	122
6.1.2.2	Hinchamiento de arcillas	122
6.1.2.2.1	Mecanismos de daño por hinchamiento de arcillas	123
6.1.2.3	Efecto capilar	123
6.1.2.4	Cambios de Humectabilidad	124
6.1.2.5	Depositación de orgánicos e inorgánicos.....	124
6.1.2.6	Bacterias.....	125

6.1.2.7	Sensibilidad a los esfuerzos.....	125
6.1.3	Resumen Mecanismos de Daño.....	126
6.2	Subparámetros del daño inducido en las etapas de perforación y completamiento.....	128
6.2.1	IDP1: Radio del daño de invasión [ft]	128
6.2.2	IDP2: Factor de daño por polímero [lb].....	130
6.2.3	IDP3: Factor de daño por fluidos de invasión [Bbl]	131
6.2.4	IDP4: Factor de daño por lodo (bariles de lodo perdidos) [bbl]	132
6.2.5	IDP futuros.....	132
6.3	PROTOCOLOS EXPERIMENTALES.....	133
6.4	DIAGRAMA DE FLUJO	135
6.5	GLOSARIO.....	137
6.6	REFERENCIAS.....	139
7.	DAÑO GEOMECÁNICO.....	140
	Introducción	140
7.1	Fenomenología involucrada en el sistema de estudio.....	141
7.2	Daño Geomecánico	141
7.3	Diagnóstico del daño.....	142
7.3.1	GDP1: Índice de fracturas naturales.....	142
7.3.2	GDP2: Factor de drawdown	145
7.3.3	GDP3: Relación kh obtenida de registros/ kh obtenida de pbu (capacidad productora). 146	
7.3.4	GDP4: Factor de módulo de permeabilidad (daño geomecánico expresado como una fracción de la permeabilidad base a pwf).....	148
7.4	Glosario	149
7.5	Referencias.....	150

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR BLACK OIL	15
FIGURA 2. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR DRY GAS.	16
FIGURA 3. ZONAS DE SATURACIÓN EN UN YACIMIENTO DE GAS RETROGRADO. TOMADO DE [5]	18
FIGURA 4. D DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR RETROGRADE GAS.	18
FIGURA 5: DESCOMPOSICIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	31
FIGURA 6: PROCESOS DE PARTÍCULAS. TOMADO DE [1]	33
FIGURA 7: A) ACIDIFICACIÓN MATRICIAL B) FRACTURAMIENTO ÁCIDO. TOMADO DE (16)	36
FIGURA 8: A) SEM ANTES DE TRATAMIENTO B) SEM DESPUÉS DEL TRATAMIENTO. TOMADO DE (18).....	38
FIGURA 9: REGISTRO DE CONCENTRACIÓN DE SÍLICE Y ALUMINIO EN AGUA PRODUCIDA	41
FIGURA 10: DIAGRAMA PARÁMETROS FBP1 Y FBP2	41
FIGURA 11: REGISTRO DE MINERALOGÍA	41
FIGURA 12: DIAGRAMA PARÁMETRO FBP3	41
FIGURA 13: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN	42
FIGURA 14: EXCEL “CRITICAL RADIUS ESTIMATION”.....	42
FIGURA 15: ESTIMACIÓN DEL RADIO CRÍTICO	43
FIGURA 16: DIAGRAMA PARÁMETRO FBP4	43
FIGURA 17: REGISTRO DE MATERIAL BOMBEADO	43
FIGURA 18: PRUEBAS DE APLASTAMIENTO DE MATERIAL PROPANTE	44
FIGURA 19 PROCESO PARA OBTENER FBP5	44
FIGURA 20: DIAGRAMA PARÁMETRO FBP5	45
FIGURA 21: ESQUEMA TÍPICO DE SEPARACIÓN DE HIDROCARBUROS EN FRACCIONES SARA.....	49
FIGURA 22: ESTRUCTURA MOLECULAR DE LOS ASFALTENOS. A) FORMA DE ARCHIPIÉLAGO. B) FORMA DE ISLA. (KUZNICKI ET AL., 2008).	50
FIGURA 23: ESQUEMA GENERAL FORMACIÓN DE HIDROCARBUROS (20).	52
FIGURA 24: AGLOMERADO DE ASFALTENOS. IZQUIERDA, APIACIÓN AMORFA; DERECHA APIACIÓN EN PARALELO TOMADO DE WWW.OILSHALESDANTS.UTAH.EDU, THE UNIVERSITY OF UTAH.	52
FIGURA 25: MODELO FÍSICO DEL PETRÓLEO	53
FIGURA 26: RIESGO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS POR PEPTIZACIÓN DE RESINAS.....	54
FIGURA 27: PRECIPITADOS DE ASFALTENOS EN UNA MEZCLA ASFALTENOS – RESINAS SOBRE LA FORMACIÓN.	54
FIGURA 28: PARÁMETRO DE SOLUBILIDAD EN SOLVENTES Y NO SOLVENTES EN UNA MUESTRA DE CRUDO	55
FIGURA 29: PARÁMETRO DE SOLUBILIDAD, $\delta Mpa \cdot 0.5$, PARA ASFALTENOS Y FRACCIONES BITUMINOSAS.	58
FIGURA 30: MUESTRA DE PSA Y HPM DE ASFALTENOS PARA UN EXPERIMENTO DE DESPRESURIZACIÓN [7]	59
FIGURA 31: EFECTO DE LA PRESIÓN Y LA TEMPERATURA SOBRE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.	60
FIGURA 32: EFECTO DEL NÚMERO DE CARBONES SOBRE LA SOLUBILIDAD DE LOS ASFALTENOS.....	61
FIGURA 33: PARÁMETRO DE SOLUBILIDAD DEL CO ₂ , N ₂ Y CH ₄ A DIFERENTES PRESIONES Y TEMPERATURAS [73]	63
FIGURA 34: HERRAMIENTAS DE PRE-DIAGNÓSTICO PARA DETECCIÓN DE PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.....	64
FIGURA 35: MÁXIMA SUPER-SATURACIÓN DE ASFALTENOS A LA PRESIÓN DE BURBUJA.	65
FIGURA 36: ANÁLISIS DE ESTABILIDAD GRÁFICO. (A) ÍNDICE DE ESTABILIDAD COLOIDAL; (B) ESTABILIDAD STANKIEWICS.	66
FIGURA 37: RIESGO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS POR ANÁLISIS SARA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	67
FIGURA 38: MATRIZ DE RIESGO PARA EL DIAGNÓSTICO DEL DAÑO POR ASFALTENOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	67
FIGURA 39: ÍNDICE DE ESTABILIDAD COLOIDAL (CII) PROMEDIO PARA DIFERENTES MUESTRAS DE FLUIDO EN CAMPOS PRODUCTORES COLOMBIANOS	69
FIGURA 40: ÍNDICE DE ESTABILIDAD COLOIDAL (CII) Vs CONCENTRACIÓN DE METANO (CH ₄) PROMEDIO.	69
FIGURA 41: GRÁFICO DE BOER PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD EN DIFERENTES CAMPOS COLOMBIANOS.	70
FIGURA 42: PROGRAMA APS TEST, PARA ESTIMAR EL NIVEL DE RIESGO POR PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	71

FIGURA 43: NIVEL DE RIESGO POR PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS APS TEST.....	71
FIGURA 44: DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA APS2015. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	72
FIGURA 45: ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN SOBRE DIAGRAMA DE FASES P-T.	74
FIGURA 46: ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN A TEMPERATURA CONSTANTE.	75
FIGURA 47: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	75
FIGURA 48: METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	76
FIGURA 49: PASOS PARA ENCONTRAR LA SOLUCIÓN NUMÉRICA DE LOS ASFALTENOS DEPOSITADOS EN YACIMIENTO.	79
FIGURA 50: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PERFILES DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS CON LA DISTANCIA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	82
FIGURA 51: RESULTADOS PRUEBA EXPERIMENTAL	84
FIGURA 52: PRUEBA EXPERIMENTAL DEPOSITACIÓN ASFALTENOS CON INYECCIÓN N-HEPTANO.....	84
FIGURA 53: PRUEBA EXPERIMENTAL DEPOSITACIÓN ASFALTENOS CON INYECCIÓN N-HEPTANO.....	84
FIGURA 54: ADSORCIÓN DE ASFALTENOS EN ROCA A DIFERENTES TEMPERATURAS.	86
FIGURA 55: PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS	91
FIGURA 56: PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS PARAFINAS.	91
FIGURA 57: CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO EN FUNCIÓN DE LA FLUIDEZ. FUENTE: TOMADA DE [2].	92
FIGURA 58: TAPONAMIENTO DE LÍNEA DE PRODUCCIÓN POR ORGÁNICOS. FUENTE: TOMADO DE [3].	93
FIGURA 59: LA TEMPERATURA EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS. FUENTE: TOMADA DE [4].	94
FIGURA 60: TASA DE ENFRIAMIENTO VS PUNTO DE NUBE. FUENTE: TOMADA DE [5]	94
FIGURA 61: VARIACIÓN DEL PUNTO DE NUBE DEBIDO A LA COMPOSICIÓN DEL FLUIDO. FUENTE: TOMADA DE [6].	95
FIGURA 62: EFECTO DE LA PRESIÓN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS. FUENTE: TOMADA DE [4].	95
FIGURA 63: ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.	96
FIGURA 64: PORCENTAJE DE PARAFINAS PRECIPITADO VS TEMPERATURA A 14.7 Psi. FUENTE: TOMADA DE [7]....	96
FIGURA 65. COMPOSICIÓN FLUIDO CAMPO COLORADO 25.	97
FIGURA 66: SIMULACIÓN TERMODINÁMICA DE FASES Y VALIDACIÓN ENVOLVENTE DE PARAFINAS CAMPO COLORADO.	98
FIGURA 67: SIMULACIÓN TERMODINÁMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PARAFINAS PRECIPITADAS EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN PARA EL CAMPO COLORADO 25.....	98
FIGURA 68: TRATAMIENTOS DE PREVENCIÓN PARA LOS DAÑOS GENERADOS POR LAS PARAFINAS.	99
FIGURA 69: TÉCNICAS DE MITIGACIÓN FLUJO EN FRÍO. TOMADA DE [8]	100
FIGURA 70: MODIFICADOR IDEAL DE CRISTAL. TOMADA DE [9].	101
FIGURA 71: COALESCENCIA Y REACCIÓN QUÍMICA ENTRE LAS FASES ACUOSAS DE LAS DOS EMULSIONES. TOMADA DE [12] ...	104
FIGURA 72: TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN PARA LOS PROBLEMAS DE PARAFINAS.....	108
FIGURA 73: DIAGRAMA PARA ESCAMAS ORGÁNICAS PARAFÍNICAS EN EL MODELO MULTIPARAMÉTRICO.	112
FIGURA 74: ENVOLVENTE TERMODINÁMICA PARA EL FLUIDO COLOMBIANO A, DELIMITACIÓN DE ZONAS.	113
FIGURA 75: CAMBIO DE LA CANTIDAD PRECIPITADA DE PARAFINA EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN, PARA EL FLUIDO COLOMBIANO A.	114
FIGURA 76: METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS DEL MODELO MULTIPARAMÉTRICO.	114
FIGURA 77: METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS ADICIONAL DEL MODELO MULTIPARAMÉTRICO.	115
FIGURA 78: INVASIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN A LA FORMACIÓN	120
FIGURA 79: INVASIÓN DE UNA FORMACIÓN POR LODO DE PERFORACIÓN.	121
FIGURA 80: MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO. TOMADO DE W. RENPU 2011.....	121
FIGURA 81: AGENTE DE PUENTE - GRANULOMETRÍA	122
FIGURA 82: ESTADO DE ESFUERZOS EN UN PUNTO DEL POZO.....	126
FIGURA 83: RADIO DE INVASIÓN PARA TIEMPOS DE EXPOSICIÓN AL LODO CONSTANTES Y NO CONSTANTES.	129
FIGURA 84: WELL REVIEW Y VOLUMEN DE LODO PERDIDO EN LA FORMACIÓN	130
FIGURA 85: INFORME DE POLÍMEROS BOMBEADOS	131

FIGURA 86: FLUIDOS DE INVASIÓN EN BARRILES A PARTIR DEL KILL EVENTS	131
FIGURA 87: ESKEMA EXPERIMENTAL PARA LA GENERACIÓN DEL DAÑO POR FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	133
FIGURA 88: ESKEMA EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DEL RETORNO DE PERMEABILIDAD.....	134
FIGURA 89: DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS IDP1, IDP2, IDP3 E IDP4	136
FIGURA 90: DIAGRAMA PARA DAÑO INDUCIDO EN EL MODELO MULTIPARAMÉTRICO.	136

LISTA DE TABLAS

TABLA 1: COEFICIENTE DE FORMA DEL RESERVORIO [19]	29
TABLA 2: VALORES α [19].	30
TABLA 3: RELACIÓN ENTRE ÁNGULO DE FASE Y C1, C2 [19].....	30
TABLA 4: VALORES DE LAS CONSTANTES DE PSEUDO-DAÑO POR CAÑONEO Y ÁNGULO DE FASE [19].	30
TABLA 5: METODOLOGÍA PARA LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO SIN TRATAMIENTO. PRIMERA ETAPA.....	39
TABLA 6: PROPIEDADES DE LOS ASFALTENOS QUE HAN SIDO RESUELTA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS. (12)	50
TABLA 7: CONCENTRACIÓN DE ASFALTENOS EN EL ANÁLISIS SARA PARA TRES MUESTRAS DE CRUDO COLOMBIANO. PROPORCIONADO POR ECOPETROL. S.A.	62
TABLA 8: GRAVEDAD API, DENSIDAD Y DIFERENCIA ENTRE LA PRESIÓN INICIAL DE YACIMIENTO Y LA PRESIÓN DE BURBUJA PARA DIFERENTES CAMPOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO EN COLOMBIA	68
TABLA 9: METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL DAÑO DE FORMACIÓN. PREPARACIÓN DE DATOS E INFORMACIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	77
TABLA 10: PROTOCOLO EXPERIMENTAL REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD POR PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.	83
TABLA 11: PROTOCOLO EXPERIMENTAL DAÑO DE FORMACIÓN POR DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.....	85
TABLA 12: PROTOCOLO EXPERIMENTAL PRUEBAS DE ADSORCIÓN DE ASFALTENOS EN LA ROCA.....	86
TABLA 13: OPERACIONES Y CAUSAS DEL DESEQUILIBRIO TERMODINÁMICO DE LOS CONSTITUYENTES ORGÁNICOS DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO.....	92
TABLA 14: MECANISMOS DE DAÑO, EFECTOS, OPERACIÓN, PRECAUCIONES Y TRATAMIENTOS ASOCIADOS A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	126
TABLA 15: PROTOCOLO EXPERIMENTAL DAÑO POR FLUIDO DE PERFORACIÓN	134

1. Diagnóstico del Factor Skin mediante la construcción de la Curva IPR con modelo de flujo de Darcy.

La respuesta en productividad de los pozos está asociada a la interacción entre el desempeño del yacimiento y el diseño de completamiento. El primer aspecto se estudia convencionalmente mediante el concepto de IPR (Inflow Performance Relationship) que define la expectativa de entrega de un reservorio en función de las propiedades petrofísicas de la roca, el sistema de fluidos contenidos, la caída de presión generada en cara de pozo y los cambios de estas propiedades en el tiempo por efecto de la misma dinámica de flujo. El concepto de factor de daño de formación, S , se incluye en la IPR para capturar desviaciones del comportamiento ideal. En la práctica, se hacen comparaciones de las tasas de flujo (aceite, agua y gas) medidas en un instante de tiempo con las predichas por la IPR para estimar el valor del factor S . Este análisis en la mayoría de los casos asume valores constantes de las variables de entrada, desconociendo el nivel de incertidumbre de las mismas, especialmente crítico en sistemas donde las propiedades petrofísicas y propiedades PVT de los fluidos varían en función de la presión [1].

El presente informe expone una metodología para la construcción de la curva IPR basada en la ecuación de flujo de darcy. En la metodología presente, se incorpora a la ecuación típica de la IPR de un aceite volátil del tipo composicional, un set de funciones conocidas que den cuenta de efectos usualmente despreciados en análisis nodal convencional, a saber:

- La variación de la permeabilidad absoluta con el esfuerzo efectivo [2].
- La variación de las curvas de Kr con los exponentes de Corey.
- La variación en el tiempo de las propiedades del aceite sometido a procesos de inyección de gas [3].

INTRODUCCIÓN

El análisis nodal es una herramienta ampliamente utilizada para la evaluación de los factores que impactan la productividad o inyectividad de pozos en el contexto de campos petrolíferos. Diversas aplicaciones comerciales (p.ej Wellflo, Prosper) permiten estimar el impacto de las variables que componen lo que se conoce como curva de oferta del yacimiento o IPR y que normalmente se basa en la solución de la ecuación de difusividad para medios porosos homogéneos [4]. Para dicha ecuación, las variables de entrada, en la mayoría de los casos, dependen de otras variables de la ecuación o más típicamente de la presión. Aunque estas funciones hacen parte del input convencional de herramientas comerciales (p.ej. ecuación de estado para cálculo de propiedades PVT, curvas Kr, etc), es poco común encontrar módulos para realizar análisis de incertidumbre sobre dichas funciones, y aún más, aplicativos que incluyan efectos más complejos como variaciones de la permeabilidad con el esfuerzo efectivo o variaciones de las curvas Kr con el número capilar o los exponentes de Corey. Esta aparente falencia puede dar lugar a estimaciones imprecisas del factor de daño S o causar en general, que el análisis de incertidumbre sea una tarea engorrosa y costosa en términos de tiempo y recurso humano. [1]

Ecuación IPR Modificada

La ecuación IPR se deriva de la solución de la ecuación de difusividad que integra los fenómenos que describen el proceso físico del movimiento de fluido dentro del reservorio, a saber, la ecuación de continuidad o de conservación de la masa para obtener el balance de materia, la ecuación de flujo (ecuación de Darcy) y la ecuación de estado que da cuenta de la compresibilidad del fluido [1]. Se presenta una estrategia distinta de evaluación de la curva dependiendo de la clase de fluido presente en el yacimiento.

1.1. Black oil:

La ecuación de afluencia en su forma general para el petróleo se presenta en la ecuación 1

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} * K * h}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp, \quad f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (1)$$

Donde:

q_o = tasa de flujo (bbls/dia)

K = permeabilidad (md)

h = espesor de reservorio (pies)

P_r = presión de Yacimiento (psi)

P_{wf} = presión de fondo fluyendo (psi)

μ_o = viscosidad del aceite (cP)

B_o = factor volumétrico del aceite (rb/stb)

r_e = radio de drenaje de yacimiento (pies)

r_w = radio de pozo (hueco abierto) (pies)

La función $f(p)$ depende de la presión del yacimiento y la presión de fondo respecto a la presión de burbuja del fluido. Dicha función se comporta de la siguiente manera:

Para petróleo sub saturado

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp = \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp = \frac{k_{ro}(P_r - P_{wf})}{(\mu_o B_o)_{av}} \quad (2)$$

Y para petróleo saturado

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp = \int_{P_{wf}}^{P_r} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{pb} \frac{P}{P_b} dp = \frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{pb} \quad (3)$$

De acuerdo con lo anterior, en la práctica se pueden observar tres casos que se ejemplifican a continuación,

a) Cuando P_{wf} y $P_r > P_b$

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp = \frac{k_{ro}(P_r - P_{wf})}{(\mu_0 B_o)_{av}} \quad (4)$$

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} * k * h * k_{ro} (P_r - P_{wf})}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right] (\mu_0 B_o)_{av}} \quad (5)$$

b) Cuando P_{wf} y $P_r < P_b$

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp = \frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_0 B_o} \right)_{P_b} \quad (6)$$

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} * k * h}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_0 B_o} \right)_{P_b} \quad (7)$$

c) Cuando $P_{wf} < P_b$ y $P_r > P_b$

$$\int_{P_{wf}}^{P_b} f(p) dp + \int_{P_b}^{P_r} f(p) dp = \frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_0 B_o} \right)_{P_b} + \frac{k_{ro}(P_r - P_b)}{(\mu_0 B_o)_{av}} \quad (8)$$

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} * k * h}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \left(\frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_0 B_o} \right)_{P_b} + \frac{k_{ro}(P_r - P_b)}{(\mu_0 B_o)_{av}} \right) \quad (9)$$

Ahora, como:

$$K_o = K_{abs} * Kro_{(Sw)} * Kro_{(Sg)} \quad (10)$$

En la ecuación 2 se considera que la Kro es afectada por saturación de agua y por saturación de gas. En el primer caso la denominaremos $Kro_{(Sw)}$ y en el segundo $Kro_{(Sg)}$ donde Sw y Sg serán funciones del flujo fraccional de agua fw y de la presión (curva de gas drop-out) respectivamente.

Considerando el efecto del esfuerzo efectivo sobre la permeabilidad absoluta y haciendo uso del concepto del módulo de permeabilidad γ se tiene:

$$K_{abs} = K_i e^{\gamma(P - P_i)} \quad (11)$$

Donde:

K_{abs} = permeabilidad absoluta (md)

K_i = permeabilidad absoluto inicial (md)

γ = módulo de Permeabilidad (psi-1)

P = presión de yacimiento (psi)

P_i = presión inicial del yacimiento (psi)

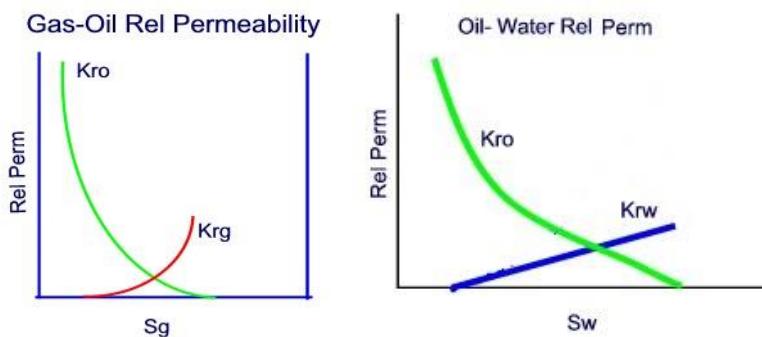
NOTA: para incluir el efecto del esfuerzo efectivo nótese que la trayectoria de esfuerzo estará dada por el cambio de esfuerzo que toma lugar entre la $P_{initial}$ de yacimiento y la presión del yacimiento al tiempo del análisis; esto implica que va a considerarse la disminución de la permeabilidad a nivel de todo el yacimiento y no a nivel del pozo. Si éste fuera el caso, debería remplazarse P por un promedio entre la P de yacimiento al tiempo del análisis y la P_{wf} .

Datos de entrada:

- Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento
- Presión inicial del yacimiento (psi)
- Presión actual del yacimiento (psi)
- Módulo de permeabilidad ($1/psi$)
- Espesor del yacimiento (ft)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Factor de daño (adimensional)
- BSW (adimensional – valor entre mayor a 0 y menor a 1)
- Propiedades PVT
 - o Factor volumétrico del petróleo
 - o Viscosidad del petróleo
 - o Viscosidad del agua
- Punto de producción
 - o caudal de aceite (bbl/day)
 - o presión de fondo (psi)
- Permeabilidades relativas

Se tienen dos métodos para ingresar las curvas de permeabilidad relativa:

- a) Tablas: Se debe ingresar una tabla con datos de k_{ro} y k_{rw} contra S_w y otra tabla con datos de k_{ro} y k_{rg} contra S_g .



- b) Usando el modelo de Corey: los datos necesarios son los siguientes

- o S_{wc} saturación de agua connata
- o S_{or} saturación de aceite residual

- N_o exponente corey del petróleo
- N_w exponente corey del agua
- $Kro_{(Swc)}$ end point del petróleo
- $Krw_{(sor)}$ end point del agua
- S_{gcrit} saturación de gas crítica
- S_{org} saturación de aceite residual (curva petróleo-gas)
- N_{og} exponente corey del petróleo (curva petróleo-gas)
- N_g exponente corey del gas
- $Kro_{(Sgcrit)}$ end point del petróleo (curva petróleo-gas)
- $Krg_{(sorg)}$ end point del gas

El cálculo de las permeabilidades relativas se realiza con las siguientes expresiones

$$k_{rw}(S_w) = Krw_{(sor)} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_w} \quad (12)$$

$$k_{ro}(S_w) = Kro_{(swc)} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_o} \quad (13)$$

$$k_{rg}(S_g) = Krg_{(sorg)} \left(\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{org}} \right)^{N_g} \quad (14)$$

$$k_{ro}(S_g) = Kro_{(sgcrit)} \left(\frac{1 - S_g - S_{org}}{1 - S_{gcrit} - S_{org}} \right)^{N_{og}} \quad (15)$$

En la figura 1 se puede apreciar el diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de curva IPR para el black oil.

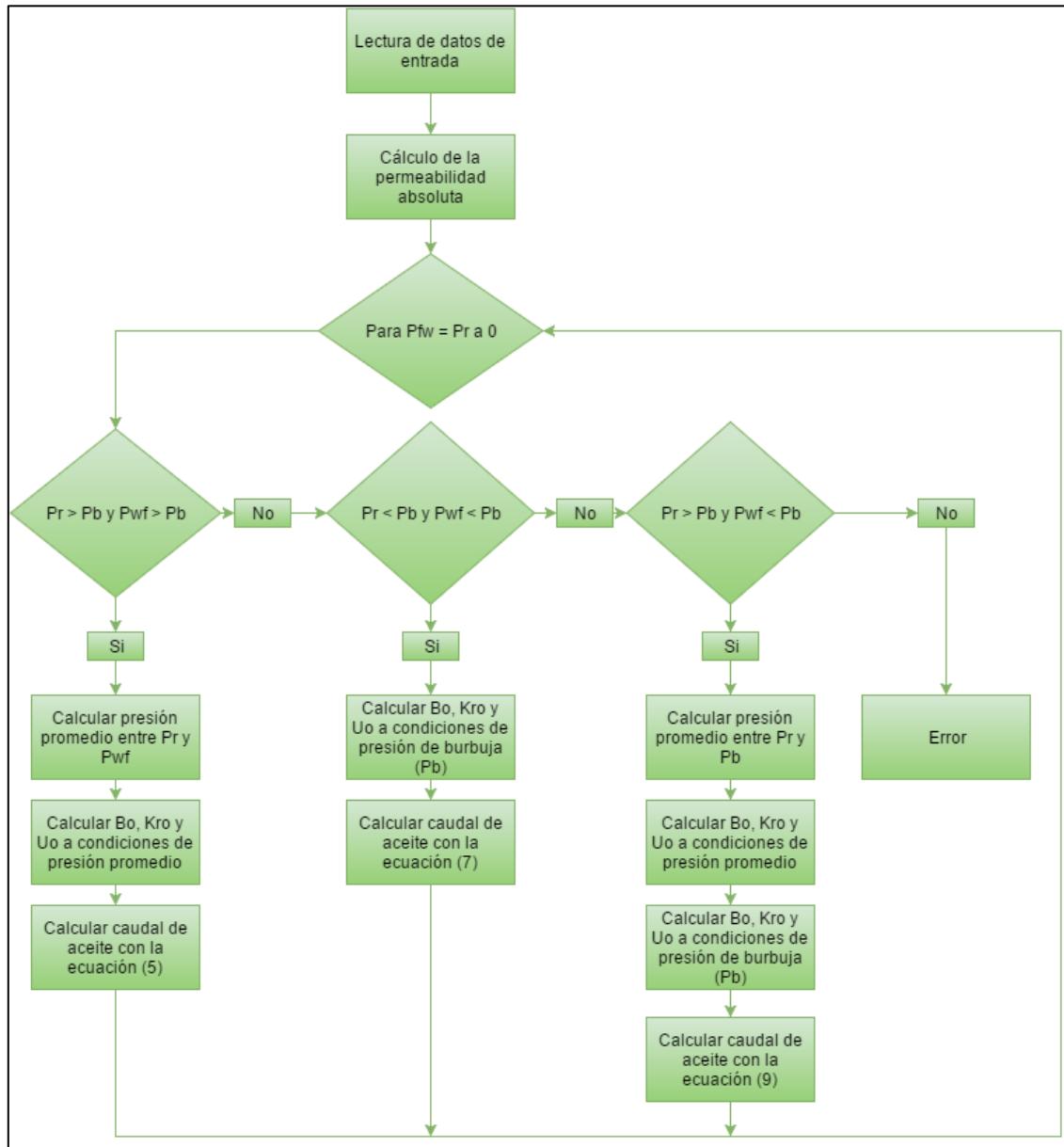


Figura 1. Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR black Oil

1.2.Dry gas

La ecuación (12) es la forma más general para el gas

$$q_g = \frac{7.03 \times 10^{-7} * K * h}{T * [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S_t]} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{2P}{\mu Z} dP \quad (16)$$

Para resolver la integral se usa el concepto de pseudopresión, la cual se define como

$$m(p) = \int_0^p \frac{2P}{\mu Z} dP \quad (17)$$

Por ende, el área bajo la curva en la ecuación (16) se puede expresar como una resta de pseudopresiones

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{2P}{\mu Z} dP = \int_0^{P_r} \frac{2P}{\mu Z} dP - \int_0^{P_{wf}} \frac{2P}{\mu Z} dP = m(P_r) - m(P_{wf}) \quad (18)$$

De esta forma la ecuación (16) pasa a ser

$$q_g = \frac{7.03 \times 10^{-7} * K * h * (m(P_r) - m(P_{wf}))}{T * \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \quad (19)$$

En esta ecuación el término se permeabilidad absoluta se expande de igual manera que en la ecuación del black oil

Datos de entrada:

- Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento
- Presión inicial del yacimiento (psi)
- Presión actual del yacimiento (psi)
- Módulo de permeabilidad (1/psi)
- Espesor del yacimiento (ft)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Propiedades PVT
 - o Factor de compresibilidad del gas
 - o Viscosidad del gas

En la figura 2 se puede apreciar el diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de curva IPR para Dry gas.

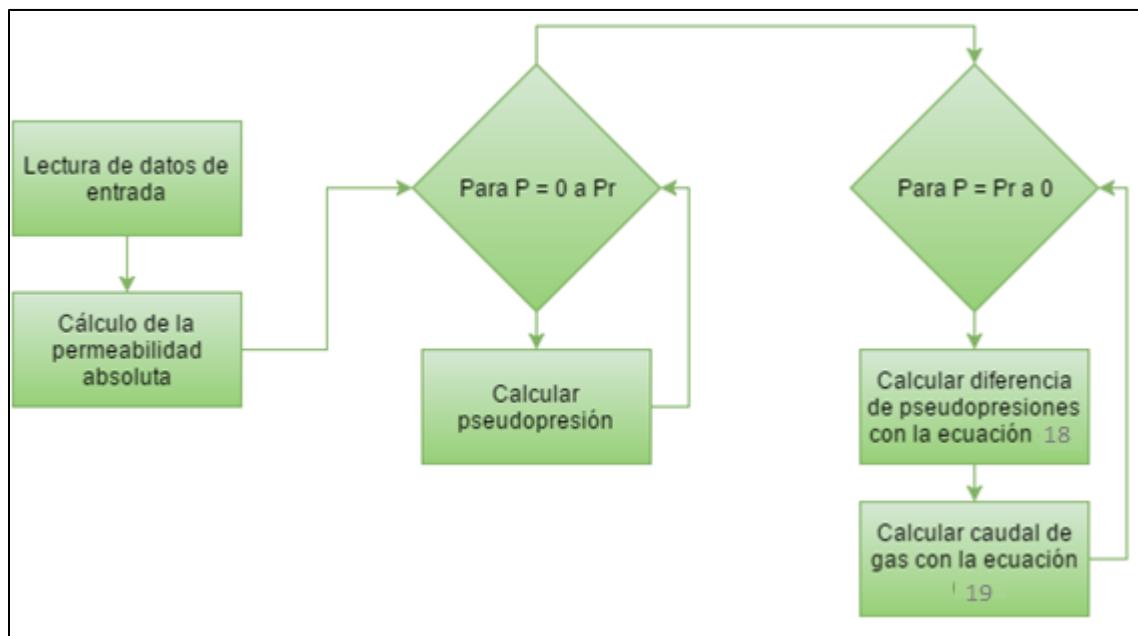


Figura 2. Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR Dry gas.

1.3.Retrograde gas

Para este tipo de fluido se emplea la ecuación propuesta por Fevang & Whitson [5], la cual pretende integrar el efecto de formación de condensado cerca de la cara del pozo.

$$q_g = \frac{c * K * h}{[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S_t]} \int_{P_{wf}}^{P_r} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (20)$$

Para un yacimiento de gas retrogrado se evidencian tres zonas de flujo (Figura 3):

- Zona 1: en esta el gas y el condensado (aceite) fluyen simultáneamente.
- Zona 2: zona donde se produce condensado, pero solo fluye gas.
- Zona 3: en esta solo existe la fase gas.

Debido a la existencia de estas zonas de flujo la integral en la ecuación se debe dividir en tres partes ya que, dependiendo del rango de presión, la integral se encuentra en una determinada zona. Las ecuaciones 21, 22 y 23 corresponden a las zonas 1, 2 y 3 respectivamente.

$$\int_{P_{wf}}^{P^*} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (21)$$

$$\int_{P^*}^{P_d} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (22)$$

$$k_{rg}(S_{wi}) \int_{P_d}^{P_r} \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (23)$$

Donde

P* = Presión que delimita la zona 1 (psi)

Pd = Presión de rocío del gas (psi)

μg = viscosidad del gas (cP)

Bg = factor volumétrico del gas (stb/scf)

El cálculo de **P*** se realiza usando el valor de GOR. Se lee el valor de presión en la tabla PVT donde el OGR sea igual a 1/GOR. La figura 4 muestra resumidamente el flujo del programa.

Datos de entrada:

- Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento
- Presión inicial del yacimiento (psi)
- Presión actual del yacimiento (psi)
- Módulo de permeabilidad (1/psi)
- Espesor del yacimiento (ft)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Propiedades PVT
 - Factor volumétrico del gas

- Viscosidad del gas
- Factor volumétrico del aceite
- Viscosidad del aceite
- Razón aceite/gas
- GOR actual del sistema
- Curva de drop-out
- Permeabilidades relativas de los fluidos

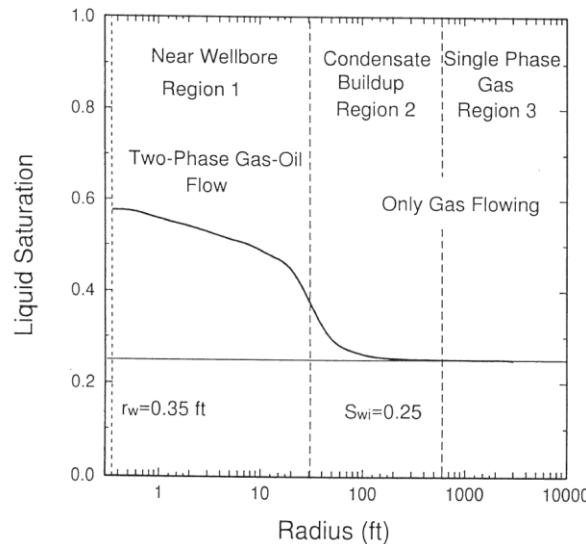


Figura 3. Zonas de saturación en un yacimiento de gas retrogrado. Tomado de [5]

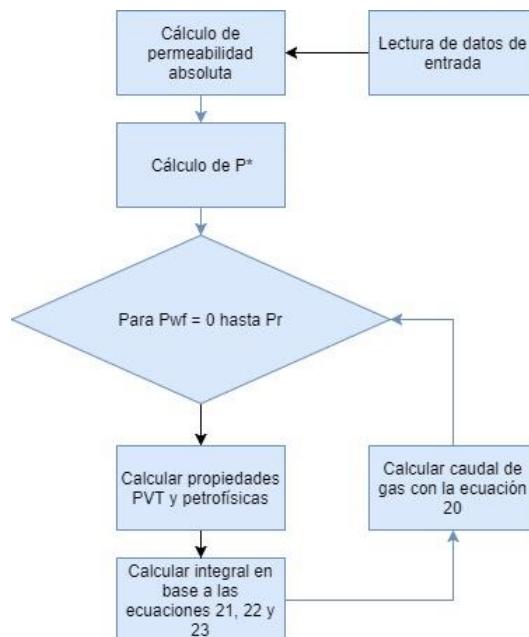


Figura 4. D Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR retrograde gas.

REFERENCIAS

- [1] O. Almeyda, J. Clavijo, A. Restrepo. "Análisis Probabilístico de Incertidumbre en el Cálculo del Factor de Daño de Formación – Skin". Recibido para revisar 18-11-15.
- [2] Y. Du and L. Guan, "Variation of Fracture Opening with Pressure-Key to Well Productivity in Naturally Fractured Reservoirs," in SPE International Petroleum Conference in Mexico, 2004.
- [3] C. R. Smith, G. Tracy, and R. L. Farrar, "Applied reservoir engineering," 1992.
- [4] M. Golan and C. H. Whitson, Well performance: International Human Resources Development Corporation, 1986.
- [5] Fevang, O; Whitson C. Modelling gas-condensate well deliverability. SPE, Norwegian Technical and Natural Science. 1995.

2. Desagregación del daño en sus componentes mecánico, dependiente de tasa y dependiente de esfuerzos.

En el presente informe expone una metodología basada en un algoritmo matemático desarrollado a partir de bases fenomenológicas, el diseño y ejecución de trabajo experimental de donde se determinaron parámetros fundamentales en el estudio del efecto de la tasa de flujo y el esfuerzo efectivo en la permeabilidad de la roca. Su función inicia con la identificación del daño total obtenido por cualquier técnica (prueba de presión, en el caso que se cuente con esta, o por análisis moderno de la declinación, IPR o la ecuación de difusividad); en seguida se identifican las unidades hidráulicas en el pozo y sus índices de zona de flujo, (usando los tipos de roca identificados en el modelo petrofísico del pozo, o registro de porosidad –permeabilidad, en caso de ser necesario calcularlos), luego se procede a usar el algoritmo matemático diseñado el que involucra relaciones matemáticas fundamentales de daño, flujo turbulento, relaciones esfuerzo –permeabilidad y un conjunto de correlaciones desarrolladas experimentalmente. Una vez identificados estos componentes del daño se halla por sustracción el daño que es potencialmente estimulable por intervención química.

Introducción

El daño de formación es uno de los fenómenos que más interviene en la productividad de los yacimientos petrolíferos, cuyo manejo inapropiado puede llevar a pérdidas en producción de hasta del 100% en un pozo. El daño en un pozo se presenta como la sumatoria de varios daños que son generados por diferentes mecanismos. En términos de productividad se pueden agrupar en: daños que se presentan por obstrucciones en la trayectoria de flujo natural de los fluidos y daños por esfuerzos y por tasa, en los que simplemente la perdida en productividad se genera por cualquier otro factor que no sea obstrucciones. Actualmente los métodos de diagnóstico del daño e identificación de los componentes, presentan varios limitantes, dentro de los cuales, los más importantes son la ausencia de modelos generalizados, información de entrada especializada y alto grado de complejidad, lo que vuelve impráctico su uso para procesos de diagnóstico a escala de yacimiento.

Este trabajo busca proponer una metodología numérica para el diagnóstico del daño que permita conocer de forma práctica y efectiva el aporte de la tasa de flujo y los esfuerzos sobre la roca, al daño de formación total y por tanto, la fracción de este que puede ser mejorado por estimulación química; a partir de datos comúnmente registrados en pozo.

2.1 Fenomenología involucrada en el sistema de estudio:

La permeabilidad es la propiedad petrofísica más determinante de la productividad de un pozo [1], [2]. La reducción de permeabilidad es entendida en la industria petrolera como daño a la formación, el cual se define como todo proceso que genere una pérdida de presión adicional en la zona cercana al pozo [3], [4]. Generalmente el daño de formación se presenta por efectos mecánicos y/o fisicoquímicos que son controlados por variables como la tasa de producción y la presión en el yacimiento. El proceso de identificación y ponderación de los diferentes componentes del daño

total se denomina desagregación del daño [5]–[7]; lograr conocer la magnitud de los componentes de la desagregación es vital al momento de establecer alternativas de prevención, control y remediación al daño de formación, cuyo éxito está estrechamente ligado al apropiado diagnóstico del daño [3], [4], [8], [9].

Dado que son varios los diferentes tipos de daños, estudiarlos constituye un problema complejo, para contrarrestar esto, es común que se agrupen en clasificaciones funcionales a la naturaleza del estudio. La clasificación más usada es la propuesta por Bennion [8], quien agrupa los daños según el proceso que lo origine, que básicamente serían cuatro: mecánicos, químicos, térmicos o biológicos. En términos de productividad es más conveniente agrupar en: daños que se presentan por obstrucciones en la trayectoria de flujo natural de los fluidos (denominado daño mecánico) y daños en los que simplemente la perdida en productividad se genera por cualquier otro factor que no sea obstrucciones. Dentro de este último grupo se encuentra el daño por esfuerzos y por tasa.

La literatura presenta diferentes modelos / metodologías que pretenden abordar el problema de la identificación de los componentes del daño total, cuya diferencias radican básicamente en el método de estudio del problema. A pesar de ser un problema estudiado, los métodos generados tienen limitantes como: alta demanda de información; generalmente estos métodos se plantean bajo la condición de contar con un alto nivel de recursos para el levantamiento de bases de datos que pronostican el tipo de daño presente en la formación por asociación con casos registrados en la base[10]–[15]. Otro limitante es la ausencia de modelos generalizados de desagregación; es común que cada compañía operadora de un campo, defina su propia metodología de análisis del daño para cada pozo, basada en supuestos que solo aplican para el caso específico del campo bajo estudio [11], [13]–[16]. Finalmente el último gran limitante lo constituye la complejidad de los modelos de diagnóstico para los que se requiere información muy específica, lo que vuelve impráctico el uso de los mismos al momento de generalizarse su uso, como un tarea recurrente en los pozos de producción de cualquier campo [14], [17], [18].

Dado el alto impacto que este fenómeno genera en términos de productividad de los yacimientos petrolíferos, este proyecto de tesis busca el entendimiento del efecto de la tasa de flujo y del cambio en esfuerzos mecánicos sobre la permeabilidad de la matriz de la roca, a partir del diseño y ejecución de trabajo experimental, soportado en las bases fenomenológicas; que respalde la construcción de una metodología numérica de diagnóstico del daño que permita conocer a partir del daño total, el aporte de los esfuerzos, la tasa de flujo y por ende, el daño mecánico o la fracción de este que se debe a obstrucciones presentes en la trayectoria de flujo. Avalando que sea un proceso práctico y efectivo, que utilice el mínimo de información comúnmente registrada en pozo y aplicable a yacimientos de hidrocarburos en Colombia.

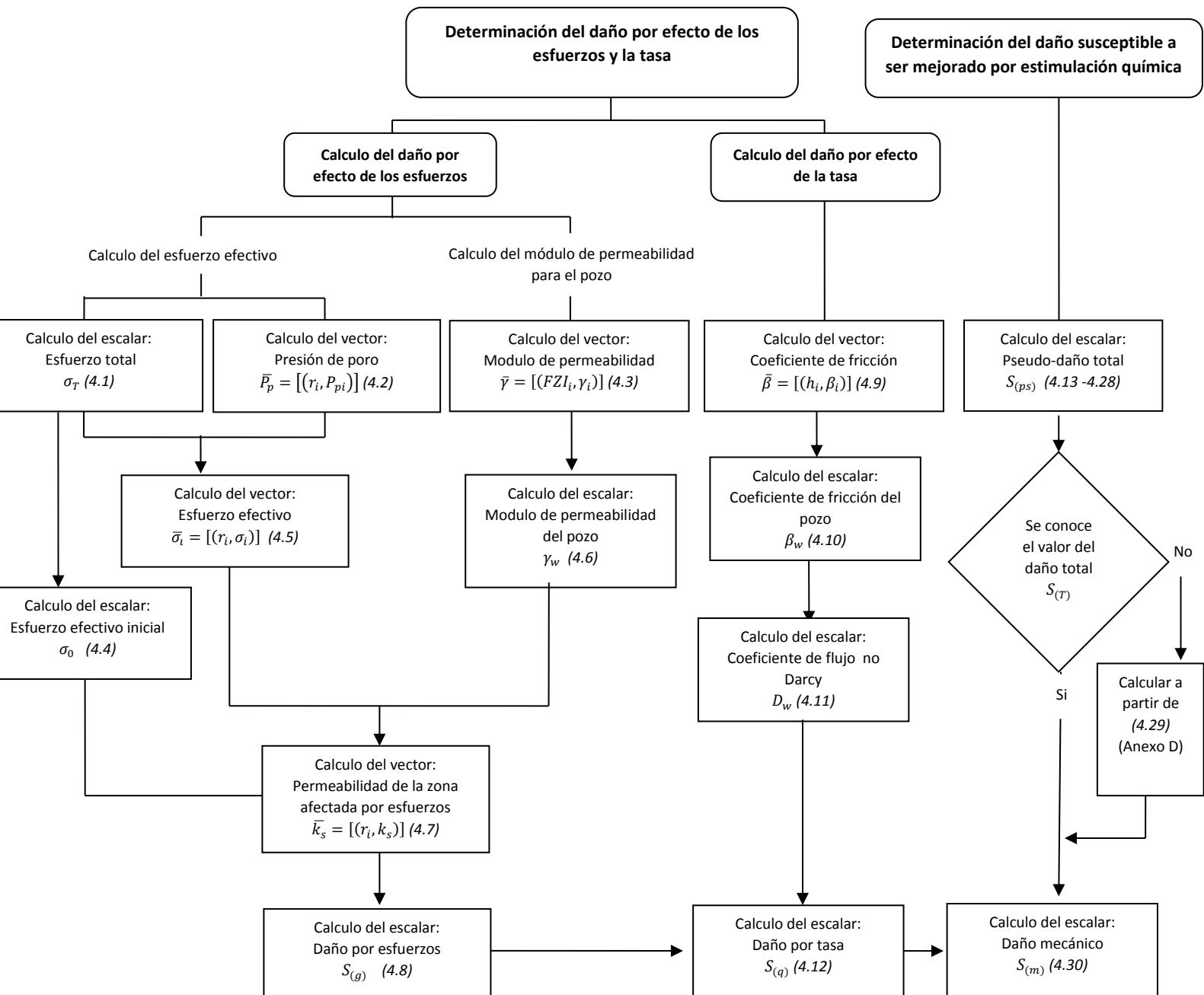
2.2 Diagrama de Flujo:

A continuación se resume el procedimiento que acompaña el algoritmo para la determinación del daño por componentes. El procedimiento se realiza siguiendo los siguientes pasos:

- 1) Consolidar la información del pozo (Registro de producción del pozo, registro de porosidad y permeabilidad del pozo, estado mecánico del pozo).

- 2) Hallar las unidades hidráulicas y las propiedades de esta (FZI, espesor, porosidad y permeabilidad promedio) de la formación de interés.
- 3) Calcular el daño por esfuerzos según el algoritmo matemático propuesto.
- 4) Calcular el daño por tasa según el algoritmo matemático propuesto.
- 5) Calcular el valor de pseudo-daño según el algoritmo matemático propuesto.
- 6) Estimar el valor del daño total para el pozo (si no se cuenta con esta valor de pruebas transientes de presión, análisis moderno de curvas de declinación o usar la solución de la ecuación de difusividad).
- 7) Calcular el daño mecánico o susceptible a ser estimulado químicamente.

Diagrama de flujo de la metodología propuesta.



2.3 Datos de entrada y salida

Datos de entrada: De acuerdo al modelo conceptual, el diagrama de flujo de la metodología propuesta y bajo los parámetros de mínima información especializa necesaria para correr la metodología; a continuación se listan, los datos de entrada y salida; datos que son normalmente registrados como parte del proceso de control y caracterización de yacimiento-fluidos, que se lleva a cabo en todos los pozos.

- s_v =Gradiente de esfuerzo vertical (psi/ft)
- s_H =Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (psi/ft)
- s_h =Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (psi/ft)
- TVD =Profundidad real de la formación. (ft)
- P_{wf} =Presión en el fondo del pozo. (psi)
- q_o =Caudal de producción de aceite. (Bbl/d)
- μ_o =Viscosidad del aceite. (cp)
- B_o =Factor volumétrico del aceite.
- K =Permeabilidad estimada para la formación. (mD)
- h =Espesor de la formación productora. (ft)
- r_w =Radio del pozo. (ft)
- r_e =Radio de drenaje del pozo. (ft)
- $FZI_{(j)}$ =Índice de zona de flujo para el tipo de roca j. (μm) (modelo petrofísico del pozo)
- P_i =Presión original en el yacimiento. (psi)
- h_j =Espesor total del tipo de roca j. (ft)
- K_0 =Permeabilidad original (sin efecto del daño). (mD)
- $\emptyset_{(j)}$ =Porosidad promedio para el tipo de roca j. (modelo petrofísico del pozo)
- $K_{(j)}$ =Permeabilidad promedio para el tipo de roca j. (modelo petrofísico del pozo)
- γ_g =Gravedad específica del gas.
- μ_g =Viscosidad del gas.
- q_g =Tasa de flujo de gas.
- θ_w =Angulo de desviación del pozo.
- K_v =Permeabilidad vertical. (mD)
- K_h =Permeabilidad horizontal. (mD)
- C_A =Coeficiente de forma del reservorio.

