

An aerial photograph of an oil drilling site located in a flooded area. The site is a large, rectangular island of dry earth surrounded by dark, muddy water. In the center of the island stands a tall, complex drilling rig. To the left of the rig is a large, circular, light-colored sand pit. Various pieces of equipment, including trucks, trailers, and storage tanks, are scattered across the island. The surrounding landscape is a mix of green vegetation and flooded fields under a cloudy sky.

**METODOLOGÍA APLICADA PARA EL DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE
LOS MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LOS POZOS
PERTENECIENTES A LOS CAMPOS MORROCOY, CARICARE Y CANAGÜEY
DE OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLANOS NORTE**

YENIFFER LÓPEZ RUIZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
TRABAJO DE GRADO
BUCARAMANGA
2010**



**METODOLOGÍA APLICADA PARA EL DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE
LOS MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LOS POZOS
PERTENECIENTES A LOS CAMPOS MORROCOY, CARICARE Y CANAGÜEY
DE OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLANOS NORTE**

YENIFFER LÓPEZ RUIZ

**Trabajo de Grado en modalidad de práctica empresarial para optar por el
título de Ingeniera de Petróleos**

**TUTOR OXY DEL PROYECTO
LUIS FERNANDO ARARAT
PRODUCTION AND ENGINEERING SUPERINTENDENT
OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC**

**TUTOR UIS DEL PROYECTO
OLGA PATRICIA ORTIZ
INGENIERA DE PETRÓLEOS, Msc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

Con todo mi amor y cariño a:

Dios por las tantas bendiciones que ha dado a mi vida.

Mi madre admirable por hacer de mí cada día una mejor mujer, por sus inmensos esfuerzos y su apoyo.

Mi padre precioso, gordito se que te fuiste muy rápido y de todo corazón te agradezco tu cariño y confianza que siempre me brindaste, este logro es por ti y para ti. Te amo mucho.

El equipo de yacimientos de Occidental de Colombia INC, por enseñarme tantas cosas, en mi vida profesional y personal. Chicos los llevo con inmenso cariño en mi corazón.

Mis profesores de colegio y de universidad pues fueron ellos los que se encargaron de sembrar semillas de excelencia que hoy se ven reflejadas en este logro.

Yennifer López Ruiz



AGRADECIMIENTOS

La autora expresa sus agradecimientos a:

Principalmente a Dios, por permitirme elaborar este proyecto de la mejor manera posible e iluminarme con tanta fuerza y bendiciones siempre.

A los docentes de la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por los conocimientos impartidos durante la carrera.

A OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC., específicamente al Departamento de Yacimientos, por el soporte técnico y apoyo brindado y en especial a ti Malú porque sin ti definitivamente mi práctica en la empresa y mi estadía en Bogotá no hubiese sido la misma. Te quiero mucho.

LUIS FERNANDO ARARAT, Ingeniero de petróleos egresado de la Universidad Industrial de Santander, mi director de tesis, por ser guía en este proyecto, por compartir sus conocimientos, por escuchar mis inquietudes y ayudarme a terminar el proyecto de la mejor forma posible.

OLGA PATRICIA ORTIZ, Ingeniera de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, por su constante motivación y asesoría, por estar tan pendiente de mi proyecto y aportar lo mejor de sí, por su dirección tan práctica y fuerte, y finalmente, por su gran confianza en mi potencial y trabajo.

A mi familia y mis amigos, porque siempre creyeron en mí

Y a todos los que de alguna forma contribuyeron con la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO	20
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA COMPAÑÍA	20
1.2 ENTORNO DE LA COMPAÑÍA EN COLOMBIA	20
1.3 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	21
1.3.1 Localización del Campo Caricare	22
1.3.2 Localización del Campo Canagüey	23
1.3.3 Localización del Campo Morrocoy	23
1.4 ESTRATIGRAFÍA	24
1.4.1 Cretácico	24
1.4.2 Cenozoico	26
1.4.3 Cuaternario	31
1.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	31
1.6 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	32
1.6.1 Roca Fuente	32
1.6.2 Roca Almacén	33
1.6.3 Roca Sello	34
1.6.4 Generación	34
1.6.5 Entrampamiento	35
1.7 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO	35
1.8 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU	36
1.9 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	38
2. NATURALEZA DEL DAÑO DE FORMACIÓN	40
2.1 DEFINICIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN	40
2.2 DAÑO DE FORMACIÓN Y PSEUDODAÑO	41
2.2.1 Pseudodaño y Configuración del Pozo	41

2.2.2 Pseudodaño y Condiciones de Producción	42
2.2.3 Otros Pseudodaños	42
2.3 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	43
2.3.1 Daño Originado por Perforación	45
2.3.2 Daño por Cementación	50
2.3.3 Daño por Fluidos de Completamiento y Workover	53
2.3.4 Daño Durante la Producción del Pozo	54
2.3.5 Daño Específico en Pozos Inyectores de Agua	56
2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN	57
2.4.1 Emulsiones	57
2.4.2 Cambios en la Mojabilidad	58
2.4.3 Bloqueo por Agua	58
2.4.4 Escamas	59
2.4.5 Depósitos Orgánicos	65