- L_p = Profundidad de penetración de los cañones. (ft)

Datos de salida: Como se ha planteado desde el objetivo de este proyecto, las variables de salida son:

- $S_{(g)}$ =Daño por efecto de los esfuerzos.
- $S_{(q)}$ =Daño por efecto de la tasa.
- $S_{(ps)}$ =Pseudo-dáño total.
 - $S_{(\theta)}$ =Pseudo-dáño por desviación del pozo.
 - $S_{(PF)}$ =Pseudo-dáño por cañoneo.
 - $S_{(pp)}$ =Pseudo-dáño por penetración parcial.
 - $S_{(A)}$ =Pseudo-dáño por la forma del reservorio.
- $S_{(m)}$ =Daño mecánico o potencialmente estimulable químicamente.

Diseño matemático

En esta sección se muestran el conjunto de las ecuaciones usadas en la metodología propuesta (todas mantienen la numeración del diagrama de flujo). Las ecuaciones hacen referencia a los conceptos estudiados en el capítulo dos y tres. Adicionalmente se agregan el sistema de ecuaciones que permiten estimar pseudo-dáño para un pozo [19], que a pesar de que en general presentan valores bajos; se incluye para eliminar desviaciones que puedan incidir en el valor de daño mecánico (Anexo iError! No se encuentra el origen de la referencia.). El desarrollo de la ecuación 4.8, usada para el cálculo del daño por esfuerzos se muestra en el anexo C.

2.4 Ecuaciones fundamentales de la metodología propuesta

I. Calculo del daño por esfuerzos:

$$\sigma_T = \left[(s_v + s_h + s_H) / 3 \right] TVD \quad (4.1)$$

$$P_{p(i)} = P_{wf} + \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{Kh} \left[\ln \left(r_{(i)} / r_w \right) - 0.75 + S_T \right] \quad (4.2)$$

$$\gamma_{(j)} = a(FZI_{(j)})^b \quad (4.3)$$

$$\sigma'_0 = \sigma_T - P_i \quad (4.4)$$

$$\sigma'_{(i)} = \sigma_T - P_{p(i)} \quad (4.5)$$

$$\gamma_w = \frac{\sum_{j=1}^n \gamma_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (4.6)$$

$$K_{sq(i)} = K_0 e^{\gamma_w(\sigma'_0 - \sigma'_{(i)})} \quad (4.7)$$

$$S_{(g)} = K_0 \left[\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{s(i)}/r_{s(i-1)})}{K_{sq(i)}} \right] - \ln \frac{r_{s(n)}}{r_w} \quad (4.8)$$

En el caso de la ecuación 4.3 los parámetros a y b se escogen de las tablas (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) a partir del tipo de roca del caso de estudio. La demostración de la ecuación 4.8 se realiza en el anexo C.

II. Calculo del daño por tasa:

$$\beta_{(j)} = a(b^{\phi_{(j)}})K_{(j)}^c \quad (4.9)$$

$$\beta_w = \frac{\sum_{j=1}^n \beta_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (4.10)$$

$$D_w = \left(\frac{2,22 \times 10^{-15} \gamma_g K}{\mu_g r_w h_p} \right) \beta_w \quad (4.11)$$

$$S_{(q)} = D_w q_{sc} \quad (4.12)$$

Nota:

- i= hace referencia a un punto en el espacio entre r_w (radio del pozo) y r_e (radio de drenaje).
- j= hace referencia a un tipo de roca, definidos por el modelo petrofísico del pozo.

III. Calculo de pseudo-daño [19]:

- Pseudo-daño por desviación:

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (4.13)$$

$$\theta' = \arctan \left(\sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \tan \theta_w \right) \quad (4.14)$$

$$S_{(\theta)} = - \left(\frac{\theta'}{41} \right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'}{56} \right)^{1.865} \log \left(\frac{h_D}{100} \right) \quad (4.15)$$

- Pseudo-daño por penetración parcial:

$$S_{(pp)} = \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right) \left[\left(\frac{K_h}{K_v} \right)^{0.5} \ln \left(\frac{h}{r_w} \right) - 2 \right] \quad (4.16)$$

- Pseudo-daño por la forma del reservorio:

$$S_{(A)} = 0.5 \ln \left(\frac{31.62}{C_A} \right) \quad (4.17)$$

Para C_A usar **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

- Pseudo-daño por cañoneo:

$$S_{(pF)} = S_{(V)} + S_{(H)} + S_{(wb)} \quad (4.18)$$

$$S_{(H)} = \ln \left(\frac{r_w}{r_w e} \right) \quad (4.19)$$

$$r_{we} = \begin{cases} 1/4 L_p, \text{ si el angulo de fase} = 0 \\ \alpha_\theta (r_w + L_p), \text{ para otros angulos de fase} \end{cases} \quad (4.20)$$

Para α_θ usar

$$r_{WD} = r_w (L_p + r_w) \quad (4.21)$$

$$S_{(wb)} = C_1 \exp(C_2 + r_{wb}) \quad (4.22)$$

Para C_1, C_2 usar ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

$$r_{pD} = \left(\frac{r_p}{2h_p} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \right) \quad (4.23)$$

$$h_D = \left(\frac{h_p}{L_p} \right) \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (4.24)$$

$$a = a_1 \log(r_{pD}) + a_2 \quad (4.25)$$

$$b = b_1 r_{pD} + a_2 \quad (4.26)$$

Para a_1, a_2, b_1 y b_2 , usar ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

$$S_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b \quad (4.27)$$

- Pseudo-daño:

$$S_{(ps)} = S_{(PF)} + S_{(pp)} + S_{(A)} + S_{(\theta)} \quad (4.28)$$

IV. Calculo del daño total:

$$S_T = 7.082 \times 10^{-3} \frac{Kh(\bar{P}_y - P_{wf})}{q_o \mu_o B_o} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + 0.75 \quad (4.29)$$

La ecuación 4-29, es la solución de la ecuación de difusividad para un sistema en periodo pseudo-estable. Esta se presenta como una opción alterna, para los casos en los que no se conozca el valor del daño total en el pozo. Una opción adicional que se plantea es el análisis moderno de curvas de declinación (anexo ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).

V. Calculo del daño mecánico (Potencialmente estimulable químicamente):

$$S_{(m)} = S_{(T)} - S_{(g)} - S_{(g)} - S_{(ps)} \quad (4.30)$$

2.5 Referencias

- [1] Tiad D., *Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing, 2004.
- [2] Lopera S., "Permeabilidad Relativa," in *Analisis Petrofisicos Basicos y Especiales*, 2009, pp. 199–225.
- [3] Civan F., "Overview of Formation Damage," in *Reservoir Formation Damage*, Second., no. 1988, 2007, pp. 1–9.
- [4] Hill D. G., Liétard O. M., Piot B. M., and King G. E., "Formation Damage: Origin, Diagnosis and Treatment Strategy," in *Reservoir Stimulation*, 2005, pp. 1–39.
- [5] López E., Mejía J. M., Naranjo A. de J., and Álzate G., "Coupled Fluid Flow / Geomechanics Simulator for Modeling Multiphase Flow and Geomechanical Processes," no. 2009, 2014.
- [6] Arango Acevedo M. A. and Naranjo Agudelo A. de J., "Análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados y sensibles a esfuerzos," *DYNAZeng*, vol. 160, no. May, pp. 51–61, 2009.
- [7] López E., Mejía J. M., Naranjo A. de J., and Álzate G., "Study of Formation Skin Caused by Changes in Pore Pressure Using a Coupled Simulator," 2014.
- [8] Bennion D. B., "An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations," 1995.
- [9] Franco C. A., Restrepo A., Acosta L. G., and Junca E., "SDLA : Fighting Skin Damage in Colombian Fields — A War Story," *SPE 98136*, 2006.
- [10] Alegre L. and Dougherty E. L., "Applicability of Expert Systems To Diagnose Formation Damage Problems: A Progress Report," *SPE 17460*, 1988.
- [11] Yeager V., Blauch M., and Fon F., "Investigation of Storage-Well Damage Mechanisms," 1997.

- [12] Xiong H., Robinson B. M., and Foh S., "Using an Expert System To Diagnose Formation Damage Mechanisms and Design Stimulation Treatments For Gas Storage Wells," *SPE 72374*, pp. 3–6, 2001.
- [13] Garrouch A. A., Malallah A. H., and Alenizy M. M., "A Comprehensive Expert System for Diagnosing and Assessing Formation Damage," *SPE 99277*, 2006.
- [14] Ding Y., Renard G., and Herzhaft B., "Quantification of Uncertainties for Drilling Induced Formation Damage," *SPE 100959*, 2006.
- [15] Restrepo A., Duarte J., and Sánchez Y., "A Multiparameter Methodology for Skin Factor Characterization : Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory," *SPE 107674*, 2007.
- [16] Rodrigues V. F., Neumann L. F., Miura K., Tinoco F. L., Netto J. B. M. L., and Daher J. S., "Formation Damage History in the Mature Fields of Campos Basin Offshore Brazil," *SPE 106389*, 2007.
- [17] Chang F. and Civan F., "Practical model for chemically induced formation damage," vol. 17, pp. 123–137, 1997.
- [18] Shi X., Prodanović M., Holder J., Gray K. E., and DiCarlo D., "Coupled solid and fluid mechanics modeling of formation damage near wellbore," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 112, pp. 88–96, Dec. 2013.
- [19] Renpu W., "Well Completion Formation Damage Evaluation," in *Advanced Well Completion Engineering*, Third., 2011, pp. 364–416.

Tabla 1: Coeficiente de forma del reservorio [19]

Drainage area shape	C_A	Drainage area shape	C_A
	30.88		3.16
	12.99		0.581
	4.51		0.111
	3.34		5.38
	21.84		2.69
	10.84		0.232
	4.51		0.116
	2.08		2.36

Tabla 2: Valores α [19].

Perforating Phase Angle (°)	α_θ	Perforating Phase Angle (°)	α_θ
0(360)	0.25	90	0.726
180	0.5	60	0.813
120	0.648	45	0.86

Tabla 3: Relación entre ángulo de fase y C_1 , C_2 [19].

Phase Angle (°)	$c_1(\theta)$	$c_2(\theta)$
0(360)	1.6×10^{-1}	2.675
180	2.6×10^{-2}	4.532
120	6.6×10^{-3}	5.32
90	1.9×10^{-3}	6.155
60	3.0×10^{-4}	7.509
45	4.6×10^{-5}	8.791

Tabla 4: Valores de las constantes de pseudo-dáño por cañoneo y ángulo de fase [19].

Perforating Phase Angle (°)	a_1	a_2	b_1	B_2
0(360)	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672
180	-2.025	0.953	3.0373	1.8115
120	-20.18	0.0634	1.6136	1.7770
90	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935
60	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490
45	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392

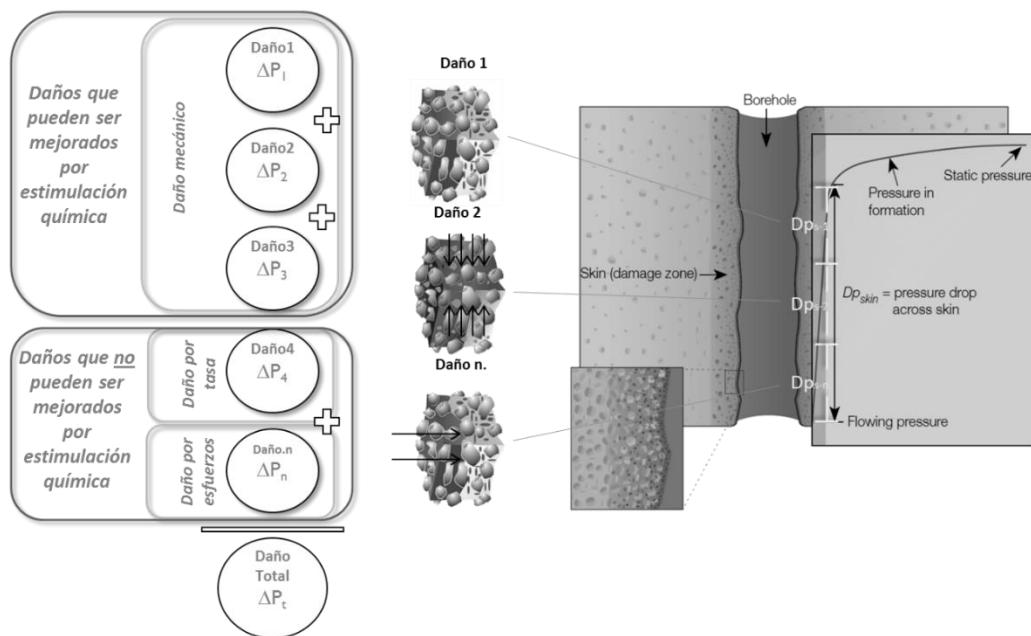


Figura 5: Descomposición del daño de formación

3. Daño de formación por finos

Introducción

El daño de formación por finos se encuentra asociado a dos conceptos importantes. El primero se refiere a la definición de finos y el segundo a daño de formación. Los finos se definen como partículas muy pequeñas de material sólido libres en los espacios porosos del yacimiento que tienen un tamaño del orden de micras [1]. Existen finos que se incorporan en la formación durante la deposición geológica y hacen parte de la composición mineralógica de la roca, mientras otros lo hacen como resultado de las operaciones de perforación, completamiento, procedimientos de estimulación, inyección de fluidos y producción [2]. El segundo concepto, daño de formación, se define como el cambio de permeabilidad y porosidad en las zonas aledañas al pozo que genera pérdidas en la producción [3].

El daño de formación por finos ocurre cuando los fluidos de yacimiento al fluir a través del medio poroso desprenden el material sólido particulado y se deposita aguas arriba, con preferencia, en la zona cercana al fondo del pozo. El material fino se acumula y obstruye el paso de los fluidos, la porosidad de la roca disminuye, la capacidad de flujo de la roca se deteriora y el fenómeno se conoce como daño de formación por flujo de finos o daño de formación por procesos de partícula.

Las formaciones petrolíferas contienen partículas finas arcillosas que pueden expandirse al absorber fluidos no contenidos inicialmente en el medio. El efecto generado consiste en una reducción de los canales de flujo por hinchamiento de arcillas o dispersión y liberación de material fino susceptible de migrar en el fluido. Las partículas finas se mueven a lo largo de los canales tortuosos de flujo existentes en el medio y en algún punto se retienen y depositan sobre la matriz porosa, como consecuencia se tienen alteraciones de porosidad y permeabilidad.

A raíz de los procesos fenomenológicos que ocurren, se requiere al diagnóstico del daño de formación con el fin de estudiar las variables o sub-parámetros más importantes en el proceso de diagnóstico de daño de formación por finos. En conjunto, se analizan los procesos de remediación y control de finos como posibles soluciones del daño de formación.

3.1 Fenomenología del daño de formación por finos

Para entender a fondo el daño de formación por finos se requiere conocer los procesos y las fuerzas de interacción entre partículas y las causas principales que generan daño de formación por finos. A continuación la descripción de la fenomenología asociada al daño de formación por finos.

3.1.1 Procesos de partículas:

Los procesos de partículas se clasifican como procesos internos; que ocurren en el medio poroso y, procesos externos; que ocurren en la cara de la formación [1]. Los procesos internos se clasifican en:

- Procesos en la superficie del poro: depositación y remoción.
- Procesos en la garganta del poro: taponamiento y desbloqueo
- Procesos en el volumen total del poro: formación y desaparición in-situ de una costra, migración y disgregación – reacciones químicas, liberación de partículas finas por disolución química del cemento, coagulación o desintegración.

La generación de partículas en el medio poroso es causa de diversos mecanismos, entre ellos:

- Movilización hidrodinámica
- Expulsión coloidal
- Liberación de partículas por pérdida de integridad de la matriz y disolución química del cemento
- Mecanismos químicos y físico-químicos.

La retención de partículas se asocia a los siguientes mecanismos:

- Depositación superficial
- Bloqueo de la garganta del poro
- Relleno del poro y la formación de costra interna
- Formación de costra externa

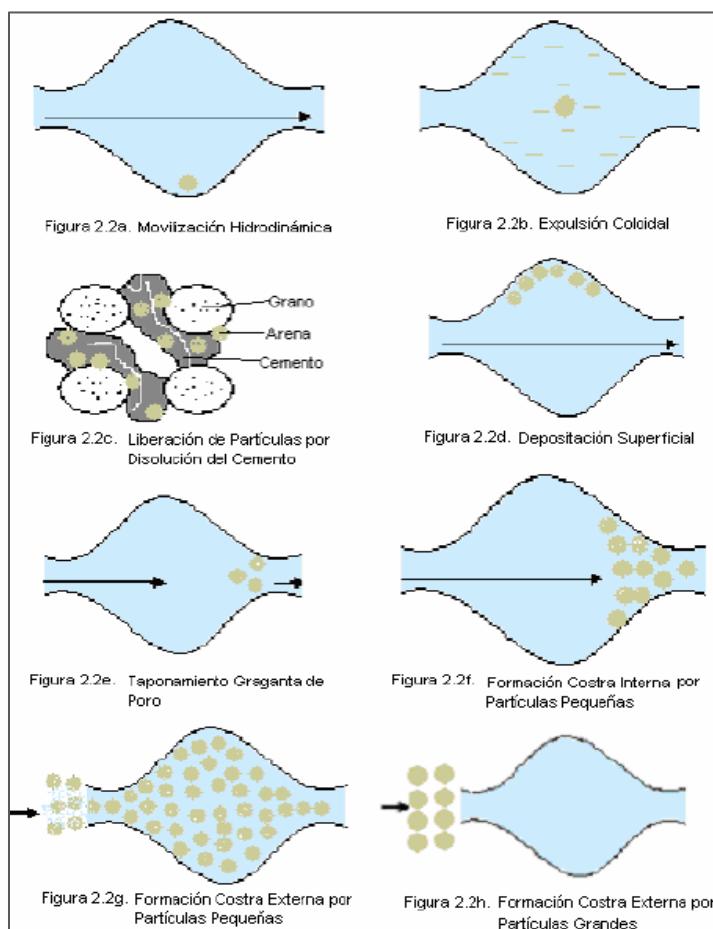


Figura 6: Procesos de Partículas. Tomado de [1]

3.1.2 Tipos De Material Particulado en el Medio Poroso

En formaciones productoras de hidrocarburos por lo general se encuentran dos tipos de finos; finos pertenecientes a material arcillosos y finos pertenecientes a material no arcilloso

- Material arcilloso:

Los minerales de arcillas corresponden a hidratos de silicatos de aluminio con patrones tetrahedrales y octahedrales en sus estructuras. En un medio poroso se encuentran cuatro tipos de arcillas: Esméctica -Montmorillonita-, Illita, Kaolinita y Clorita, cada una ocasiona problemas particulares en la formación -hinchamiento, defloculación, movilización.

- Material no arcilloso:

Finos no arcillosos tales como Cuarzo, Feldespato y otros, se remueven por efectos de cambios y desplazamiento de la fase humectante y por altos gradientes de velocidades en el medio poroso. La remoción y posterior depositación de estas partículas finas producen una disminución gradual de la capacidad de flujo de la roca que los contiene y una paulatina reducción de la capacidad de producción y/o inyección de la formación.

3.1.3 Factores que afectan la Migración de finos

En una suspensión que fluye e interactúa con partículas se generan fuerzas relacionadas a mecanismos de transporte, atracción y repulsión de partículas [1]. En cada mecanismo se presentan las siguientes fuerzas:

- Fuerzas relacionadas a mecanismos de transporte:

Las fuerzas relacionadas a este tipo de mecanismo son: Fuerza de Inercia; mantiene el movimiento de la partícula en línea recta. Fuerza de gravedad; resultado de la diferencia de densidad entre la partícula y el fluido. Fuerza centrífuga; se genera por aceleración externa. Fuerza de difusión; se presentan cuando hay presencia de partículas pequeñas que se mueven de forma irregular en el medio líquido. Fuerzas hidrodinámicas que se relacionan a fuerzas de corte y presión del fluido.

- Fuerzas relacionadas a mecanismos de atracción:

Abarca dos tipos de fuerzas presentes: fuerzas de Van der Waals; se generan por efectos electromagnéticos entre partículas y, fuerzas de fricción; se deben a la interacción partícula-superficie de grano.

- Fuerzas relacionadas a mecanismos de repulsión:

Comprende fuerzas de corte, de doble capa y de repulsión de Born que se asocian a fenómenos de interacción líquido-partícula, cargas electrostáticas y movimiento de nubes de electrones, en orden.

3.1.4 Factores que causan migración de finos

La migración de finos en yacimientos de petróleo considera el estudio de dos escenarios: interacciones químicas y fuerzas mecánicas. En la primera, se estudian las interacciones de los fluidos de formación, perforación, completamiento y estimulación. En la segunda, se estudia el efecto de las fuerzas mecánicas en las cercanías del pozo.

Algunas causas de migración de partículas se describen a continuación:

- *Altas tasas de flujo:* para cada formación existe una velocidad crítica que se considera suficiente para causar el movimiento y desprendimiento de finos.
- *Distribución del tamaño de poro y la partícula:* Las partículas cuyo tamaño sea 1/3 o mayor al tamaño del poro, no pueden entrar al medio poroso. Estas partículas pueden detenerse en la entrada y formar una torta de filtrado. Las partículas cuyo tamaño se encuentre entre 1/3 y 1/7 del tamaño de la garganta de poro tienden a formar puentes, en especial, cuando entran en simultáneo al poro. Partículas con tamaño inferior a 1/7 de las gargantas pueden transportarse con el fluido o depositarse en las paredes de los poros debido a la acción de diferentes fuerzas [2].
- *Humectabilidad:* Los finos fluyen con el fluido humectante. El fluido humectable, por lo general, se establece como agua y por tanto la presencia de este fluido tiende a ocasionar flujo de finos.
- *Intercambio iónico:* Una disminución de la salinidad representa el aumento del pH debido al intercambio iónico. Un alto pH significa un mayor potencial que amplía la cantidad de finos presentes en la superficie hasta su des-flocculación y posterior liberación de los mismos.
- *Flujo de dos fases:* La turbulencia puede ocasionar desestabilización de los finos, en especial, en la región cercana al pozo donde estos efectos se consideran mayores debido al flujo radial.
- *Tratamientos de acidificación:* Una acidificación errónea o un volumen de tratamiento incorrecto pueden crear la precipitación, la fragmentación de las arcillas y la des-consolidación debido a la excesiva disolución de la matriz.

3.2 Diagnóstico del daño

Para el estudio del diagnóstico a partir del modelo multiparamétrico se necesita de los siguientes sub-parámetros: radio crítico, concentración de aluminio, factor mineralógico, concentración de sílice y factor de aplastamiento de material propante.

- *Concentración de sílice (FBP2) y aluminio (FBP1) en el agua producida:* Estos dos parámetros se los obtiene a partir de un análisis de filtro de agua producida que se realiza en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Las concentraciones de aluminio y el sílice se consideran

importantes por ser los principales componentes de minerales migratorios directamente asociados al daño de formación por finos.

- *Factor mineralógico de arcillas (FBP3)*: Las arcillas que se encuentran asociadas a una formación pueden ser: caolinita, Illita, Esmectita, motmorillonita y clorita. En el estudio del daño de formación por finos son importantes porque son minerales que tienden a migrar o hincharse y producir daño de formación. Se puede conocer a partir de un análisis mineralógico de una lámina delgada de la roca y fotografía SEM.
- *Radio crítico (FBP4)*: se asocia a la velocidad crítica. Las partículas finas migran cuando el fluido al cual están humectadas se mueve a velocidad igual o por encima de la velocidad crítica. En otras palabras, como lo define Arteaga en su trabajo “Modelo estadístico multivariado para caracterizar el daño de formación en los campos petroleros operados por BP en Colombia” [9] el radio crítico es el radio al cual se supone empiezan a migrar partículas finas.
- *Factor de aplastamiento de material propante (FBP5)*: se relaciona con la desintegración y desprendimiento de partículas finas que se generan a partir del material propante que migran y restringen el paso de fluido.

3.3 Remediación

El daño de formación en yacimientos de hidrocarburos se puede remediar a través de diferentes metodologías. Una de las tecnologías más usadas consiste en la inyección de tratamientos ácidos a la formación con el fin de disolver partículas que generan restricciones en el flujo.

Existen tres formas de usar tratamientos de acidificación en función del grado de daño que tenga la formación [4]. El primero se conoce como lavado ácido y solo abarca una limpieza superficial de la tubería y la cara del pozo. La segunda se conoce como acidificación matricial y a diferencia del lavado ácido, se inyecta con una presión suficiente que permita la penetración del tratamiento más allá de la cara del pozo. El tercero se conoce con el nombre de fracturamiento ácido y se usa con el objetivo de atravesar la zona dañada o de estimular una formación sin daño [5]. La presión a la cual se inyecta el tratamiento supera la presión de fractura de la formación.



Figura 7: A) Acidificación matricial B) Fracturamiento ácido. Tomado de (16)

En el transcurso de los siguientes apuntes, el tema se centra en acidificación matricial en areniscas debido a que corresponde el punto de partida de la remediación de daño de formación por finos.

3.3.1 *Fluidos de Acidificación*

En 1890 se realiza la primera acidificación con el fin de remediar daño en una formación de carbonatos [4]. El tratamiento que se usa se compone de ácido clorhídrico (HCl) y el crédito se debe al químico Herman Frasch. A partir de la primera acidificación se inicia a usar diferentes tipos de tratamientos ácidos como: ácido acético, fórmico, hidroflorico, fluorhídrico y combinaciones entre ellos. Algunas de sus características se describen a continuación.

- *Ácido Clorhídrico (HCl)*

El ácido clorhídrico se conoce muy bien por su alto poder corrosivo. Se usa para disolver minerales carbonatos hecho que lo convierte en candidato perfecto para la acidificación de formaciones con contenido de calcita y dolomita [5]. Cuando se trata de acidificación de areniscas se usa en combinación de ácido fluorhídrico [6]. En la acidificación de areniscas, el ácido clorhídrico cumple con la función de reaccionar con los minerales carbonato y eliminar parte de los precipitados que se generan por la reacción de HF con distintos minerales [4].

- *Ácido Fluorhídrico (HF)*

El ácido fluorhídrico se conoce por disolver minerales silíceos [5]. Se puede usar en combinación con ácido clorhídrico disuelto en agua o salmueras específicas. En ocasiones, los precipitados productos de la reacción de HF con la mineralogía de la formación ocasionan el efecto contrario al objetivo de la estimulación. Puede que el ácido fluorhídrico disuelva el material cementante de la roca lo que genera desagregación y desconsolidación de la formación y un exceso de finos en la cara del pozo [6,7]. El uso del ácido fluorhídrico se debe hacer con precaución.

- *Ácidos orgánicos*

Entre los ácidos orgánicos más comunes se encuentran el ácido acético (CH_3COOH) y el ácido fórmico (HCOOH). Se usan en combinación con HCl, HF o una mezcla entre los dos [4]. Se consideran ácidos suaves en comparación con el poder de disolución de los ácidos convencionales HCl-HF.

Para formaciones incompatibles con el ácido clorhídrico se suele usar mezclas de HF con ácidos orgánicos como el ácido glicólico y cítrico [4,5]. Las combinaciones de HF con ácido fórmico o acético llevan el nombre de lodo ácido orgánico.

- *Ácido fluobórico (HBF_4)*

El ácido fluobórico se convierte en una alternativa de tratamiento en el año de 1981. Las características del ácido fluobórico se resumen a baja reactividad y mayor control de la reacción al ser una forma más lenta de generar HF en formación. Se lo inyecta en combinación de ácido clorhídrico a concentraciones mucho más bajas que la combinación HCl-HF.

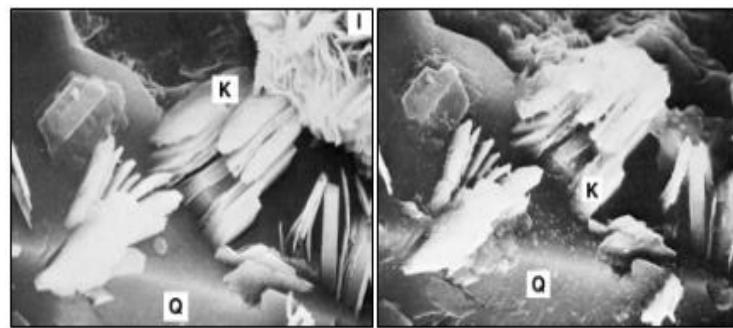


Figura 8: A) SEM antes de tratamiento B) SEM después del tratamiento. Tomado de (18)

- *Lodo ácido secuencial*

El lodo ácido secuencial actúa en la formación de forma similar que el ácido fluoborico, se genera HF una vez entra en contacto con la formación. El sistema se compone de HF y fluoruro de amonio. Aprovecha la capacidad de intercambio iónico de las arcillas. Recibe el nombre de secuencial, ya que se lleva a cabo en varias etapas, un preflujo de HCl débil seguido de la solución de fluoruro de amonio [8].

- *Ácido fluorhídrico y quelantes*

El quelante se conoce por su utilidad en la prevención de precipitados en la formación y se clasifica como un secuestrante iónico. Tiene propiedades como estabilizador de iones férricos, de calcio y aluminio, consecuencia de la reacción entre el ácido fluorhídrico con la formación. Mantiene el tratamiento estable a altas temperaturas y con variaciones de pH [9]. Entre las ventajas principales se encuentra la aplicación del tratamiento en una sola etapa.

3.4 Protocolos experimentales.

Se sabe que una prueba de desplazamiento permite caracterizar y evaluar el flujo de partículas finas en la formación de estudio antes y después de aplicar un tratamiento de remediación de finos. Entre los objetivos específicos de la prueba de desplazamiento se encuentran:

- Parametrizar la curva de permeabilidad versus el flujo de partículas.
- Evaluar la efectividad de un tratamiento para remediación de migración e hinchamiento de finos.

Se requieren cuatro fases en las pruebas:

1. *Pruebas preliminares para identificar propiedades base del núcleo de formación:* preparación de empaques, petrofísica básica, compatibilidad de fluidos, permeabilidades base, potencial zeta.

2. *Pruebas de tasa crítica.* Es la tasa de mayor caída de permeabilidad, este parámetro se determina mediante una prueba multitala donde se mantiene el caudal de inyección y se registra el cambio de permeabilidad.

3. *Inducción del daño a partir de inyección de finos.*

4. *Remediación.*

Las pruebas experimentales que se realizan para el modelamiento del diagnóstico del daño por finos son previas a las pruebas experimentales para remediación. El protocolo completo se resume a continuación:

Tabla 5: Metodología para la prueba de desplazamiento sin tratamiento. Primera etapa.

#	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparación de la muestra y los fluidos de inyección.	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío con el fin de preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas. Los fluidos de inyección se deben preparar para su aplicación sometiéndose a desaireado y filtrado.
2	Medición de K absoluta	*Calcular el valor de permeabilidad absoluta de la muestra. Se desplaza agua a través del núcleo hasta que el sistema se estabilice. 
3	Garantizar que el medio no presenta transporte de finos	*Se desplaza agua a través del núcleo en sentido contrario al desplazamiento inicial. El agua que sale a través del núcleo debe estar limpia 
4	Construcción de curvas base. Medición de Ko.	Permite la estimación de la capacidad original del crudo para fluir a través del medio poroso. Se desplaza aceite y se mide permeabilidad al aceite (Ko) a saturación reducible de agua (Swr).
5	Construcción de curvas base. Medición de Kw	Se desplaza agua y se mide permeabilidad al agua (Kw) a saturación reducible de aceite (Sor)
6	Determinación de velocidades críticas. Inyección de agua de formación a diferentes	Movilización de finos en el medio poroso, presencia de finos en el efluente y evaluación del daño -determinación de K.

	velocidades y a condiciones de yacimiento (P, T)	Se mide el caudal correspondiente a la permeabilidad efectiva del agua a Sor a diferentes caudales hasta evidenciar una caída del 20% en la permeabilidad efectiva al agua.
7	Determinación de velocidades críticas. Inyección de petróleo a condiciones de yacimiento escaladas a condiciones de laboratorio - P, T, Q-	Estudio del efecto de la movilización de finos sobre la permeabilidad efectiva al aceite-Ko. Se mide al caudal correspondiente la permeabilidad efectiva del aceite a Sor a diferentes caudales hasta evidenciar una caída del 20% en la permeabilidad efectiva al agua.
8	Determinación de velocidades críticas. Inyección de Agua Medición de Kw	Permite la estimación del cambio de la capacidad de flujo del agua en el medio poroso dañado. Se mide al caudal correspondiente la permeabilidad efectiva del aceite a Swr a diferentes caudales hasta evidenciar una caída del 20% en la permeabilidad efectiva al agua.
9	Inyección de tratamiento.	Se Inyecta un volumen poroso del tratamiento ácido en el medio.
10	Evaluación del tratamiento. Inyección de petróleo	Se desplaza aceite y se mide a un caudal específico la permeabilidad efectiva del aceite a Swr. Se repite a diferentes caudales hasta evidenciar una caída del 20% en la permeabilidad efectiva al agua.
11	Evaluación del tratamiento. Inyección de agua	Se desplaza agua y se mide a un caudal específico la permeabilidad efectiva del agua a Sor. Se repite a diferentes caudales hasta evidenciar una caída del 20% en la permeabilidad efectiva al agua.

3.5 Diagrama de Flujo

Los subparámetros del modelo multiparamétrico se obtienen como se detalla a continuación:

3.5.1 Concentración de sílice (FBP2) y aluminio (FBP1) en el agua producida:

Para obtener la concentración de sílice y aluminio se requiere de una base de datos del análisis de agua producida. En este caso se cuenta con la base de datos “TAKESA” la cual tiene un registro de la cantidad de sílice y aluminio encontradas en una muestra de agua producida. El registro se realiza por cada uno de los pozos y tiene datos en diferentes fechas, como se indica a continuación:

DATE	TIME	JOB DESCRIPTION	FLUID	Ba	B	Ni	K	Si	Na	V	Al
08-ene-05	14:10	Basic Sampling	Production Water	8,3	3,1	0,05	300	11,4	2200	<0.001	<0.001
20-jul-05	09:30	Basic Sampling	Production Water	6,46	8	<0.01	211	26,7	5892	<0.01	<0.01
21-jul-05	15:45	Basic Sampling	Production Water	3,9	7,3	<0.01	165	27,6	5080	<0.01	<0.01
13-ene-07		Basic Sampling	Production Water	9,11			184,11	0,618	6234,35	<0.0037	0,114
13-feb-07	11:00	Basic Sampling	Production Water	6,03	1,46	<0.01	265	29,2	3140	<0.01	<0.01
20-abr-07	14:00	Basic Sampling	Production Water	< 0.01	< 0.01	0,38	84	5,4	111,5	1,6	153,6
26-oct-07	15:30	Basic Sampling	Production Water	< 0.01	< 0.01	0,26	12	65,3	296	< 0.01	0,1

Figura 9: Registro de concentración de sílice y aluminio en agua producida

Debido a que hay datos en diferentes fechas se requiere realizar el siguiente procedimiento:

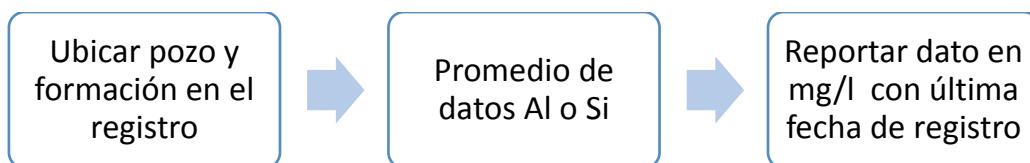


Figura 10: Diagrama parámetros FBP1 y FBP2

3.5.2 Factor mineralógico de arcillas (FBP3):

Para obtener el factor mineralógico se requiere de datos de mineralogía por pozo. Dentro de los minerales a estudiar se encuentran la Caolinita, Esmectita, Illita, Motmorillonita y la Clorita.

POZO	PROF. (pies)	ARCILLA %	CUARZO %	CAOLI %	MICAS %	CLORIT %	SMECTI %	INTERES %	OTROS %
ORI-4	6360.0	0,56	0,207	0,246	0,05	0	0	0,011	0,044
ORI-4	6407.0	0,02	0,005	0,014	0	0	0	0	0,0004
ORI-4	6438.0	1,13	0,293	0,824	0	0	0	0	0,011

Figura 11: Registro de mineralogía

El procedimiento para reportar este dato se indica a continuación:

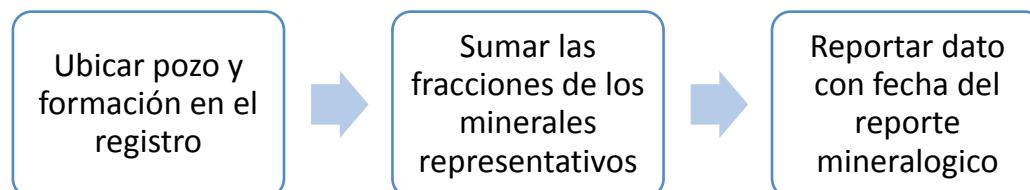


Figura 12: Diagrama parámetro FBP3

3.5.3 Radio crítico (FBP4):

Para estimar el radio crítico se requiere el histórico de producción de petróleo y agua de los pozos a analizar.

	@name()	Date	DAILYPROD	DAILYPROD	DAILYPROD	DAILY_Gas_Inj Gas_inj Kcf/d
2	CPB25ST1	09/03/1999	911,71	0	3461,96	
3	CPB25ST1	10/03/1999	3655,77	0	14177,56	
4	CPB25ST1	11/03/1999	3272,04	0	12590,98	
5	CPB25ST1	12/03/1999	4781,53	0	18695,29	
6	CPB25ST1	13/03/1999	4958,12	0	19573,53	
7	CPB25ST1	14/03/1999	3941,67	0	15330,53	
8	CPB25ST1	15/03/1999	5290,89	0	20789,87	
9	CPB25ST1	16/03/1999	3495,26	0	13403,23	
10	CPB25ST1	17/03/1999	9945,37	0	38876,35	
11	CPB25ST1	18/03/1999	9264,77	0	36770,71	

Figura 13: Histórico de producción

Se suma la producción de agua y petróleo para cada día de producción y se toma como caudal base el máximo caudal que el pozo logró producir. El caudal encontrado es un dato de entrada para el Excel “Critical Radius Estimation” el cual también requiere de datos como espesor de la formación, porosidad y saturaciones de petróleo y gas presentes en la formación.

MIGRACIÓN DE FINOS						
Velocidad Crítica:						
Vc = 16,78543 (ft/h) Vc sin ataque ácido (ft/h)						
Vc = 8,392715 (ft/h) Vc con ataque ácido (ft/h)						
Valores de Entrada						
Formación	h (ft)	So	Sg	φ (fracción)	% cont. PLT	φ efectiva (fracción)
BARCO	60	0,1	0,1	0,09	100	0,072
BARCO	40	0,15	0,1	0,09	100	0,0675
GUAD	20	0,15	0,08	0,185	100	0,14245
Ingrese Caudal Máximo al cual ha producido el pozo: BAH44						
Q = 15000 Bbl/d						
Perfil de Velocidades						
BARCO			BARCO		GUAD	
r (ft)	A (ft^2)	Q = 15000Bbl/d	A (ft^2)	Q = 15000Bbl/d	A (ft^2)	Q = 15000Bbl/d
0,35	9,612378	365,1541793	6,00773625	584,2466869	6,339274288	553,6911389
1	27,140832	129,3254385	16,96302	206,9207016	17,8991274	196,098945
2	54,281664	61,66971026	23,02604	102,4603608	36,7082548	68,01017241

Figura 14: Excel “Critical Radius Estimation”

Una vez los datos de entrada son suministrados, el Excel permite encontrar el radio crítico como la intersección entre la velocidad crítica y la curva de velocidad $V(\text{ft}/\text{h})$ vs radio $r(\text{ft})$.

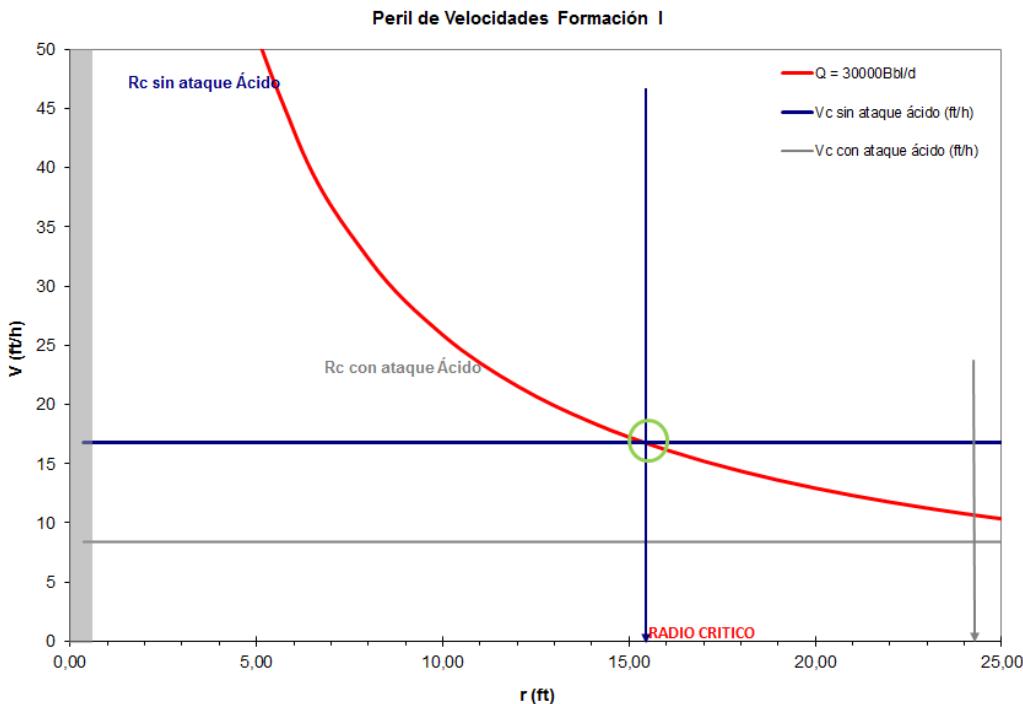


Figura 15: Estimación del radio crítico

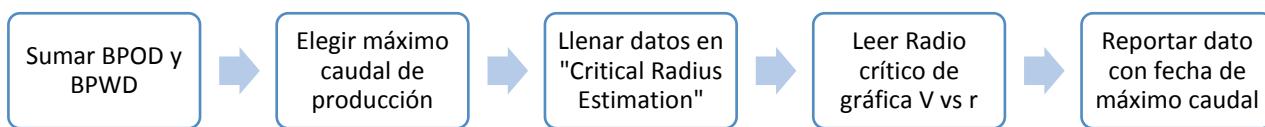


Figura 16: Diagrama parámetro FBP4

3.5.4 Factor de aplastamiento de material propante (FBP5):

Para obtener el factor de aplastamiento de material propante se requiere de un registro sobre volúmenes bombeados de material propante y de pruebas de aplastamiento de propante.

A	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y		
1																									
2	Well	Formation	Top of Perfs	Bottom of Perfs	TVD Top	Res. Pressure	Fluid	Volume	Fluid	Volume	Fluid	Pad Type	Proppant 1 Volume	Proppant 2 Volume	Proppant 3 Volume	Proppant Total									
3			ft.	ft.	ft.	psi		bbls		bbls		bbls		lbs	lbs	lbs									
4	BAZ12	Mirador II / IV	15.140	15.339	14.425	5.100	SF	4000	350			SF	4000.0	270	20-40	12.800	16-20	5.300				10.100	1398		
38	CPA1	Upper Mirador	12.510	12.644	12.329																		0		
39	CPEXP1	Lower Mirador	15.940	15.990	14.879	6.050	VIK	4000	442			VIK	4000.0										742.56		
40	CPQ6	Barco	15.040	15.140	14.782	6.400	SF	4000	595			SF	4000.0	800	20-40								62.000	3398.6	
41	CPQ6	Guadalupe	15.460	15.597	15.181	5.300	SF	4500	700			SF	4500.0	1.616	20-40	52.800	16-20	99.000	14-20	44.200	198.000		6171		
42	CPQ6	Upper Mirador	13.950	14.100	13.744	6.200																	40.300		
43	CPS16	Barco	15.914	15.985	15.577	6.000	SF	5000	765			SF	5000.0	2.510	20-40	127.000	16-20	95.000	14-20	40.000	262.000		9136.5		
44	CPS16	Upper Mirador	14.962	15.022	14.698	5.500	SF	5000	938			SF	5000.0	1.428	20-40	117.000	16-20	88.000	14-20	43.000	228.000		6253.8	7.789	
45	CPS26	Upper Mirador	13.705	13.765	13.248	5.350	SF	4500	854			SF	4500.0	2.363	20-40	165.000	16-20	119.000	14-20	27.000	311.000		8703.06		
46	CPSurXL4	Lower Mirador	16.405	16.430	15.245	4.000	SF	4500	500			SF	4500.0	1.000	20-40	49.500	16-20	17.500					67.000	3945	

Figura 17: Registro de material bombeado

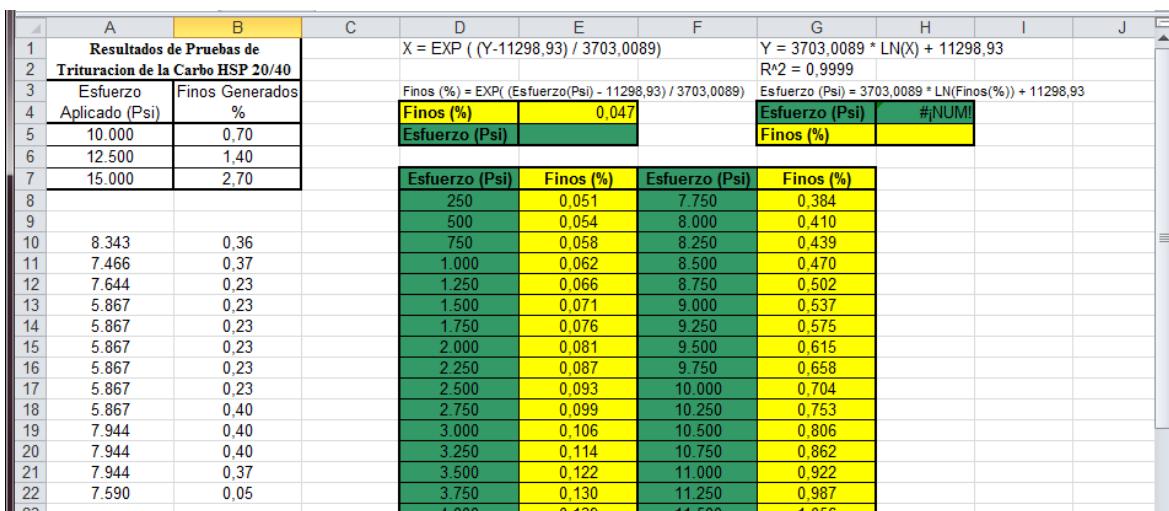


Figura 18: Pruebas de aplastamiento de material propante

Se debe organizar un excel con la siguiente información:

- Pozo
- Fecha
- Formación
- TVD (ft)
- Presión de yacimiento a la fecha más actual posible (psi)
- Total de libras de material bombeado (lbs)
- Esfuerzo (psi/ft)
- % Finos por aplastamiento de una muestra de propante; se lo obtiene a partir de los modelos encontrados por estudio de aplastamiento de material propante en función de la profundidad y el esfuerzo.
- Promedio % Finos formados
- Libras de finos producidas (lbs), que se obtiene como la fracción de finos que se generan del total de libras de polímero bombeado

1	Well	Fecha	Formación	TVD Top of Perfs (ft)	Pr (psi)	Total gel bomb (lbs)	Esfuerzo (psi/ft)	%Finos Bauxita 20/40	%Finos Bauxita 16/20	14/20	%Finos Carbolita 20/40	%Finos Carbolita 16/20	%Finos Carbo 20/40	Carbo 16/30	Carbo 16/20	Promedio %Finos	Finos (lbs)	
2	BAA23	31-dic-98	Barco	14.666	5.000	60												
3	BAB2ST	24-jul-98	Mirador IV	14.701	5.100	75,6												
4	BAB6	26-feb-99	Mirador IV / V / VI	14.581	5.100	113												
5	BABA2ST	01-agosto-98	Mirador II	14.600	5.100	79,6												
6	BABA33Z	09-ene-01	Mirador IV	14.593	5.036	16,5	0,1767185	0,005998755	0	0	0	3,567141511	0,094906537	0,050665	1,1995011	0,6147766	0,1014381	
7	BABA33Z	26-abr-01	Mirador IV	14.593	4.800	19,7												
8	BABA33Z	06-mayo-98	Mirador VI	14.748	5.036	57,6	0,204903	0,010945876	0	0	0	4,506418918	0,106969158	0,0779789	1,3074307	0,7512179	0,4327015	
9	BABA38	28-oct-98	Mirador II	14.591	5.320	46												
10	BABA38	20-oct-98	Mirador IV	14.725	5.320		0,266391	0,0294448	0	0	0	6,415887614	0,136424914	0,1585287	1,5577085	1,1327534	0	
11	BABA40	10-ene-03	Mirador II	14.633	4.750	16	0,3126026	0,052749372	0	0	0	1,572148864	7,797499089	0,16267725	0,2407991	1,7681759	1,4492562	0,231881
12	BABA40	05-mar-01	Mirador IV	15.344	4.800	32	0,3403912	0,08723258	0	0	0	2,376474332	9,172629693	0,193821265	0,3453732	2,0058874	1,7726773	0,5672567
13	BAC427	30-ene-98	Mirador VI	14.795	5.200	40,8												
14	BAD212	10-oct-98	Mirador II / III / IV	14.659	5.100	31												
15	BAD212	15-nov-96	Mirador IV	14.811	5.100	2,5												
16	BAD24	12-abr-98	Mirador II / V	14.819	5.300	6,7												
17	BAD24	19-feb-97	Mirador IV	14.860	5.200	1												
18	BADD17	17-dic-03	Mirador II	14.604	4.450	22	0,255289	0,024282109	0	0	0	0,5230176	6,003831518	0,129448801	0,1380639	1,4999304	1,0398218	0,2287608
19	BADD22	22-sep-03	Mirador II	14.733	4.450	24,7												
20	BADD22	01-ene-01	Mirador II / III / IV	14.729	4.800	16												

Figura 19 Proceso para obtener FBP5

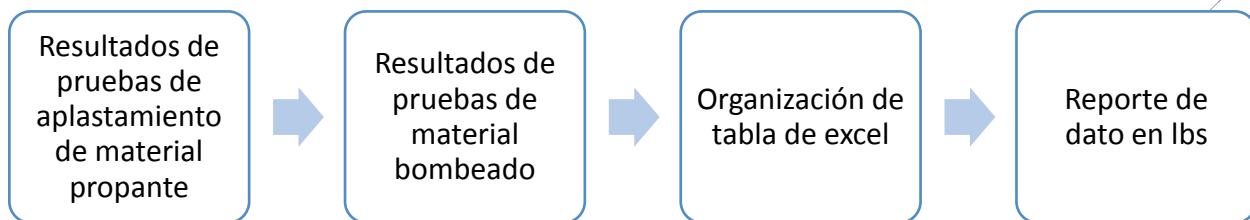


Figura 20: Diagrama parámetro FBP5

3.6 Glosario de palabras técnicas.

- *Factor mineralógico de arcillas (FBP3)*: Factor relacionado a arcillas migratorias o hinchables que generan daño de formación por finos.
- *Radio crítico (FBP4)*: el radio al cual empiezan a migrar partículas finas.
- *Factor de aplastamiento de material propante (FBP5)*: se relaciona con la desintegración y desprendimiento de partículas finas que se generan a partir del material propante que migran y restrigen el paso de fluido.
- *Velocidad crítica*: Velocidad a la cual inician a migrar finos

3.7 Referencias

- [1] Civan F. Chapter 8, Particulate Processes in Porous Media. Reservoir Formation Damage. Gulf Publishing Co; 2000.
- [2] Muecke T. Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media. SPE 7007. 1976.
- [3] Bennion DB. An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations. JCPT. 2002;41–11.
- [4] Kalfayan L. Production Enhancement with Acid Stimulation. 2nd ed. Patterson M, editor. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation; 2008.
- [5] Economides MJ, Nolte KG. Reservoir Stimulation. 3rd ed. Kapitan E, editor. Sugar Land, Texas: John Wiley & Sons Ltd; 2000.

- [6] Bolaño Argüello JA, Miguel Pinto JF. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas. Universidad Industrial de Santander; 2009.
- [7] Peréz Clavijo JG, Súarez Rivera JC. Simulación de una acidificación en una matriz de arenisca. Universidad Nacional de Colombia; 1990.
- [8] Armirola F, Machacon M, Pinto C, Milne A, Lastre M, Miquilena E. Combining Matrix Stimulation and Gravel Packing Using a Non-acid Based Fluid. Soc Pet Eng SPE 143788. 2011.
- [9] Nasr-El-Din HA, Dana H, Tomos V, Stanitzek T, Alex A. Field Treatment to Stimulate an Oil Well in an Offshore Sandstone Reservoir Using a Novel , Low Corrosive , Environmentally Friendly Fluid. Soc Pet Eng SPE 168163. 2014.

4. Desarrollo del módulo de diagnóstico del daño de formación por precipitación de asfaltenos

INTRODUCCIÓN

Debido a muchos factores los asfaltenos son complejos moleculares de alto peso molecular que ocupan grandes volúmenes y poseen altas viscosidades. Esta definición genera muchos debates al momento de definir las propiedades químicas y físicas de los asfaltenos pero permite indagar, proponer y evaluar metodologías y tecnologías de caracterización mucho más precisos. La presencia de asfaltenos puede ocurrir en serios problemas en el aseguramiento de flujo, la productividad disminuye y los costos de mantenimiento se incrementan. La reducción de porosidad, cambios de permeabilidad y humectabilidad son los daños más comunes en la formación (1–3), cambios en la viscosidad, aumento del peso molecular y taponamiento de líneas de producción son problemas frecuentes en superficie (1,4,5).

La sola presencia de asfaltenos en el crudo no es sinónimo de daño de formación. En un estado inicial, los asfaltenos se encuentran estables en el sistema roca – fluido y no forman depósitos en la estructura porosa. Los cambios en presión, temperatura, composición y flujo pueden inducir a cambios en el comportamiento de los asfaltenos, propiciar la formación de precipitados que luego se depositan (6,7).

Evaluar la magnitud del problema por deposición de asfaltenos no es una tarea sencilla. Inicialmente el ingeniero de yacimientos debe identificar la localización de los depósitos de asfaltenos (en la formación y las cercanías del pozo, en equipo de subsuelo y superficie, en tanques de separación y líneas de producción). A seguir debe evaluar las características del fluido y las propiedades físicas de la formación y su relación con la estabilidad de los asfaltenos, por último debe emplear un modelo termodinámico para encontrar la cantidad de asfaltenos precipitados y su comportamiento con la presión, temperatura y composición. Las técnicas recomendadas para evaluar la estabilidad de los asfaltenos en la formación incluyen: índice de inestabilidad coloidal (CII), gráfico de Boer, análisis de estabilidad de Stankiewicz e índice de relación cruzada (SCP). Por último, emplear un modelo termodinámico para encontrar la envolvente de precipitación de asfaltenos y su comportamiento con la presión, temperatura y composición.

En este proyecto el diagnóstico involucra una herramienta estadística de predicción para evaluar propiedades físicas del fluido (temperatura, composición del fluido, gravedad API, análisis SARA, nivel de saturación del fluido, presiones de saturación, concentración de resinas, entre otras) sobre la estabilidad de los asfaltenos en el yacimiento. El método aplicado identifica las variables de mayor peso estadístico y asigna un valor en la escala de riesgo. Cuando el nivel de riesgo es cero, no hay problemas de precipitación, en caso contrario, cuando el nivel de riesgo es alto, existe alta probabilidad de deposición de asfaltenos y un aumento del daño de formación.

4.1 EL PETRÓLEO.

El petróleo es una mezcla de múltiples compuestos orgánicos con presencia de algunos compuestos no orgánicos como el azufre, nitrógeno y el oxígeno y en trazas pequeñas metales como el hierro, zinc y níquel. A la mezcla de compuestos orgánicos se le conoce como “hidrocarburos”, término que hace referencia a los compuestos formados solo por átomos de carbono e hidrógeno.

El número de compuestos presentes en el petróleo es desconocido por ello se les clasifica en 4 grupos bien definidos, a saber: Saturados -incluyen las parafinas-, Aromáticos, Resinas y asfaltenos; a este conjunto se le llama SARA, en donde los compuestos se clasifican según el grado de solubilidad y polaridad. En el análisis SARA, la fracción de saturados contiene el material no polar y los aromáticos las estructuras polares. Los asfaltenos y resinas son compuestos de alto peso molecular con componentes polares, se diferencian entre sí debido a que los asfaltenos son insolubles en n-pentano o n-heptano (8). En la Figura 17, se muestra el esquema típico de separación por el método SARA.

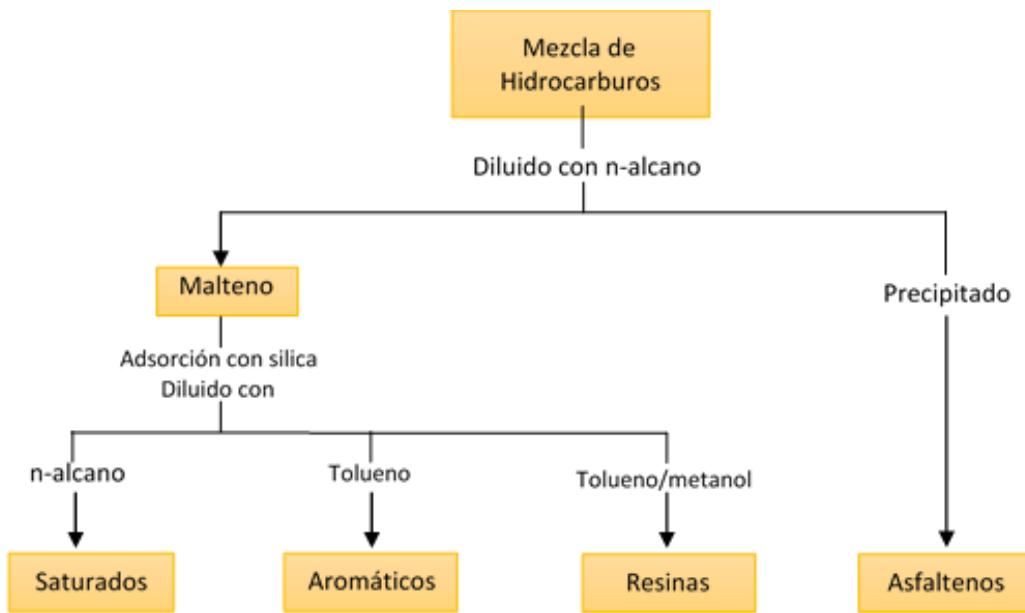


Figura 21: Esquema Típico de separación de hidrocarburos en fracciones SARA.

4.2 ASFALTENOS: DEFINICIÓN, FORMACIÓN Y CARACTERIZACIÓN

4.2.1 Definición.

“El contenido de asfaltenos del petróleo es el porcentaje por peso libre de parafinas insoluble en heptano pero soluble en tolueno” - Standard IP 143-. Debido a muchos factores los asfaltenos son complejos moleculares de alto peso molecular que ocupan grandes volúmenes y poseen altas viscosidades (9).

La molécula de asfalteno describe un sistema de núcleo aromático que contiene heteroátomos de oxígeno (1.5 wt% aprox.), nitrógeno (1.1 wt% aprox.) y azufre (7 wt% aprox.) sobre estructuras policíclicas como muestra la Figura 18. La composición elemental de los asfaltenos muestra una relación carbonos aromáticos próxima al 50 % (10). La literatura registra dos tipos de estructuras: la estructura en forma de archipiélago y la estructura en forma de isla. La segunda arquitectura es común en petróleo crudo y explica la formación de agregados asfalténicos en el petróleo. Las técnicas de resonancia magnética nuclear, espectroscopía Raman, imágenes moleculares, TRFD ayudan a identificar este tipo de estructuras (11,12).

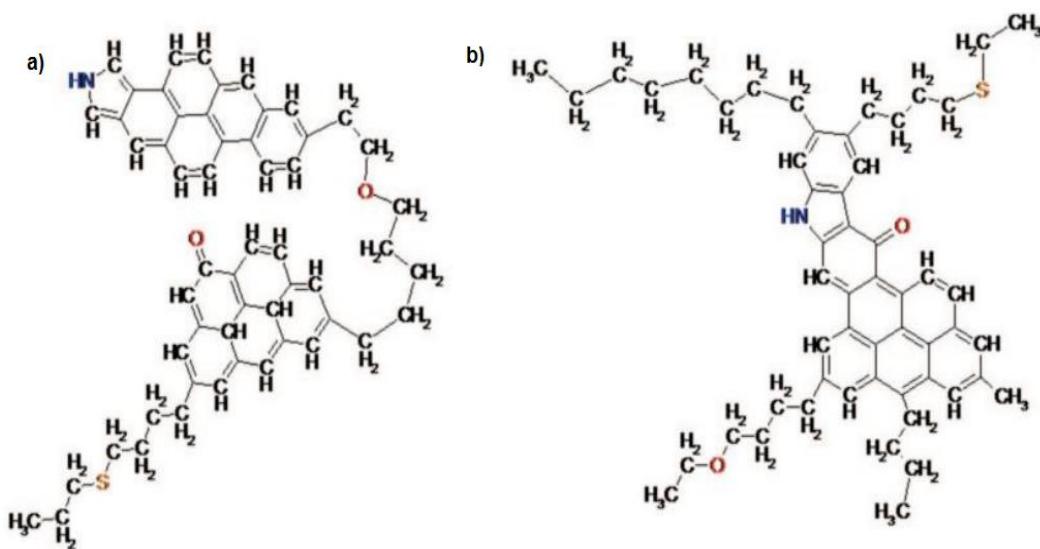


Figura 22: Estructura molecular de los asfaltenos. a) Forma de archipiélago. b) Forma de isla. (Kuznicki et al., 2008).

El peso molecular de los asfaltenos es uno de los temas más controversiales debido a las diferencias que existe entre una molécula de asfalteno a otra, se precisan rangos hasta de 10^9 g/mol. El peso molecular del asfalteno es una variable compleja de describir, debido a la presencia de estructuras orgánicas y no orgánicas identificadas en su interior. Las técnicas más comunes para registrar el peso molecular incluyen: espectroscopia iónica de masas (~ 700 g/mol), presión de vapor osmometrica ($\sim 4,000$ g/mol) y cromatografía molecular ($\sim 10,000$ g/mol) (13–16). Sin embargo la tendencia de los asfaltenos a adsorber y agregarse con otras estructuras no permiten realizar curvas de calibración y ajuste generales (9,15–19).

Tabla 6: Propiedades de los asfaltenos que han sido resueltas en los últimos años. (12)

	Rango reportado hasta 1998	Rango reportado hasta 2014	Rango de distribución 2014
Peso Molecular	10^3 a 10^9	750 g/mol	400 – 1000
Numero de PAHs en una molécula de asfaltenos	1 a 20	1 dominante	Pequeñas fracciones de masa con 0,2,3,... anillos
Numero de anillos fusionados por PAH en el asfalteno	2 a 20	7	4 - 10
Numero de agregación de nano agregados	10 -100	< 10	4 - 10
Concentración critica de nano clúster en el asfalteno	50 mg/L a 5 g/L	100 mg/L	50 – 150 mg/L

Concentración de formación de clúster asfalténicos	----	Aprox. 3 g/L	2 – 5 g/L
Tamaño de los a clúster	----	6 nm para pequeños clúster	Depende de la temperatura y concentración
Rol de las resinas en nano agregados de asfaltenos	No necesariamente.	Aprox. 15% de los nano agregados son resinas, las resinas no son surfactantes	Depende de la definición.

4.2.2 Formación

La formación de los asfaltenos está particularmente ligado a la formación del bitumen de petróleo. El material orgánico se somete a diferentes procesos geológicos (diagénesis, catagénesis, metagénesis) durante millones de años en el que estructuras orgánicas, como el kerógeno, se rompen en fracciones más livianas. Tissot y Welte (20), describe que los hidrocarburos que fueron sometidos a altas condiciones de presión y temperatura muestran estructuras de menor peso molecular (hidrocarburos gaseosos y líquidos livianos), y los hidrocarburos que se sometieron a diagénesis temprana, presentan cadenas largas y pesadas con alto índice de aromaticidad (asfaltenos).

La Figura 19 detalla el proceso que sufre el hidrocarburo y describe los diferentes tipos de crudo que puedan contener asfaltenos. En general los crudos con presencia de asfaltenos que contienen menos del 10% de parafinas y menos del 20% de contenido nafténicos, con un rango de aromáticos intermedios del 10% al 40 %.

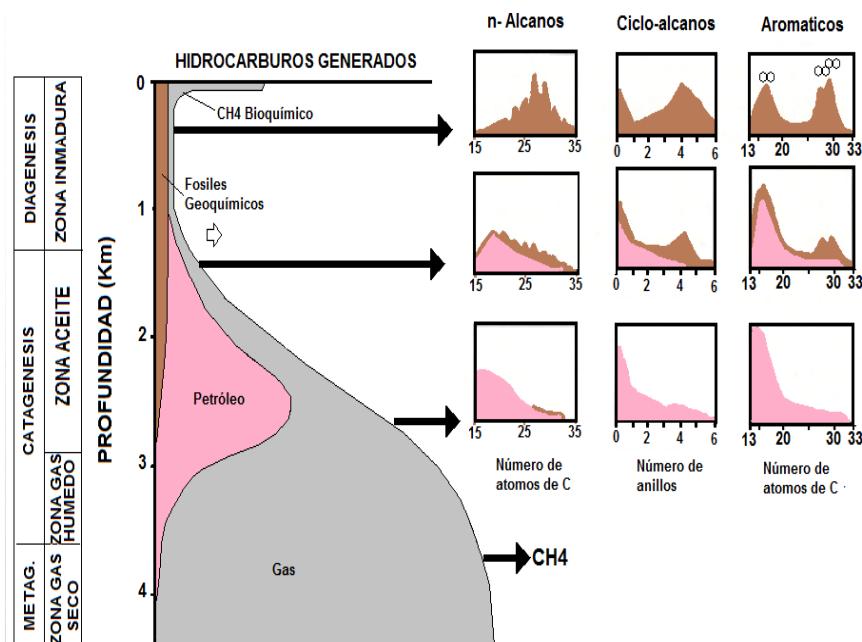


Figura 23: Esquema general formación de hidrocarburos (20).

4.2.3 Agregados Asfalténicos.

Los agregados asfalténicos son estructuras de alto peso molecular que tienden a separarse de la fase líquida y precipitarse por efecto de las fuerzas brownianas y de gravedad. Los agregados asfalténicos resultan de la asociación de varias moléculas de asfalteno. Las fuerzas de interacción del tipo: Van der Waals, de dispersión, de inducción, electroestáticas, puentes de hidrógenos y apilamiento aromático, facilitan la formación de agregados.

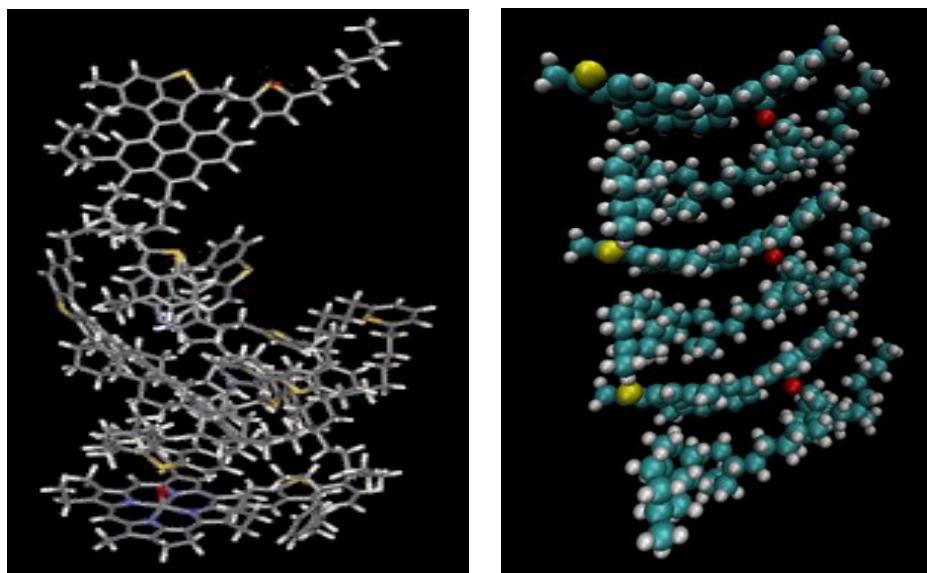


Figura 24: Aglomerado de asfaltenos. Izquierdo, apilación amorfica; Derecha apilación en paralelo tomado de www.oilshalesands.utah.edu, The university of Utah.

La presencia de heteroátomos no facilita apilar los compuestos aromáticos, por lo general se forman estructuras amorphas diferentes a las estructuras largas descritas por el apilamiento aromático como se ilustra en la Figura 20. Diferentes autores consideran que los puentes de hidrógeno originados por interacciones entre grupos funcionales de OH, NH, y COOH en cada molécula de asfalteno facilitan la aglomeración de estructuras polares en las que se incluyen las resinas.

4.2.4 Presencia de Resinas.

En la Figura 21, Las partículas formadas por la asociación de moléculas de asfaltenos se encuentran en equilibrio con asfaltenos desasociados, las resinas actúan como un dispersante natural y pueden asociarse con partículas de asfaltenos pero no con otras resinas y las resinas asociadas con los asfaltenos forman un equilibrio dinámico con las resinas no asociadas. De la misma forma, los aromáticos actúan como solventes en la matriz asfaltenica mientras que los saturados actúan como no solventes y estimulan su agregación y precipitación. En este sistema los asfaltenos se encuentran

suspendidos en un delicado balance que puede ser perturbado por un incremento de saturados o una reducción de las resinas y/o aromáticos.

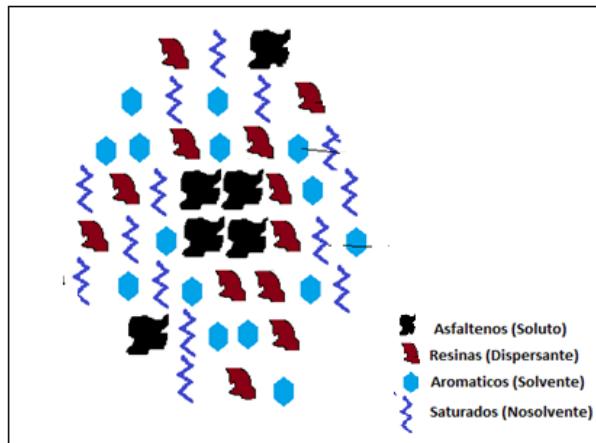


Figura 25: **Modelo físico del petróleo.**

Las resinas juegan un papel importante en la estabilización de los asfaltenos. La agregación puede conducir a un aumento en la solubilidad, siempre y cuando el tamaño de las partículas sea menor al tamaño crítico de sedimentación (13). El grado de peptización decrece si las resinas tienen preferencia de disolución en el aceite o al adicionar algún solvente. En ambientes con altas concentraciones de resinas y/o aromáticos el crudo no tiene o genera pocos problemas de precipitación de asfaltenos.

Los asfaltenos son conocidos por influenciar muchos procesos aplicados a las operaciones de producción de petróleo. Por ejemplo, en los procesos de producción primaria, los asfaltenos promueven la formación de compuestos sólidos lo que podría generar taponamiento de poros en la matriz de yacimiento. La cantidad precipitada máxima de asfaltenos varía según las condiciones del fluido y el medio. En teoría, al realizar curvas de precipitación para asfaltenos puros se obtiene un mayor valor de asfaltenos precipitados en comparación a la cantidad precipitada de una mezcla resina-asfalteno. Esto debido a que los asfaltenos inestables forman agregados y al momento de depositarse ocupan menos sitios activos en la superficie de la roca (Figura 23). La cantidad máxima de asfaltenos precipitados depende de la concentración de asfaltenos asociables y la concentración de resinas y aromáticos en el medio.

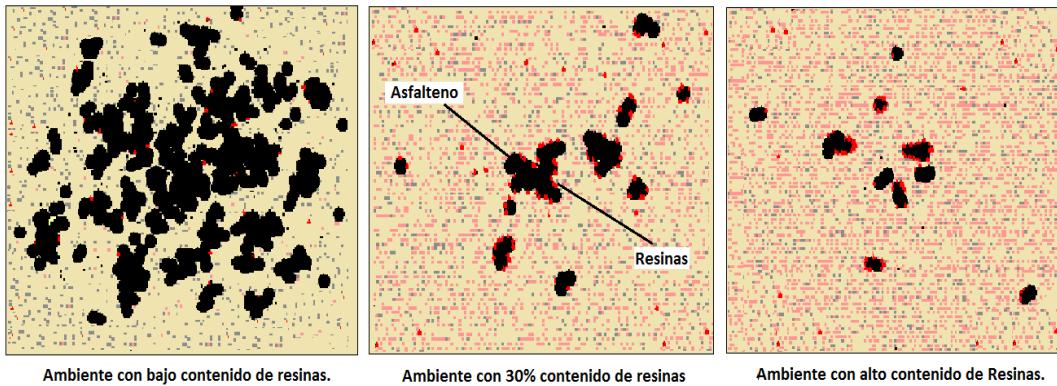


Figura 26: Riesgo de precipitación de asfaltenos por peptización de resinas

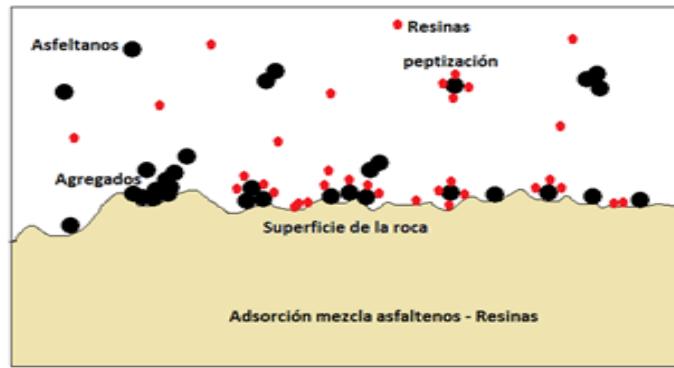


Figura 27: Precipitados de asfaltenos en una mezcla Asfaltenos – Resinas sobre la formación.

4.2.5 Solubilidad de los Asfaltenos:

El fenómeno de solubilidad de los asfaltenos se generaliza en tres categorías de equilibrio (13):

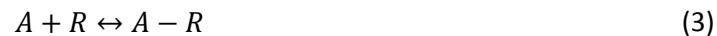
- Solubilidad o distribución entre las fases líquido y asfaltenos.



- Agregación o asociación de moléculas de asfalteno.



- Interacción/solubilización con las resinas



La agregación puede conducir a un aumento en la solubilidad, siempre y cuando el tamaño de las partículas sea menor al tamaño crítico de sedimentación (13). El grado de peptización decrece si las resinas tienen preferencia de disolución en el aceite o se adiciona un solvente en la mezcla.

En la Figura 24, los líquidos que precipitan asfaltenos (no-solventes) tienen un parámetro de solubilidad igual o por debajo del metilciclohexanona. De tal forma que, si una muestra de crudo

que contiene asfaltenos se mantiene por encima del parámetro de solubilidad de floculación (δ_f), los asfaltenos de este crudo estarán en solución. El parámetro de solubilidad de floculación debe determinarse con mezclas de solventes y no-solventes en una técnica de extrapolación o dilución infinita en el crudo.

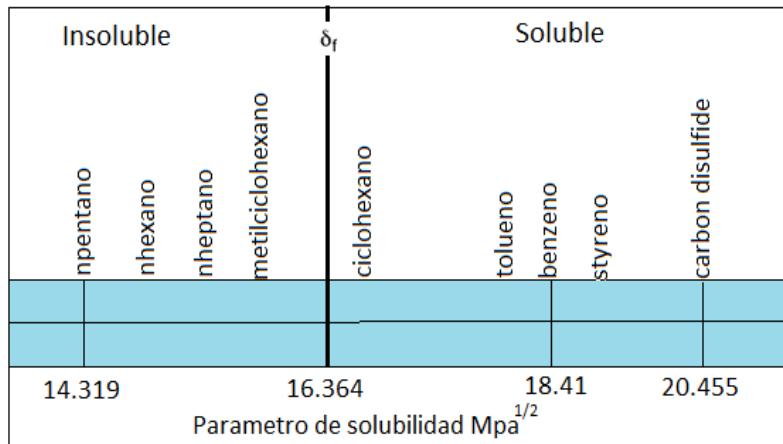


Figura 28: Parámetro de solubilidad en solventes y no solventes en una muestra de crudo.

El concepto del parámetro de solubilidad (6,21) se describe como el cambio en la energía cohesiva de la siguiente forma:

$$\delta^2 = \frac{\Delta U}{v} \quad (4)$$

Donde U es la energía interna de vaporización y v es el volumen molar.

En artículos más recientes (16,22–24), el parámetro de solubilidad se calcula como

$$\delta^2 = \frac{\Delta H_{vap} - RT}{v_{liq}} \quad (5)$$

Las ecuaciones cubicas predicen el comportamiento de la energía interna en función de los parámetros de interacción de las moléculas. Para la ecuación de Peng – Robinson el parámetro de solubilidad se calcula de la forma:

$$\delta_L^2 = \frac{\sqrt{2}}{4bv} \left(a - T \frac{da}{dT} \right) \left[\ln \left(\frac{v + b(\sqrt{2} + 1)}{v - b(\sqrt{2} - 1)} \right) \right] \quad (6)$$

Donde a y b corresponde al termino atractivo y co-volumen respectivamente.

El valor del parámetro de solubilidad de los asfaltenos es realmente una incertidumbre, debido a las diferencias en definición y procedimientos experimentales para obtenerlo. A continuación se

muestran algunos registros de literatura los cuales valores del parámetro de solubilidad de los asfaltenos:

- Hirschberg *et. al.* (1984) reporta parámetros de solubilidad de los asfaltenos de 19.5 [$MPa^{0.5}$] con correcciones en función de la temperatura. Hirschberg (6) introduce el concepto de solubilidad de los asfaltenos como una aproximación termodinámica del modelo de Flory-Huggins al clasificar a los asfaltenos como moléculas poliméricas. El fenómeno de solubilidad está asociado a tres fenómenos de equilibrio (13): La agregación se limita a un tamaño de nanoagregados de asfaltenos. La interacción de las resinas o peptización asume que las moléculas se encuentran en solución y el grado de solubilidad de los asfaltenos el cual decrece si las resinas son disueltas preferencialmente por el aceite.
- Lian (1994) usa la definición de miscibilidad de los asfaltenos en varios solventes y obtiene rangos para el parámetro de solubilidad entre 17.6 a 21.3 [$MPa^{0.5}$].
- Yarranton y Masliyah (1996) determina el parámetro de solubilidad por correlaciones en función del contenido de asfaltenos, tolueno y heptano en un rango de 19 a 21 [$MPa^{0.5}$].
- Anderson (1999) investiga la relación entre volumen de asfaltenos precipitados y el volumen de una muestra de crudo y en base a sus resultados obtiene parámetros de solubilidad entre 19 y 22 [$MPa^{0.5}$] a condiciones ambientales.
- Wang y Buckley (2001) usa el volumen molar de los asfaltenos y el parámetro de solubilidad como parámetros de ajuste en su modelo de solubilidad. El parámetro de solubilidad ajustado tiene un rango de 20 a 20.5 [$MPa^{0.5}$].
- Verdier (2006) usa la energía interna y la densidad de las moléculas de asfaltenos para determinar parámetros de solubilidad entre 20 y 23 [$MPa^{0.5}$].
- Panter y Veytsman (2015) corrigen las correlaciones de van Krevelen (1981) para obtener el parámetro de solubilidad del asfalteno en función de las caracterizaciones atomísticas del crudo. El parámetro de solubilidad obtenido muestra un rango entre 20 y 24 [$Mpa^{0.5}$] y diferencia los asfaltenos obtenidos del crudo y asfaltenos obtenidos de asfaltos.
- Buckley en 1998 (25,26) improvisa un modelo de solubilidad de los asfaltenos como una función del índice de refracción (F_{RI}) en donde evalúa el parámetros de solubilidad para diferentes tipos de asfaltenos (Ecuación 7).

$$\delta_A = 52.042F_{RI} + 2.904 \quad (7)$$

El método de Fan y coautores (27), relaciona el índice de refracción como una función del SARA del aceite por medio de la siguiente función:

$$F_{RI} = 0.001452 * S + 0.0014982 * A + 0.0016624 * (R + As) \quad (8)$$

- Wang & Civan (28) describe que; el parámetro de solubilidad de los asfaltenos varía según las concentraciones de solvente y el tiempo de reacción y se puede obtener en función de la temperatura por medio de la siguiente expresión:

$$\delta_A = 20.04(1 - hT) \quad (9)$$

Donde T es la temperatura del sistema y h parámetro experimental de corrección diferente para cada muestra de crudo.

- La correlación de Van Krevelsen (29) estudia la posibilidad de obtener el parámetro de solubilidad promedio por medio de las contribuciones de sus átomos y la relación de aromaticidad. El parámetro de solubilidad para una molécula de asfalteno promedia está dada por:

$$\delta_A = 2.045 * \frac{7.0 + 63.5f_a + 63.5 \left(\frac{H}{C}\right) + 106 \left(\frac{O}{C}\right) + 51.8 \left(\frac{N + S}{C}\right)}{-10.9 + 12f_a + 13.9 \left(\frac{H}{C}\right) + 5.5 \left(\frac{O}{C}\right) + 2.88 \left(\frac{N + S}{C}\right)} \quad (10)$$

La aplicación de la Ecuación (10) requiere de un análisis elemental, en donde se registre las relaciones atomísticas H/C, O/C, N/C y S/C. f_a es la fracción de aromaticidad para la muestra de asfaltenos. La Figura 25 muestra el comportamiento del parámetro de solubilidad de los asfaltenos, saturados, aromáticos y resinas en función de la relación H/C.

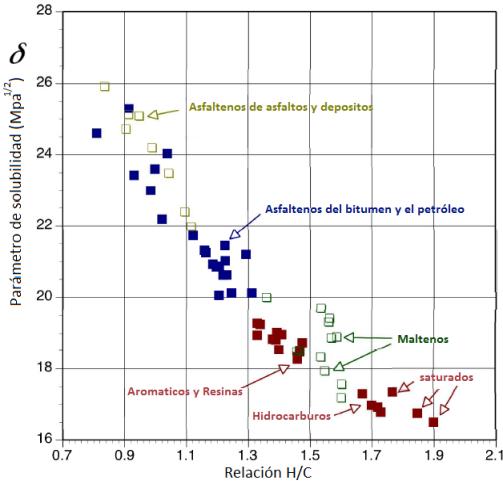


Figura 29: Parámetro de solubilidad, δ [$Mpa^{0.5}$], para asfaltenos y fracciones bituminosas.

4.3 ESTABILIDAD DE LOS ASFALTENOS.

Boer, en 1995, explica que los asfaltenos requieren cierto grado de sobresaturación antes de que el precipitado aparezca, de lo contrario muchas de las operaciones de producción serían imposibles de realizar puesto que las instalaciones de superficie se obstruirían en poco tiempo. La precipitación depende de una serie de factores, como el tiempo, la temperatura, la turbulencia y el medio en el que se precipitan. Los cambios relativos de la solubilidad debido a la caída de presión permiten incrementar la cantidad de precipitados asfalténicos. Los cambios en temperatura afectan muy poco la solubilidad de los asfaltenos.

Los índices de estabilidad coloidal descrito por Yen en 2001 (7), pronostica la estabilidad por medio de las relaciones Resinas/asfalteno. Se calcula en base a las fracciones SARA del petróleo, usando la siguiente relación:

$$CII = \frac{\% \text{saturados} + \% \text{Asfaltenos}}{\% \text{Resinas} + \% \text{Aromaticos}} \quad (11)$$

Cuando el índice de estabilidad coloidal CII, es menor que 0.7 los asfaltenos se encuentran estables en el petróleo, si la relación es mayor a 0.9 los asfaltenos se encuentran inestables. Esta relación solo muestra cierto grado de confiabilidad y no debe usarse como herramienta predictivas

La cantidad precipitada máxima de asfaltenos varía según las condiciones del fluido y el medio. El criterio de estabilidad se convierte en una herramienta de predicción (30), en la que es posible evaluar el índice de daño en el yacimiento según las condiciones de presión. A continuación se describen las variables que afectan la estabilidad de los asfaltenos y los modelos estadísticos para predecir la estabilidad.

4.3.1 Reversibilidad

La precipitación de asfaltenos se considera un proceso reversible con los cambios de presión, sin embargo el efecto con la temperatura no es totalmente claro. A bajas temperaturas la cinética de agregación de los asfaltenos es lenta. Algunos autores prefieren tomar el proceso de agregación como un efecto parcialmente reversible (7), especialmente en condiciones por debajo del onset de precipitación.

Una de las consideraciones de reversibilidad más comunes ocurre a escala de laboratorio, en donde los asfaltenos se disuelven completamente en solventes orgánicos. La otra aproximación se basa en que los agregados de asfalto son coloides suspendidos en el crudo y se estabilizan por adsorción de resinas. El proceso de adsorción ocurre de forma mecánica o por atracción electrostática. Estas perspectivas de reversibilidad implican la creación de modelos termodinámicos que pueden ser usados para entender el comportamiento de los asfaltenos en su ambiente natural y valorar el efecto de precipitación en sistemas de tipo líquido-sólido y/o líquido-líquido

4.3.2 Efecto de la Presión Sobre la Precipitación.

El efecto de la presión es más pronunciada en cercanías al punto de burbuja. Los asfaltenos se estabilizan a altas presiones hasta el punto de presión *onset*, en donde la concentración de asfaltenos se hace cero. Al disminuir la presión durante el proceso de producción de petróleo, el volumen relativo de la fracción de componentes ligeros aumenta y la solubilidad del asfalto en el crudo disminuye, y empieza el proceso de floculación. En la Figura 26 se muestra el comportamiento de la presión sobre una muestra de petróleo. Se distingue un aumento del contenido de asfaltenos a medida que la presión desciende hasta el punto de burbuja. Cuando la presión es inferior a la presión de burbuja, los asfaltenos se solubilizan de nuevo debido a la evaporación de los compuestos livianos.

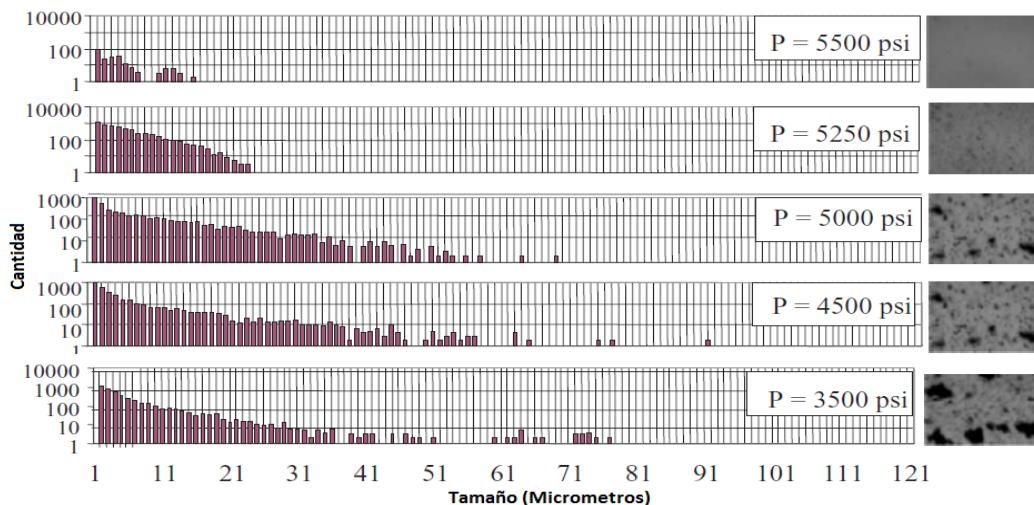


Figura 30: Muestra de PSA y HPM de asfaltenos para un experimento de despresurización [7]

4.3.3 Efecto de la Temperatura Sobre la Precipitación.

Cuando la temperatura del crudo disminuye la solubilidad del petróleo disminuye, por lo que las partículas de asfaltenos se desestabilizan y se agregan formando agregados de mayor peso molecular lo que genera un cambio en la precipitación (Figura 27). Aunque no sigue un patrón de estabilización definido, los asfaltenos tienden a flocular a bajas temperaturas y finalmente se depositan en las paredes de la tubería por efecto de nucleación. La causa más común de deposición a bajas temperaturas se debe a la presencia de parafinas, las cuales al no evaporarse causan una disminución considerable de la estabilización de los asfaltenos, formando partículas de mayor tamaño que eventualmente se depositan.

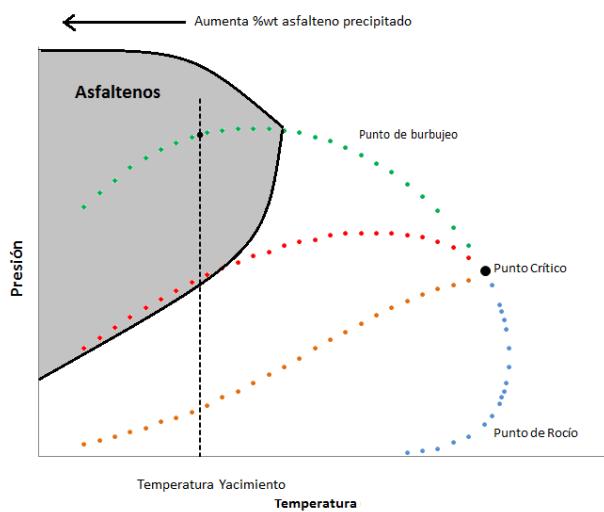


Figura 31: Efecto de la presión y la Temperatura sobre la precipitación de asfaltenos.

4.3.4 Efecto de la Composición Sobre la Precipitación.

En yacimientos de petróleo el crudo es vulnerable a la precipitación de asfaltenos. Los asfaltenos se vuelven más estables en crudos pesados que en crudos livianos, la viscosidad y el contenido de resinas ayudan a estabilizar el contenido de asfaltenos, por lo que no se espera precipitación. Los problemas debido a la alta saturación de crudo se presentan con mayor frecuencia en crudos livianos (31). Según el número de carbonos n-alcanos en el fluido, la solubilidad de los asfaltenos puede variar, como se ilustra en la Figura 28.

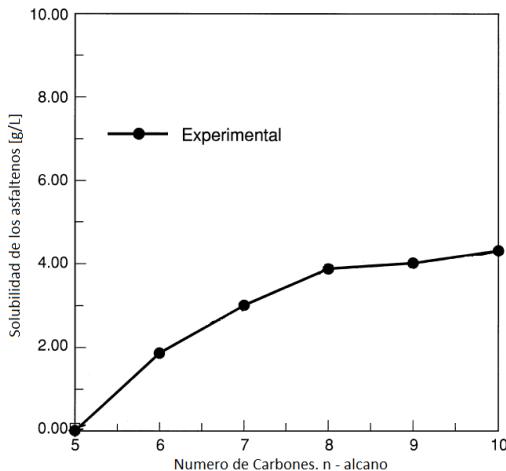


Figura 32: Efecto del número de carbonos sobre la solubilidad de los asfaltenos.

Los asfaltenos ganan estabilidad debido al aumento o reducción de las interacciones electrostáticas del sistema o por un aumento o reducción de la polaridad. Los cambios en composición no son frecuentes en la producción de hidrocarburos, sin embargo, la inyección de fluidos para la recuperación mejorada o inyección de tratamiento de remediación del daño disminuyen la solubilidad de los asfaltenos, incrementando el porcentaje de precipitados.

4.3.5 Efecto de la presencia de CO_2 , N_2 y CH_4 sobre la Precipitación.

El CO_2 , N_2 y CH_4 se usan con frecuencia para mejorar la solvencia del crudo e incrementar la producción, minimizando los efectos gravitacionales y de canalización del fluido. Las ventajas de usar fluidos miscibles en el yacimiento son las siguientes:

- Propicia la expansión del petróleo. La miscibilidad causa que el petróleo se expanda y logre un aumento del factor de recobro.
- Reduce la viscosidad del petróleo. Al reducir la viscosidad del crudo se incrementa la movilidad del crudo.
- Incrementa la densidad del petróleo.
- Puede vaporizar y extraer fracciones del petróleo.
- Reduce las diferencias de densidad entre el agua y petróleo, y entonces reduce los efectos negativos por segregación gravitacional.
- Reduce la tensión superficial del petróleo y agua, produciendo un desplazamiento más efectivo.

En teoría se muestran grandes incrementos en el factor de recobro del yacimiento, sin embargo, se ha demostrado que la mayoría de solventes miscibles para el crudo pueden causar floculación de asfaltenos. La presencia de CO_2 , N_2 y CH_4 en el yacimiento cambia las condiciones de equilibrio y estabilidad del crudo, lo que facilita la precipitación de asfaltenos en el yacimiento.

Cuando se tienen altas concentraciones de CO₂ en el yacimiento se genera una disminución en el pH del fluido (inferiores a 4.0) (32), lo que causa un desequilibrio en las suspensiones coloidales del crudo. La presencia del N₂ y CH₄ genera un incremento en la solubilidad y una reducción en la tensión interfacial rompiendo el equilibrio entre las resinas y los asfaltenos. Debido a esto, las moléculas de asfaltenos floculen con mayor facilidad y generan mayor depositación e incrementando el daño a la formación.

En la Tabla 7 se muestra tres tipos de crudo. El primero contiene altos contenidos de saturados de alto peso molecular, el segundo y tercero son ricos en saturados de bajo peso molecular. El crudo 1, se describe como un crudo pesado de baja gravedad API, aunque el contenido de asfaltenos es muy alto, la solvencia de los asfaltenos es muy baja y se espera que no ocurra precipitación de asfaltenos en el yacimiento. Mientras que el crudo 2 se enriquece con hidrocarburos livianos, la presencia de gas metano, dióxido de carbono y nitrógeno son relativamente bajos y posibilitan la precipitación de asfaltenos. En el crudo 3, es un caso de crudo liviano con grandes concentraciones de CH₄ y CO₂, y las condiciones de solvencia son altas. Aunque la concentración de asfalteno es baja, la tasa de depositación es considerablemente alta en comparación a los crudos 1 y 2

Tabla 7: Concentración de asfaltenos en el análisis SARA para tres muestras de crudo colombiano.
Proporcionado por ECOPETROL S.A.

	Castilla	Canaguay	Cupiagua
N2	0.08	2.52	0.14
CO2	0.13	0.29	4.10
C1	1.22	38.27	49.85
C2	0.65	7.32	9.03
C3	1.04	5.07	6.56
IC4	0.55	1.34	2.00
nC4	1.22	2.36	3.53
iC5	1.03	1.30	1.55
NC5	1.08	1.32	1.23
C6	2.15	2.16	1.32
C7 +	90.81	38.03	20.63
Saturados (%Wt)	18.23	52.2	71.24
Aromáticos (%Wt)	23.04	33.4	19.44
Resinas (%Wt)	43.44	7	9.13
Asfaltenos (%Wt)	15.27	7.4	0.20
API	13.4	29.8	38.06
densidad	0.98	0.96	0.59
CII	0.50	1.47	2.50
RTA	2.84	1.05	0.02
Nivel de Riesgo	0	4	6

← Cambio en la concentración de Metano
← Cambio en la fracción pesada.
← Cambio en el SARA
← Cambios en las propiedades del fluido
← Pre-diagnóstico

Cuando el fluido cuenta naturalmente con altas concentraciones de CO₂, N₂ y CH₄ se espera que el pozo productor tenga depósitos de asfaltenos desde el inicio de la producción. En caso de cambiar la composición del fluido de la formación con el gas de inyección, se espera que las propiedades del fluido propicien la precipitación de asfaltenos en el tiempo de permanencia del fluido de inyección.

Debido a la fuerte interacción del fluido con los gases, la solubilidad cambia con el tiempo. Para determinar el cambio se realiza una corrección del parámetro de solubilidad con ajustes experimentales (33). En primer lugar, cambios en temperatura y presión sobre CO₂, N₂ y CH₄ alteran

su solubilidad, y en consecuencia la solubilidad del fluido de yacimiento. El comportamiento del parámetro de solubilidad del CO₂, N₂ y CH₄ se muestra en la Figura 29.

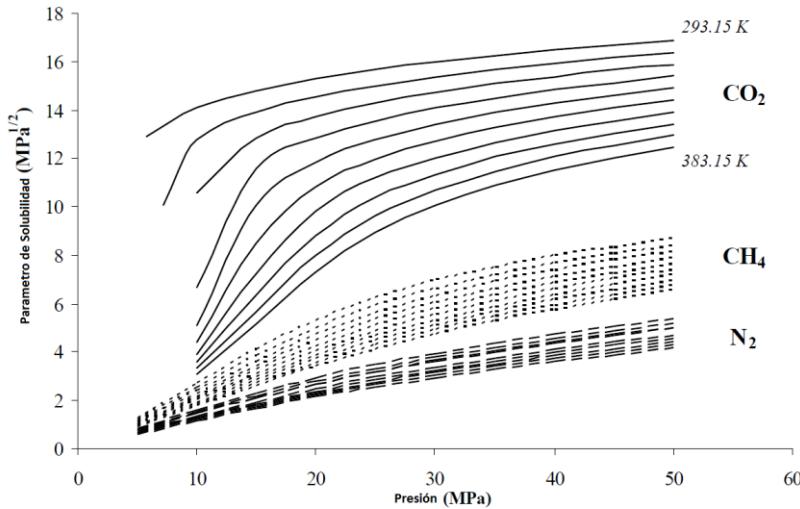


Figura 33: Parámetro de solubilidad del CO₂, N₂ y CH₄ a diferentes presiones y temperaturas [73]

El parámetro de solubilidad del solvente es calculado con la Ecuación 11.

$$\delta^2 = \left(\frac{\partial U}{\partial V} \right)_T = T \left(\frac{\partial P}{\partial T} \right) - P \quad (11)$$

Da silva *et al.* (33), sugiere que el parámetro de solubilidad de la fase líquida como una función de la concentración del solvente. Para una mezcla de hidrocarburos, el parámetro de solubilidad se obtiene de la siguiente forma:

$$\delta_L = \sum_i \phi_i \delta_i \quad (12)$$

Donde ϕ_i es la fracción volumétrica del componente i.

Para el CO₂ el parámetro de solubilidad se obtiene como una función de la presión crítica y la densidad reducida.

$$\delta_{CO_2} = 0.326 P_c^{0.5} \left(\frac{\rho_r}{\rho_{r(liq)}} \right) \quad (13)$$

Donde P_c es la presión critica en psia, ρ_r es la densidad reducida, definida como ρ/ρ_c , donde ρ es la densidad y ρ_c la densidad critica. Y $\rho_{r(liq)}$ es la densidad reducida del gas a condiciones normales y puede considerarse constante e igual a 2.66.

El parámetro de solubilidad del N₂ y CH₄ se calcula con la energía cohesiva y la energía interna de las moléculas, los cuales se encuentran tabulados en literatura.

$$\delta_{T,P} = \left(\frac{U_{vap}]_{T,P=0} - U_{liq}]_{T,P}}{V_{liq}]_{T,P}} \right)^{1/2} \quad (14)$$

Los resultados obtenidos son los que se muestran en la Figura 29 y muestra que a presiones bajas el parámetro de solubilidad CO₂, N₂ y CH₄ puede ser hasta de 1.0 MPa^{1/2}.

4.4 HERRAMIENTAS DE PREDIAGNOSTICO.

Las herramientas de pre-diagnóstico corresponden a los criterios empíricos para detectar problemas por precipitación de asfaltenos. Se mezclan pruebas experimentales y análisis gráfico durante el diagnóstico. Las pruebas experimentales caracterizan las propiedades del fluido tales como la composición, fracciones SARA, presiones de saturación, presiones onset, entre otras.

El objetivo principal de las herramientas de pre-diagnóstico es ofrecer criterios de estabilidad, los cuales pueden usarse para dar diagnóstico de problemas por precipitación de asfaltenos en el yacimiento. La Figura 30 muestra los criterios más comunes para realizar el pre-diagnóstico.

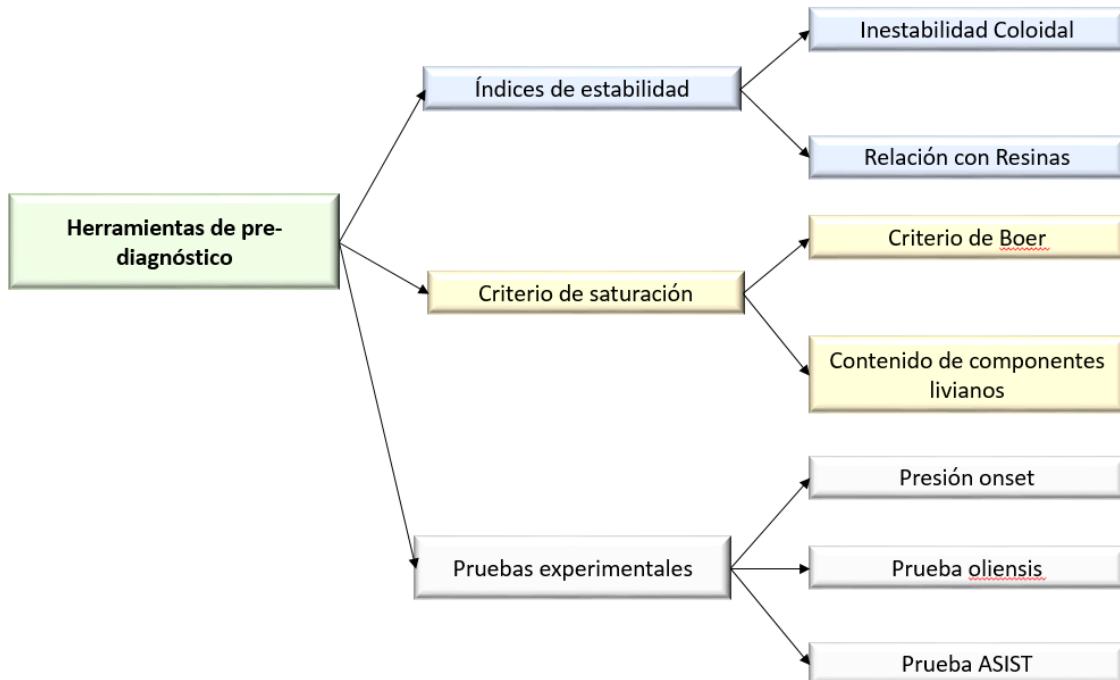


Figura 34: Herramientas de pre-diagnóstico para detección de problemas de precipitación de asfaltenos.

4.4.1 Criterios de Estabilidad

Boer, en 1995, explica que los asfaltenos requieren cierto grado de sobresaturación antes de que el precipitado aparezca, de lo contrario muchas de las operaciones de producción serían imposibles

de realizar puesto que las instalaciones de superficie se obstruirían en poco tiempo. La precipitación depende de una serie de factores tales como: el tiempo, la temperatura, la turbulencia y el medio en el que se precipitan. Los cambios relativos de la solubilidad debido a la caída de presión permiten incrementar la cantidad de precipitados asfalténicos (31). Los cambios en temperatura afectan muy poco la solubilidad de los asfaltenos.

La gráfica de Boer's (Figura 31) muestra la severidad de los problemas de acuerdo a la diferencia entre la presión de yacimiento y la presión de saturación. El diagrama es pesimista y asume que todo el yacimiento está saturado de asfaltenos.

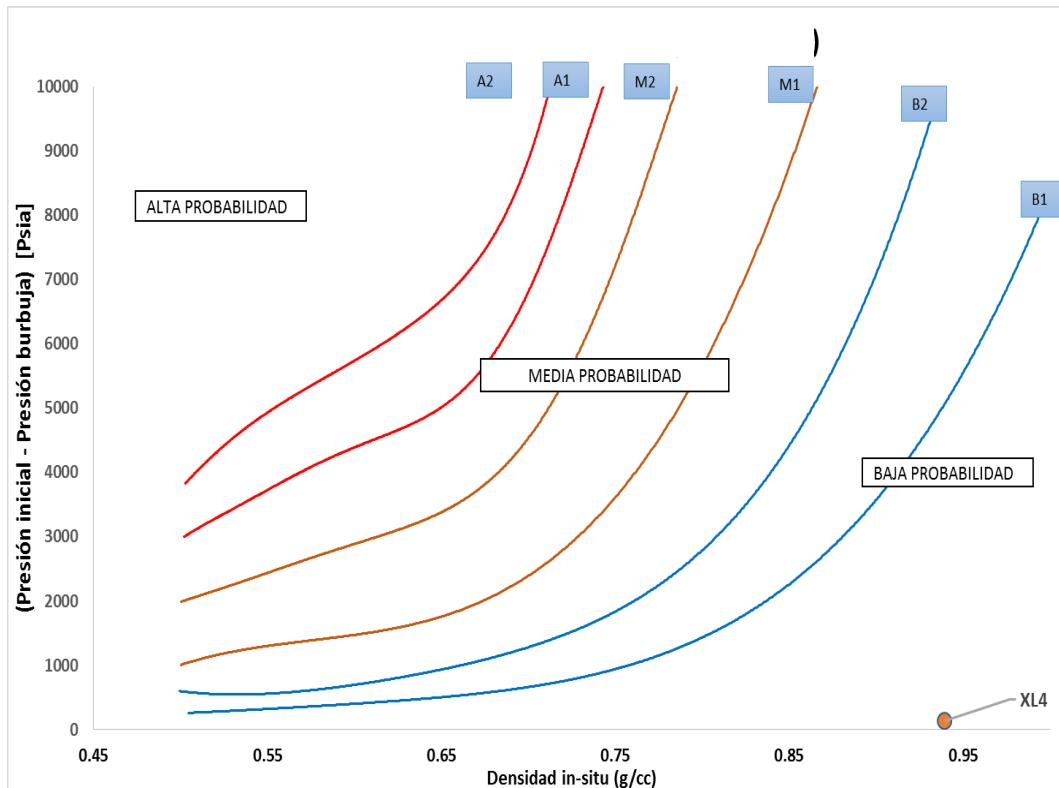


Figura 35: Máxima super-saturación de asfaltenos a la presión de burbuja.

Los índices de estabilidad coloidal descrito por Yen en 2001 (14), pronostica la estabilidad por medio de las relaciones resinas/asfalteno. Se calcula con base a las fracciones SARA del petróleo por medio de la siguiente relación:

$$CII = \frac{\% \text{saturados} + \% \text{ Asfaltenos}}{\% \text{ Resinas} + \% \text{ Aromáticos}} \quad (15)$$

Cuando el índice de estabilidad coloidal CII es menor que 0.7, los asfaltenos se encuentran estables en el petróleo, si la relación es mayor a 0.9, los asfaltenos se encuentran inestables. Esta relación solo muestra cierto grado de confiabilidad y no debe usarse como herramienta predictiva. Otras técnicas muestran diferentes relaciones resina-asfalteno como *Stability Cross Plot SCP* (34) o las gráficas de Stankiewicz (35), las cuales se muestran en la Figura 16b y 16c respectivamente.

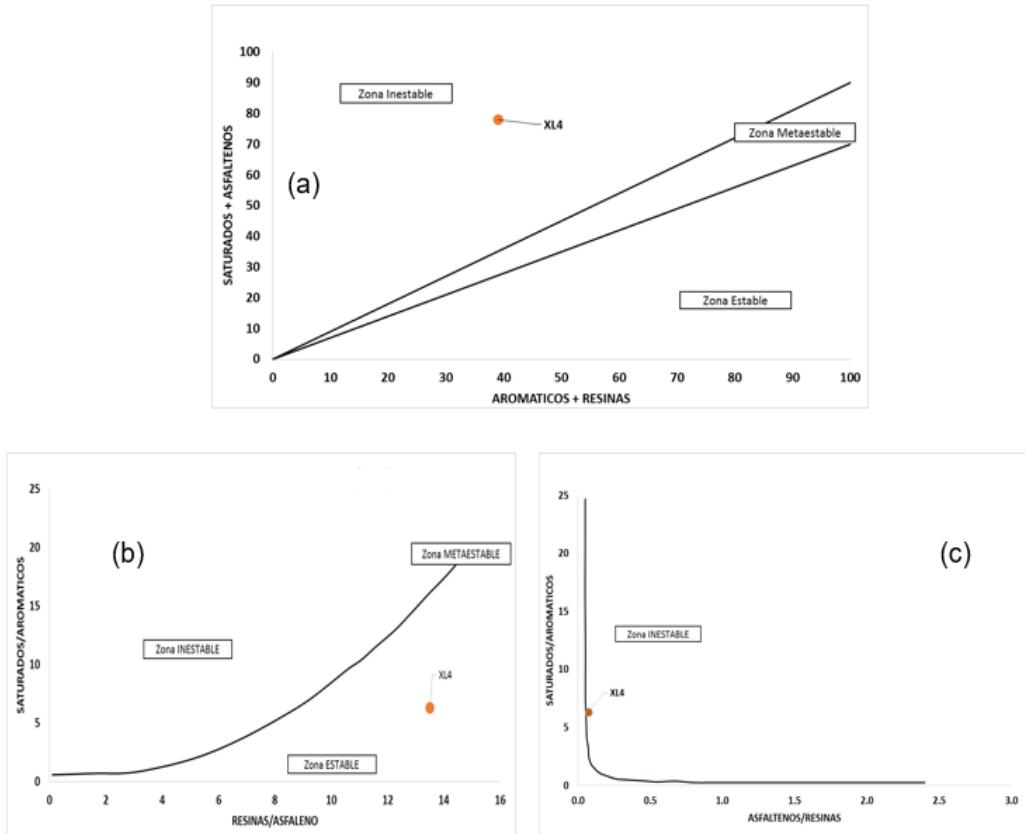


Figura 36: Análisis de estabilidad gráfico. (a) Índice de estabilidad coloidal; (a) Estabilidad cruzada; (b) Estabilidad Stankiewics.

La Figura 33 muestra un estudio por tablas para identificar el nivel de riesgo por precipitación de asfaltenos a diferentes fracciones SARA. En la figura, el nivel de riesgo aumenta de izquierda a derecha.

SA < 62	SA < 62	SA < 62	62 < SA < 75	62 < SA < 75	62 < SA < 75	SA > 75	SA > 75	SA > 75
AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3
RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11
AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26
SA < 62	SA < 62	SA < 62	62 < SA < 75	62 < SA < 75	62 < SA < 75	SA > 75	SA > 75	SA > 75
AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3
RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11
AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26	AR > 26
SA < 62	SA < 62	SA < 62	62 < SA < 75	62 < SA < 75	62 < SA < 75	SA > 75	SA > 75	SA > 75
AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3
RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11	RE > 11
AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26
SA < 62	SA < 62	SA < 62	62 < SA < 75	62 < SA < 75	62 < SA < 75	SA > 75	SA > 75	SA > 75
AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3	AS < 1	1 < AS < 3	AS > 3
RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11	RE < 11
AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26	AR < 26

SA = Saturados
AS = Asfaltenos
Re = Resinas
AR = Aromáticos

Nivel de Riesgo

Ninguno	
Bajo	
Medio	
Alto	
Severo	
Improbable	

Figura 37: Riesgo de precipitación de asfaltenos por análisis SARA. Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 Análisis de Estabilidad.

El análisis de estabilidad usa herramientas de diagnóstico sencillo de gran uso en la industria de petróleo. Los criterios de estabilidad hacen parte de estas herramientas y hacen parte del análisis de estabilidad. Realizar el análisis de estabilidad requiere del conocimiento del fluido de yacimiento y de los asfaltenos que se producen en superficie. Para este propósito se propone construir una matriz de riesgo o “mapa de riesgo”, el que se evalúen propiedades del fluido y de la formación sobre la deposición de asfaltenos. Una matriz de riesgo típica se muestra en la Figura 34.

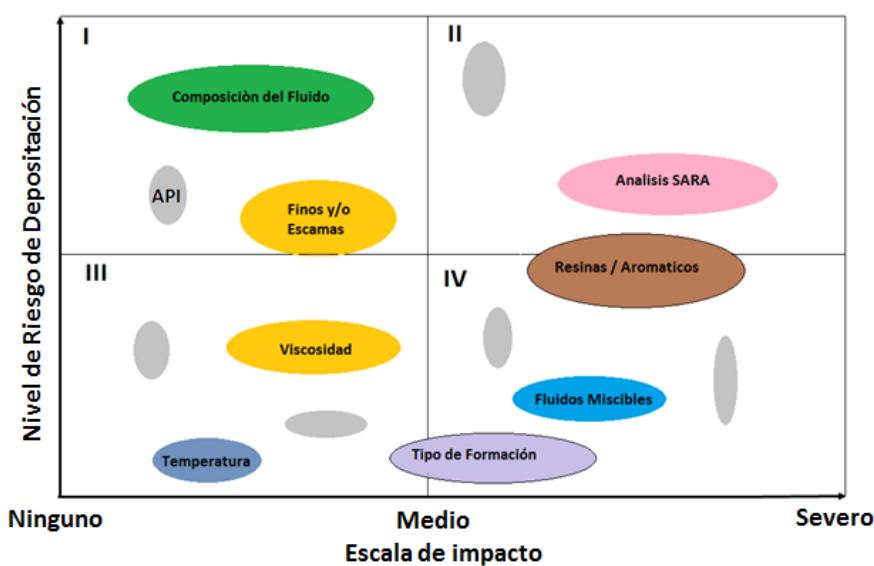


Figura 38: Matriz de riesgo para el diagnóstico del daño por asfaltenos. Fuente: elaboración propia.

En cada cuadrante se asigna un grado de riesgo a la deposición de asfaltenos. En el eje X se asigna el grado de impacto por deposición de asfaltenos, el cual puede ser ninguno o severo si el daño por deposición es importante. Para el diagnóstico, las variables ubicadas en el cuadrante I o II requieren una atención especial puesto que representan altas probabilidades de deposición.

Las variables para construir la matriz de riesgo son:

- Composición del fluido.
- Concentraciones de CO₂, N₂, CH₄ y la fracción pesada.
- Gravedad API. Densidad del fluido.
- Contenido de resinas y aromáticos.
- Presencia de fluidos miscibles por inyección.
- Viscosidad del fluido.
- Temperatura.
- Presencia de parafinas, finos y/o escamas.
- Presión de burbuja.
- Producción de gas.
- Gas disuelto.
- Tipo de formación productora.

La presencia o alteración de estas variables puede ocasionar precipitación de asfaltenos y generar daño a la formación. Normalmente se calcula el índice de inestabilidad coloidal, el nivel de subsaturación por el gráfico de Boer, análisis de Stankiewicz y el índice de estabilidad cruzada (SCP) Si los datos disponibles cuentan con información SARA con el tiempo, es recomendable realizar un análisis de estabilidad histórico y predecir comportamientos futuros.

En la Figura 35 se muestra el comportamiento del índice de estabilidad con el tiempo para diferentes campos productores en Colombia. La gravedad API y la densidad se resumen en la Tabla 8.

Tabla 8: Gravedad API, densidad y diferencia entre la presión inicial de yacimiento y la presión de burbuja para diferentes campos productores de petróleo en Colombia

#	Campo	°API	Densidad (g/cc)	$ P_o - P_b $ (psi)
1	Campo BA	34.80	0.6139	880
2	Campo CP	41.00	0.5758	2450
3	Campo CU	35.80	0.6235	932
4	Campo DE	45.30	0.5896	1167
5	Campo LR	37.5 - 43.1	0.6000	2700
6	Campo PS	40.7 - 45.6	0.4700	1200
7	Campo RC	32.8 - 35.3	0.8500	2678
8	Campo CA	9 - 13	0.9822	2899
9	Campo SU	26.5	0.8099	133
10	Campo LI	12.95	0.9576	1595
11	Campo LN	19.80	0.9170	268
12	Campo LO	30.50	0.8734	3105
13	Campo TI	32.00	0.8650	1000

14	Campo YA	20.43	0.9305	291
15	Campo AC	25.82	0.7960	3827
16	Campo AP	30.45	0.8737	1684

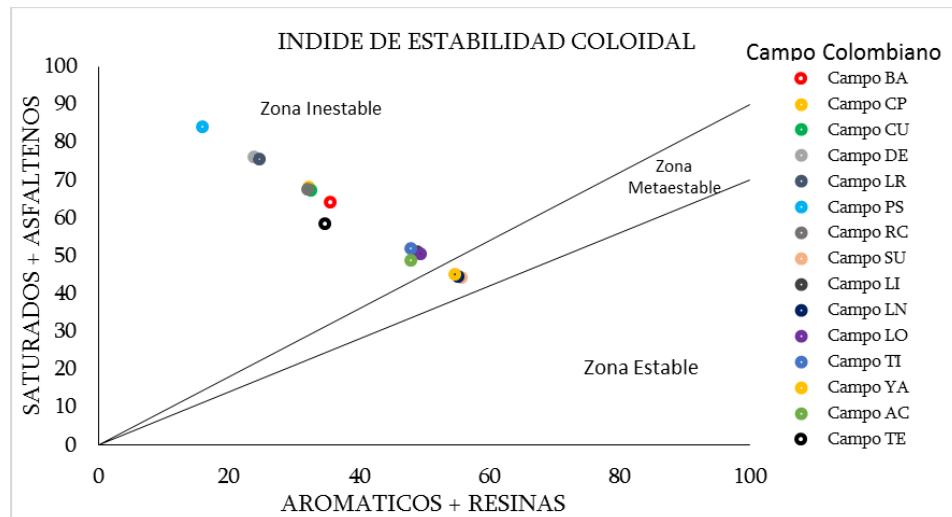


Figura 39: Índice de estabilidad coloidal (CII) promedio para diferentes muestras de fluido en campos productores colombianos

La Figura 35 muestra el índice de inestabilidad coloidal de los campos productores de la Tabla 3. Los campos BA, CP, CU, DE, LR, PS y RC muestran altas probabilidades de precipitación de asfaltenos por altos índices de inestabilidad.

Si evaluamos la fracción de metano (CH_4) y el índice de inestabilidad coloidal en los campos productores se obtendrá un comportamiento como el que muestra la Figura 36.

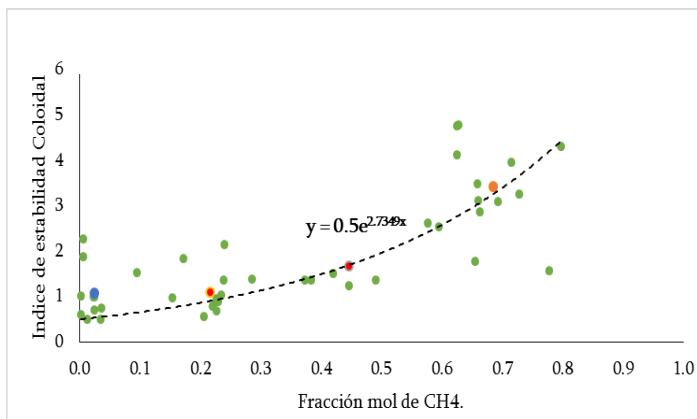


Figura 40: Índice de estabilidad coloidal (CII) Vs Concentración de Metano (CH_4) Promedio.

La Figura 36 muestra que a mayor concentración de metano (CH_4) el índice de inestabilidad es mayor. En la Figura también se ilustra el comportamiento promedio y la ecuación de distribución, la cual se muestra a continuación:

$$CII = 0.5e^{0.02735(\%mol\ CH_4)} \quad (16)$$

La relación 16 considera solo la fracción molar del metano e indica que existe una relación directa entre la inestabilidad de los asfaltenos y la concentración de componentes livianos en la fracción de líquido.

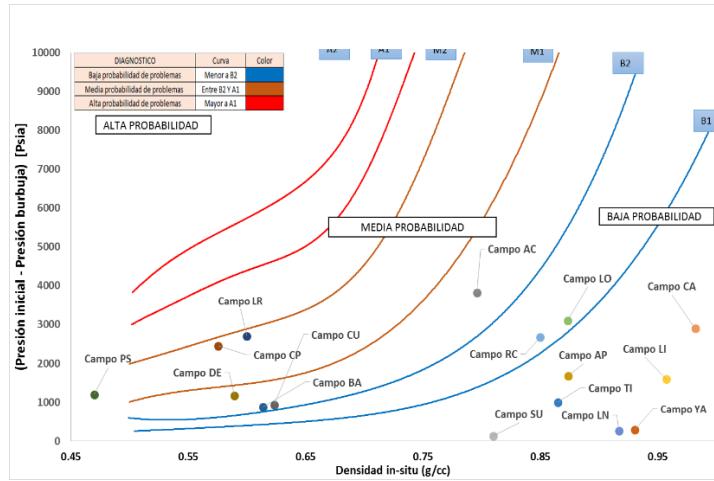


Figura 41: Gráfico de Boer para análisis de estabilidad en diferentes campos colombianos.

El análisis de estabilidad continua con el análisis grafico de Boer, para ello se debe conocer la presión inicial del yacimiento y la presión de saturación del fluido de interés. La Figura 37 resume los resultados de estabilidad según el análisis de estabilidad por gráfico de Boer. La figura muestra que los campos con fluidos de baja densidad tienden a tener mayores problemas de precipitación.

Para estudiar el nivel de riesgo según el análisis de estabilidad, se diseña una herramienta adicional, APS TEST; cuya ventana de ejecución se muestra en la Figura 38. El nivel de riesgo se calcula en una escala de cero (0) a siete (7). Si el nivel de riesgo es cero (0), entonces el campo de estudio no tendrá problemas de precipitación de asfaltenos. Si el nivel de riesgo es siete (7), entonces la probabilidad de tener problemas por precipitación de asfaltenos es muy alta.

El APS TEST usa el lenguaje de programación Visual Basic para Microsoft Excel 2013. La herramienta emplea criterios de análisis con base a los siguientes datos de entrada: composición del fluido (fracción molar), composición SARA, propiedades de la fracción pesada, gravedad API, densidad del fluido, presión de burbuja, presión inicial del yacimiento, presión y temperatura actual del yacimiento, la relación gas-líquido y presencia de finos y/o escamas.

El análisis de estabilidad compara el comportamiento de cada variable y asigna un valor de riesgo. El valor de riesgo se asigna con base al conocimiento obtenido de recursos literatura, datos experimentales, datos reales de campo, funciones matemáticas para el cálculo de estabilidad.

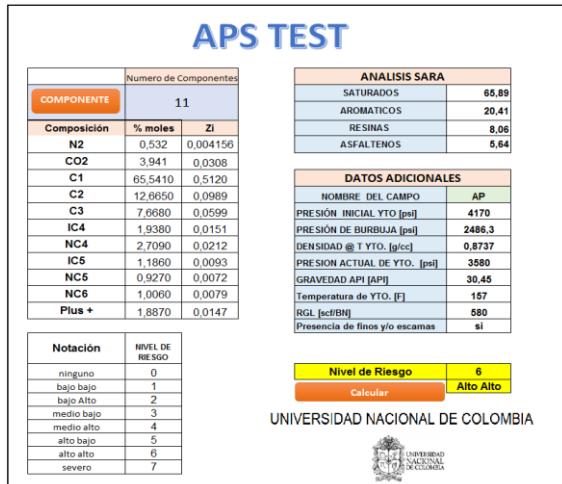


Figura 42: Programa APS TEST, para estimar el nivel de riesgo por precipitación de Asfaltenos. Fuente: elaboración propia

El nivel de riesgo se resume en la Figura 39. Los campos con mayor riesgo de precipitación son los campo BA, CP, CU, LR, PS y RC.

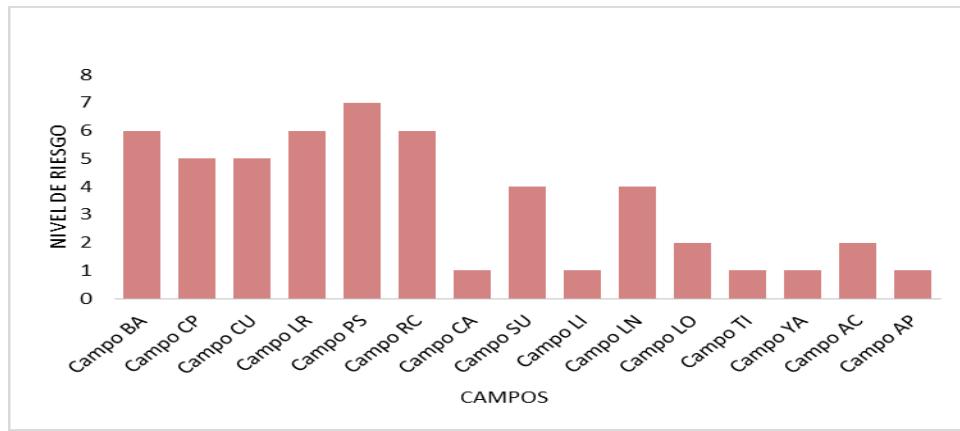


Figura 43: Nivel de riesgo por precipitación de asfaltenos APS TEST.

4.5 ESTUDIO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.

La cantidad precipitada de asfaltenos se obtiene de la fracción molar líquida de la mezcla multicomponente calculada en el punto de equilibrio con ecuaciones de estado, como lo muestra el diagrama de flujo de la Figura 40. Los cuatro primeros bloques de simulación desarrollan técnicas para evaluar el equilibrio termodinámico entre las fases líquido, vapor y asfaltenos. El primer bloque estima los parámetros de la ecuación Peng- Robinson de la mezcla multicomponente, el segundo bloque realiza pruebas de estabilidad entre las fases, el tercer bloque realiza el equilibrio líquido-vapor y el cuarto desarrolla el equilibrio líquido-asfalteno.

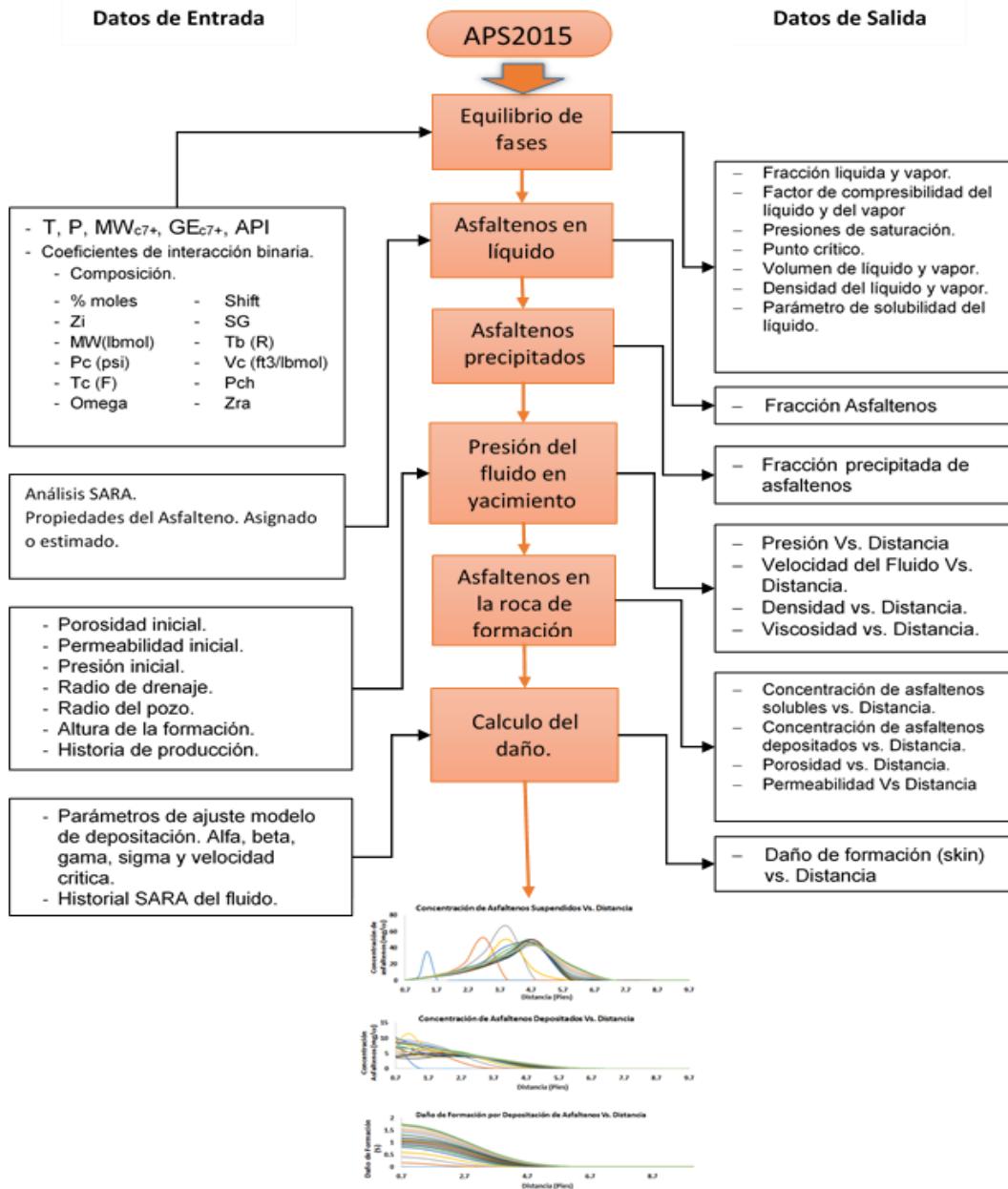


Figura 44: Diagrama de Flujo del programa APS2015. Fuente: elaboración propia.

El punto de equilibrio de una mezcla multicomponente se calcula en función de las fugacidades de cada fase, si las fugacidades de la fase líquido, vapor y asfaltenos son iguales entre sí, entonces la mezcla se encuentra en equilibrio termodinámico. Para lograr esta solución se emplean algoritmos de cálculo, que implican la solución de ecuaciones lineales y ajustes a parámetros de ecuaciones de estado. Con este propósito se diseña la herramienta APS2015 de simulación para el cálculo del equilibrio líquido-vapor-asfalteno.

La herramienta APS2015 tiene como objetivo evaluar el daño de formación por precipitación y depositación de asfaltenos en un pozo productor. El software APS2015 se construye con subrutinas en serie siguiendo el diagrama de flujo de la Figura 40.

4.5.1 *Modelo Matemático de Precipitación.*

En la actualidad, los trabajos publicados que describen la precipitación, depositación, y taponamiento alrededor del pozo, combinan dos modelos: un modelo termodinámico que describe la precipitación de asfaltenos desde petróleo crudo debido al cambio de presión cerca a la cara del pozo y un modelo de flujo de fluidos que también explica la depositación y taponamiento.

Los modelos matemáticos constituyen una herramienta que relaciona los parámetros físico-químicos del sistema asfaltenos-solvente (medio de dispersión o solubilización) con los mecanismos intermoleculares que dan origen a la aglomeración y precipitación (36). Los modelos predictivos se dividen en cuatro grupos:

- Modelos de solubilidad
- Modelo termodinámico coloidal
- Modelos de sólido
- Modelo termodinámico de micelización

Para esta guía se detallara el uso del modelo de solubilidad.

4.5.2 *Modelos de Solubilidad.*

El modelo de solubilidad es un modelo analítico usado para determinar la precipitación de asfaltenos en un medio precipitante. El análisis se realiza en dos partes, la primera usa un enfoque tradicional en el equilibrio líquido – vapor asumiendo que no ocurre precipitación de asfaltenos, y la segunda estima la precipitación de asfaltenos a partir del equilibrio líquido - líquido. (6,37–40)

Los asfaltenos en solución se consideran como un sistema de dos componentes: una fase pura de asfaltenos y otra fase rica en aceite incluyendo las resinas. La fase de asfaltenos que se separa de la fase líquida se calcula con el modelo de Flory-Huggins, el cual considera a los asfaltenos como moléculas poliméricas monodispersas. Hirschberg *et al.* obtienen la siguiente expresión para encontrar la fracción soluble de asfaltenos:

$$\phi_A = \exp\left(\frac{v_A}{v_L}\left[1 - \frac{v_L}{v_A} - \frac{v_L}{RT}(\delta_A - \delta_L)^2\right]\right) \quad (17)$$

Donde ϕ_A es la fracción volumétrica de asfaltenos en el aceite, V_A y V_L volumen molar de los asfaltenos y del aceite, y δ_A y δ_L los parámetros de solubilidad del asfalteno y el aceite.

La aproximación de Hirschberg sugiere que la agregación de asfaltenos es totalmente reversible, sin embargo modelos actuales modifican esta aproximación y proponen considerar las moléculas de asfalteno como estructuras polidispersas y reemplazar el modelo de Flory-Huggins por el modelo de Scott- Magat (41–43).

Chung *et al.* (2) realizaron modificaciones a esta teoría al asumir que los cambios debido a la presión se consideraban insignificantes. El modelo de predicción se realiza bajo el principio de equilibrio líquido-sólido en función de la temperatura, composición y coeficientes de actividad de los asfaltenos solubles en una solución orgánica. El modelo de Chung pretende corregir el modelo de Hischberg a partir de aproximaciones experimentales. El modelo de Chung se sintetiza en la siguiente expresión:

$$X_{AL} = X_{AS} \exp \left[-\frac{\Delta H_A}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{AF}} \right) - \frac{V_A}{RT} (\bar{\delta}_L - \delta_A)^2 - \ln \frac{V_A}{\bar{V}_L} - 1 + \frac{V_A}{\bar{V}_L} \right] \quad (18)$$

Donde X_{AL} es la fracción mol de los asfaltenos disueltos en el aceite. ΔH_A , T_{AF} , R, δ_A , V_A son respectivamente: calor latente de vaporización, temperatura de vaporización, constante de los gases ideales, parámetro de solubilidad y volumen molar de los asfaltenos sólidos, y $\bar{\delta}_L$, \bar{V}_L valores promedio del parámetro de solubilidad y volumen molar de la fase líquida.

La envolvente se construye para determinar zonas de inestabilidad de asfaltenos en función de la presión y la temperatura, se pueden reconocer áreas en equilibrio líquido y asfalto por encima de presión de burbuja, equilibrio líquido-vapor y asfaltenos por debajo de la presión de burbuja (Figura 41).

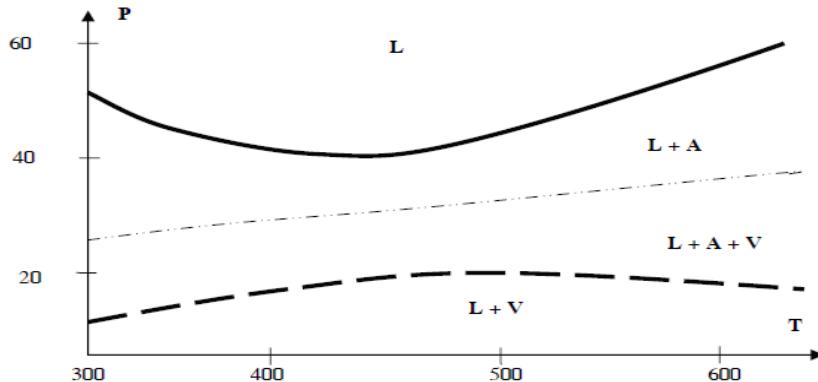


Figura 45: Envolvente de precipitación sobre diagrama de fases P-T.

La envolvente de precipitación se construye según la presión *onset* del sistema. La presión *onset* corresponde a la presión del sistema en que los asfaltenos comienzan a desestabilizarse y posteriormente a precipitarse. Puede determinarse cuando la cantidad de asfaltenos solubles es cero (Figura 42).

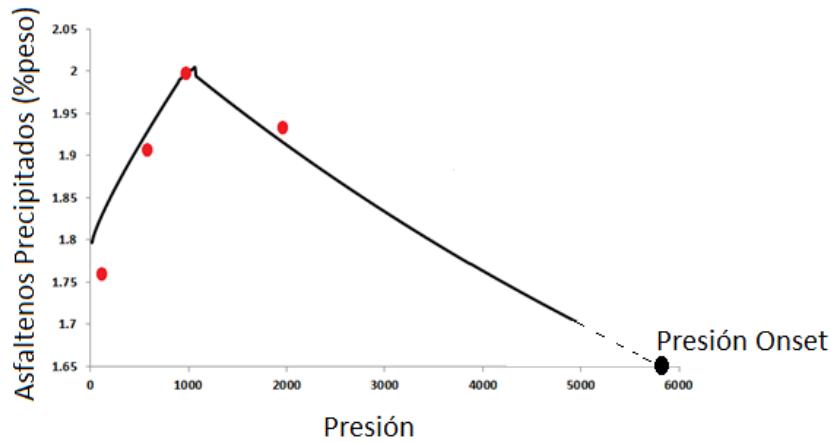


Figura 46: Envolvente de precipitación a temperatura constante.

La Figura 43 muestra el procedimiento básico para el cálculo de la fracción soluble de asfaltenos usando modelos de solubilidad.

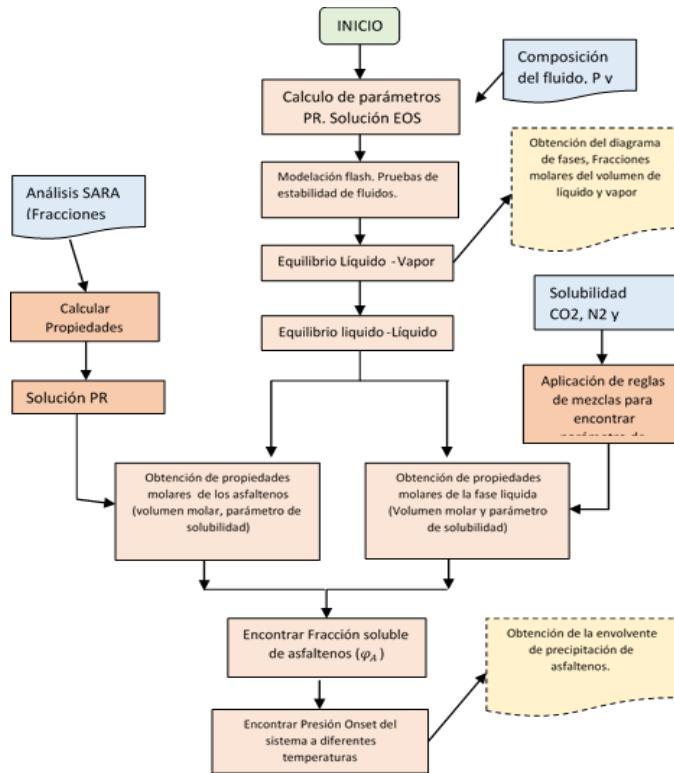


Figura 47: Diagrama de flujo para la construcción de la envolvente de precipitación de asfaltenos. Fuente: Elaboración propia

4.5.3 Metodología de Escalamiento y Desarrollo del Modelo.

La simulación del fenómeno de deposición de asfaltenos en el yacimiento requiere que se integren los módulos de deposición experimental, el módulo de precipitación y el módulo de flujo de fluidos. El modelo APS2015 es un software que se desarrolla para integrar las teorías del comportamiento de fases con ecuaciones de estado cubicas y las técnicas de simulación de

yacimiento con el fin de predecir el impacto de los asfaltenos precipitados con la distancia y el tiempo.

Debido a las múltiples desventajas que se tienen para simular la cantidad de asfaltenos en el yacimiento, se plantea una metodología para el escalamiento del daño a nivel de yacimiento, la cual se describe a continuación:

4.5.3.1 Metodología de Escalamiento.

El procedimiento multiescala permite escalar datos experimentales o datos ajustados de laboratorio a sistemas radiales de yacimiento con grandes áreas de drenaje, con el objetivo de evaluar el impacto de la deposición de asfaltenos sobre el daño de formación en pozos productores. A medida que se implementa la metodología, se calculan variables como la porosidad, permeabilidad, velocidad del fluido y la concentración de asfaltenos en el líquido y en la roca, las cuales describen comportamientos característicos según la fenomenología de deposición. A continuación se muestra un esquema que describe los pasos de la metodología de escalamiento del daño por deposición de asfaltenos en la formación usando el modelo APS2015.

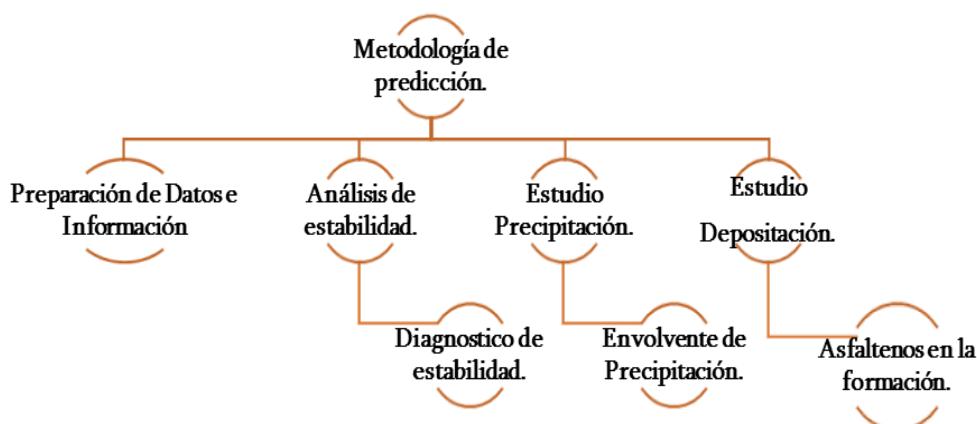


Figura 48: Metodología para el diagnóstico del daño de formación por deposición de asfaltenos. Fuente: Elaboración Propia.

La metodología que se describe en la Figura 44 se divide en cuatro partes:

- Preparación de datos e información.
- Análisis de estabilidad.
- Predicción de la cantidad precipitada de asfaltenos.
- Diagnóstico modelo de deposición. Evaluación del daño en la formación.

El primer punto de la metodología permite evaluar la información y los datos necesarios para el diagnóstico, el segundo punto realiza el primer diagnóstico por precipitación de asfaltenos en el yacimiento con modelos de predicción estadística y análisis gráfico; el tercer punto encuentra la cantidad máxima de asfaltenos precipitados en el fluido de yacimiento y; por último se calibran y

calculan curvas de permeabilidad y de concentración de asfaltenos en el yacimiento para realizar el diagnóstico del daño de formación.

4.5.3.2 Preparación de Datos e Información.

El primer punto de la metodología es quizás el más importante, puesto que no solo permite filtrar información necesaria para la simulación de yacimientos sino que prevé el comportamiento de los asfaltenos en el yacimiento. Los datos y la información disponible se organizan sobre una matriz, en la que se registren disponibilidad de la información y las características principales del fluido, los asfaltenos y el yacimiento.

Tabla 9: Metodología para el diagnóstico del daño de formación. Preparación de datos e información.

Fuente: elaboración propia

Campo	Pozo	Formación y profundidad	Asfaltenos (%wt)			Propiedades de los asfaltenos.		Curva K/Ko	Fluido de yacimiento.			Información de yacimiento				Historia de producción		Evaluación	
			S	A	R	A	ρ_A	V_A	onset	P	T	ρ_0	z_i	K_0	ϕ_0	H	R_e	k_r	Q

La Tabla 9 muestra los datos necesarios para realizar el diagnóstico por deposición de asfaltenos. La información se clasifica en diez (10) columnas: campo, pozo, formación y profundidad, asfaltenos, propiedades de los asfaltenos, curvas K/Ko, fluidos de yacimiento, información del yacimiento, historia de producción y evaluación. La descripción de cada columna se muestra a continuación:

- **Campo, pozo, formación y profundidad:** Clasifican el pozo productor según su ubicación geográfica y la formación productora.
- **Asfaltenos:** se contempla el SARA del fluido. La fracción en peso de los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.
- **Propiedades de los asfaltenos:** Se clasifican los asfaltenos según su densidad, volumen molar y presión onset. Si no se dispone ninguno de ellos se asume o calcula según características de los asfaltenos en el laboratorio.
- **Curva K/Ko:** Corresponde a la curva de laboratorio permeabilidad vs. volumen inyectado. Si no se tiene se pueden asumir datos de deposición de partículas en pruebas de desplazamiento de tasa crítica.
- **Fluido de yacimiento:** Requerimiento de las características del fluido, entre ellos se encuentran presión, temperatura, densidad, composición de las fases líquido y vapor, gravedad API, y presión de burbuja.

- **Información de yacimiento:** Es la información pertinente a la formación productora. Se deben tener datos de la permeabilidad inicial, porosidad inicial, altura de la formación, radio del pozo, radio externo, saturación inicial del fluido y curvas de permeabilidad relativa aceite – gas.
- **Historia de producción:** La historia de producción muestra los datos históricos de las tasas de producción del pozo productor o contar con un registro de presiones en el tiempo de producción.
- **Evaluación:** Luego de marcar las casillas con la información disponible, se evalúan si los pozos son óptimos para realizar el diagnóstico o si no cuentan con la información requerida para la simulación. Los pozos candidatos para el diagnóstico muestran el mayor registro de datos.
-

4.5.3.3 Diagnóstico del daño por Depositación de Asfaltenos

Se desarrollan ecuaciones diferenciales parciales (PDE) de flujo para las fases gas, aceite y asfaltenos en yacimientos anisotrópicos y heterogéneos. Para poder dar solución al modelo se debe expandir las ecuaciones 18, 19 y 22 en diferencias finitas (44–46) en términos de la transmisibilidad para obtener sistemas de ecuaciones algebraicas de solución lineal. En la Figura 45 se muestra el procedimiento para llegar al proceso de solución numérica del modelo matemático.

El balance de materiales para la fase gaseosa es:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_v u_v + \rho_L u_L w_{g,L}) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_v \rho_v + \phi S_L \rho_L w_{g,L}) + \phi (S_v \dot{m}_{g,v} + S_L \dot{m}_{g,L}) = 0 \quad (18)$$

El primer, segundo y tercer término representan el transporte radial, la acumulación y la producción del pozo.

El balance de materiales para la fase líquida es:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_L u_L w_{o,L}) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_L \rho_L w_{o,L}) + \phi (S_L \dot{m}_{o,L}) = 0 \quad (19)$$

Algunos autores consideran (47) consideran que $w_{o,L}$ puede tomar el valor de 1.0, asumiendo que la precipitación de asfaltenos solo existe en la fase líquida.

El balance de materiales para la fase suspendida de asfaltenos es:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_L u_L w_{a,L}) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_L \rho_L w_{a,L} + \varepsilon_a \rho_a) + \phi (S_L \dot{m}_{a,L}) = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi S_L D_{a,L} \frac{\partial w_{a,L}}{\partial x} \right] \quad (20)$$

En esta ecuación la densidad de los asfaltenos (ρ_a) es constante. El contenido de asfaltenos suspendido se expresa en fracción volumétrica, $\sigma_{a,L}$, luego:

$$\rho_L w_{a,L} = \rho_{a,L} = \rho_a \sigma_{a,L} \quad (21)$$

Simplificando:

$$\frac{\partial}{\partial x} (u_L \sigma_{a,L}) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_L \sigma_{a,L}) + \frac{\partial \varepsilon_a}{\partial t} + \frac{\phi (S_L \dot{m}_{a,L})}{\rho_a} = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi S_L D_{a,L} \frac{\partial \sigma_{a,L}}{\partial x} \right] \quad (22)$$

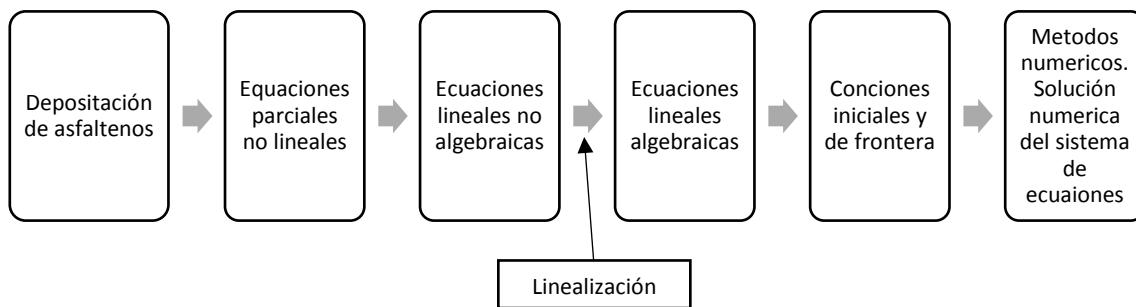


Figura 49: Pasos para encontrar la solución numérica de los asfaltenos depositados en yacimiento.

El procedimiento algorítmico para encontrar la solución del modelo de depositación se describe a continuación:

1. Se ingresan los datos iniciales y de yacimiento.
 - a. Datos del yacimiento: porosidad inicial, permeabilidad inicial, presión inicial, radio del pozo, radio externo o de drenaje, caudal de producción, condiciones iniciales de depositación y condiciones de frontera.
 - b. Datos del fluido: composición del líquido y del vapor, fracciones SARA, densidades, masa molecular, factores volumétricos y saturaciones.
 - c. Parámetros de ajuste modelo de depositación con curvas de permeabilidad:
 - i. Parámetro de corrección por depositación superficial estática.
 - ii. Parámetro de corrección por depositación superficial dinámica.
 - iii. Parámetro de corrección por taponamiento de poros.
2. En el tiempo $t + \Delta t$, se supone una presión inicial.
3. Solucionar las ecuaciones 19 y 20 por formulación matemática del tipo IMPES. Puesto que el sistema obtenido es del tipo lineal, se solucionan con el algoritmo de Thomas para sistemas tridiagonales.

4. Obtener presiones y saturaciones del sistema aceite – gas.
5. Evaluar presión calculada con la presión supuesta. El error absoluto entre la presión calculada y la presión supuesta debe ser en base al 1% de la presión inicial.
6. Encontrar la velocidad del líquido.
7. Evaluar la concentración de asfaltenos precipitados con las nuevas presiones a temperatura y composición constante modelo de solubilidad.
8. Solucionar la Ecuación 22 para encontrar la cantidad depositada de asfaltenos con los parámetros de ajuste de permeabilidad.
9. Encontrar el cambio de porosidad.
10. Encontrar la permeabilidad.
11. Encontrar la fracción volumétrica y másica de los asfaltenos disueltos y Precipitados en el fluido. Solución explícita Ecuación 4-20.
12. Evaluar daño y radio de daño.
13. Calcular las propiedades físicas del líquido. Densidad, viscosidad, gas disuelto.
14. Avanzar en el tiempo usando las nuevas propiedades físicas del fluido y del espacio poroso.
15. Imprimir perfiles de permeabilidad vs. distancia, porosidad vs. distancia, concentración de asfaltenos depositados Vs. distancia, concentración de asfaltenos vs. distancia y factor skin vs. Distancia.

El paso 3 del algoritmo implica usar el método IMPES de solución simultánea para calcular la presión de la fase de gas y petróleo. El objetivo del método IMPES es eliminar la variable saturación del sistema de ecuaciones y poder solucionar las presiones de forma directa o iterada. La segunda fase del método IMPES es encontrar el valor de saturación con la distribución de saturación y la presión capilar.

En el paso 11, la solución del modelo de deposición de asfaltenos usa el sistema de presiones explícitas y concentración de asfaltenos implícita. Se suponen valores de concentración de asfaltenos manteniendo el perfil de presiones obtenidos en el paso 3. Si el intervalo de tiempo es corto es posible emplear técnicas en la que la concentración de asfaltenos es explícita, acelerando los cálculos del programa.

El procedimiento anterior se ilustra en un diagrama de bloques como el que se muestra en la Figura 46. Este seudocódigo de estructura sencilla muestra el procedimiento básico para realizar el modelo computacional. El modelo computacional es la herramienta principal para la simulación de yacimientos, puesto que el uso de una computadora facilita y agiliza los cálculos que se deban realizar.

El tipo simulación se evalúa según la cantidad de datos de entrada. La simulación mínima requiere menor cantidad de datos y requiere menor tiempo de ejecución, los resultados esperados solo muestran aproximaciones cualitativas. La simulación estándar involucra el ajuste de datos experimentales y la corrección de los coeficientes de interacción, de esta forma los resultados esperados se acercan a las condiciones reales del fluido. La simulación calibrada requiere un mayor tiempo de ejecución pero los resultados esperados se ajustan al comportamiento esperado en el fluido de producción a diferentes condiciones de presión y temperatura.

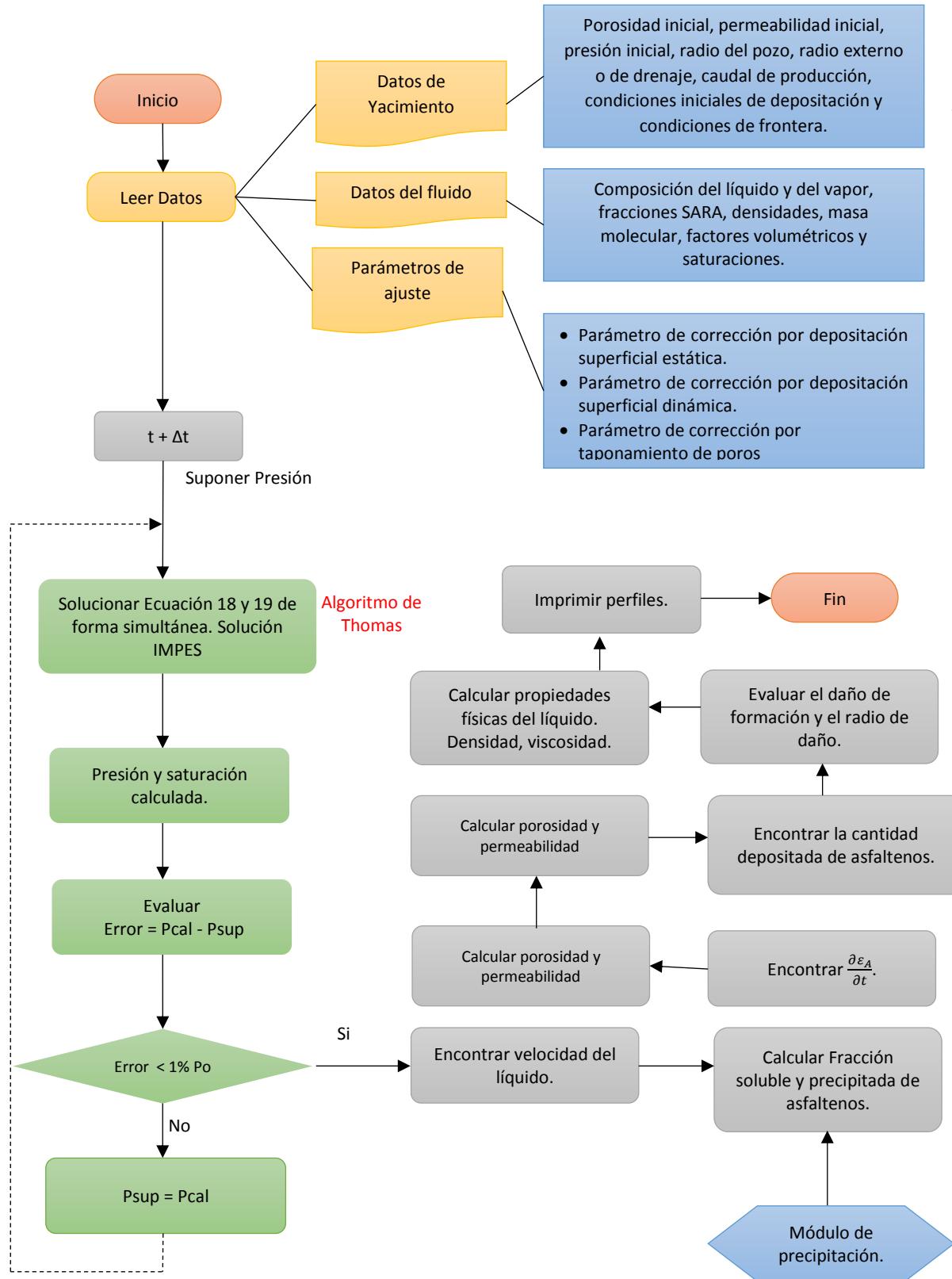


Figura 50: Diagrama de flujo para la construcción de perfiles de deposición de asfaltenos con la distancia.
Fuente: Elaboración propia.

4.6 MONTAJE EXPERIMENTAL.

El diseño experimental se basa en tres montajes con los cuales se busca determinar tanto la depositación de los asfaltenos en el medio poroso y la generación del daño por asfaltenos, para esto se requiere realizar unas pruebas iniciales de la interacciones fluidos, fluido roca; posteriormente es importante realizar pruebas de desplazamiento en muestras de roca que permita evaluar...

4.6.1 Permeabilidad vs. Volumen Poroso inyectado de crudo.

Es necesario saber la magnitud del daño ocasionado por precipitación de asfaltenos, para ello se estima la reducción de la permeabilidad efectiva al petróleo K_o como una función de los asfaltenos depositado en los medios de poro (ver Figura 47).

Tabla 10: Protocolo experimental reducción de permeabilidad por precipitación de asfaltenos.

#	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparación de la muestra y los fluidos de inyección.	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío con el fin de preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas.
2	Medición de K absoluta	Calcular el valor de permeabilidad absoluta de la muestra. Se desplaza aceite a través del núcleo hasta que el sistema se estabilice.
3	Construcción de curvas base. Medición de K_o .	Permite la estimación de la capacidad original del crudo para fluir a través del medio poroso. Se desplaza aceite y se mide permeabilidad al aceite (K_o) a saturación reducible de agua (Swr).
5	Determinación de velocidades críticas. Inyección de petróleo a condiciones de yacimiento escaladas a condiciones de laboratorio - P, T, Q-	Estudio del efecto de la movilización de asfaltenos sobre la permeabilidad efectiva al aceite- K_o . Se mide el caudal correspondiente a la permeabilidad efectiva del aceite a Sor, a diferentes caudales hasta evidenciar una caída del 20% en la permeabilidad efectiva al agua.

Resultados Esperados: De la prueba se espera que los asfaltenos se transporten y depositen en el espacio poroso, reduciendo la permeabilidad mientras se inyecta fluido. Esta curva permite calcular los parámetros del modelo de daño que hacen referencia a la depositación y transporte de asfaltenos. También se estima el parámetro de velocidad crítica.

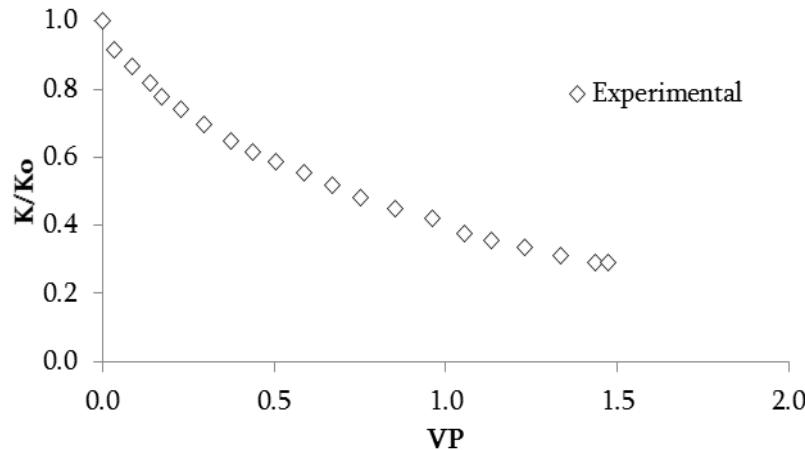


Figura 51: Resultados prueba experimental

4.6.2 Depositación de Asfaltenos vs Caída de Presión

En las Figuras 48 y 49 se presentan los esquemas de los sistemas utilizados para las mediciones de Ko y la determinación del contenido de asfaltenos. Coreholder convencional, bomba de desplazamiento positivo y transductores se utilizan para la determinación de Ko. La técnica gravimétrica se aplica mediante la norma ASTM D2007-80 para medir el contenido de asfaltenos en la entrada y en la salida de la coreholder para estimar %wt de asfaltenos depositado en el medio poroso para cada volumen de n-heptano inyectado.

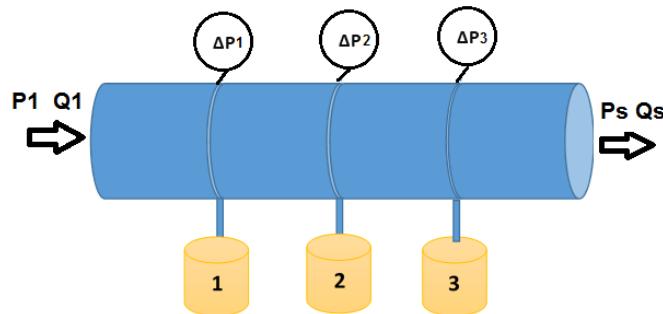


Figura 52: Prueba experimental deposición asfaltenos con inyección n-heptano.

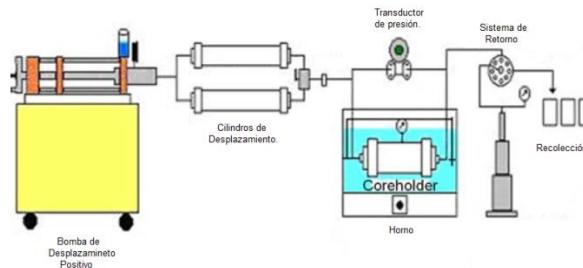


Figura 53: Prueba experimental deposición asfaltenos con inyección n-heptano.

Tabla 11: Protocolo experimental daño de formación por deposición de asfaltenos.

#	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparación de la muestra y los fluidos de inyección.	Someter la muestra de 1 ft de longitud a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío con el fin de preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas.
2	Medición del SARA	A la muestra de fluido a inyectar se realiza un análisis SARA para estimar el contenido de asfalteno.
3	Medición de ΔP 1	En el punto de medición 1, se registra la caída de presión y se toma una muestra del fluido "MF1". La muestra MF1 se le realizan mediciones del contenido de asfaltenos con mediciones SARA.
4	Medición de ΔP 2	En el punto de medición 2, se registra la caída de presión y se toma una muestra del fluido "MF2". La muestra MF2 se le realizan mediciones del contenido de asfaltenos con mediciones SARA.
5	Medición de ΔP 3	En el punto de medición 3, se registra la caída de presión y se toma una muestra del fluido "MF3". La muestra MF3 se le realizan mediciones del contenido de asfaltenos con mediciones SARA.
6	Medición del contenido de asfaltenos depositados.	Por medio de fotografías SEM y análisis estadístico de la muestra de roca se registra las fracciones depositadas de asfaltenos en las secciones 1, 2 y 3.

Resultados Esperados: De esta prueba se espera obtener curvas de comportamiento de la caída de presión con el volumen inyectado. También cantidad de asfaltenos según la distancia y la caída de presión.

4.6.3 Cantidad adsorbida de asfaltenos.

Prueba estática: Para observar la adsorción de asfaltenos en la roca se realiza una prueba estática, donde se prepara una solución de asfaltenos en tolueno a la concentración del Sara asfaltenos wt%. Mediante un espectrofotómetro UV (longitud d onda 400nm) se mide la adsorbancia de la solución a medida que se agrega partículas de roca lavada, hasta llegar a la cantidad máxima adsorbida.

Resultados Esperados: De la prueba se espera obtener cantidad adsorbida de asfaltenos en función de la temperatura como se muestra en la Figura 50.

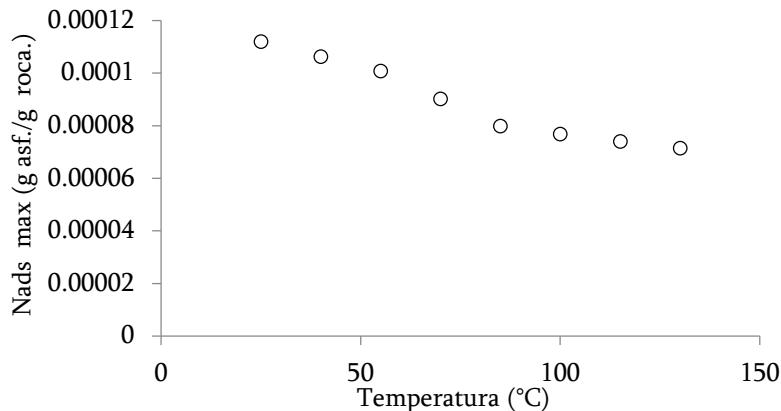


Figura 54: Adsorción de asfaltenos en roca a diferentes temperaturas.

Prueba Dinámica: Evaluar experimentalmente la capacidad de adsorción de un medio poroso al fluir asfaltenos disueltos en tolueno a condición de alta presión de poro.

Tabla 12: Protocolo experimental pruebas de adsorción de asfaltenos en la roca.

#	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparación de la muestra y los fluidos de inyección.	Someter la muestra de 1 ft de longitud a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío con el fin de preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas.
2	Inyectar tolueno puro.	A condiciones de yacimiento, fluir tolueno hasta evidenciar que el sistema se estabilice.
3	Inyectar solución asfalteno + tolueno.	Medir permeabilidad del medio al hacer fluir la solución. Recolectar el fluido efluente y registrar cambios de adsorción

4.7 BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Leontaritis J, The I, Problem AD, Oil A, Company G, Where A, et al. SPE 18892 Asphaltene Deposition : A Comprehensive Description of Problem Manifestations and Modeling Approaches, 1989.
- [2] Chung T-H. Thermodynamic Modeling for Organic Solid Precipitation. Proc SPE Annu Tech Conf Exhib. Society of Petroleum Engineers, 1992.
- [3] Gonza G, Sousa MA, Lucas EF. Asphaltenes Precipitation from Crude Oil and Hydrocarbon Media, 2006.
- [4] Ashoori S, Abedini A, Saboorian H, Nasheghi KQ, Abedini R. Mechanisms of asphaltene aggregation in toluene and heptane mixtures, 2009.
- [5] Sergienko S, Davydov B. COMPOSITION AND PROPERTIES OF HIGH MOLECULAR , PETROLEUM COMPOUNDS, 1955.
- [6] Hirschberg A, DeJong LNJ, Schipper BA, Meijer JG. Influnce of temperature and pressure and asphaltene flocculation, 1984.
- [7] Akbarzadeh K, Hammami A, Kharrat A, Zhang D. Asphaltenes — Problematic but Rich in Potential, 2007.
- [8] Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook, 2006.
- [9] Speight JG, Wiley AJ. Handbook of Petroleum Product Analysis, 2002.
- [10] Speight JG. The Chemistry and Technology of Petroleum, 2006.
- [11] Andrews a B, Guerra RE, Mullins OC, Sen PN. Diffusivity of asphaltene molecules by fluorescence correlation spectroscopy, 2006.
- [12] Mullins OC, Sheu EY, Hammami A, Marshall AG. Heavy oils, and Petroleomics, 2007.
- [13] Andersen SI, Speight JG. Thermodynamic models for asphaltene solubility and precipitation, 1999.
- [14] Buenrostro-gonzalez E, Groenzin H, Lira-galeana C, Mullins OC. The Overriding Chemical Principles that Define Asphaltene, 2001.
- [15] Groenzin H, Mullins OC. Molecular Size and Structure of Asphaltenes from Various Sources, 2000.
- [16] Groenzin H, Mullins OC, Eser S, Mathews J, Yang M, Jones D. Molecular Size of Asphaltene Solubility Fractions, 2003.

- [17] Acevedo S, Escobar G, Antonieta M, Rizzo A. Molecular weight properties of data for octylated asphaltenes, 1997.
- [18] Romero C, Gomez A. determinacion del peso molecular de asfaltenos.pdf. 2002.
- [19] Badre S, Carla Goncalves C, Norinaga K, Gustavson G, Mullins OC. Molecular size and weight of asphaltene and asphaltene solubility fractions from coals, crude oils and bitumen, 2006.
- [20] Tissot BP, Welte D. Petroleum Formation and Occurrence. Second. Springer-Verlag, editor, 1984.
- [21] Flory PJ, Krigbaum WR. Thermodynamics of High Polymer Solutions. Annu Rev Phys Chem, 1951.
- [22] Tharanivasan AK, Yarranton HW, Taylor SD. Application of a regular solution-based model to asphaltene precipitation from live oils, 2011.
- [23] Parameters S. Reference : Polymer Properties Reference : Polymer Properties, 1999.
- [24] Ali MF, Saleem M. Fuel Science and Technology International ASPHALTENES IN SAUDI ARABIAN HEAVY CRUDE OIL SOLUBILITY AND MOLECULAR WEIGHTS, 2007.
- [25] Buckley JS, Hirasaki GJ, Liu Y, Von Drasek S, Wang J-X, Gill BS. Asphaltene Precipitation and Solvent Properties of Crude Oils, 1998.
- [26] Creek JL, Energy C, Company T, Buckley JS. OTC 19690 Asphaltene Instability Induced by Light Hydrocarbons, 2008.
- [27] Fan T, Wang J, Buckley JS. Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. Improv Oil Recover Symp, 2002.
- [28] Wang S, Civan F. Productivity Decline of Vertical and Horizontal Wells by Asphaltene Deposition in Petroleum Reservoirs, 2001.
- [29] Painter PC, Veytsman BA, Youtcheff J. Asphaltene Aggregation and Solubility, 2015;
- [30] Verdier S, Plantier F, Bessières D, Andersen SI, Stenby EH, Carrier H. Study of asphaltene precipitation by calorimetry. Energy and Fuels, 2007.
- [31] Boer RB De, Leerlooyer K, E KS, Laboratorium P, Eigner MRP, Inti S, et al. Precipitation : Theory , Practice , and the Selection of Inhibitors, 1995.
- [32] Nasir FM, Amiruddin N a, Petronas UT. Miscible CO₂ Injection: Sensitivity to Fluid Properties, 2008.
- [33] Da Silva N a E, Oliveira VRDR, Souza MMS, Guerrieri Y, Costa GMN. New method to detect asphaltene precipitation onset induced by CO₂ injection, 2014.

- [34] Sepúlveda JA, Bonilla JP, Medina Y. Predicción de la Estabilidad de los Asfaltenos Mediante la Utilización del Análisis SARA para Petróleos Puros . Stability Prediction for Asphaltene Using SARA Analysis for Pure Petroleum, 2012.
- [35] Stankiewicz A. Foundation through member donations and a contribution from Offshore Europe. Origin and Behavior of Oil Asphaltene - Integration of Disciplines, 2011.
- [36] Qin X, Wang P, K S, Pope G. Modeling Asphaltene Precipitation in Reservoir Simulation. Ind Eng Chem Res, 2000.
- [37] Negahban S, Willhite GP, Walas SM. Modeling of Three-Phase Liquid / Liquid Equilibria, 1988.
- [38] Ma Q, Chen G. Prediction of vapor-liquid-liquid-hydrate phase equilibrium for multicomponent systems containing tetrahydrofuran, 2013.
- [39] Omidkhah MR, Nikookar M, U TM, Pazuki GR, Ashtar M, Technology U, et al. SPE 101920 Calculation of Phase Behavior of Asphaltene Precipitation by Using a New EOS, 2006.
- [40] Li Z, Firoozabadi A. Cubic-Plus-Association Equation of State for Asphaltene Precipitation in Live Oils, 2010.
- [41] Zuo JY, Mullins OC, Freed D, Elshahawi H, Dong C, Seifert DJ. Advances in the Flory–Huggins–Zuo Equation of State for Asphaltene Gradients and Formation Evaluation, 2013.
- [42] Zhang X, Pedrosa N. modeling asphaltene phase behavior. comparison of methods for flow assurance, 2012.
- [43] Jamshidnezhad M. Predicting Asphaltene Precipitation by Simple Algorithm Using Solubility Parameter Calculated Based on Peng-Robinson Equation of State, 2008.
- [44] Hematfar V, Chen Z, Maini BB. Development of a Numerical Scheme for Simulation of Asphaltene, 2015.
- [45] Abou-kassem JH, United T, Emirates A, Ali SMF, Consultant PE, Islam MR. Petroleum reservoir simulation A Basic Approach, 2012.
- [46] Ertekin T, Abou-kassem JH. Basic Applied Reservoir Simulation, 2005.
- [47] Civan F. Formation Damage Mechanisms and Their Phenomenological Modeling—An Overview, 2007.

5. Daño por Precipitación de Parafinas

Introducción

El modelo multiparamétrico se fundamenta en el estudio de diferentes tipos de daños en la formación, en general aborda seis mecanismos asociados con: escamas minerales, bloqueo por finos, escamas orgánicas, permeabilidad relativa, daño inducido y daño geomecánico, y brinda la capacidad de diagnosticar el skin en ambientes complejos donde varios de estos pueden co-existir [1].

Esta guía presenta el mecanismo de daño por escamas orgánicas, realiza una revisión acerca del impacto de las variables como la presión, temperatura, composición y tasa de enfriamiento en la precipitación de las parafinas en mezclas multicomponentes, y muestra la importancia para el modelo multiparamétrico del uso de modelos termodinámicos que estimen el impacto conjunto de las variables de presión, composición y temperatura, debido a la información valiosa que pueden brindar.

La guía también presenta los principales tratamientos de control y remoción asociados a los problemas por parafinas y define un nuevo parámetro para el estudio del modelo multiparamétrico.

5.1 Fenomenología involucrada en el sistema de estudio.

Las parafinas también se conocen como alkanos, o hidrocarburos saturados de fórmula general C_nH_{2n+2} , que pueden formar cadenas de carbonos rectas o ramificadas, y como uno de los constituyentes del fluido pueden variar las propiedades del mismo. En general y a condiciones ambientales de presión y temperatura, se presentan en fase gaseosa cuando contienen un número de carbonos entre 1 y 4, en fase líquida cuando las cadenas saturadas tienen entre 5 y 16 átomos de carbono y como estructuras sólidas con un número de átomos de carbono mayor a 16, sin embargo esta posición puede cambiar si varia la condición de presión y temperatura.

Una posible clasificación de las parafinas se puede realizar en tres grupos: un primer grupo que corresponde a los saturados sencillos hasta 17 átomos de carbono, un segundo grupo que corresponde a las parafinas normales formadas por cadenas de entre 18 y 60 átomos de carbono, y un tercer grupo que corresponde a parafinas ramificadas o isoparafinicas, este último grupo representa hidrocarburos saturados cuya estructura molecular se conforma por cadenas ramificadas constituidas por radicales lineales de C₁ a C₆ o bien ciclos de 5 o 6 carbonos.

En el figura 51, se presenta las propiedades que permiten estudiar las parafinas dentro de mezclas multicomponentes o fluidos de yacimiento.

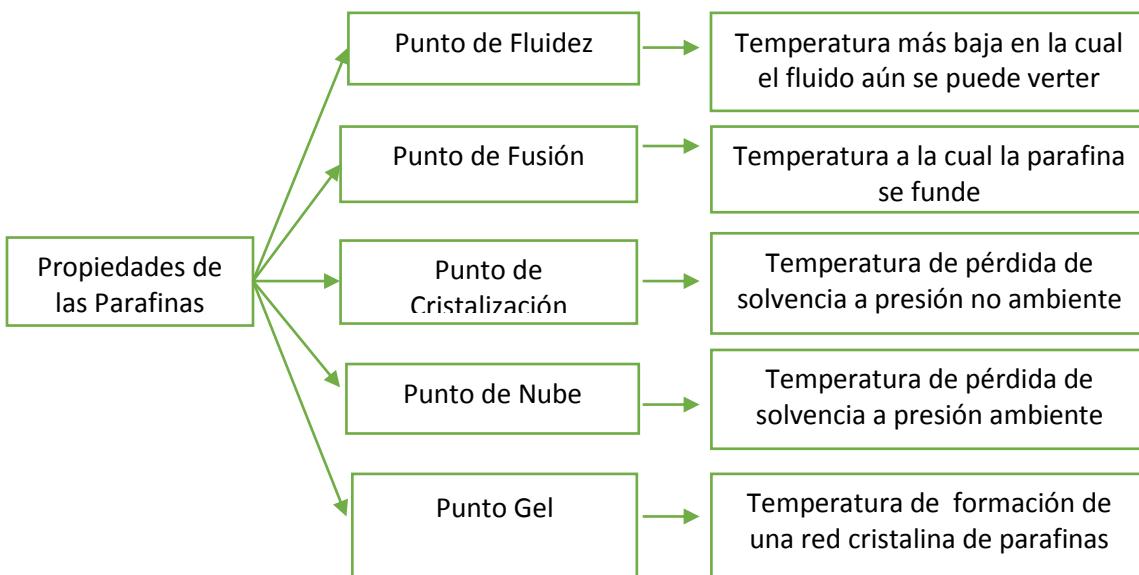


Figura 55: Propiedades de las Parafinas.

5.1.1 Problema del daño por parafinas y simulación.

En la Fig. 54. Se muestra una clasificación de los fluidos de yacimiento que pueden presentar diversos constituyentes, entre estos las parafinas y los asfaltenos que bajo cambios en la temperatura, la presión o composición del sistema generado por diversas operaciones como se muestra en la Tabla 13, pueden sufrir un desequilibrio termodinámico para precipitar y/o depositar sobre las superficies y/o canales preferentes de flujo y generar un posterior daño. En la Fig. 54 se presenta un caso típico de daño por deposición de orgánicos en una línea de producción. Y en la figura 52 se presenta un esquema de los posibles daños asociados.

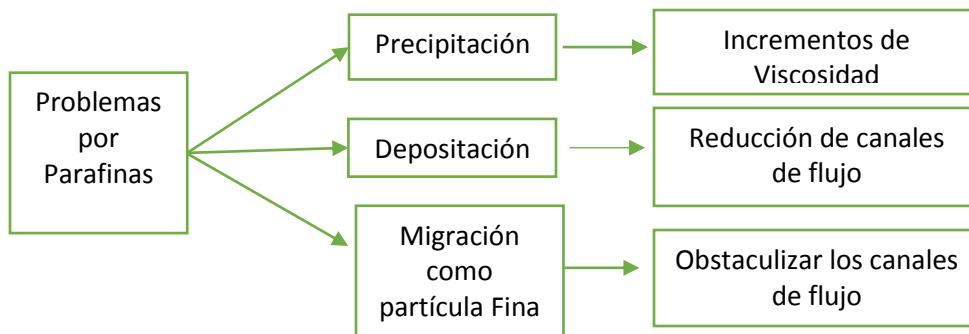


Figura 56: Problemas Asociados a las Parafinas.

Entender el comportamiento de los compuestos parafínicos de los fluidos de yacimiento requiere de pruebas experimentales y/o de modelos termodinámicos que predigan la coexistencia de la fase sólida con cambios en la presión y temperatura del sistema, y se puede tomar como referencia para optimizar procesos productivos y proponer posteriores acciones de control sobre el precipitado parafínico.

Tabla 13: Operaciones y Causas del Desequilibrio Termodinámico de los Constituyentes Orgánicos de los Fluidos de Yacimiento.

Causas	Operaciones
Inyección de Fluidos Fríos	<ul style="list-style-type: none"> - Trabajos de Acidificación - Trabajos de Fracturamiento - Inyección de Agua - Tratamientos con Condensados
Enfriamiento por Expansión de Gas	<ul style="list-style-type: none"> - Pozos con alto GOR - Inyección de CO₂ - Inyección de Vapor
Invasión de Fluidos Contaminantes Incompatibles	<ul style="list-style-type: none"> - Trabajos con Aceites Calientes - Trabajos de Acidificación - Inyección de CO₂
Segregación Gravitacional/ Movilidad Diferencial	<ul style="list-style-type: none"> - Producción de Crudo

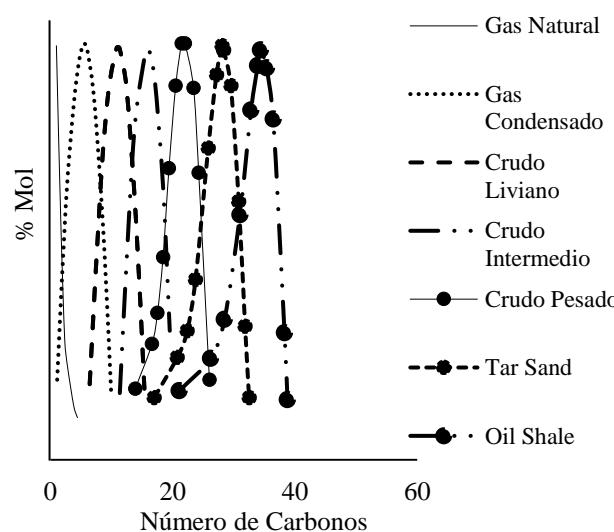


Figura 57: Clasificación de los Fluidos de Yacimiento en Función de la Fluidez. Fuente: Tomada de [2].

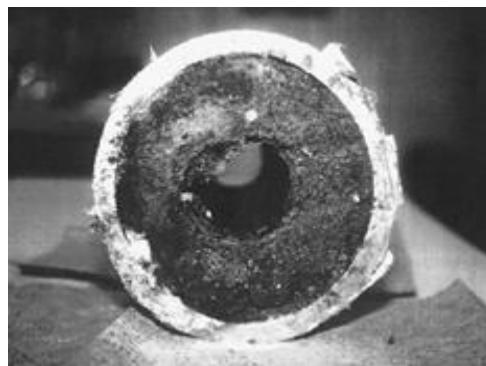


Figura 58: Taponamiento de Línea de Producción por Orgánicos. Fuente: Tomado de [3].

5.1.2 Efecto de la Presión, Tasa de Enfriamiento, Temperatura y Composición en la Precipitación de Parafinas.

A continuación se presenta de manera separada el comportamiento de los constituyentes parafínicos en función de la temperatura, tasa de enfriamiento, peso molecular de la solución y presión. Se aclara que para esta parte el estudio se detalla con base en estudios reportados en literatura de manera previa.

Temperatura: Se considera la causa principal en la precipitación de parafinas tanto que las propiedades de las parafinas se estudian en función de temperaturas. Por lo general cuando se incrementa la temperatura la solubilidad de la parafina se aumenta y viceversa y existen muchas razones por las cuales el fluido se puede enfriar desde el yacimiento hasta superficie. Algunas razones se asocian con las operaciones que se presentan en la Tabla 13. A grandes rasgos se puede relacionar a la liberación del gas del yacimiento, radiación de calor con el sistema, cambios de temperatura por el gradiente geotérmico y el contacto con el medio ambiente.

En la Fig. 55 se presenta un estudio de Won [4]. El cual ilustra el efecto de la temperatura en la distribución de fases para un crudo sintético de 41 componentes en un sistema de hidrocarburo, se observa como incrementos de temperatura pueden generar la reducción de la fase sólida.

Tasa de Enfriamiento: El efecto de una tasa de enfriamiento rápida en el fluido ocasiona que el punto de pérdida de solvencia de las parafinas a presión ambiente conocido como punto de nube disminuya. Sin embargo con tasas de enfriamiento lentas se ocasiona que el punto nube incremente como lo presenta Hunt en su estudio “Laboratory Study of Paraffin Deposition” y como se muestra en la Fig. 56. [5].

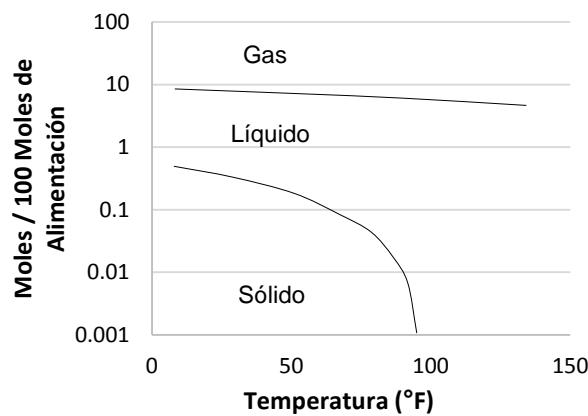


Figura 59: la Temperatura en la Precipitación de Parafinas. Fuente: Tomada de [4].

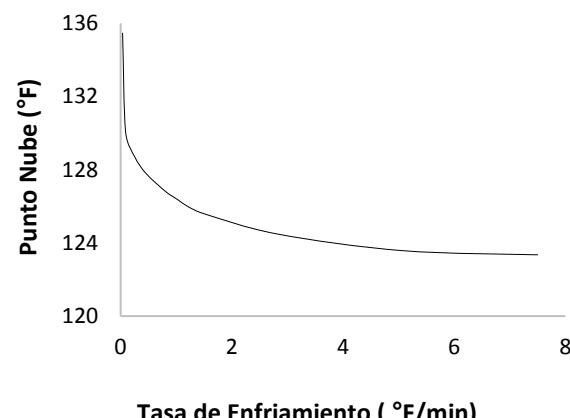


Figura 60: Tasa de Enfriamiento vs Punto de Nube. Fuente: Tomada de [5]

Peso Molecular de la Solución: Cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye la temperatura del punto de nube disminuye, lo cual retarda la precipitación de las parafinas, así la presencia de gas actúa como solvente y disminuye la temperatura de cristalización.

Adeyanju en el 2012 presenta un estudio para entender el efecto de la composición en el punto nube, para esto emplea crudos sintéticos con mezcla de un 30 % de hidrocarburos puros como C_3 , $n - C_5$, $n - C_7$, $n - C_{10}$, $n - C_{12}$, $n - C_{15}$. La Fig. 57 Muestra la tendencia de los compuestos C_1 a C_5 a disminuir el punto de nube en los fluidos, mientras que compuestos más pesados tienden a elevar dicha temperatura, y se debe a que el peso molecular de la parafina como componente también influye en el proceso de precipitación, así cuando el peso molecular de la parafina se incrementa el punto de fusión se aumenta y disminuye la solubilidad de esta en el fluido.

En procesos de producción donde se presenta una rápida liberación de las fracciones livianas del fluido se puede generar que la temperatura del punto nube incremente y se presente más rápido el proceso de precipitación.

Presión: la solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de la presión, debido a que se tiene una mayor fuerza intermolecular entre las moléculas similares que entre moléculas no similares causando un incremento en el punto de cristalización. Para crudos con un bajo contenido de gas en solución menor al 50% en mol y sometidos a bajas presiones se genera una disminución del punto de cristalización pero al aumentar la presión por encima del punto de burbuja se incrementa la temperatura del punto de cristalización. Sin embargo el comportamiento del punto de cristalización con presión depende de cada fluido por lo cual se debe hacer una evaluación individual. Un ejemplo de cómo disminuir el punto de cristalización se tiene al incrementar la presión en la tubería mediante el aumento de la presión de operación del separador.

En la Fig. 58 se presenta los resultados encontrados por Won e ilustran los efectos de la presión en la distribución de fases para un crudo sintético con 41 componentes.

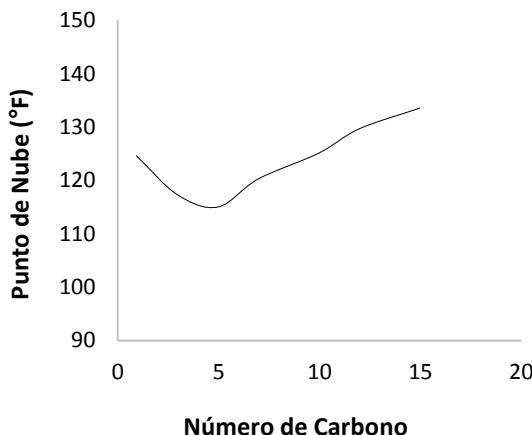


Figura 61: Variación del Punto de Nube debido a la Composición del Fluido. Fuente: Tomada de [6].

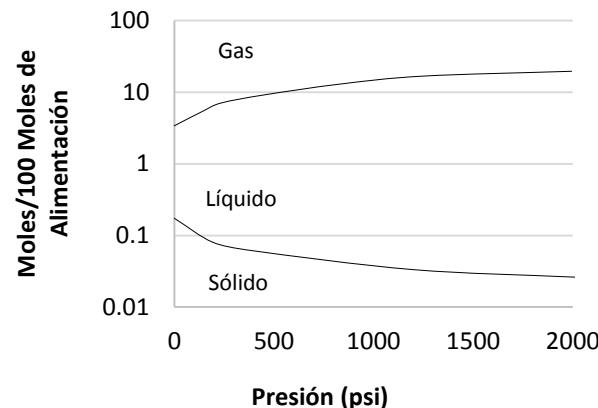


Figura 62: Efecto de la Presión en la Precipitación de Parafinas. Fuente: Tomada de [4].

5.2 Diagnóstico del daño.

El Diagnóstico del daño se puede realizar por medio de pruebas experimentales o modelos de base termodinámica, que de manera posterior permitan cuantificar un impacto general dentro del modelo multiparamétrico. A continuación se describe de manera breve el modelamiento termodinámico y su aporte al modelo multiparamétrico.

5.2.1 Simulación Termodinámica de Precipitación de los Compuestos Parafínicos.

Los modelos termodinámicos describen los procesos de precipitación o pérdida de solvencia de las parafinas desde los fluidos o mezclas, la Eq. (1) presenta el término de fugacidad del sólido en función del líquido, y se resalta que dentro de los modelos se debe garantizar tanto la condición de balance de masa e isofugacidad.

$$f_i^{0s}(p_{ref}) = f_i^{0l}(p_{ref}) \exp \left[-\frac{\Delta H_i^f}{RT} \left(1 - \frac{t}{t_i^f} \right) - \frac{1}{RT} \int_t^{t_i^f} \Delta C_{pi} dt + \frac{1}{RT} \int_t^{t_i^f} \frac{\Delta C_{pi}}{t} dt \right] \quad (1)$$

$f_i^{0s}(p_{ref})$ = Fugacidad del componente i en la fase sólida a condición de referencia

$f_i^{0l}(p_{ref})$ = Fugacidad del componente i en la fase líquida a condición de referencia

R= Constante universal de los gases

T= Temperatura de análisis

H_i^f = Entalpía de fusión del componente i

t_i^f = Temperatura de fusión del componente i

$$C_{pi} = \text{Capacidad calorífica del componente } i$$

En la Fig. 59 se presenta una envolvente termodinámica de parafinas representada por la línea continua, la línea punteada representa la envolvente termodinámica del equilibrio líquido vapor.

La envolvente de parafinas permite entender la coexistencia entre la fase sólida, en conjunto con la líquida y de vapor. Como se puede observar en la región superior en la zona de estabilidad del fluido coexiste la fase del líquido con las parafinas, y en la región de inestabilidad pueden coexistir las tres fases. En la Fig. 60, se presenta la cantidad de parafina precipitada en función de la temperatura de manera isobárica, por lo general los modelos estiman dicho contenido a presión ambiente.

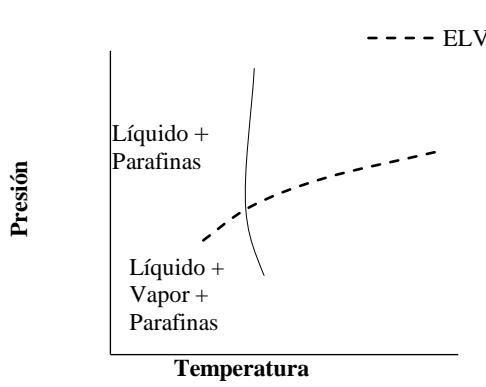


Figura 63: Envolvente de Precipitación de Parafinas.

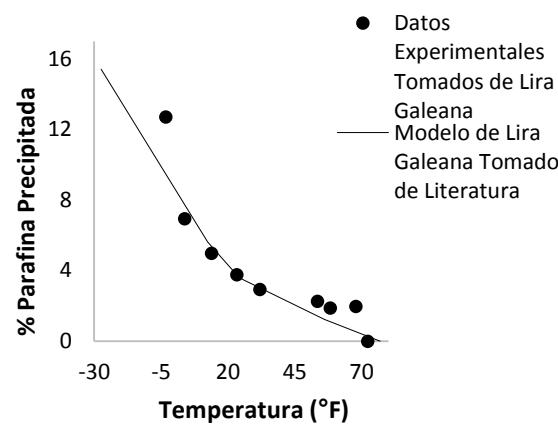


Figura 64: Porcentaje de Parafinas Precipitado vs Temperatura a 14.7 Psi. Fuente: Tomada de [7].

Un modelo termodinámico que permita estimar el comportamiento de las fracciones parafínicas dentro del fluido de yacimiento requiere de ciertos modelos acoplados bajo una herramienta que brinde la posibilidad de estimar el contenido parafínico precipitado desde fluidos de yacimiento. Entre estos modelos se cuenta con:

- Método de Heidemann & Khalil para estimar el punto crítico.
- Método para estimar el punto cricondencérmico y cricondenbárico.
- Análisis de estabilidad.
- Modelo para estimar el comportamiento de las parafinas.
- Procedimiento de calibración de la fracción pesada.

En la Fig. 61 se analiza un fluido de un yacimiento Colombiano, y se presenta con la finalidad de mostrar la importancia de modelar la termodinámica de los compuestos parafínicos y su principal aporte dentro del modelo multiparamétrico.

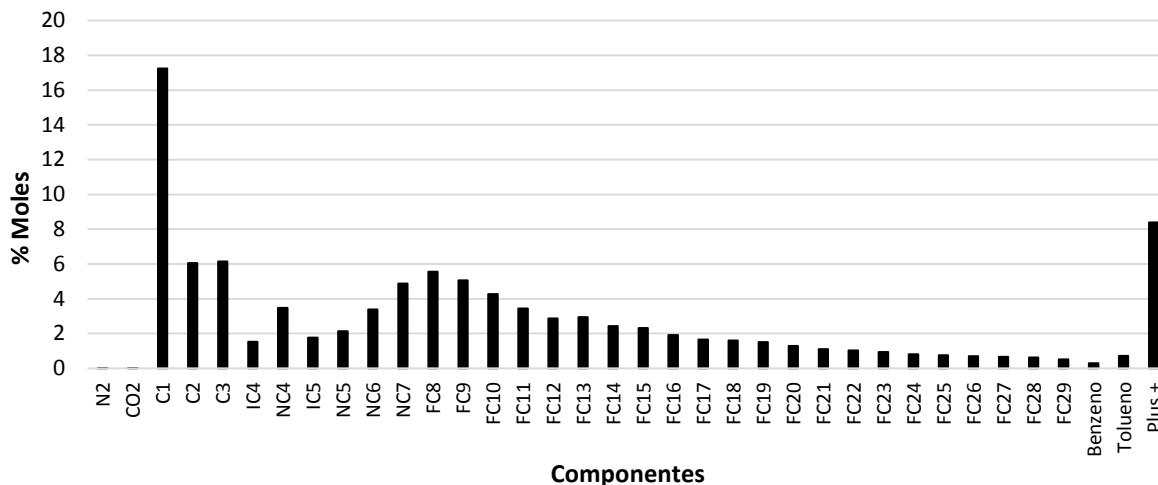


Figura 65. Composición Fluido Campo Colorado 25.

El fluido corresponde al campo colorado 25, con las principales características: el punto de burbuja se estima a 630 psi con 104 °F, la densidad del aceite vivo se estima en 0.7876, con un GOR de 240 $\frac{scf}{stb}$, el peso de la fracción pesada en C_{30}^+ equivale a 580 $\frac{gr}{mol}$, la gravedad específica del gas se estima a 1.0170 $\frac{gr}{cc}$, con un factor volumétrico al aceite de 1.130 $\frac{Bl\ Res}{STB}$.

Para este fluido los hidrocarburos livianos representan el 34.45%, entre estos Co_2, N_2 y los componentes desde C_1 hasta C_4 en % Mol. Los hidrocarburos intermedios el 42.07% que incluyen los componentes desde C_5 hasta C_{15} con el benceno y tolueno. Los hidrocarburos pesados el 23.48 %. El punto de nube para el fluido se estima por medio de la simulación en 97.33 °F, y por el método experimental de viscosimetría alrededor de 95.07 °F.

En la Fig. 62. Los datos que se presentan describen el equilibrio líquido vapor con la envolvente de rocío y de burbuja. Este diagrama permite estimar las regiones de posibles problemas por precipitación de parafinas al lado izquierdo de la envolvente de parafinas, y de manera adicional permite estimar las condiciones bajo las cuales el fluido puede coexistir en diferentes fases como líquido, sólido y vapor, lo que permite brindar bases de análisis para tomar posteriores precauciones en la producción y a la hora de proponer tratamientos de control e inhibición del posible daño.

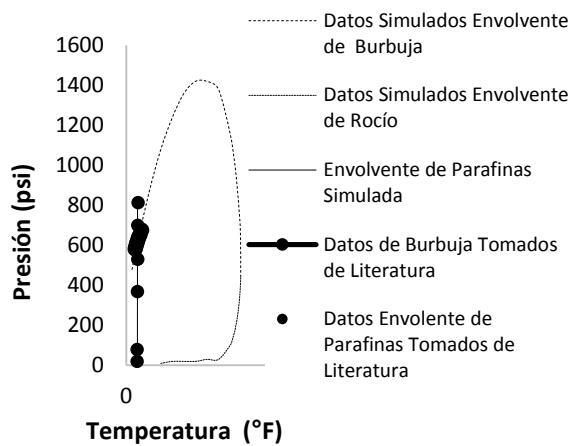


Figura 66: Simulación Termodinámica de Fases y Validación Envolvente de Parafinas Campo Colorado.

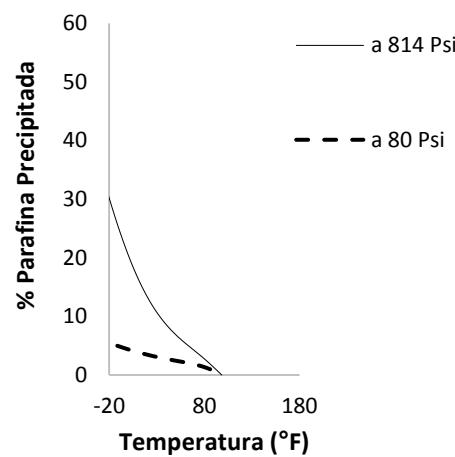


Figura 67: Simulación Termodinámica del Comportamiento de las Parafinas Precipitadas en Función de la Presión para el Campo Colorado 25.

En la Fig. 63. se presenta el estudio del efecto de la presión sobre la cantidad de parafina que pierde solvencia, para este tipo de fluido se observa como incrementos de presión no tienen un efecto muy marcado sobre el punto de perdida de solvencia del contenido parafínico. Sin embargo debe resaltarse que el efecto de la presión si se ve altamente marcado en la cantidad de parafina precipitada en % peso, y muestra un comportamiento contrario al reportado en la Fig. 59.

Se debe aclarar que las tendencias del comportamiento de precipitación de las parafinas varían en función de la composición del fluido y del tipo de mismo, así las tendencias de precipitación pueden variar entre un fluido condensado o un liviano parafínico, y aunque se han reportado algunas tendencias generales para mezclas multicomponentes muy específicas tal vez sirvan de reglas prácticas. Sin embargo se recomienda realizar una evaluación individual al fluido. Y así poder volver más robusto el modelo multiparamétrico y de manera posterior poder justificar e implementar acciones de control y remoción del posible daño asociado.

5.3 Remediation.

En la actualidad se presenta una gran variedad de tratamientos para afrontar los problemas asociados con las parafinas, pero de forma muy general se pueden dividir en 2 grandes categorías. Una primera categoría para la remoción como tratamientos: mecánicos, térmicos, químicos y una segunda categoría para la prevención como dispersantes y modificadores de cristal. Se debe resaltar que Los tratamientos pueden mejorar sus características por una combinación entre los mismos y en algunos casos por la aplicación a través de squeeze.

Los tratamientos recientes basados en nanopartículas y fenómenos de superficie al igual que una buena combinación de los métodos tradicionales pueden proveer largos períodos de inhibición a los problemas por parafinas, a modo de ejemplo tratamientos con inhibidores químicos adsorbidos sobre matrices sólidas inertes que se introducen en conjunto con material apuntalante en procesos de fracturamiento, y que se fundamentan en una tasa de desorción lenta, pueden garantizar en algunos estudios hasta más de un año de prevención.

5.3.1 Tratamientos de Prevención.

Los tratamientos de prevención se asocian con aquellos que evitan en lo mayor posible que se formen o sigan avanzando los problemas asociados con las parafinas, entre estos se tiene: flujo en frío, químico para el cambio de humectabilidad, modificador de cristal, aditivos poliméricos, surfactantes, entre otros, los cuales se presentan en el Figura 64 y se describen a continuación.

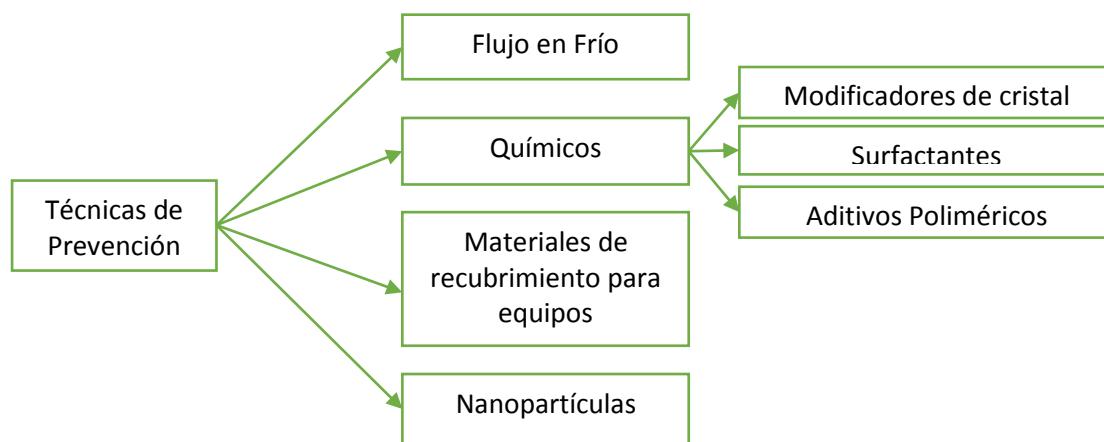


Figura 68: Tratamientos de Prevención para los Daños Generados por las Parafinas.

- **Flujo en Frío.**

El flujo en frío se basa en agregar partículas extrañas al fluido de producción que actúan como sitios de nucleación y permiten la precipitación limitando así la cantidad de sólidos que se depositan en las superficies. La Fig. 65 presenta un esquema de diseño de un proceso de flujo en frío utilizado en producciones costa afuera donde se puede observar como la mezcla sólida se forma en la primera sección de la tubería, en la salida del proceso el crudo se encuentra a la misma temperatura del agua externa donde se precipitan todas las ceras potenciales que se transportan como sólidos en dispersión con o sin más deposición.

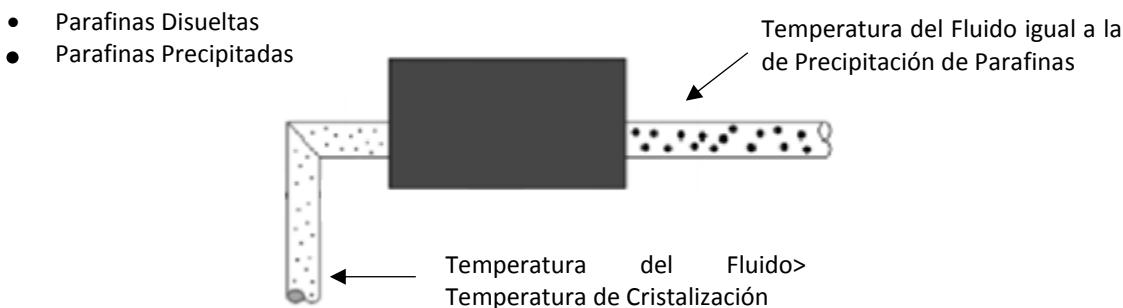


Figura 69: Técnicas de Mitigación Flujo en Frío. Tomada de [8].

Existen diferentes métodos para generar flujo en frío [8]. En general en el método Cold Seeding se adicionan sólidos cerosos para generar la nucleación. En el método Wax Eater se realiza la circulación del flujo en un ciclo donde la temperatura externa es menor que la temperatura de aparición de las ceras parafínicas. En el método High Shear Heat Exchanger se hace uso de un intercambiador de calor para lograr la formación de sólidos y una fuente de presión extra para incrementar la velocidad de la corriente del crudo logrando rasgar así los depósitos. En el método Pressure Surges se combina la acción de un marrano para lograr el desprendimiento de los depósitos. En el método Flash Cooling el crudo se mezcla con gas y a través de un choque se genera un enfriamiento motivado por el efecto Joule-Thomson. En el método Oil or Solvent Injection se enfriá por adición de la recirculación de la corriente de crudo frío o solventes. En el método Magnetic Conditioning se hace uso de herramientas magnéticas. No obstante la mayor diferencia entre los métodos anteriores se asocia con la forma en la cual se genera el enfriamiento del fluido producido.

- **Modificadores de Cristal.**

Los modificadores de cristal se asocian con materiales que tienen estructura similar a la parafina y que pueden precipitar junto con esta. Presentan naturaleza polimérica y reducen la deposición de las parafinas al igual que el punto de fluidez del crudo. Entre algunos de estos se tienen: polietileno, poliacrilatos, polimetacrilatos, resinas de alquilfenol y derivados de hidrocarburos poliméricos.

Los modificadores de cristales co-precipitan ó co- cristalizan con la cera y toman el lugar de las moléculas interfiriendo con el crecimiento del sistema. Sin embargo la interacción entre los modificadores de cristal y las parafinas depende la temperatura en la cual se agreguen al fluido.

- Los modificadores de cristal salen de la solución a temperaturas un poco mayores que la temperatura del punto nube o de cristalización de la cera en la solución y causan nucleación.
- Los modificadores de cristal salen de la solución sobre las temperaturas de punto nube o de cristalización de la cera en solución y co-cristalizan con los cristales de cera.
- Los modificadores de cristal salen de la solución sobre temperaturas un poco menores que la temperatura original de punto de nube o de cristalización y adsorbe los cristales de cera.

La aplicación de estos tipos de tratamientos se puede realizar dentro de una base continua como el crudo o por medio de baches de tratamientos. Los resultados se pueden mejorar a través de inyecciones por medio del anular o haciendo uso de líneas capilares dado que el químico se puede colocar y controlar. Las técnicas de inyección a alta presión o *squeeze* de formación también se han usado y reportado en la literatura y se pueden combinar con tratamientos de limpieza si la deposición se encuentra como un problema recurrente. En la Fig. 66 se muestra como un modificador de cristal entorpece el crecimiento del cristal evitando o reduciendo su deposición sobre las superficies.

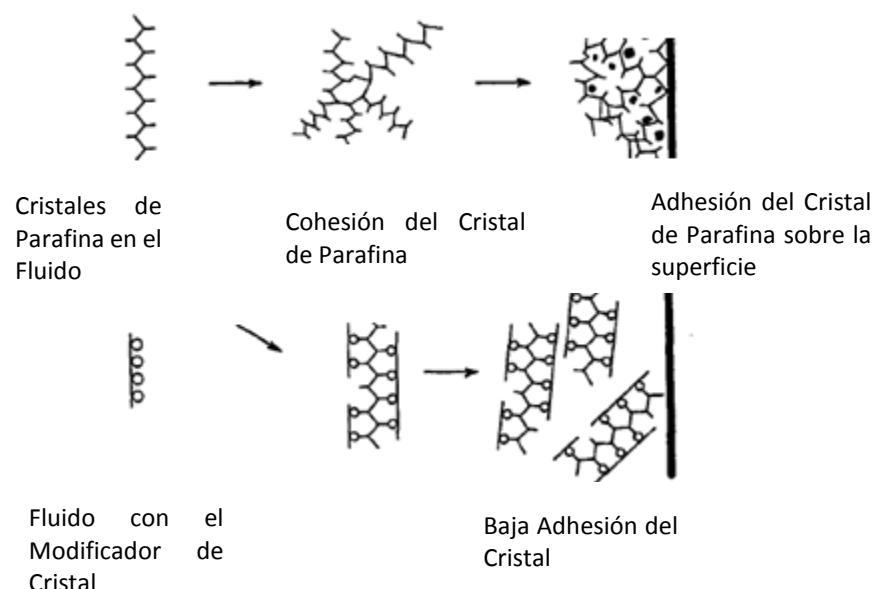


Figura 70: Modificador ideal de cristal. Tomada de [9].

Una desventaja del método con modificadores de cristal se debe a que no son efectivos en todos los casos de problemas por parafinas y luego se requiere un método de ensayo y error para encontrar el producto apropiado para cada lugar en el cual se piense implementar.

- **Surfactantes.**

Los surfactantes se utilizan de manera frecuente para el cambio de humectabilidad al agua de las superficies. Luego se pueden alimentar volúmenes de surfactantes dentro del sistema para mantener una capa de agua que prevenga el contacto de la parafina con el sistema y una posterior adhesión. Algunos surfactantes también pueden solubilizar los núcleos evitando la aglomeración de la parafina.

- **Aditivos Poliméricos.**

Los aditivos poliméricos actúan como agentes de nucleación si se agregan a altas temperaturas sobre la precipitación de la parafina. Sin embargo a temperaturas más bajas también se pueden adicionar pero actuando a una menor escala como núcleos. El objetivo principal se logra al generar racimos de parafinas menores a un tamaño crítico requerido para el crecimiento.

Los polímeros también se pueden incorporar para generar un disturbio en el crecimiento de los cristales dependiendo de la habilidad para co-precipitar con la cera y enlazar los cristales largos. Previniendo la interacción partículas-partículas de los agregados formados a través de estabilización estérica o por adsorción.

Los aditivos poliméricos no trabajan cambiando la cantidad de cera que sale de la solución pero si alterando el crecimiento de la estructura y generando efectos positivos en la viscosidad, punto nube o cristalización y punto de fluidez.

- **Aplicación de Diferentes Materiales y Recubrimientos en las Tuberías.**

La aplicación de materiales de recubrimiento para los sistemas de producción como tuberías plásticas y tuberías con cubiertas plásticas se han propuesto en pos de reducir la depositación de la cera, no por la naturaleza de su composición química sino por presentar una superficie lisa [5]. A pesar que la tasa de depositación sobre las tuberías plásticas es menor que sobre otras superficies rugosas la acumulación de los depósitos de cera puede progresar con las mismas tasas después de ser cubiertas con ciertas capas de ceras parafínicas. Las tuberías plásticas o cubiertas plásticas deben considerar procesos de limpieza especiales evitando tratamientos con crudos calientes o solventes ya que pueden generar daños en las tuberías como el tipo PVC.

- **Químicos para Cambios de Humectabilidad.**

Los químicos para el cambio de humectabilidad forman una capa o una superficie que cambian el ángulo de contacto y retardan la deposición de las parafinas. Un ejemplo se asocia con el etoxilato de alquilfenol. Estos tipos de químicos se pueden adicionar al sistema para actuar como inhibidores de los problemas generados por las ceras parafínicas [10].

5.3.2 Tratamientos de Remoción.

Los tratamientos de remoción se utilizan de manera correctiva a los problemas ya existentes asociados a las parafinas. Se trata de eliminar la mayor cantidad del depósito en pos de garantizar una mayor cantidad de flujo. Los químicos funcionalizados, la remoción mecánica, la aplicación de calor, la remoción con químicos y el tratamiento microbiano se describen con mayor detalle a continuación.

- **Químicos Funcionalizados.**

Los químicos funcionalizados generan una emisión de calor debido a una reacción química para remover los depósitos de ceras parafínicas. Sin embargo la efectividad del tratamiento depende del conocimiento acerca del perfil del espesor y la fracción del depósito en función de la localización axial y del tiempo. El método SGN o *Stands for Nitrogen Generating System* por sus siglas en inglés se puede ubicar dentro de este tipo de tipo de tratamientos y fue desarrollado por PETROBRAS para tratar problemas por bloqueos de depósitos de parafinas en aguas profundas y ultraprofundas donde las soluciones triviales para las parafinas no presentaban buenos resultados [11].

Este tipo de tratamientos se basan en el correcto diagnóstico del problema y la aplicación de la reacción termoquímica para disociar los hidratos o fundir las parafinas.

En la Fig. 67, se presenta un esquema de este tipo de tratamiento donde la generación de nitrógeno consiste en una mezcla equimolar de 2 soluciones acuosas concentradas con sales nitrogenadas: cloruro de amonio NH_4Cl y nitrato de sodio NaNO_2 las cuales cuando se activan de forma correcta generan nitrógeno con una gran cantidad de energía térmica. Esta reacción exotérmica se da por oxido-reducción y se presenta en la siguiente relación.



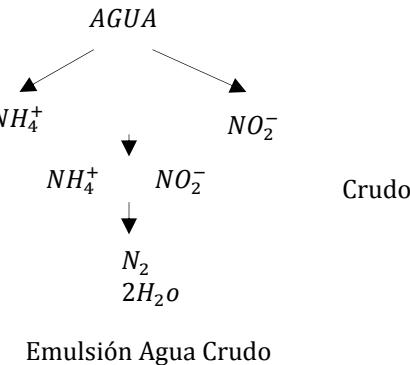


Figura 71: Coalescencia y Reacción Química entre las Fases Acuosas de las Dos Emulsiones. Tomada de [12].

Las dos emulsiones de concentración acuosa se mezclan por separado con solventes como diésel o xileno y luego se inyectan de forma simultánea dentro del sistema para generar la reacción y la producción de calor. En los tratamientos se debe garantizar un buen tiempo de cierre dentro del sistema para darle buena eficiencia al tratamiento.

- **Remoción Mecánica.**

La remoción mecánica se utiliza para raspar los depósitos de parafinas acumulados en las paredes de la tubería de producción y/o en las líneas productoras. Las operaciones de raspado en hueco abajo para pozos con levantamiento artificial o *Gas-Lift*, y pozos con bombas centrífugas utilizan raspadores unidos a un sistema de *Wire-Line*, aunque también se pueden hacer operaciones de raspado aprovechando la energía de la corriente de crudo o gas.

Los tratamientos de remoción mecánica para líneas superficiales emplean técnicas como el marraneo en donde se hace uso de un marrano. El marrano se define como un objeto con el diámetro menor que el diámetro interno de la línea que se hace circular a través de las líneas para rasgar los depósitos de cera. En la actualidad existen marranos inteligentes que indican la posición y demás parámetros de la operación. Los marranos en conjunto con los registros de la tasa de depositación de parafina para cada línea se pueden implementar bajo esquemas de tratamiento que se monitorean minimizando así la posibilidad de pega [10].

- **Aplicación de Calor.**

Los tratamientos por aplicación de calor se pueden realizar por medio de varias técnicas como la inyección de aceite caliente, agua caliente, vapor y el calentamiento eléctrico para tratar de eliminar la mayor cantidad de depósito. Este tipo de tratamientos se puede aplicar tan pronto como sea posible antes de que los depósitos parafínicos lleguen a formar grandes acumulaciones en los equipos de producción. A continuación se describen algunos tratamientos comunes para la aplicación de calor.

- Agua Caliente.

El tratamiento con agua caliente permite que el calor derrita los depósitos de parafinas en la parte superficial del sistema y que estos se desplacen fuera del pozo obteniendo así una producción normal de crudo y agua. Se considera como un método económico comparado con los tratamientos con solventes, el cual también permite la adición de químicos para la dispersión y remoción de la parafina[10].

El tratamiento con agua caliente evita algunos de los problemas que se tienen con el uso de crudo caliente. Sin embargo presenta otros asociados con la falta de solubilidad total de la parafina y redepositación por enfriamiento.

El uso de agua con dispersantes químicos para la remoción de acumulaciones de parafinas también se puede utilizar en aplicaciones como limpieza del pozo antes de una estimulación y en el preflujo para el fracturamiento [13].

- Limpieza del pozo antes de una estimulación.

Los tratamientos de estimulación pueden dirigir la parafina ya existente en el sistema a la formación generando daño o pueden requerir altas tasas de bombeo por la presencia de tapones de parafinas. Luego se pueden usar tratamientos con agua y dispersantes químicos para la limpieza de la parafina presente en el sistema antes de efectuar tratamientos de estimulación.

- Preflujo para el fracturamiento.

En áreas que tienen temperaturas muy bajas el uso de tratamientos fríos en particular fluidos de fracturamiento pueden causar la precipitación de la parafina en la formación. La precipitación en las caras de las fracturas puede causar daño a la producción. Luego se puede adicionar un dispersante químico al agua en el preflujo delante del fracturamiento para ayudar a aliviar los problemas por precipitación de parafinas. Una posible explicación para esto se asocia con los cristales diminutos de parafina que se pueden dispersar en el agua sin adherirse a la matriz de la formación permitiendo producirlos de regreso con los fluidos de tratamiento.

- Aceite Caliente.

El tratamiento con aceite también se utiliza para remover los depósitos de parafinas, los cuales quedan en solución en el crudo usado para dicho propósito luego de derretirlos. Este tipo de tratamiento presenta buenos resultados sobre parafinas que tengan un bajo punto de fusión o si se utilizan grandes volúmenes de crudo a altas tasas de bombeo. No obstante el tratamiento con aceite caliente es polémico fundamentado en los siguientes problemas.

- ✓ Propagación del problema de pozo a pozo.
- ✓ Puede causar tapones en la bomba.
- ✓ Puede causar pegas en las líneas de flujo.
- ✓ Puede causar interface en el fondo de los tanques.
- ✓ Puede llevar parafina dentro de la formación.
- ✓ Puede depositar parafina en la tubería de producción.
- ✓ Redepositación por enfriamiento del aceite.

En pos de minimizar los problemas que se pueden presentar en los tratamientos con aceites calientes se debe evitar al máximo utilizar el mismo aceite para tratar varios pozos o un mismo tanque de almacenamiento.

- **Remoción con Químicos.**

La remoción de los depósitos de parafinas por medio de tratamientos químicos se puede categorizar en dos grupos como solventes y dispersantes. Estos tipos de tratamientos se describen a continuación.

- **Solventes.**

Los solventes presentan una baja densidad y se adicionan para restaurar la solvencia al crudo perdida durante el escape de gases o durante la reducción de la temperatura. En general existen dos grandes clases de solventes usados para disolver la parafina en campo: los alifáticos y los aromáticos. Por citar algunos se tienen: condensados, gasolina, pentano, butano, xileno, tolueno, hidrocarburos clorados, disulfuro de carbono y terpenos [9].

Los solventes varían mucho en la capacidad de disolver la parafina según la naturaleza de estas. Así parafinas de cadenas cortas o crudo congelado se pueden disolver de manera fácil mientras que cadenas largas no se disolverán del todo. En otras palabras la remoción se hace efectiva si hay parafinas de bajo punto de fusión.

El grado de solvencia del tratamiento definido como la máxima cantidad de parafina que un solvente puede mantener sobre un rango de temperatura varía para cada uno de los solventes. Se puede decir entonces a modo de ejemplo que el xileno presenta mayor solvencia que el n- heptano y que el diesel.

Otro aspecto importante se relaciona con el tiempo de contacto del tratamiento el cual depende de la temperatura y de la longitud de la cadena de parafinas. Para esquematizar lo anterior los mejores solventes aplicados a largas cadenas de parafinas a bajas temperaturas por un corto tiempo pueden fallar en una limpieza del sistema. Mientras que un solvente pobre aplicado a cadenas de parafinas cortas a altas temperaturas en grandes cantidades puede limpiar el sistema.

Por ende una buena aplicación tiene en cuenta la localización, temperatura, cantidad y tipo de parafina, tiempo de contacto, habilidad del solvente y características del mismo, al igual que una correcta selección del tipo de solvente. Por ejemplo el tetracloruro de carbono y disulfuro de

carbono se pueden utilizar como solventes universales mientras que solventes como el kerosene, el condensado y el diesel se pueden utilizar para disolver parafinas con depósitos de asfáltenos [8].

Los tratamientos con solventes se pueden optimizar a través de una mezcla variada de los mismos para diferentes pesos moleculares y se pueden aplicar por medio de baches o de manera continua. Sin embargo se requiere hacer un buen estudio del tipo de tratamiento debido la naturaleza de volatilización de los mismos. Por esta razón para pozos profundos se recomienda emplear solventes de alto peso molecular o el uso en conjunto con dispersantes o modificadores de cristal en pos de brindar una mejor eficiencia. Para temperaturas elevadas se recomienda el uso de una aplicación por baches del tratamiento mientras que la aplicación continua se recomienda en sistemas con bajo contenido parafínico y/o en sistemas con temperaturas pequeñas cercanas al punto nube o de cristalización.

Los tratamientos con solventes no se aconsejan en yacimientos con un estado muy avanzado de depletación donde de ninguna manera se soporte la presión estática. Tampoco en regiones con ambientes fríos en superficie o en sistemas con un alto grado de daño por parafinas debido a la dificultad para limpiar sólo con solventes y a los grandes volúmenes requeridos. No obstante la eficacia del tratamiento se puede determinar a través de un análisis de puntos de nube para una serie de mezclas de solventes/ crudos manteniendo constantes el tipo de parafina, la temperatura, el tiempo de contacto y variando los solventes hasta que dichos puntos estén debajo de la temperatura del sistema.

- **Dispersantes.**

Los dispersantes se asocian a químicos estructurados que atraen la molécula de parafina neutralizando las fuerzas atractivas que unen estas partículas. Los dispersantes causan que las partículas de parafina sean dispersas en los fluidos producidos después del rompimiento de las moléculas de las ceras parafinicas permitiendo el movimiento en conjunto con el fluido producido.

Los dispersantes se conforman por materiales como, sulfonatos, alquil fenoles derivados de los terpenos, cetonas, poliamidas, naftenos y se pueden utilizar tanto para la remoción como para la prevención de los problemas asociados a las parafinas. También se pueden aplicar por medio de baches o por medio de una aplicación continua inclusive algunas veces por medio de alta presión o squeeze dentro de la matriz de la roca.

- **Tecnología de Acondicionamiento de Flujo Magnético (MFC).**

La tecnología de acondicionamiento de flujo magnético utiliza herramientas que generan campos magnéticos para reducir los procesos de cristalización de las ceras parafinicas. En teoría cuando el crudo fluye en presencia de un campo magnético adecuado las moléculas de parafinas tienen a alinear sus polos con uno de los campos magnéticos. Además la acción del campo magnético varía en las moléculas la rotación de los electrones y los patrones de translación cambiando el momento angular del orbital.

La tecnología se asocia a beneficios en la reducción de la viscosidad del fluido pero no se han demostrado influencias en la disminución del WAT y el punto de fluidez. La tecnología se puede optimizar en experimentos bajo el flujo ortogonal del fluido respecto con la orientación del campo magnético, por una distancia óptima entre los magnetos, por el tiempo de exposición y por las condiciones de control de la temperatura. Sin embargo esta tecnología tiene ciertas controversias debido a la complejidad para comprender el proceso [14].

- **Tratamiento Microbiano.**

El uso de los productos microbianos se fundamenta en la ocurrencia natural de micro-organismos marinos que tienen la habilidad de absorber la parafina, siendo capaces de removerla o al menos reducir su depositación sobre ciertos períodos de tiempo. La aplicación de los microorganismos como herramienta de remoción se acepta debido a que no se considera patogénica y se considera segura con el ambiente. Los productos microbianos se ponen en el crudo por medio de tratamientos con baños o se inyectan dentro del anular del pozo, nuevos baños se deben seguir inyectando de forma periódica en orden de mantener el tamaño de la colonia microbial [15].

En la figura 68, se presentan los tratamientos de remoción para los problemas asociados a los constituyentes parafínicos de los fluidos de yacimiento.

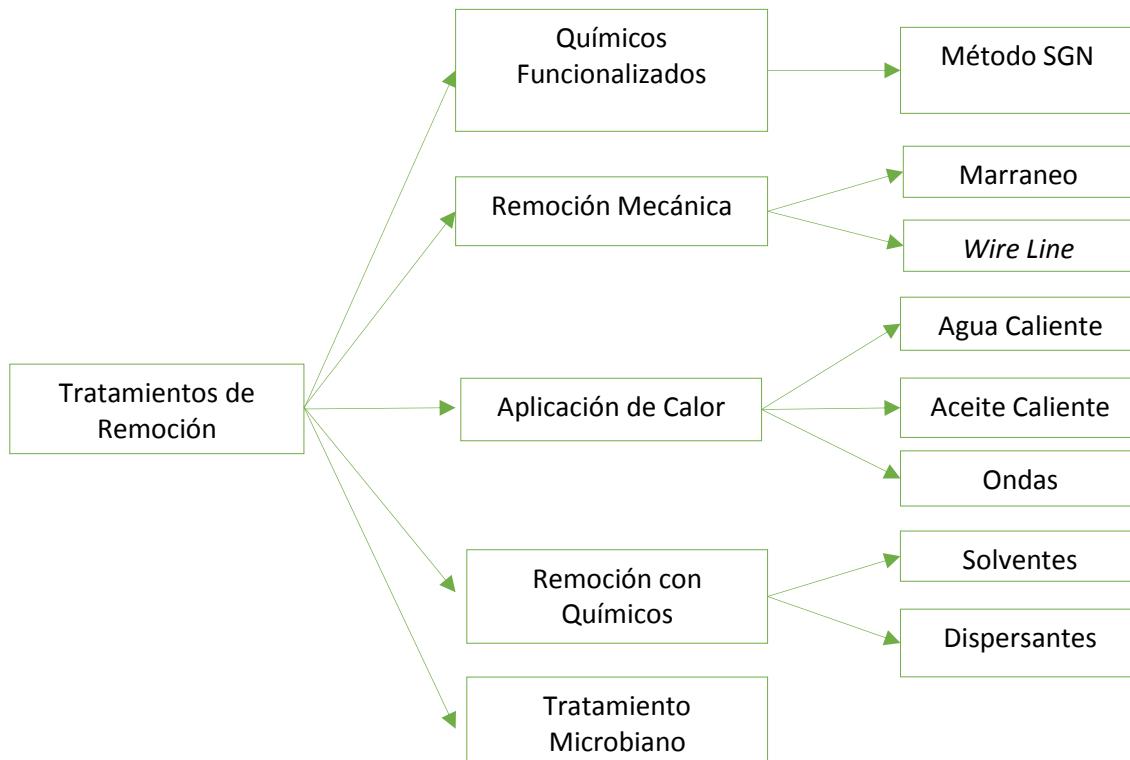


Figura 72: Tratamientos de Remoción para los Problemas de Parafinas.

5.3.3 Características para Tener en Cuenta en los Tratamientos.

En general a la hora de elegir un tratamiento se deben cumplir con 2 aspectos importantes. El primero se asocia con garantizar la humectabilidad. El segundo se asocia con la concentración óptima. Los cambios en la humectabilidad pueden reducir la permeabilidad al aceite mientras que tratamientos que se introducen a bajas concentraciones pueden presentar una baja eficiencia en el control de depósitos de parafinas y a altas concentraciones generan un residual que puede reducir la vida del mismo.

Por ende un tratamiento efectivo parte desde el diseño del mismo y el análisis de la composición del crudo debido a la importancia de conocer otros aspectos como el contenido de los asfáltenos y el contenido de agua en los procesos de acompañamiento de los tratamientos. A modo de ejemplo se puede mencionar que algunos tratamientos con solventes que pueden resultar benéficos para las parafinas también pueden causar en las partículas de los asfáltenos floculación o digitación al restaurar la producción disminuyendo las tasas de flujo o incrementando el sedimento básico y el agua o *BSW*.

Un buen tratamiento debe cumplir con:

- ✓ Buena efectividad removiendo la parafina o deteniendo el proceso de depositación.
- ✓ No siendo parte del problema.
- ✓ No causando otros problemas.
- ✓ No propagando los problemas a otros pozos.
- ✓ Manteniendo o incrementando la producción.
- ✓ Minimizando los costos de los problemas al producir.
- ✓ Compatibilidad química con los fluidos de formación y los poros de la matriz.
- ✓ Seguridad para el uso con los equipos de campo.

Se debe rescatar que los análisis de costo y efectividad se deben implementar para resolver problemas de manera óptima al menor costo. Por lo general se deben hacer antes de aplicar cualquier tratamiento al sistema iniciando por un conocimiento del costo total por no hacer nada y dejar evolucionar el problema. Luego se deben analizar cuáles serían las mejores decisiones para una posible intervención debido a que en ocasiones los tratamientos generan altas frecuencias de intervención y/o bajas eficiencias. En general alguno de los tratamientos no son costo – efectivos debido a que no resuelven el problema o causan problemas adicionales [10].

5.4 Diagrama de Flujo.

A continuación se describen los Subparametros para estimar el impacto de daño de las parafinas dentro del modelo multiparamétrico, también se presenta su acople con información valiosa que se puede encontrar de modelos termodinámicos y por ultimo dos esquemas que resumen de manera concreta la metodología de evaluación.

5.4.1 Sub-parámetros Propuestos para Diagnosticar.

El modelo multiparamétrico requiere información acerca del mecanismo de escamas orgánicas, este se puede asociar tanto con los asfaltenos como con las parafinas, por ende se define un nuevo parámetro asociado a los constituyentes parafínicos denotado por las siglas OSPP, en inglés organic scale paraffin parameter.

Explicación y Determinación de los Subparametros.

Los subparametros propuestos asociados al parámetro OSPP se definen a continuación, también se explican bajo un fundamento teórico para su respectiva elección, y se presenta la forma de estimarlos.

- ✓ OSPP1: Punto de nube o de cristalización.
- Explicación de la elección del subparametro: el punto nube y/o cristalización, define la temperatura de perdida de solvencia de los constituyentes parafínicos.
- Forma de estimarlo:

$$\text{OSPP1_ Punto de nube} = \frac{\text{maximo punto de nube para el pozo } i}{\text{maximo punto de nube medido para todos los pozos}} \quad (2)$$

- ✓ OSPP2: Punto de Fluidez.

- Explicación de la elección del subparametro: el punto de fluidez se define como la temperatura más baja a la cual el fluido aún se puede verter, propiedad asociada con los componentes parafínicos.
- Forma de estimarlo:

$$\text{OSPP2_ Punto de Fluidez} = \frac{\text{maximo punto de fluidez para el pozo } i}{\text{maximo punto de fluidez medido para todos los pozos}} \quad (3)$$

- ✓ OSPP3: Factor Composicional (Gas Producido Acumulado) [MMSCF].
- Explicación de la elección del subparametro: la razón por la cual se estudia este subparametro se asocia con la capacidad que tienen las fracciones livianas en mantener solubles las parafinas como se muestra en la Fig. 57.
- Forma de estimarlo:

$$\text{OSPP3_factor composicional} = \frac{\text{gas producido acomulado por el pozo } i}{\text{maxima cantidad de gas producido}} \quad (4)$$

- ✓ OSPP4: Cantidad de agua producida
- Explicación de la elección del subparametro: se ha demostrado que a medida que se incrementa el corte de agua, propiedades como el punto de fluidez también incrementa, y se asocia al proceso de nucleación de las parafinas sobre las gotas de agua.
- Forma de estimarlo:

$$\text{OSPP4_cantidad de agua} = \frac{\text{agua producida acomulada por el pozo } i}{\text{maxima cantidad de agua producida}} \quad (5)$$

El aporte de los subparametros al parametro general OSPP se esquematiza en la Fig. 69. Luego se puede estimar el promedio de los subparametros para encontrar el aporte de este parámetro al modelo multiparamétrico global.

De manera general se debe aclarar que el subparametro OSPP1 asociado con el punto de pérdida de solvencia de los compuestos parafínicos presenta gran relevancia a la hora de cuantificar el daño. Sin embargo en caso de no contar con dicha información se propone:

Caso 1. Se cuenta con un punto experimental del equilibrio líquido vapor del fluido.

- I. Ingresar la composición del fluido a analizar dentro del programa desarrollado en el grupo.
- II. Calibrar la fracción pesada del fluido variando propiedades como la temperatura crítica, la presión crítica o el factor acéntrico, entre las demás propiedades que la caracterizan, hasta que se aproxime el valor estimado por el programa a algún valor de presión de burbuja por método experimental.
- III. Correr el programa desarrollado en el grupo para parafinas con la nueva composición que tiene en cuenta la calibración de las propiedades de la fracción pesada y estimar varios puntos de cristalización o un punto de nube para dicho fluido.

Caso 2. Se cuenta con un único punto de nube o de cristalización del fluido.

- I. Ingresar la composición del fluido a analizar dentro del programa desarrollado en el grupo.
- II. Calibrar la constante que multiplica la temperatura de fusión o la entalpia de fusión dentro del modelo de parafinas hasta el modelo describa el punto experimental.
- III. Correr el programa desarrollado en el grupo para parafinas y estimar varios puntos de cristalización o un punto de nube para dicho fluido.

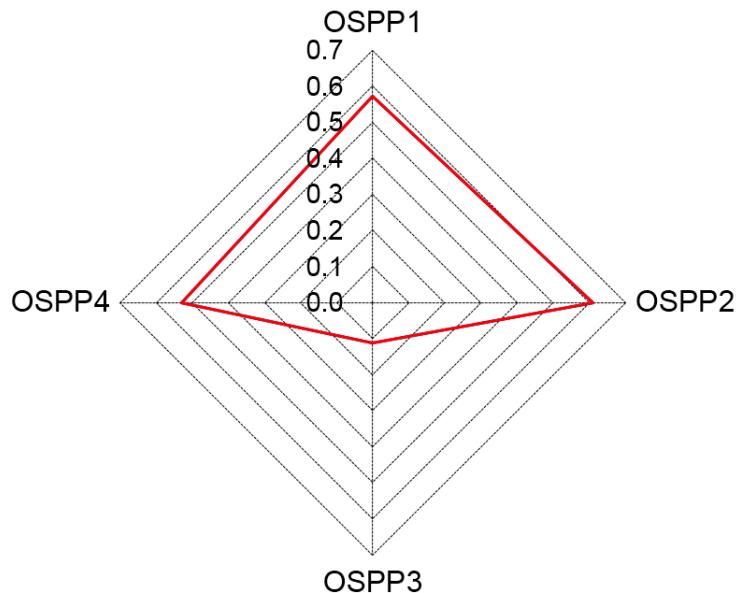


Figura 73: Diagrama para Escamas Orgánicas Parafínicas en el Modelo Multiparamétrico.

5.4.2 Análisis Adicional de Variación de la Presión y la Temperatura con Base al Modelamiento Termodinámico.

Modelar la termodinámica asociada a los componentes parafínicos puede dar información adicional, en la Fig. 70 se presenta la delimitación de las regiones para un fluido Colombiano A, y se supone 3 procesos isotérmicos denotados como L-1, L-2 y L-3, para entender la importancia de las envolventes termodinámicas y la información que pueden entregar.

En el proceso isotérmico L-1, si se comienza a presurizar el sistema, se observa en una primera instancia a presiones bajas que pueden coexistir tanto la fase líquida, como sólida y de vapor, donde el sólido representa las parafinas; sin embargo con incrementos en la presión se observa que el fluido entra en la región en la cual puede coexistir como líquido y sólido, por ende operar en esta región tanto con presiones bajas como altas implica riesgo de daño por los constituyentes parafínicos.

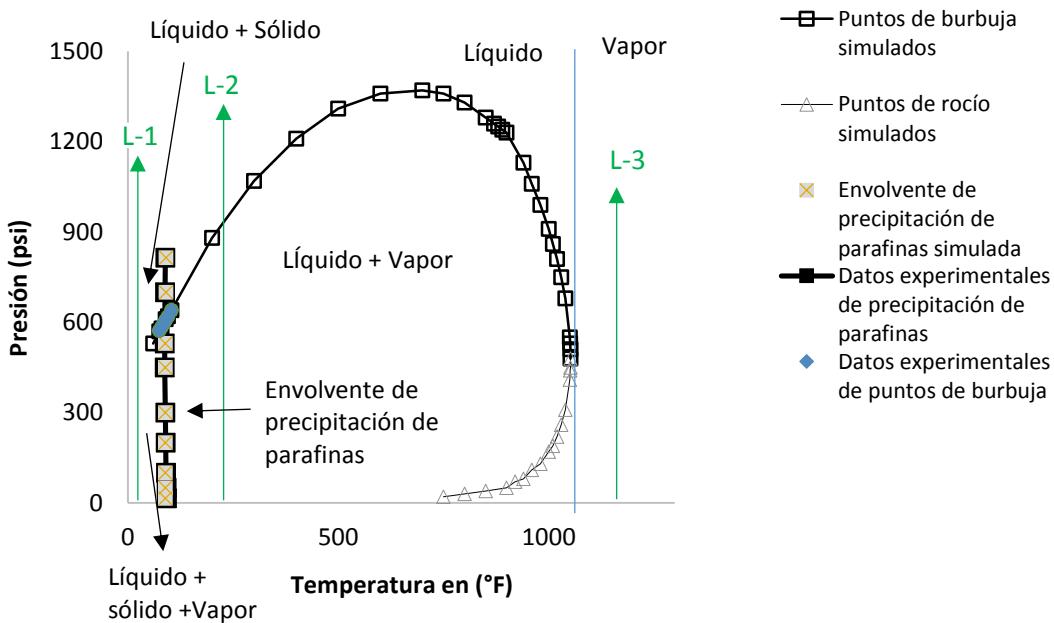


Figura 74: Envolvente Termodinámica para el Fluido Colombiano A, Delimitación de Zonas.

En el proceso isotérmico I-2, en el cual también se genera una presurización del sistema, se observa que a presiones bajas pueden coexistir tanto la fase líquida, como vapor, sin presentar problemas asociados a los constituyentes parafínicos, hecho que se asocia con la ubicación al lado derecho de la envolvente de parafinas, por ende operar en esta región de manera teórica no implica riesgo de daño por los constituyentes parafínicos, continuar el incremento en presión implica que el fluido sólo se presente como líquido.

Para el proceso isotérmico L-3, el fluido se presenta como vapor, sin embargo se nota que esta característica se alcanza a altas temperaturas, y está delimitado por el punto crítico de la mezcla.

Otro aspecto termodinámico de interés para el fluido Colombiano A, se asocia con el comportamiento de la parafina precipitada con respecto a la presión, la Fig. 71, muestra la tendencia de la cantidad precipitada de los constituyentes parafínicos tanto con la temperatura como con el incremento en la presión dentro del sistema desde 814 psi hasta 80 psi, Para el caso de estudio en la isoterma L-1 se puede atribuir una mayor cantidad de parafina precipitada a altas presiones en la región de inestabilidad termodinámica, que a bajas presiones en la región de estabilidad del fluido.

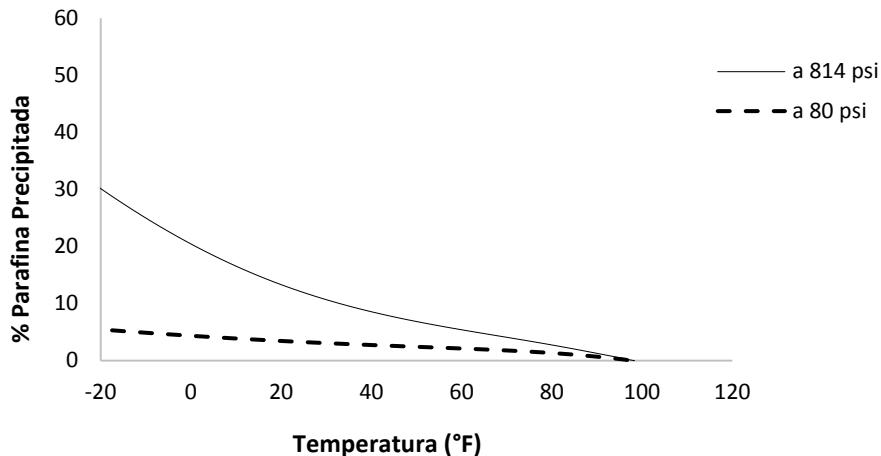


Figura 75: Cambio de la Cantidad Precipitada de Parafina en Función de la Presión, para el Fluido Colombiano A.

5.4.3 Esquemas resumen de la metodología.

En la Fig. 72 y Fig. 73 se presentan de manera resumida la metodología para el diagnóstico de Parafinas y su acople con él Modelo Multiparamétrico.

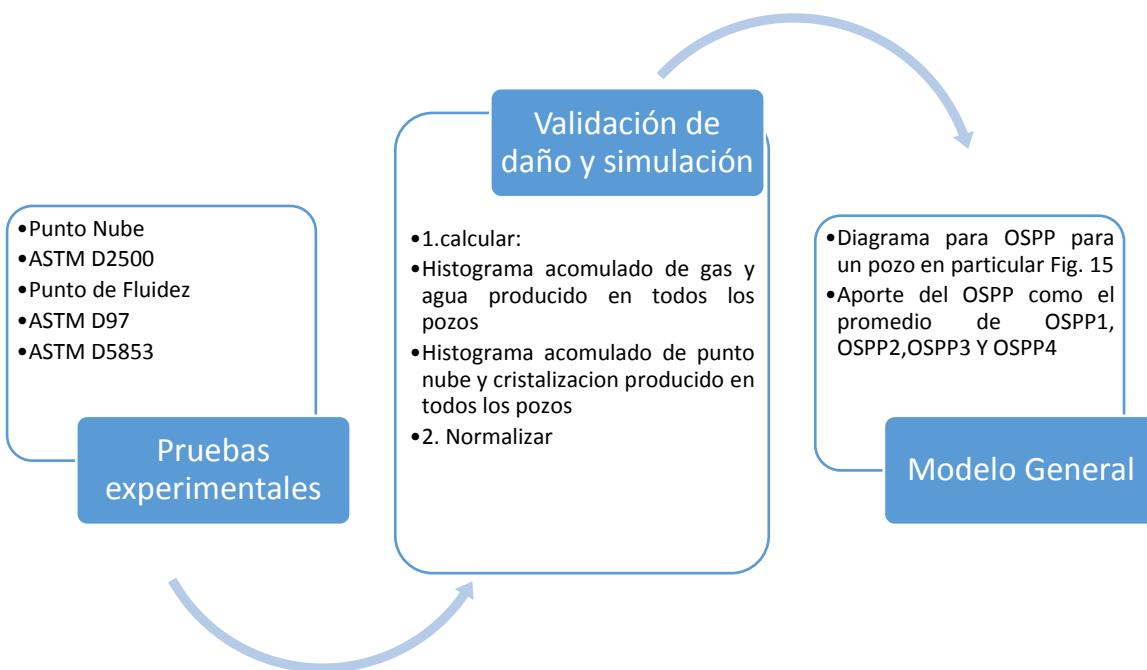


Figura 76: Metodología para Análisis del Modelo Multiparamétrico.

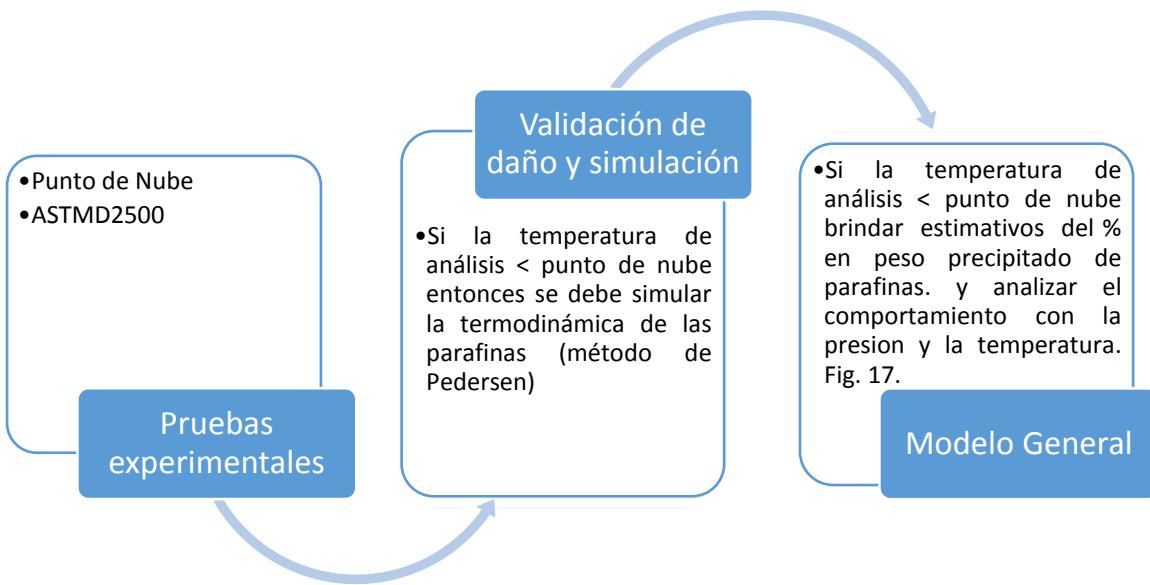


Figura 77: Metodología para Análisis Adicional del Modelo Multiparamétrico.

5.5 Glosario de palabras técnicas.

- ✓ Bloqueo por finos: Daño asociado a partículas finas que pueden interferir su flujo a través de las gargantas de los poros.
- ✓ Daño de Formación: Reducción de la permeabilidad en la zona productora en la vecindad del pozo.
- ✓ Daño Geomecánico: Reducción en la permeabilidad asociado con la mecánica de rocas.
- ✓ Depositación: Posterior a la precipitación, se refiere al fenómeno de asentamiento de los compuestos precipitados.
- ✓ Equilibrio Termodinámico: Se presenta cuando el sistema no experimenta de manera espontánea cambio de estado.
- ✓ Escamas orgánicas: Escamas asociadas con la precipitación de compuestos como parafinas y/o asfaltenos
- ✓ Parafinas: Alcanos, o hidrocarburos saturados de fórmula general C_nH_{2n+2}
- ✓ Permeabilidad: Medida de la facilidad con la cual una formación permite a los fluidos pasar a través de la misma.
- ✓ Permeabilidad Relativa: Reducción de la facilidad de un fluido para fluir a través de un material permeable.
- ✓ Precipitación: Perdida de solvencia de algunos compuestos de una mezcla, se debe a cambios de presión, temperatura y composición.
- ✓ Punto de Cristalización: Temperatura de pérdida de solvencia de las parafinas a presión no ambiente.
- ✓ Punto de Fluidez: Temperatura más baja en la cual el fluido aún se puede verter
- ✓ Punto de Fusión: Temperatura a la cual un compuesto se funde.
- ✓ Punto Gel: Temperatura de formación de una red cristalina de parafinas.
- ✓ Punto de Nube: Temperatura de pérdida de solvencia de las parafinas a presión ambiente.
- ✓ Modelo Multiparamétrico: modelo para el estudio de diferentes mecanismos de daños en la formación.
- ✓ Modelo Termodinámico: Representación del proceso de precipitación.
- ✓ Movilidad del fluido: Se conoce como el cociente de las relaciones de permeabilidad/viscosidad.
- ✓ Skin de daño: Medida del daño, se representa por la letra (s), si $s>0$ hay una reducción en la permeabilidad, $s=0$ no tiene daño, $s<0$ el pozo esta estimulado.
- ✓ Viscosidad: Oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales, se debe a las fuerzas de cohesión molecular.

5.6 Referencias.

- [1] Restrepo A, Duarte J, Sánchez Y., (2007). A multiparameter methodology for skin factor characterization: applying basic statistics to formation damage theory, spe 107674.
- [2] Mansoori GA. A unified perspective on the phase behaviour of petroleum fluids. *Int. J. Oil, Gas Coal Technol.* 2009;2(2):141-167.
- [3] R. Banki, H. Hoteit, and a. Firoozabadi, "Mathematical formulation and numerical modeling of wax deposition in pipelines from enthalpy–porosity approach and irreversible thermodynamics," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 51, no. 13–14, pp. 3387–3398, Jul. 2008.
- [4] Lira-Galeana C, Hammami A. Wax Precipitation from petroleum fluids: a review. In: Yen TF, Chilingarian GV. Asphaltenes and Asphalts, 2 Developments in Petroleum Science, 40 B. 1 edition. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier; 2000. Chapter 21;557-608.
- [5] Hunt EB. Laboratory Study of Paraffin Deposition. *Journal of Petroleum Technology* 1962;14(11):1259-1269.
- [6] Oyekunle L, Adeyanju O. Thermodynamic Prediction of Paraffin Wax Precipitation in Crude Oil Pipelines. *Petroleum Science and Technology*. 2011;29(2):208-217.
- [7] A. Firoozabadi and J. M. Prausnitz, "Thermodynamics of Wax Precipitation in Petroleum Mixtures," vol. 42, no. 1, 1996.
- [8] Al-yaari M. Paraffin Wax Deposition : Mitigation & Removal Techniques. In: SPE. Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium. 2011 March 14-16. Dhahran, Saudi Arabia.2011:14-16. DOI:10.2118/155412-MS.
- [9] Bilderback CA, McDougall LA. Complete Paraffin Control in Petroleum Production. *Journal of Petroleum Technology*. 1969;21(09):1151-1156.
- [10] Barker KM, Waugh KL, Newberry ME. Cost-Effective Treatment Programs for Paraffin Control. In: SPE. Production and Operations Symposium. 2003 March 23-26. Oklahoma City, Oklahoma. 2003:1-6. DOI:10.2118/80903-MS.
- [11] Marques LCC, Pedroso CA, Paixão LCA. New Flow Assurance Solutions to Work Out Hydrate and Paraffin Blockage Problems in Deepwaters. In: OTC. Offshore Technology Conference. 2003 May 5-8. Houston, Texas. 2003:1-7. DOI:10.4043/15190-MS.
- [12] Romeu RK, Khalil CN, Rabinovitz A. Paraffin Precipitation in the Formation in Dom Joao Field, Brazil. In: SPE. Latin America Petroleum Engineering Conference. 1990 October 14-19. Rio de Janeiro, Brazil. 1990:1-6. DOI:10.2118/21108-MS.
- [13] Sutton GL. Aqueous Systems for Paraffin Removal. In: SPE. Symposium on Formation Damage Control. 1976 January 29-30. Houston, Texas. 1976:155-160. DOI:10.2118/5704-MS.

[14] Marques LCC, Rocha NO, Machado ALC, Neves GBM, Vieira LC, Dittz CH. Study of Paraffin Crystallization Process Under The Influence of Magnetic Fields and Chemicals. In: SPE. Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. 1997 30-August-3 September. Rio de Janeiro, Brazil. 1997:1-8. DOI:10.2118/38990-MS.

[15] Bishop MD, Woodward DR. Biological Paraffin Control Systems Show Production Increases. In: Addition To Controlling Paraffin. In: PETSOC. Annual Technical Meeting. 1990 June 10-13. Calgary, Alberta. 1990:1-9. DOI:10.2118/90-56.

6. Guía Práctica sobre Daño Inducido en las Etapas de Perforación y Completamiento

Introducción

El modelo multiparamétrico se fundamenta en el estudio de diferentes tipos de daños en la formación, en general aborda 6 mecanismos asociados con: escamas minerales, bloqueo por finos, escamas orgánicas, permeabilidad relativa, daño inducido y daño geomecánico, y brinda la capacidad de diagnosticar el skin en ambientes complejos donde varios de estos pueden co-existir.

La perforación de pozos de petróleo tiene varios objetivos según sea su fin, ya sea pozo exploratorio, pozo de producción, etc. y cumplir esa meta requiere de la perforación de serie de formaciones litológicas que cada día son más profundas dado el avance de la tecnología y la demanda de hidrocarburos. Los fluidos de perforación son de vital importancia durante este proceso, existen los fluidos base agua, base aceite y gaseosos. Siendo los primeros los que generan mayor daño de formación, sin embargo es ambiguo definir cual genera más daño ya que hay una serie de factores que se deben considerar.

Estudios de laboratorio y de campo indican que casi todas las operaciones de campo; perforación, completamiento, operaciones de workover y estimulación, son una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. Aunque la manera en la cual la productividad del pozo se puede ver afectada varía de una operación a otra, investigaciones y diagnósticos de problemas específicos indican que las razones están asociadas usualmente con la invasión de partículas finas, cierre de fracturas con material sólido en su interior, reacciones químicas o una combinación de las anteriores. Para prevenir un daño en la permeabilidad o para estimular un pozo efectivamente, es de vital importancia el conocimiento preciso de cual mecanismo de daño se presenta.

Los valores de permeabilidad antes y después del daño, la tasa de filtración y otros factores, se obtienen de pruebas de laboratorio, ya sea a condiciones de invasión dinámica o estática y perforación sobre balance de forma tal que se obtiene el factor de daño y una aproximación al radio de invasión. Registros de pozos permiten identificar el radio de invasión o la distancia desde la cara del pozo al frente de invasión de filtrado directamente. Los reportes de perforación, las campañas de fracturamiento e intervención de las compañías de servicio u operadoras, permiten identificar valores tan vitales como las libras de fluido inyectado al igual de los barriles para detener el flujo de cierta formación de interés. Estos datos de entrada se pueden obtener fácilmente o ser considerados a futuro para ser implementados en esta caracterización de daño por diferentes mecanismos.

Esta guía presenta la fenomenología y los mecanismos relacionados al daño inducido, asociado directamente a la invasión de fluidos de perforación y completamiento, esquematiza cada uno de los parámetros empleados por Restrepo et. al [1] y uno nuevo para el estudio del modelo multiparamétrico, y así también la forma de obtención y cálculo de los subparámetros que lo componen.

6.1 Fenomenología Involucrada en el daño INDUCIDO

6.1.1 Daño asociado a los fluidos de perforación y completamiento

Durante las operaciones de perforación y completamiento es común el daño de la formación por invasión de sólidos y filtrado provenientes de los fluidos de perforación y completamiento, debido al sobrebalance que ejerce la columna de fluido sobre la cara de la formación. Una barrera, o daño, se localiza alrededor del pozo ocasionando una dificultad en el flujo de las fases aceite, agua o gas. Este daño es causado por una reducción de permeabilidad y porosidad de la zona de producción, influyendo drásticamente en la productividad.

Aunque la zona afectada solo se extiende unos pocos pies del pozo, esto puede causar una gran reducción en la productividad, dado que el flujo es radial y por lo tanto la caída de presión es proporcional a la relación logarítmica entre el radio de interés y el radio del pozo [2].

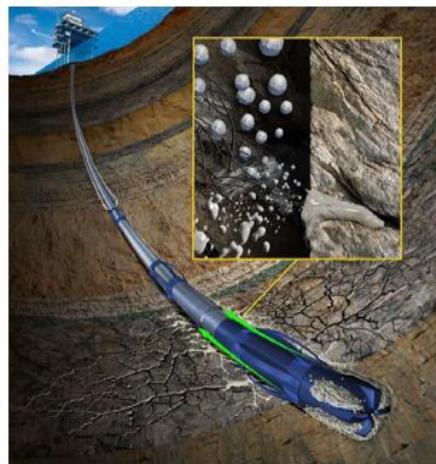


Figura 78: Invasión de fluido de perforación a la formación

Para prevenir el flujo de fluidos hacia la formación, la presión hidrostática del lodo debe ser mucho menor que la presión de poro, sin embargo en este proceso se puede perder el control del pozo. Por otra parte, el lodo tiende a invadir las formaciones permeables debido al sobrebalance entre las presiones, sin embargo, estas perdidas que pueden llegar a ser masivas, logran ser controladas mediante partículas introducidas dentro de la formulación del lodo que se posicionan sobre la cara del pozo, formando un cake de permeabilidad relativamente baja que limita el flujo del filtrado de lodo. Las partículas más grandes se depositan en el exterior y forman un puente externo, las medianas forman un cake interno y las más pequeñas pueden penetrar sin restricción. Como resultado, tres zonas son establecidas: cake externo, cake interno y zona invadida de lodo, ver figura 75.

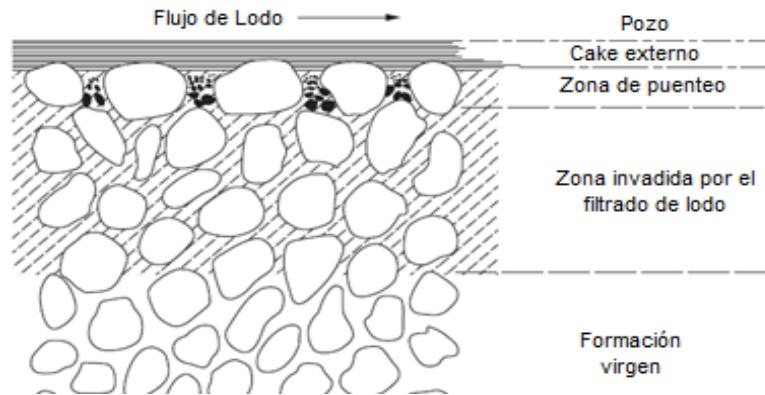


Figura 79: Invasión de una formación por lodo de perforación.

6.1.2 Mecanismos de daño

Existen varios tipos de mecanismos de daño en el cual los sólidos y el filtrado proveniente de los fluidos de perforación y completamiento pueden reducir la productividad de un pozo, algunos causan un daño físico y otros químico alterando la superficie de la roca, diferentes tipos de mecanismos se enumeran en la figura 76 [3].

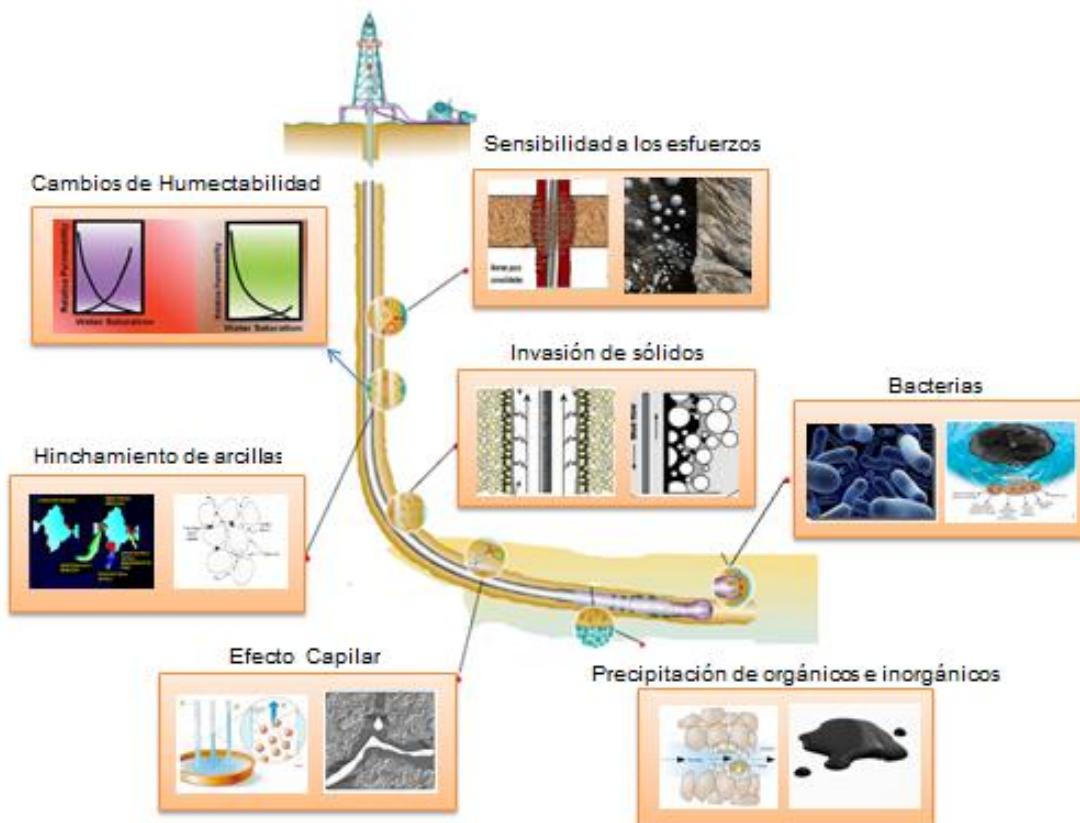


Figura 80: Mecanismos de daño de formación durante la perforación y completamiento. Tomado de W. Renpu 2011.

Si la gestión de ingeniería es óptima, el programa de perforación diseñado reunirá todas las necesidades de evaluación y completamiento para la exploración del pozo. Si esto no es posible, y el foco del programa es “ahorro de dinero”, la calidad del pozo será pobre haciendo difícil las operaciones o incluso imposible. Un pozo con bajas condiciones, usualmente el trabajo de cementación es inefectivo y no es posible aislar las zonas de producción.

6.1.2.1 Invasión de sólidos

Las partículas pueden invadir la formación y causar deterioro mediante el bloqueo de los canales de flujo. Sin embargo, las partículas solo pueden penetrar la formación durante el período de formación del cake. Una vez el cake está completamente formado, las partículas más finas o coloides pueden ingresar debido a la estructura de muy baja permeabilidad del cake (alrededor de 10^{-3} mD). La permeabilidad puede seguir disminuyendo, pero la disminución no será ocasionada por las partículas que pasan a través del cake, pero sí por el transporte y el reordenamiento de las partículas ya realizado por el flujo de fluidos.

Las partículas deben encajar y bloquear los poros de la superficie de la roca, formando así una base sobre la que se puede formar el cake más externo. Para ser eficaz, las partículas de puenteo principal no deben ser mayor que un séptimo el tamaño de las aberturas de los poros y no menos de un tercio de ese tamaño, y debe haber una serie de partículas más pequeñas sucesivas hasta el tamaño de las partículas más grandes. Cuanto mayor sea la cantidad de partículas de puenteo, y menor la permeabilidad de la roca, más rápido será el puenteo sobre la roca, y más pequeñas serán las pérdidas de fluido [4], [5], ver figura 77.

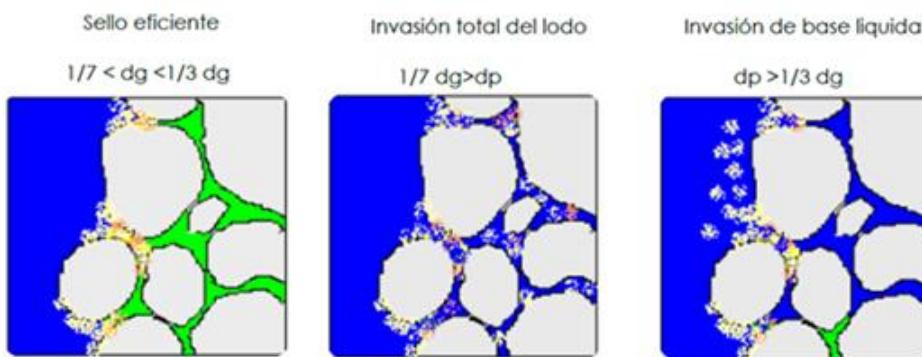


Figura 81: Agente de puenteo - granulometría

6.1.2.2 Hinchamiento de arcillas

Casi todas las arenas y areniscas contienen arcillas, las cuales influyen en la permeabilidad de la roca. La acción del filtrado sobre las arcillas puede ser muy severa y reducir la permeabilidad de la roca, pero solo si las arcillas se encuentran localizados en los poros. Evidencia experimental sugiere que la reducción en la permeabilidad es causada por el hinchamiento y dispersión de la montmorillonita, y el consecuente bloqueo de los poros causado por la migración de finos. Las formaciones en las que se reduce la permeabilidad debido al contacto con fluidos acuosos son llamadas *formaciones sensibles al agua* [6].

Otros investigadores [7]–[9] han demostrado que la reducción de la permeabilidad es mayor cuando la montmorillonita y las arcillas de capa mixta están presentes. La reducción es menos con caolinita

y clorita. El deterioro de la permeabilidad también puede ser causado por los finos sueltos de minerales tales como micas y cuarzo [10].

6.1.2.2.1 Mecanismos de daño por hinchamiento de arcillas

El mecanismo en el que los fluidos acuosos afectan las rocas sensibles al agua ha sido estudiado por varios investigadores. Para simplificar la interpretación de los resultados, los experimentos se realizaron en un solo sistemas de fase. Por lo general, salmueras de cloruro de sodio a través del núcleo o empaques de arena, seguido ya sea por flujos de forma sucesiva más salmueras de baja salinidad o por agua destilada. A continuación se enuncian los mecanismos más representativos:

- Migración de arcillas
- Cambio en la salinidad de los fluidos de formación
- Intercambio catiónico
- Efecto del pH

6.1.2.3 Efecto capilar

Cuando el filtrado de los fluidos base agua invade una formación saturada de aceite, este desplaza los hidrocarburos del interior. Bajo cierta circunstancias no todo el filtrado se produce con la producción natural del pozo, de este modo la productividad se deteriora. Siendo así el primer mecanismo de daño que se reconoce, y es comúnmente llamado *bloqueo por agua*.

El medio poroso es análogo a un conjunto de tubos capilares de gran variedad de diámetros [5], sin dejar de lado, por supuesto, que los patrones de flujo son mucho más complejos al interior del medio poroso, siendo tortuosos y en tres dimensiones, sin embargo el concepto de capilaridad aún se aplica. Un yacimiento de petróleo virgen se encuentra a saturación residual de agua a la presión inicial de yacimiento. La invasión de filtración conduce el aceite a una saturación residual de aceite en la cara del pozo o la zona afectada, cuando el pozo entra en producción, el aceite desplaza el filtrado hacia una saturación residual de filtrado. Sin embargo, la permeabilidad relativa al agua comienza a ser muy baja a saturaciones residuales, lo que conlleva a un gran tiempo para que el filtrado sea expulsado por completo, particularmente si la relación de viscosidad aceite/agua es baja [11]. Adicionalmente las presiones deben ser lo suficientemente altas para expulsar todo el filtrado con el tiempo, por lo que el daño generado sobre las permeabilidades relativas son temporales si se cumple con esto requisito, formaciones con baja presión pueden tener mayores problemas, los yacimientos de baja presión y baja permeabilidad, el concepto de capilaridad comienza a ser considerable.

La presión capilar es inversamente proporcional al radio y algunos capilares de la roca son muy pequeños, requiriendo cientos de libras por pulgada cuadrada para desplazar los fluidos al interior. Este mecanismo, que se hará referencia como bloqueo por agua, causa un deterioro permanente, e incluso un cierre completo del pozo, en yacimientos altamente depletados. En yacimientos de gas este efecto es llamado *Efecto Jamin* [12]. El bloqueo por agua puede ser evitado usando fluidos de perforación base aceite, siempre que no haya agua en el filtrado a las condiciones en el fondo del pozo, lo que en fluidos de completamiento se hace un poco complejo ya que el fluido base es el agua.

Las emulsiones que se da en el yacimiento es otra posible causa de deterioro capilar si el filtrado de un lodo de emulsión aceite-en-agua contiene cantidades apreciables de emulsionante. La presencia de emulsiones es posible porque, aunque la tasa de flujo del filtrado es baja, la tasa de cizallamiento en los canales de flujo es alta. Si se forma una emulsión estabilizada, las gotas quedan atrapadas en los poros y reducen la permeabilidad efectiva. Sin embargo, la emulsión sólo estará presente en el filtrado si el exceso está presente en el lodo emulsionado. Por lo tanto la emulsificación in situ se puede evitar si se tiene cuidado en la elaboración y el mantenimiento de los lodos emulsionados.

6.1.2.4 Cambios de Humectabilidad

La humectabilidad y la permeabilidad relativa de la formación están determinadas por la cantidad de la fase que fluye y por las capas de surfactantes naturales e inyectados. El filtrado de lodo base aceite humecta fuertemente la roca al aceite, incluso con concentraciones mínimas de surfactante, modificando de antemano las saturaciones de agua en el medio [13]. Los surfactantes, se convierten en agentes emulsionantes adicionales, y la humectabilidad (humectabilidad al agua para humectabilidad al aceite) cambia; los surfactantes se utilizan inevitablemente en la perforación y completamiento en fluidos base aceite.

Cuando el filtrado de lodo base aceite entra en contacto con la roca se genera la adsorción de texturas ambifílicas de los diversos agentes emulsionantes en la superficie de la roca hidrófila, el grupo hidrófilo sin duda se combina con la superficie de la roca hidrófila, y el grupo lipófilo está dirigido hacia el exterior, haciendo así que la superficie de la roca de aceite entre en contacto con el medio. El surfactante catiónico tiene el efecto más obvio [14].

6.1.2.5 Depositación de orgánicos e inorgánicos

Los fluidos inyectados en los pozos, filtran a la formación e interactúan con los fluidos de las rocas del yacimiento y si no son compatibles; es decir, si se forman precipitados, podría ocasionar daños graves sobre la permeabilidad. Un ejemplo clásico es el uso de un fluido de cloruro de calcio densificado para matar a un pozo perforado en un depósito que tiene agua connata con una alta concentración de bicarbonato. La mezcla de estas dos aguas en la formación provoca un precipitado de carbonato de calcio que provoca daños en la permeabilidad. En algunos casos, cada uno de los fluidos incompatibles pueden ser no nativo a la formación; por ejemplo, un componente catiónico pesado en el fluido de completamiento puede formar un precipitado con un polímero aniónico en el filtrado del fluido de perforación. Los precipitados causan daños ya que se mueven con los fluidos, taponan y reducen las gargantas de poro [15].

Algunos de los precipitados que se pueden dar en el yacimiento debido a la interacción de los filtrados con los fluidos de formación son:

- **Orgánicos.** Son hidrocarburos pesados (parafinas y asfaltenos) que se precipitan cuando la presión y la temperatura se reducen, o hay incompatibilidades con agentes externos que invaden y afectan el equilibrio termodinámico.
- **Inorgánicos.** Las escamas son químicos solubles en agua que se precipitan fuera de la solución en respuesta a cambios en las condiciones o la mezcla de aguas incompatibles. Ellos pueden estar presentes en los tubos, y la formación de perforaciones. Las escamas de campos petroleros más comunes son el carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato

de bario. Depósitos de cal con el agua de formación se encuentran entre los problemas más molestos de daños [16]. Las escamas por lo general consisten de precipitados formados a partir de la mezcla de aguas incompatibles o alterar el equilibrio de la solución de las aguas producidas. Algunas sales precipitadas son: Carbonato de calcio o calcita (CaCO_3) yulfato de bario (BaSO_4)

6.1.2.6 Bacterias

Se pueden introducir bacterias a la formación en cualquier momento durante la perforación, el completamiento, la estimulación y las operaciones de workover cuando la fase acuosa de los fluidos utilizados no mantiene un adecuado control bacteriológico. Las bacterias se pueden clasificar como aeróbicas, anaeróbicas y facultativas. Las aeróbicas requieren una fuente de oxígeno para sobrevivir y suelen ser problemáticas solo en operaciones de inyección de agua a largo plazo. Las anaeróbicas no necesitan oxígeno y tienden a ser más problemáticas en un número de diferentes escenarios. Hay tres grandes problemas asociados con la introducción y propagación de bacterias en el medio poroso. Siendo estas:

- Taponamiento – las bacterias producen polímeros de alto peso molecular y forman una biopelícula hasta la superficie de la formación para protegerse ellas mismas de fluidos de corte. La adsorción física de la biopelícula puede causar una reducción significativa en la inyectividad y la productividad de un pozo. Oxidantes tales como peróxidos son usados comúnmente para la reducción y desorción del polímero.
- Problemas de corrosión – cuando colonizan superficies de metal, forman pequeñas celdas eletroquímicas las cuales resultan en una reacción de reducción de hidrógeno que causa corrosión sobre la superficie de la tubería, las bombas y las facilidades de superficie.
- Toxicidad – bacterias reductoras de sulfato, familia de las bacterias anaeróbicas, metabolizan sulfato el cual puede estar presente naturalmente en formaciones de agua o inyecciones de agua y crear gas de sulfuro de hidrógeno tóxico.

6.1.2.7 Sensibilidad a los esfuerzos

Debido a la condición de presión negativa en el pozo durante la perforación bajo balance, el esfuerzo efectivo en las cercanías del pozo es mayor que el esfuerzo durante la perforación sobrebalance, y el grado del daño se hace más alto. El espacio de los poros en yacimientos de baja permeabilidad, yacimientos de arenas apretadas, se conecta básicamente por microfracturas. Una vez las microfracturas se cierran bajo la acción del esfuerzo efectivo, la capacidad de filtración del yacimiento se reduciría en gran medida, incluso a cero, sin embargo este cierre de fracturas se puede con material sólido proveniente de los fluidos de perforación en el interior, ocasionando un fenómeno llamado *stress cage*. La fractura cerrada es difícil de abrir después de la liberación del esfuerzo; en otras palabras, la fractura es difícil de recuperar después del daño. Resultados experimentales asociados al daño por sensibilidad de esfuerzos en yacimientos de baja permeabilidad y yacimientos de gas apretados que con el aumento del esfuerzo efectivo, la permeabilidad de la matriz disminuyó gradualmente.

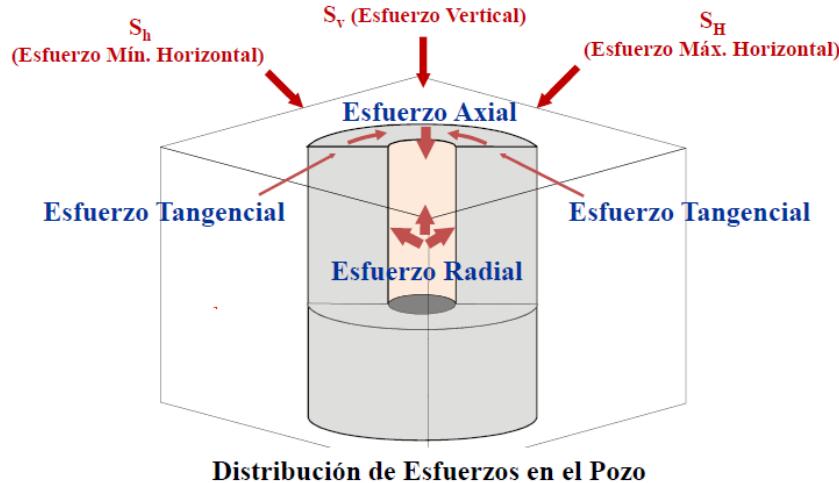


Figura 82: Estado de esfuerzos en un punto del pozo

De los muchos tipos de rocas que se encuentran en la perforación, la más susceptible a la inestabilidad es la lutita. La hidratación debido al filtrado de lodos base agua tiende a reducir la resistencia de las lutitas. La pérdida de resistencia aumenta la inestabilidad del hoyo. Los sedimentos más recientes se ablandan, hinchan y dispersan cuando se mezclan con el agua. La inestabilidad de las lutitas pueden ser el resultado de cualquiera de los factores siguientes, o una combinación de los mismos [17]:

- Fuerzas mecánicas
- Presión de sobrecarga
- Presión de poro
- Fuerzas tectónicas
- Hidratación

6.1.3 Resumen Mecanismos de Daño.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**4 se hace un resumen de los mecanismos de daño más predominante, la forma de prevenir los mismos y que tratamientos pueden ser utilizados.

Tabla 14: Mecanismos de daño, efectos, operación, precauciones y tratamientos asociados a los fluidos de perforación y completamiento

Mecanismos de Daño de Formación			
Tipo de Daño	Efectos o Acciones	Operación	Precauciones y tratamiento
Efecto Capilar – Bloqueo por agua	<ul style="list-style-type: none"> • Se aumenta la saturación de agua. • Percolación capilar (presión sobre balance). 	<ul style="list-style-type: none"> • Fluidos de perforación y completamiento base agua. • Cementación. • Cañoneo 	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar el uso de fluidos base agua. • Reducir la diferencia de presión.

	<ul style="list-style-type: none"> • Imbibición • Se incrementa la saturación de aceite. • Percolación capilar. • Condensación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación bajo balance con fluido de fracturamiento, acidificación y workover. • Perforación con fluido de perforación y completamiento base aceite. • Baja presión de flujo durante la producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de un cake con permeabilidad cero. • Reducir la presión capilar. • Inyección de gas. • Tratamiento térmico. • Fracturamiento. • Evitar el uso de fluidos base aceite.
Invasión de sólidos	<ul style="list-style-type: none"> • Las partículas se depositan en la garganta de la matriz. • Las partículas se depositan en la fractura. • Cierre de fracturas con sólidos. • Cake en la cara de la fractura 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación sobre balance. • Cementación. • Well completion en hueco abierto. • Fracturamiento. • Acidificación. • Workover. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de cake con permeabilidad cero. • Perforación bajo balance. • El fluido que se use en el pozo debe no tener pérdidas. • Cañoneo de penetración profunda • Fracturamiento. • Acidificación. • Tratamiento ultrasónico
Hinchamiento de arcillas	<ul style="list-style-type: none"> • Acción de un fluido extraño sobre la roca. • Sensibilidad a la alcalinidad ($\text{pH}=9$). • Sensibilidad al agua. • Sensibilidad a la sal. • Acción de fluido de formación sobre 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación. • Cementación. • Well completion. • Acidificación. • Fracturamiento. • Workover. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de cake con permeabilidad cero. • Perforación bajo balance. • Evaluación de los daños potenciales. • Adición de aditivos estabilizadores de arcilla. • Reducción del pH. • Reducción de la velocidad de flujo (utilizando un pozo horizontal). • Diferencia de presión estable.
Cambios de humectabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Adsorción de moléculas de alto peso que retienen el aceite. • Cambio de humectabilidad de las gargantas. • Emulsificación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación. • Well completion. • Fracturamiento. • Workover. 	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación en laboratorio. • Fluido de fracturamiento base gaseoso. • Uso de agente oxidante (enzima). • Degradación microbiana. • Polímero. • Surfactante. • Nanopartículas.
Sensibilidad a los esfuerzos	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio en el tamaño de garganta de la matriz. • Cambio en el ancho de la fractura 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación sobre balance. • Perforación bajo balance. • Cementación. • Cañoneo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de cake con permeabilidad cero. • Control de la diferencia de presión. • Pozos horizontales. • Inhibición del hinchamiento de arcillas en estratos contiguos. • Optimización de los parámetros de cañoneo.

Depositación de Sales inorgánicas <ul style="list-style-type: none"> • Acción de un fluido extraño con los fluidos de formación. • Interacción de sales inorgánicas y agua. BaSO₄, CaCO₃, 2H₂O, CaCO₃. • Sal inorgánica, CaCO₃ 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación • Cementación • Workover 	<ul style="list-style-type: none"> • Prueba de compatibilidad entre fluidos. • Control de la diferencia de presión. • Prolongar el tiempo de adelanto del agua. • Uso de agente anti-precipitación de escamas. • Eliminación mecánica y química. • Fracturamiento. • Acidificación.
---	--	--

6.2 Subparámetros del daño inducido en las etapas de perforación y completamiento

Los subparámetros propuestos asociados al parámetro IDP se definen a continuación, también se explican bajo un fundamento teórico para su respectiva elección, y se presenta la forma de estimarlos.

6.2.1 IDP1: Radio del daño de invasión [ft]

Una barrera o daño localizado alrededor del pozo ocasiona dificultad en el flujo de las fases de aceite o gas. Esta zona es producto de la invasión de filtrado y partículas sólidas y depende de un conjunto de variables presentes durante la perforación del pozo, adicionalmente suele tener una distancia finita denominada radio de invasión.

Teóricamente esta zona se ha definido como el área de un cilindro de radio regular debido a la invasión de un volumen finito de filtrado [18], ver figura 80¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.. Por balance de materiales el volumen filtrado, V_f, es igual al volumen invadido, V_i.

$$V_f = V_i = \pi(r_d^2 - r_w^2)h\varphi(1 - S_{irr})$$

De esta forma,

$$r_d = \left[r_w^2 + \frac{V_f}{\pi h\varphi(1 - S_{irr})} \right]^{0.5}$$

La ecuación anterior define el radio de invasión como consecuencia del volumen filtrado en un tiempo t para un espesor h con características petrofísicas definidas; sin embargo esto no sucede durante la perforación, los tiempos de exposición de los primeros pies perforados son mayores que los tiempos de exposición al finalizar la perforación, lo que varía el volumen filtrado hacia la formación alcanzando teóricamente una forma cónica del radio al aumentar la profundidad, adicionalmente las propiedades petrofísicas varían durante la perforación, ver figura 79.

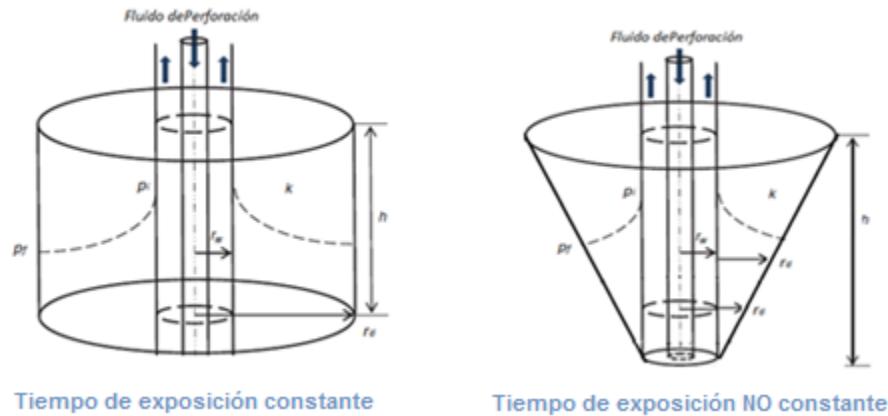


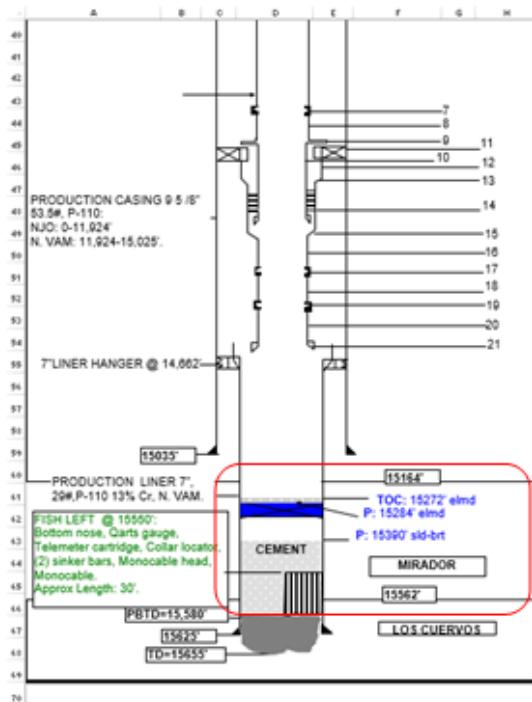
Figura 83: Radio de invasión para tiempos de exposición al lodo constantes y no constantes.

El volumen invadido, V_i o el volumen filtrado a la formación, V_f , se puede determinar a partir de:

- Pruebas experimentales en laboratorio que permitan determinar la tasa de filtración de un fluido de perforación sobre un tipo de roca (sección 3).
- Modelos predictivos del daño por fluido de perforación y completamiento.
- Reportes de pérdidas de barriles de lodo en la formación productora.

El último se puede obtener de registros de perforación de las compañías de servicio cuando reportan cada pie perforado y la diferencia de fluido en los tanques en superficie. Este valor es acotado a la profundidad que corresponde a cada una de las formaciones de interés. No interesa que sucede en los primeros pies perforados o en formaciones no productoras, ver figura 80.

Sin embargo, algunas compañías pueden obtener directamente el valor del radio de invasión a partir de registros de pozo, perfiles de saturación del filtrado de pozo cuando se perfora con fluidos base agua.



	Fecha de Reporte	Nombre del Hueco	Volumen Perdido en Formación	Check TMD (ft)
3				
4	08-mar-94	BAB6	121	7,601.00
5	09-mar-94	BAB6	55	7,625.00
6	15-mar-94	BAB6	146	8,221.00
7	02-abr-94	BAB6	134	10,390.00
8	06-abr-94	BAB6	65	10,585.00
9	13-abr-94	BAB6	41	12,021.00
10	11-may-94	BAB6	290	15,105.00
11	12-may-94	BAB6	591	15,105.00
12	13-may-94	BAB6	418	15,105.00
13	16-may-94	BAB6	247	15,105.00
14	17-may-94	BAB6	60	15,105.00
15	18-may-94	BAB6	540	15,105.00
16	19-may-94	BAB6	633	15,105.00
17	20-may-94	BAB6	90	15,105.00
18	21-may-94	BAB6	1,274.00	15,105.00
19	27-may-94	BAB6	47	15,207.00
20	29-may-94	BAB6	65	15,287.00
21	08-jun-94	BAB6	118	15,655.00
22	03-jun-94	BAB6	81	15,655.00
23	10-jun-94	BAB6	85	15,655.00
24	11-jun-94	BAB6	776	15,655.00

Figura 84: Well review y volumen de lodo perdido en la formación

Finalmente el factor IPD1 se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$IDP1 = \frac{\text{Radio de invasión para el pozo } j \text{ (ft)}}{\text{Máximo Radio de invasión entre todos los pozos (ft)}}$$

6.2.2 IDP2: Factor de daño por polímero [lb]

Un segundo parámetro, IDP2, es considerado en el modelo multiparamétrico y corresponde al daño ocasionado por polímeros durante el fracturamiento hidráulico. Los polímeros bombeados a la fractura hidráulica también constituyen un fluido que puede llegar a alterar las propiedades del medio y en consecuencia generar daño y reducción en la productividad del pozo, y por este motivo es considerado para el estudio.

Este valor de libras de polímero bombeado se obtiene de los reportes o summary de cada uno de los pozos en cada una de sus intervenciones, ver figura 81.

A	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
1																								
2	Well	Formation	Top of Perfs ft.	Bottom of Perfs ft.	TVD Top of Perfs ft.	Res. Pressure psi	Fluid	Volume bbls	Fluid	Volume bbls	Fluid Type	Pad Volume lbs	Proppant 1 Size lbs	Proppant 2 Size lbs	Proppant 3 Size lbs	Proppant 4 Size lbs	Total Formation gel bomb lbs							
4	BAA23	Barco	15,224	15,440	14,666	5,000	SF 4500	410			SF 4500.0	714	20-40 60,000											
5	BAB2ST	Mirador IV	15,029	15,059	14,701	5,100	SF 4500	464			SF 4500.0	268	20-40 25,600	16-20 50,000										
6	BAB6	Mirador IV / V / VI	15,298	15,516	14,581	5,100	SF 4500	362			SF 4500.0	283	20-40 38,000	16-20 38,000	12-18 20,600	113,000	1473.18							
7	BABA2ST	Mirador II	14,913	14,956	14,600	5,100	SF 4500	446			SF 4500.0	357	20-40 28,800	16-20 28,800	12-18 22,000	79,840	1913.94							
8	BABA3Z	Mirador IV	15,684	15,732	14,593	5,036	SF 3500	500			SF 3500.0	20	20-40 16,000	16-20 500										
9	BABA3Z	Mirador IV	15,684	15,732	14,593	4,800					VIS 22.0	58	20-40 6,600	14-20 13,100										
10	BABA3Z	Mirador IV	15,684	15,732	14,593	4,800					SF 4000.0	225	20-40 9,700	16-20 23,200	12-18 24,700	57,610	1373.88							
11	BABA3Z	Mirador VI	15,844	15,892	14,748	5,036	SF 4000	416			SF 4000.0	404	20-40 32,000	16-20 14,000										
12	BABA3Z	Mirador II	16,372	16,564	14,591	5,320	SF 4000	207			SF 4000.0	404	20-40 45,000	16-20 14,000										
13	BABA3Z	Mirador IV	16,508	16,564	14,725	5,320	SF 4000	446	SF 4000	446	SF 4000.0	404	20-40 45,000	16-20 14,000										
14	BABA40	Mirador II	15,302	15,340	14,633	4,750	SRG 6	500			SRG 6.0	1,000	20-40 6,600	16-20 9,400										
15	BABA40	Mirador IV	15,435	15,460	15,344	4,800	SF 3500	500			SF 3500.0	595	20-40 19,800	16-20 10,200										
16	BACA27	Mirador VI	15,220	15,300	14,795	5,200	VIK 4000	440			SF 4000.0	380	20-40 19,200	16-20 21,600										
17	BAD21Z	Mirador II / III / IV	15,197	15,400	14,659	5,100	SF 4000	253			SF 4000.0	475	20-40 22,400	16-20 8,600										
18	BAD21Z	Mirador IV	15,350	15,400	14,811	5,100	HY 40	400			HY 40.0	71	20-40 2,500											
19	BAD24	Mirador II / IV	14,840	14,970	14,819	5,300					SF 4000.0	131	20-40 8,700											
20	RAN2	Mirador IV	14,919	14,970	14,864	5,200	SF 4000	444			SF 4000.0	404	20-40 14,000											

Figura 85: Informe de polímeros bombeados

El factor IDP 2 está definido como:

$$IDP2 = \frac{\text{total de lbs de polímero bombeado durante fracturamiento hidráulico en pozo j}}{\text{Máximo de lbs de polímero bombeado entre todos los pozos}}$$

6.2.3 IDP3: Factor de daño por fluidos de invasión [Bbl]

Es el volumen correspondiente a las operaciones de chemical stimulation + fracture stimulation + zonal isolation + Gas shut off + Completion + Conversion to Injector + Cement Squeeze + Wellbore Clean Out + RWO PREP + Fishing Operations + Repair Wellhead + Abandon. Operaciones destinadas a la detención momentánea o indefinida de la producción.

Los fluidos de invasión inyectados al pozo corresponden al volumen de barriles utilizados durante las operaciones para matar el pozo mencionadas anteriormente. Este dato se determina a partir de los Kill Events realizados en un pozo específico, ver figura 82.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z			
1	Common Well Name	Objective	Start Date	End Date	Report Date	From Time	To Time	Tax	Activ	Unit Rotat.	Operation	24 Hr Summary	Event Type															
116	Pozo XXXC2	STIMULATION - FRACTURE	3-Jan-03	*****	6-Jan-03	04:45	05:30	KILL	FRH	COIL	CT @ 7000ft Continue RII @ 30 bpm	Continue RII to 15000', finished surface lines RU, PT them. Performed safety meeting.	ULL SERVICING															
117	Pozo XXXC2					05:30	06:30	KILL	FRH	COIL	PTI @ 7000ft	PTI @ 7000ft	Continued developed hydraulic oil leak at blind ram, seal slips, repair broken o-ring, continue rigging up BBL equipment	PTI @ 7000ft	ULL SERVICING													
118	Pozo XXXC2						06:30	09:30	KILL	REPEQP	COIL	MUD BHA with CTC, DEPV, and conventional nozzle with 1x10' rubber sleeve. Used 1x10' conventional rubber sleeve and DEPV to 5000ft 50psi. CT. Developed CT initiated diesel to 50 psi (5400 ft) 2 gpm NE 10'. RIH PTS line from sand separator out let to well testing manifold. Removed in line filter and attached BBL line to Dowell line. Connected in line filter to annulus. Annulus with 5000 ft of 1 1/2" BBL line. BBL line to RIH line. Bleed connection fix all and retest line to 5000/4500 psi oil.	Continued POOH LD BHA composed by CTC, DCV and 2 7/8" conventional nozzle. Cilled well with 450 bbl of inhibited diesel pumped at 6 bpm. Max pressure: 2,512 psi. Shut down pumps and well on vacuum.	ULL SERVICING														
119	Pozo XXXC2	STIMULATION - CHEMICAL	11-Jan-05	*****	12-Jan-05	11:00	15:00	KILL	BHPULD	COIL	Held safety meeting and discuss operation with BJ and Dowell crews.	Continued RII @ 30 bpm	ULL SERVICING															
120	Pozo XXXC2						15:00	15:30	KILL	SAFETY	COIL	Continue RII @ 30 bpm	ULL SERVICING															
121	Pozo XXXC2						17:00	21:00	KILL	FRH	COIL	Re-test RII from memory. TD 15,637' corrected depth. Noticed that the real depth difference between correlation pass with well flowing and well dead is just 2 ft (the upper flag made at 15500' in the well was 2 ft deep than what the well dead made at 15500'). Found 1000 ft of 1 1/2" BBL line. RIH PTS line from sand separator out let to well testing manifold. Removed in line filter and attached BBL line to Dowell line. Connected in line filter to annulus. Annulus with 5000 ft of 1 1/2" BBL line. BBL line to RIH line. Bleed connection fix all and retest line to 5000/4500 psi oil.	Re-test RII from memory. TD 15,637' corrected depth. Noticed that the real depth difference between correlation pass with well flowing and well dead is just 2 ft (the upper flag made at 15500' in the well was 2 ft deep than what the well dead made at 15500'). Found 1000 ft of 1 1/2" BBL line. RIH PTS line from sand separator out let to well testing manifold. Removed in line filter and attached BBL line to Dowell line. Connected in line filter to annulus. Annulus with 5000 ft of 1 1/2" BBL line. BBL line to RIH line. Bleed connection fix all and retest line to 5000/4500 psi oil.	ULL SERVICING														
122	Pozo XXXC2	GAS SHUT-OFF					14:30	19:40	KILL	FRH	COIL	Start gas kill. 435 BBLs pumped at 7 bpm with max Pw=2590 psi. CT at 12,000 ft. Problems with CT injector head.	Start gas kill. 435 BBLs pumped at 7 bpm with max Pw=2590 psi. CT at 12,000 ft. Problems with CT injector head.	ULL SERVICING														
123	Pozo XXXC2						19:40	22:30	KILL	WEKLIL	PUMP	Start kill well. 435 BBLs pumped at 7 bpm with max Pw=2590 psi. CT at 12,000 ft. Problems with CT injector head.	Start kill well. 435 BBLs pumped at 7 bpm with max Pw=2590 psi. CT at 12,000 ft. Problems with CT injector head.	ULL SERVICING														
124	Pozo XXXC2					22-Jan-05	23:00	00:00	KILL	WEKLIL	COIL	Troubleshooting problem with Dowell injector head. Continue pumping 10 BBLs of inhibited diesel every hour thru the CT annular to keep well dead.	Troubleshooting problem with Dowell injector head. Continue pumping 10 BBLs of inhibited diesel every hour thru the CT annular to keep well dead.	ULL SERVICING														
125	Pozo XXXC2					23-Jan-05	00:00	06:00	KILL	WECON	COIL	Hydraulic motor completely damage. Need to replace CT Unit.	Hydraulic motor completely damage. Need to replace CT Unit.	ULL SERVICING														

Figura 86: Fluidos de invasión en barriles a partir del Kill Events

El factor IDP3 se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$IDP3 = \frac{\text{Fluidos de invasión inyectados al pozo } j (\text{Bbls})}{\text{Máximo volumen de fluidos de invasión inyectados entre todos los pozos (Bbls)}}$$

6.2.4 IDP4: Factor de daño por lodo (bariles de lodo perdidos) [bbl]

Una considerable parte del daño de formación en un pozo es debido al lodo de perforación usado durante esta etapa, es decir, cuando se está perforando un pozo en particular se debe conocer en la mejor forma posible las características de la formación productora con el fin de usar un lodo con determinadas características reológicas que permita tener un apropiado control de filtrado en la formación, pues este filtrado de lodo avanza dentro de la formación hasta un radio conocido como "zona invadida" como se muestra en la figura 79, y puede causar disminución en la permeabilidad por taponamiento de las gargantas del espacio poroso, desestabilización del medio y desprendimiento de finos por interacción química con el medio y con los fluidos de la formación, entre otros. Por este motivo, el sub-parámetro IDP4 se concentra en capturar la información correspondiente a los barriles de lodo perdidos en determinada formación.

El volumen de barriles es uno de los componentes el factor IDP1, corresponde al volumen invadido o filtrado y se obtiene de las formas establecidas en dicho factor, ver figura 80.

El factor IDP4 se determina de la siguiente forma:

$$IDP4 = \frac{\text{Bariles invadidos de lodo al pozo } j (\text{Bbls})}{\text{Máximo barriles invadidos de lodo entre todos los pozos (Bbls)}}$$

6.2.5 IDP futuros

Con el fin de estimar el factor de daño inducido en las etapas de perforación y completamiento de una forma más asertiva y exacta, se proponen los siguientes parámetros para el cálculo del factor total o en sí reemplazar los anteriores con aquellos que se acercan más a los parámetros de mayor peso en el daño mecánico o inducido. Los siguientes deben entrar a una etapa de estudio ya que se debe considerar la disponibilidad de la información.

IDP_Skin por fluido de perforación

IDP_Skin por fluidos de invasión

Ambos parámetros se fundamentan en la expresión de Hawkins [19].

$$S = \left[\left(\frac{K_i}{K_d} - 1 \right) \right] \ln \left(\frac{rd}{rw} \right)$$

6.3 PROTOCOLOS EXPERIMENTALES

Los valores de volumen invadido, radio de invasión, permeabilidad inicial, permeabilidad al daño y skin se pueden obtener a partir de pruebas experimentales, que consisten en la medición de las propiedades básicas de un núcleo antes y después de la exposición de un fluido de perforación. Durante la generación del daño se obtiene una curva dinámica de filtración que puede ser escalada a condiciones de campo.

En el laboratorio se corren los ensayos para la evaluación del efecto de los fluidos de perforación en muestras de roca a condiciones de yacimiento (presión de confinamiento, presión de poro y temperatura). El procedimiento técnico de ensayo se basa en el trabajo de Bennion, “*Special core analysis designed to minimize formation damage associated with vertical/horizontal drilling application*” [20].

Para la generación del daño por fluidos de perforación a condiciones de sobrebalance, las pruebas se realizan en un equipo que consta de (1) una bomba de alto caudal, (2) un amortiguador de pulsos, (3) un tanque recolector y (4) un portamuestras, especialmente diseñado, que permite el flujo de lodo por la cara de la muestra. La figura 83 presenta el montaje experimental diseñado y sus componentes más representativos.

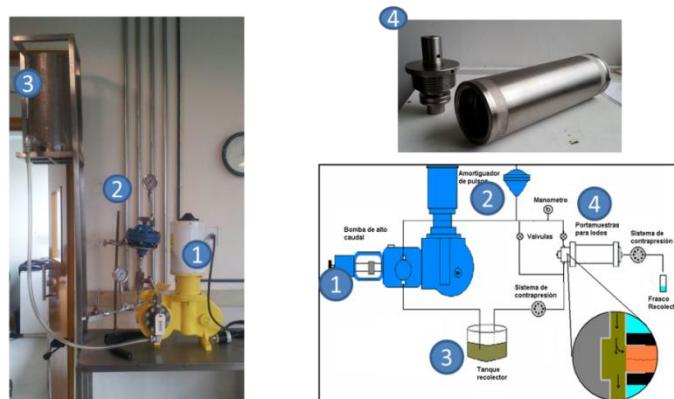


Figura 87: Esquema experimental para la generación del daño por fluido de perforación.

La figura 84 ilustra el montaje experimental planteado por el Laboratorio de Yacimientos de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, para la medida de las permeabilidades efectivas, haciendo uso de la celda biaxial para generar los esfuerzos radial y axial.

El sistema consta de los siguientes accesorios: (1) bomba de desplazamiento, (2) cilindros portamuestras, (3) bomba de confinamiento, (4) horno, (5) equipos de medición de presión diferencial, (6) celda biaxial y (7) equipo de simulación de presión de poro o contra presión (*back pressure regulator*).

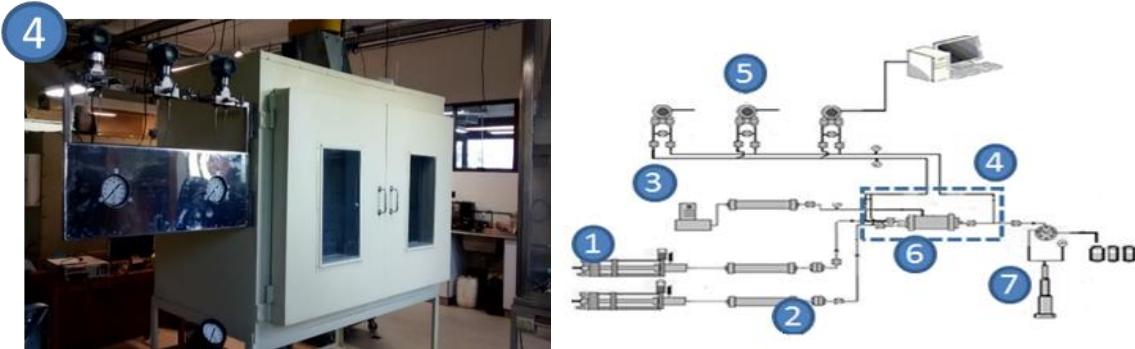


Figura 88: Esquema experimental para la evaluación del retorno de permeabilidad.

A continuación se detalla paso a paso el protocolo experimental para la obtención de los resultados experimentales que en su instancia alimentan el modelo de cálculo.

Tabla 15: Protocolo experimental daño por fluido de perforación

Etapa	Procedimiento	Justificación
1	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación.	Preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas.
2	Inyección salmuera sintética.	Determinar permeabilidad absoluta al líquido, Kabs.
3	Inyección de aceite.	Medición de permeabilidad efectiva al aceite, Ko, a saturación de agua residual.
4	Inyección de salmuera sintética.	Construcción de curvas de permeabilidad relativa base: Kr, Kw y Np.
5	Flujo de lodo en la cara de la muestra.	Daño por fluido de perforación. Construcción curva de filtración respecto al tiempo.
6	Inyección de aceite.	Medición de Ko después de generado por filtrado de lodo. Determinar magnitud del daño.
7	Inyección de salmuera sintética.	Construcción de curvas Kr, Kw y curva Np después de generado el daño por filtrado de lodo. Determinar magnitud del daño.
8	Inyección de aceite.	Evaluar recuperación de permeabilidad efectiva al aceite y llevar muestra a condiciones iniciales y comparar con resultados obtenidos.

Luego de obtener las curvas de filtración a los diferentes escenarios propuestos se construye una función simplificada propuesta por Civan [21] que asume para el modelo de derivación del comportamiento de la invasión de lodo una función lineal. En el modelo, el volumen acumulado de filtración varía linealmente con la raíz cuadrada del tiempo, es decir, es una filtración lineal.

$$V = C * t^{1/2}$$

Donde, C es una constante que depende de propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, fracturas) y las condiciones operativas (presión de sobrebalance, velocidad de cizallamiento) y se puede hacer equivalente a $dV/dt^{1/2}$, que a su vez representaría la tasa de filtración del sistema.

$$C = dV/dt^{1/2}$$

Retomando el concepto de, $V = [dV/dt]^{1/2} * t^{1/2}$, la pendiente de la curva, $dV/dt^{1/2}$, puede ser expresada en términos de las propiedades de la roca o variables de operación, donde:

$$dV/dt^{1/2} = A * f(K, dP, \sigma, d_g, d_p, etc.) + B$$

Donde A y B son constantes, las cuales están interrelacionadas o definen el comportamiento entre sí de variables como permeabilidad, sobrebalance, tamaño de garganta, etc.

Actualmente se puede determinar el volumen de invasión o filtrado con las siguientes dos expresiones a partir de valores de permeabilidad y overbalance:

- Sistema de baja permeabilidad, naturalmente fracturado con fluido de perforación base aceite.

$$V_f = [0.0074(K * P_{OB}) - 0.472] * t^{1/2}/A_f$$

- Sistema de alta permeabilidad, poco consolidado con fluido de perforación base agua.

$$V_f = [8 \times 10^{-6}(K * P_{OB}) - 0.0398] * t^{1/2}/A_f$$

Se espera ahondar en expresiones que permitan considerar la distribución del tamaño de partículas de un fluido de perforación.

6.4 DIAGRAMA DE FLUJO

Para el cálculo de los diferentes subparámetros enunciados anteriormente, es pertinente cumplir con el mínimo de información de entrada requerido. Inicialmente se parte del primer fluido que entra en contacto con la formación. El lodo de perforación invade la formación por cada pie perforado, las compañías suelen reportar estos barriles como la diferencia en los tanques recolectores en superficie. Si no se cuenta con esta información, es posible obtener el volumen de barriles invadidos a partir del escalonamiento de curvas de filtración o funciones predictivas del daño por fluidos de perforación que se obtienen de pruebas experimentales, aún sin esta información algunos registros de pozos permiten obtener el radio de invasión del frente de filtrado de lodo. De esta forma a partir del volumen de barriles de lodo se puede obtener los subparámetros IDP1 e IDP4 o de forma directa a partir de registros de pozo el subparámetro IDP1.

Con base en reportes de las campañas de intervención o fracturamiento hidráulico, se determinan los parámetros IDP2 e IDP4, a partir de las libras de polímero bombeado durante el fracturamiento y los barriles de fluido de invasión durante un fracturamiento o una matada de pozo, respectivamente. Si los pozos simplemente no presentan estimulación, fracturamiento, etc. los parámetros IDP2 e IDP3 son iguales a cero.

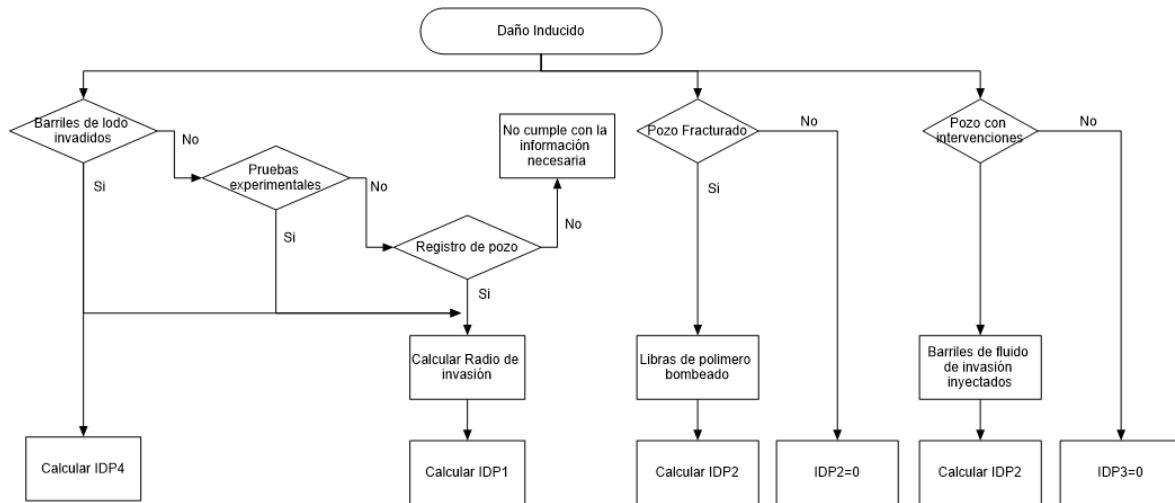


Figura 89: Diagrama de flujo para el cálculo de los parámetros IDP1, IDP2, IDP3 e IDP4

El aporte de los subparámetros al parámetro general del daño inducido se esquematiza en la figura 86, este se estima a partir de un promedio ponderado de los subparametros para encontrar el aporte de este parámetro al modelo multiparamétrico global.

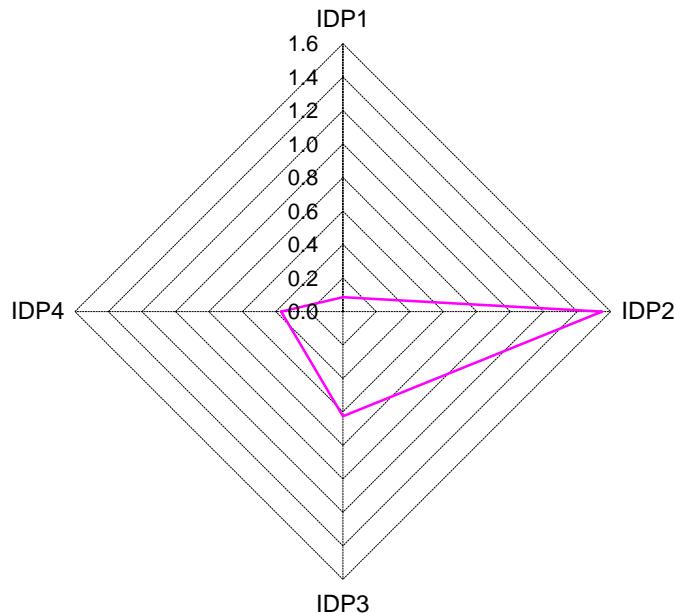


Figura 90: Diagrama para Daño Inducido en el Modelo Multiparamétrico.

6.5 GLOSARIO

A

Asfaltenos: Son materiales orgánicos que consisten en compuestos de anillos nafténicos y aromáticos condensados con pesos moleculares de cientos a miles. Se caracterizan por las moléculas de nitrógeno, sulfuro y oxígeno definidas como la parte orgánica no soluble en un solvente de cadena lineal, tales como los pentanos y heptanos.

C

Carbonato de calcio o calcita ($CaCO_3$): se forma normalmente cuando la presión se reduce en aguas que son ricas en iones de calcio y bicarbonato. La deposición puede ser afectada por la desgasificación de CO_2 , lo que eleva el valor pH y hace que las altas concentraciones de calcio sean inestables.

Crudo: Nombre común dado al petróleo sin procesar. Petróleo crudo o simplemente crudo.

D

Daño de Formación: reducción de la permeabilidad en la zona productora en la vecindad del pozo.

Densidad: Es una propiedad intensiva de la materia que relaciona a la masa de una sustancia y a su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón

F

Fluidos de Perforación: fluidos que son circulados a través del hueco y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo.

Fluido base agua: Conjunto de fluidos preparados en una base que es agua.

Fluido base aceite: Conjunto de fluidos preparados en una base aceitosa.

Formulación: Receta para la adición de diferentes aditivos en diferentes proporciones para obtener una solución final.

G

Garganta de Poro: Son las conexiones entre los espacios porales y deben mantenerse abiertas para permitir el flujo. Puede determinarse mediante dos métodos: inyección de mercurio o microscopía electrónica.

H

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Humectabilidad: Tendencia o Preferencia de una muestra de roca, cuyo espacio poroso, tiende a preferir ser mojado por un determinado fluido; ya sea un fluido acuoso o un fluido base hidrocarburo.

M

Modelo Multiparamétrico: Modelo para el estudio de diferentes mecanismos de daños en la formación.

N

Núcleo: muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, con el fin de determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.

P

Parafinas: hidrocarburos más simples. Están compuestas de solo átomos de carbono e hidrógeno y son de cadena no ramificada. Las cadenas de carbonos asociadas con la formación de depósitos de parafinas sólidas tienen un mínimo de 16 átomos de carbono por molécula y podría tener hasta más de 60. La precipitación de parafinas es activada por perdida de presión, perdida de temperatura o perdida de una cadena corta de componentes de hidrocarburos. Las parafinas se pueden formar en cualquier parte donde el sistema de producción se vuelva favorable para la precipitación.

Permeabilidad: Permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se dice que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable. Para ser permeable un material debe ser poroso.

Permeabilidad efectiva: Es la facilidad con la que un fluido fluye por una muestra de roca cuando este fluido, fluye en presencia de otro fluido inmiscible, presente en el medio poroso y que está a una condición de saturación mínima que lo hace inamovible.

Permeabilidad absoluta: Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad efectiva: Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

S

Skin de daño: Medida del daño, se representa por la letra (s), si $s>0$ hay una reducción en la permeabilidad, $s=0$ no tiene daño, $s<0$ el pozo está estimulado.

Sulfato de bario ($BaSO_4$): El $BaSO_4$ es una forma menos común de depósito de sulfato, pero causa problemas extensos. Casi cualquier combinación de iones de bario y sulfato provoca la precipitación. Es difícil de eliminar, ya que no es significativamente soluble en ácidos y disolventes, a menos que se encuentre finalmente o se interrumpa la estructura con impurezas tales como incrustaciones de carbonato. Al igual que el sulfato de calcio, se piensa que el sulfato de bario generalmente es un producto de mezclar aguas incompatibles, con la precipitación acelerada por la caída de presión, la desgasificación o turbulencia.

6.6 REFERENCIAS

- [1] Restrepo, J. Duarte, and Y. Sánchez, "A Multiparameter Methodology for Skin Factor Characterization : Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory," *Spe 107674*, 2007.
- [2] M. a. Rahman, S. Mustafiz, M. Koksal, and M. R. Islam, "Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 58, no. 1–2, pp. 99–110, Aug. 2007.
- [3] W. Rock, "Advanced Well Completion Engineering," 2011.
- [4] W. Hurst, "Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore," *Pet. Eng*, p. 1953, 1953.
- [5] W. Purcell, "Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom," *J. Pet. Technol.*, p. 1949, 1949.
- [6] T. Nowak and R. Krueger, "The effect of mud filtrates and mud particles upon the permeabilities of cores," *Drill. Prod. Pract.*, 1951.
- [7] W. Hower, "Influence of Clays on the Production of Hydrocarbons," *SPE Symp. Form. Damage Control*, p. 4785, 1974.
- [8] C. Dodd, F. Conley, and P. Barnes, "Clay minerals in petroleum reservoir sands and water sensitivity effects," *Clays Clay Miner.*, p. 1954, 1955.
- [9] C. Bardon and C. Jacquin, "Interpretation and Practical Applications of Flow Phenomena in Clayey Media," *Fall Meet. Soc. Pet.* ..., no. 1573, p. 1966, 1966.
- [10] N. Mungan, "Permeability reduction through changes in pH and salinity," *J. Pet. Technol.*, p. 1965, 1965.
- [11] C. Outline, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Elsevier, 2011.
- [12] S. Yuster and K. Sonney, "The Drowning and Revival of Gas Wells," *Pet. Eng*, p. 1944, 1944.
- [13] D. Thomas, H. Hsing, and D. Menzie, "Evaluation of core damage caused by oil-based drilling and coring fluids," *SPE Annu. Tech.* ..., 1984.
- [14] W. Renpu, "Advanced Well Completion Engineering," 2011.
- [15] M. Reed, "Formation damage prevention during drilling and completion," *SPE Centen. Symp. New Mex. Tech*, no. 1, 1989.
- [16] J. Cowan and D. Weinritt, "Water-formed scale deposits," 1976.
- [17] Baker Hugues INTEQ, *Drilling fluids Reference Manual*. 2006.
- [18] K. Ling, N. Dakota, H. Zhang, Z. Shen, and A. Ghalambor, "A New Approach To Estimate Invasion Radius of Water-Based-Drilling-Fluid Filtrate To Evaluate Formation Damage Caused by Overbalanced Drilling," no. 2004, pp. 1–11, 2015.
- [19] J. Hawkins, "A note on the skin effect," *J. Pet. Technol.*, vol. 8, no. 12, pp. 65–66, Apr. 1956.
- [20] R. D. Doane, D. B. Bennion, F. B. Thomas, R. R. Bietz, and D. W. Bennion, "Special Core Analysis Designed To Minimize Formation Damage Associated With Vertical Horizontal Drilling Applications," *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 38, no. 05, Apr. 1995.
- [21] C. Faruk, "Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation," p. 2000, 2000.

7. DAÑO GEOMECÁNICO

Introducción

En yacimientos de hidrocarburos caracterizados por una baja permeabilidad matricial, las redes de fracturas naturales son los principales canales de flujo de petróleo y gas hacia los pozos productores. Este hecho y otras particularidades de los yacimientos naturalmente fracturados han sido estudiados con mayor diligencia en años recientes.

La permeabilidad aportada por las fracturas naturales a la formación de hidrocarburos es una propiedad que puede variar transcendentalmente, dependiendo de las propiedades mecánicas y de flujo del yacimiento. Una vez inicia la etapa de explotación, la producción de aceite y gas genera una disminución de la presión de poro, resultando en un aumento del esfuerzo efectivo sobre la roca, principalmente en las cercanías del pozo. Este incremento del esfuerzo efectivo causa una reducción del área transversal de flujo de las fracturas, reduciendo visiblemente la permeabilidad del sistema. Esta pérdida de permeabilidad por efecto del incremento de esfuerzos es conocida como daño geomecánico.

En la actualidad, son escasos los métodos para impedir o remediar completamente el daño geomecánico. De esta forma, la estrategia más adecuada para un eficiente manejo de los yacimientos naturalmente fracturados se enfoca en su mitigación, a partir de un estudio detallado de los factores que lo generan.

Llevar a cabo estudios sobre los diferentes daños causados a la formación durante los procesos de perforación, completamiento, producción, recobro, entre otros, genera la necesidad de implementar herramientas que permitan realizar un diagnóstico rápido y de primera mano para la toma de decisiones y finalmente aplicar métodos que conlleven al mejoramiento de la producción en pozos de hidrocarburos. Así mismo, identificar con exactitud el tipo de daño(s) más frecuente(s) de los pozos en estudio permitirá seleccionar las mejores técnicas de evaluación para lograr un mejoramiento en la productividad de los pozos.

El modelo multiparamétrico planteado funciona como herramienta de diagnóstico para identificar y evaluar, en este caso, las variables que generan mayor afectación e impacto en el desarrollo del daño geomecánico. Se fundamenta principalmente en cuatro parámetros, los cuales de manera específica proporcionan una idea global del porcentaje del daño geomecánico existente en los campos de estudio.

La implementación de este modelo multiparamétrico para el cálculo de los parámetros permitirá obtener una cuantificación y aproximación más representativa del daño geomecánico.

7.1 Fenomenología involucrada en el sistema de estudio

En el subsuelo los yacimientos de hidrocarburos se encuentran en un estado de equilibrio hasta que el efecto invasivo de un pozo genera una perturbación en el yacimiento lo que afecta los diferentes estados de equilibrio químico, termodinámico, geomecánico, biológico, entre otros. Estos efectos se presentan mediante operaciones inducidas (perforación, producción y completamiento), causan un deterioro en las paredes del pozo y en el espacio poroso, lo que se refleja en los cambios de productividad del pozo, y se conoce como daño de formación.

Existen diferentes mecanismos de daño de formación como: mecánico, biológicos, químicos y térmicos. El daño geomecánico es inducido por la alteración del estado de esfuerzos en la formación, principalmente por cambios de presión ΔP y temperatura ΔT , generando así cambios en la permeabilidad de las formaciones de interés y por ende en la conductividad hidráulica del sistema.

El daño geomecánico puede alterar irreversiblemente la resistencia de la roca y las propiedades del flujo de fluidos dando como resultado el cambio permanente en las propiedades intrínsecas de la roca (cedencia, rigidez, porosidad, permeabilidad, densidad, etc).

La explotación y producción de yacimientos de petróleo y gas natural generan un cambio en la trayectoria de esfuerzos y en la presión de poros del sistema, generando una anisotropía de esfuerzos que afecta directamente el medio poroso.

La pérdida de productividad por daño geomecánico puede ser el resultado de factores como compactación y subsidencia, producción de arena, apertura o cierre de fracturas naturales, deformación irreversible de la roca o cedencia y cizallamiento del esqueleto de la roca, entre otros (2). Varios autores muestran el efecto del daño geomecánico en la productividad de la formación (3) (4) (5), exponiendo que el daño geomecánico puede ser irreversible y la importancia de identificar el tipo del daño para no incurrir en gastos excesivos remediando otras clases de daño que finalmente no tendrán un efecto significativo en el incremento de la producción.

7.2 Daño Geomecánico

En un yacimiento de hidrocarburos, los estratos de roca adyacentes ejercen una presión de confinamiento sobre el medio poroso, que es compensada por la matriz de la roca y la presión de los fluidos contenidos en su interior. La diferencia entre el esfuerzo de confinamiento (σ) y la presión de los fluidos (P_p), también conocida como presión de poro, es determinada como esfuerzo efectivo y es expresada como:

$$\sigma' = \sigma - P_p$$

La capacidad de la matriz para sostener los esfuerzos adyacentes es propia de cada tipo de roca. La constante de Biot es un factor que mide dicha capacidad y varía entre cero y uno. Cuando la constante de Biot tiene un valor de cero, la matriz soporta todo el esfuerzo ejercido por los estratos adyacentes y la presión de poro no tiene efecto sobre el esfuerzo efectivo. Para el caso en que la constante toma el valor de 1, el esfuerzo adyacente es compensado principalmente por la presión de poro. Así, la expresión matemática final para determinar el esfuerzo efectivo es:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p$$

Originalmente la roca y los fluidos se encuentran en equilibrio a una condición de esfuerzo efectivo dada. Sin embargo, una vez inicia la etapa de explotación del yacimiento, la producción de fluidos genera una disminución de la presión de poro, resultando en un aumento del esfuerzo efectivo.

Originalmente la roca y los fluidos se encuentran en equilibrio a una condición de esfuerzo efectivo dada. Sin embargo, una vez inicia la etapa de explotación del yacimiento, la producción de fluidos genera una disminución de la presión de poro, resultando en un aumento del esfuerzo efectivo. El incremento del esfuerzo efectivo sobre el medio poroso ocasiona una reducción del área transversal de flujo de las fracturas naturales, lo que causa una reducción en la permeabilidad del sistema.

En las cercanías del pozo se presenta la mayor disminución de presión de poro debido a la producción de fluidos, por lo tanto, la reducción en permeabilidad es más mayor en esta área.

La pérdida de productividad en el pozo por aumento del esfuerzo efectivo es uno de los tipos de daño de formación que no pueden ser remedados a partir de inyección de agentes químicos, puesto que no tiene origen en la obstrucción de los canales de flujo por material particulado o fluidos, sino en la deformación de la estructura rocosa del medio poroso.

7.3 Diagnóstico del daño

Los parámetros (Geomechanical Damage Parameter –GDP) utilizados para el desarrollo del modelo multiparamétrico, los cuales dan una idea del porcentaje del daño geomecánico, son:

- ✓ GDP1: índice de fracturas naturales de la zona de interés [adimensional].
- ✓ GDP2: Factor de drawdown [psi].
- ✓ GDP3: Relación capacidad productora [adimensional].
- ✓ GDP4: Módulo de permeabilidad [1/psi].

7.3.1 GDP1: Índice de fracturas naturales

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden ser clasificados con base en la contribución de porosidad y permeabilidad aportada de manera diferenciada por la matriz y las fracturas naturales. La información requerida para la determinación del índice de fracturas naturales se puede realizar a partir de tres fuentes base: levantamiento sistemático de afloramientos (Figura 88-A), registros de imágenes (Figura 88-B) y registros de núcleos orientados (Figura 88-C). Siendo los registros de imágenes los principalmente utilizados, en especial los registros Ultrasonic Borehole Imager (UBI).

La herramienta UBI contiene un subconjunto de transductores rotativos que actúan como transmisor y receptor, transmitiendo un pulso ultrasónico y recibiendo el pulso reflejado (Figura 89-A). La dirección de la rotación controla la orientación del transductor con el fin de obtener una

medida estándar (sentido anti horario) o adicionar una medida de las propiedades del fluido (sentido horario). Finalmente, se obtiene una imagen del radio del pozo (Figura 89-B) en donde los colores oscuros representan una baja amplitud e indican las variaciones de rugosidad y crecimientos de las paredes del pozo, facilitando la identificación de fracturas naturales.

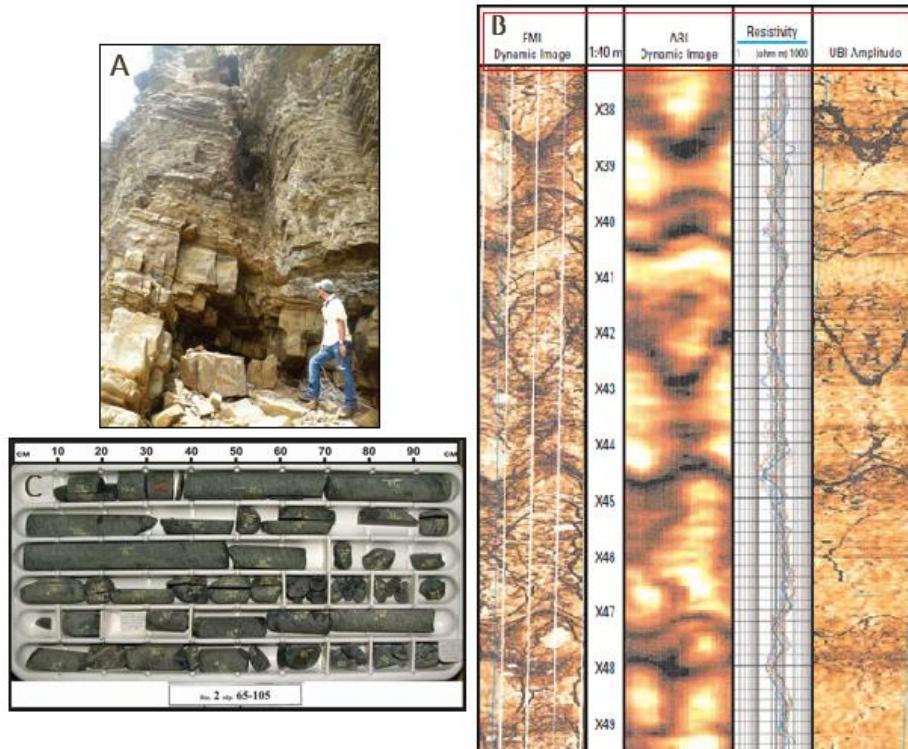


Figura 88. Fuentes de información para determinación de índice de fracturas: A- afloramiento; B- registros de imágenes (6); C- registros de núcleos.

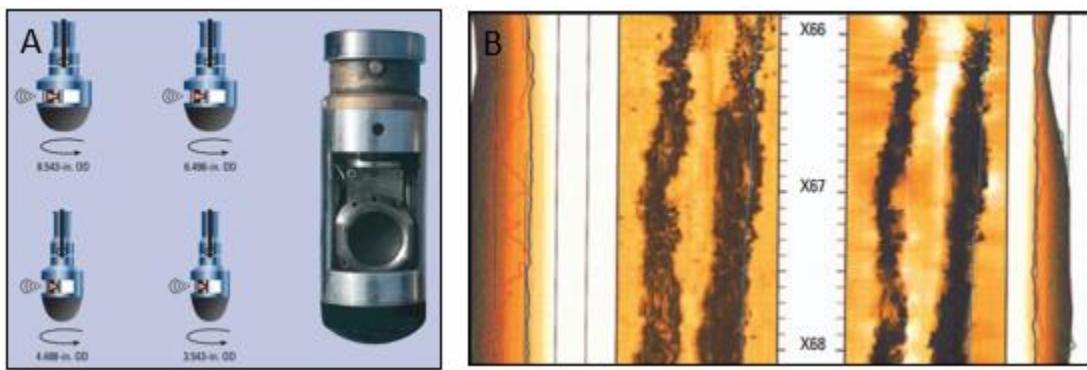


Figura 89. A- Subconjunto de transductores de la herramienta UBI; B- Registro de imagen UBI (6).

Luego de obtener una interpretación de los registros UBI, como se ilustra en la figura 90 se obtienen datos como: profundidad a la que se encuentra la fractura, dirección de la fractura (dip/dip

dirección) medida en azimut, el tipo de fractura (características de la fractura como calidad, contraste, etc), la fuente de información y algún tipo de comentario pertinente.

Así, el índice de fracturas se define como la relación del número total de fracturas y la profundidad a la que se encuentra el intervalo fracturado, medido en pies (ft).

$$\text{Índice de fracturas} = \frac{\# \text{ de fracturas naturales}}{\text{profundidad (ft)}} \dots\dots (1)$$

Tomando como ejemplo el registro interpretado, y aplicando la ecuación (1), los datos se obtienen:

- 1- El número de fracturas naturales: corresponde al total de fracturas naturales existentes. En este caso corresponden a 37 fracturas naturales.
- 2- La profundidad en (ft), para el intervalo de presencia de fracturas naturales, corresponde a la diferencia de profundidades de este mismo intervalo. Para efectos del ejemplo, sería:
 $\text{Profundidad (ft)} = \text{MDfinal} - \text{MDinicial} = 9021.96 - 8716.77 = 305.19 \text{ ft}$.
- 3- Finalmente,

$$\text{Índice de fracturas} = \frac{\# \text{ de fracturas naturales}}{\text{profundidad (ft)}} = \frac{37}{305.19 \text{ ft}} = \frac{0,12 \text{ fracturas}}{\text{ft}}$$

#fracturas

	A	B	C	D	E	F	G
	MD	Dip azimuth	Dip	Type	Comment	Source	
1	MD						
2	8716.77	260,6	73,1	Frac, low contr. (no shear)	(FMI 1995-Run 3A)		
3	8755	205,3	85,8	Frac, dark high contr. (no shear)	(Truncated)	(FMI 1995-Run 3A)	
4	8761,1	43,6	79,3	Frac, dark high contr. (no shear)	(Truncated)	(FMI 1995-Run 3A)	
5	8779,58	206	80,9	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
6	8779,59	216,9	79,5	Frac, dark high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
7	8788,5	23,2	69,2	Frac, low contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
8	8796,39	221,3	83,4	Frac, low contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
9	8829,96	207,2	59,6	Frac, low contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
10	8835,09	214,3	65,5	Frac, mixed high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
11	8868,16	319	47,7	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
12	8881,67	307,2	69,4	Frac, low contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
13	8887,99	5	50,2	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
14	8902,63	213,4	73,6	Frac, mixed high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
15	8903,43	213,6	65,1	Frac, mixed high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
16	8905,64	225,7	62,3	Frac, mixed high contr. (no shear)	(Truncated)	Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
17	8906,25	204,2	58	Frac, dark light contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
18	8923,44	222,8	66,7	Frac, low contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
19	8923,92	21	87	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
20	8928,13	219,1	74,2	Frac, dark light contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
21	8941,06	253,9	35,2	Frac, dark light contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
22	8947,94	135,7	46,7	Frac, dark light contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
23	8947,98	126	51	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
24	8959,35	305	42,2	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
25	8960,73	203,8	77,3	Frac, low contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
26	8961,41	187,3	75,4	Frac, low contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
27	8974,12	136,1	51	Frac, dark light contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
28	8974,13	133	63,3	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
29	8976,48	130	63,2	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
30	8976,5	137,2	46,1	Frac, dark light contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
31	8977,73	114	48	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
32	8977,93	116,6	46,7	Frac, low contr. (no shear)	(Truncated)	Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
33	8988,06	354	68,4	HQ_Fracture		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
34	8988,15	8,3	62,3	Frac, dark light contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
35	9012,43	153,7	79,4	Frac, mixed high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
36	9016,14	164,4	70,7	Frac, dark high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
37	9019,67	169	80,1	Frac, dark high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	
38	9021,96	172,5	50,8	Frac, mixed high contr. (no shear)		Run 3 (FMI 1995-Run 3A)	

LISTO

Figura 90. Muestra de presentación de la interpretación de los registros de imágenes.

Finalmente, al cuantificar este parámetro lo que se interpreta es que entre mayor sea la presencia de fracturas naturales por pie (ft), mayor será la posibilidad de tener daño geomecánico por cierre de fracturas.

Limitantes: Esta metodología asume que todas las fracturas naturales registradas se encuentran aportando flujo, y son susceptibles a cerrarse propiciando daño geomecánico. Para refinar el cálculo de este parámetro, se sugiere, si es posible utilizar una metodología que permita discriminar cuales fracturas se encuentran abiertas y cuales cerradas, y así tener en cuenta únicamente para este cálculo las fracturas abiertas.

7.3.2 GDP2: Factor de drawdown

Es importante antes de conocer la importancia de este parámetro y por qué fue escogido, entender lo que este significa, cuando hablamos de “drawdown” se hace alusión a un delta o cambio en presión, en este caso el “drawdown” se define como la diferencia entre la presión promedio del yacimiento (Pyto) y la presión en el fondo de pozo fluyente (Pwf); los valores de estas presiones son comúnmente obtenidas de Pruebas PBU, esta prueba se define como una prueba de presión durante un período de flujo y consiste en la medición de presiones en el fondo del pozo, durante un determinado período de tiempo a una tasa de producción constante. Usualmente el pozo es cerrado antes de una prueba de flujo, durante un tiempo suficientemente largo como para que el yacimiento alcance la presión estática. La prueba de flujo PBU puede durar desde unas pocas horas hasta varios días si es necesario, dependiendo de los objetivos de la prueba.

Uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del yacimiento se estabilice.

Esta prueba además nos permite conocer algunos parámetros tales como:

- Permeabilidad efectiva del yacimiento
- Efectos de daño alrededor del pozo
- Presencia de fallas
- Algunas interferencias de la producción del pozo.
- Límites del yacimiento, donde no hay un fuerte empuje por agua o donde el acuífero no es de gran tamaño comparado con el tamaño del yacimiento.

Un ejemplo de prueba PBU puede ser observado en la figura 91. De la interpretación de los valores de presión obtenidos en dicha prueba se determina la presión estática del yacimiento (Pyto), y con

esta y las presiones de fondo obtenidas de la misma prueba aplicada es posible calcular la mencionada caída de presión.

Si de la interpretación de la prueba se define un valor para la presión de yacimiento (P_{yto}) de 4300 psi y para un tiempo determinado se calculó una presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 3500 psi, el factor de drawdown tendrá un valor de 800 psi.

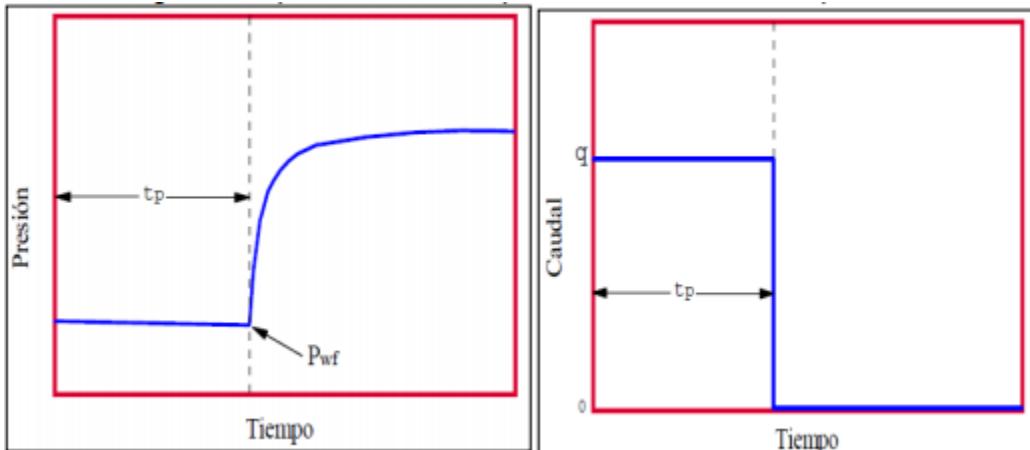


Figura 91 Ejemplo prueba PBU.

Este parámetro es escogido como variable importante para el modelo multiparamétrico en el diagnóstico de daño geomecánico debido a que en el yacimiento cuando los pozos perforados son puestos a producción, o sometidos a algunos procesos ya sean de completamiento, reacondicionamiento o recobro se generan cambios de presión, primero ya sea debido al depletamiento de este durante la producción o a los procesos antes mencionados, lo cual induce un cambio y redistribución del estado de esfuerzos lo que puede conllevar a cambios en porosidad y permeabilidad. Con esto se estaría generando un daño geomecánico y así dicho parámetro tomará gran importancia de estudio para el diagnóstico.

Limitantes: Para la inclusión de este parámetro a la base de datos del modelo multiparamétrico, la principal limitante fue obtener información acerca de registros PBU para la determinación de las presiones correspondientes al cálculo del factor en cuestión.

7.3.3 GPD3: Relación kh obtenida de registros/ kh obtenida de pbu (capacidad productora).

El parámetro GPD3 relaciona dos estimaciones para la capacidad productora de la formación, en dos momentos diferentes de la historia del pozo. La relación kh obtenida a partir de los registros de

pozo, es el valor inicial, ya que este fue medido en el momento que se realizaron los registros de pozo, por lo tanto este valor de kh representa la capacidad de la formación antes de iniciar la producción del pozo. El valor de kh obtenido a partir de una prueba PBU es un valor que se estima después que el pozo pasó por un tiempo de producción, por lo tanto, este valor de kh puede estar afectado por un daño de formación inducido durante un determinado tiempo de producción. Si el valor del parámetro GPD3 es igual a 1, quiere decir que la capacidad productora de la formación no sufrió modificación después de pasar por un tiempo de producción, en este caso no se tiene daño de formación. Si el parámetro GPD3 es mayor a 1, quiere decir que la capacidad productora estimada después del periodo de producción se redujo, en este caso se tiene presencia de daño de formación. En el caso en que el parámetro GPD3 es menor a 1, se tiene estimulación de la capacidad productora de la formación.

Para calcular el parámetro GPD3 se requiere tener el valor de kh obtenido a partir de una interpretación de una prueba PBU y el valor de kh obtenido a partir de registros. En el caso que no se cuente con el dato de kh obtenido a partir de registros, este se debe calcular por medio del registro de porosidad y una correlación para obtener la permeabilidad en función de la permeabilidad.

Por ejemplo se requiere calcular el parámetro GPD3 para el pozo CPA1 en la formación mirador, mediante el reporte PBU se obtiene los siguientes valores

Reservoir Data (from logs)							Reservoir Pressure		
Zone	Net h (ft)	kh (md-ft)	Porosity (%)	Bo	Uo cp	Original	MDT data & date	R:TVDSS	
Mirador	332	3.320				6.295	6.295	abr-96	12.480
Cuervos	22	?							
Barco	270	1.350							
Guadelupe	138	1.380							

Results from Pressure Transient analysis:								
PBU date:	11-oct-99		PBU time:	14 hr.		Gauge Depth:	14.450 ft MD.	
Net pay (ft)	K (mD)	kh (mD-ft)	BHFP (psi)	P* (psi)	Skin	PI (bpd/psi)	FE (%)	Reservoir Model
762	1.9	1.450	3.054	4.850	7	5.8		Homogeneous at 12,480 ft TVDSS
				5.035				at 13,400 ft TVDSS

Figura 92 Datos del registro PBU

De la Figura 92 se puede observar que el espesor para la formación mirador es $h=322$ ft, la permeabilidad por registros es de $k_{log}=3$ md y la permeabilidad por la prueba PBU es $k_{pb}=1.9$ md, por lo tanto el parámetro GPD3 para este caso es $GDP3 = 1.56$; lo que quiere decir que la capacidad productora sufrió un reducción y hay presencia de daño de formación.

Limitantes: La mayor limitante del parámetro GPD3 es que no aporta información de cuáles pueden ser las causas del daño, este parámetro solo indica que existe daño de formación.

7.3.4 GDP4: Factor de módulo de permeabilidad (daño geomecánico expresado como una fracción de la permeabilidad base a pwf).

Este parámetro se refiere la relación de la permeabilidad en la zona dañada y la permeabilidad inicial del yacimiento. A partir de pruebas de laboratorio, pruebas de presión o registros, se puede conocer la permeabilidad inicial de yacimiento a una presión de fondo determinada. El daño obtenido por pruebas de laboratorio o pruebas de presión, permite conocer la permeabilidad de la zona dañada a partir de la ecuación de Hawkins (2).

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \dots (2)$$

Donde k es la permeabilidad inicial, k_s la permeabilidad de la zona dañada, r_w es el radio del pozo y r_s es el radio de la zona afectada.

Cuando el principal responsable del daño de un pozo es la perforación y el completamiento del mismo, se habla de daño mecánico, se puede neutralizar mediante operaciones de estimulación como la acidificación y el fracturamiento hidráulico, los cuales no serán efectivos si el daño es debido a los cambios en la presión de poro, conocido como daño por presión. En consecuencia para tener éxito en un proceso de control de daño de formación es fundamental conocer cuál es la causa principal del mismo.

En geomecánica, la zona dañada se presenta cuando hay cambios en los esfuerzos alrededor de la cara del pozo debido a los cambios sufridos en la presión de poro (inyección o producción de fluidos). El daño ocasionado por las variaciones en la presión de poro se puede deber a: i) El comportamiento geomecánico del yacimiento, ii) el comportamiento termodinámico del fluido del yacimiento y iii) el comportamiento del sistema de fracturas del yacimiento.

Un ejemplo, a partir de la interpretación de la PBU (Figura 91) se obtiene un daño de 4 ($S=4$) y la permeabilidad inicial del yacimiento es de 10 mD. El radio del pozo es 0.358 pies y asumiendo que la zona afectada es 1 pies más allá del radio del pozo, es decir, r_s es igual a 1.358 ft. Reemplazando estos valores en la ecuación 2, se obtiene una relación k_s/k igual a 0.2499. Este es el valor a ingresar para este parámetro.

Este parámetro se escoge principalmente ya que es importante conocer el grado de afectación que tiene la permeabilidad de la zona cercana al pozo, debido a los diferentes procesos que se dan en esta zona (completamiento, operaciones de workover, estimulación, entre otros).

Limitantes: Los métodos convencionales de interpretación de pruebas de presión se basan en soluciones analíticas de la ecuación de difusividad, las cuales tienen en cuenta, de forma limitada, características macroscópicas del yacimiento. Además, éstas son aplicables a flujo monofásico y no tienen en cuenta el efecto de los cambios en la presión de poro sobre las propiedades del yacimiento y viceversa; aparte, se basan en procedimientos gráficos. Además, la principal limitante de este

parámetro en el módulo de daño geomecánico, es que la permeabilidad de la zona dañada puede no ser solamente afectada por efectos geomecánicos

7.4 Glosario

Daño geomecánico: Variación de las propiedades petrofísicas ante cambios en esfuerzo efectivo, afectando la productividad del pozo.

Esfuerzo: La fuerza aplicada a un cuerpo, que puede producir deformación y que usualmente se describe en términos de magnitud por unidad de área, o intensidad

Presión de poro: Presión del fluido en el poro del yacimiento, usualmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar.

Esfuerzo efectivo: Es el esfuerzo resultante de restar el esfuerzo normal sobre la presión de poro.

Daño termo-geomecánico: Pérdida de productividad del yacimiento ligada a cambios en el estado de esfuerzos y presión de poro, asociados al cambio de temperatura inducidos en la formación.

Porosidad: Es el porcentaje de volumen de poro o espacio vacío poroso, es decir el volumen dentro de la roca que puede contener fluidos.

Permeabilidad: Es la habilidad que tiene la roca para transmitir o permitir el paso de fluidos.

7.5 Referencias

- [1] Bennion. Formation Damage---The Impairment of the Invisible, by the Inevitable and Uncontrollable, Resulting in an Indeterminate Reduction of the Unquantifiable! J Can Pet Pet Technol. 1999;38(2):11–7.
- [2] Dusseault MB, Gray KE. Mechanisms of Stress-Induced Wellbore Damage. Soc Pet Eng. 1992;
- [3] Osorio JG, Chen H-Y, Teufel LW. Numerical simulation of the impact of flow-induced geomechanical response on the productivity of stress-sensitive reservoirs. Soc Pet Eng. 1999;
- [4] Chen H-Y, Teufel LW. Reservoir Stress Changes Induced by Production/Injection. Soc Pet Eng. 2001;
- [5] Osorio JG, Wills A, Alcalde OR. A Numerical Model to Study the Formation Damage by Rock Deformation from Well Test Analysis. Soc Pet Eng. 2002;
- [6] Fuente Online: http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/geology/ubi_br.pdf, Mayo 20 de 2015.
- [7] Hawkins, M. F. Jr.: “A Note on the Skin Effect,” Trans. AIME, 207, 356-357, 1956.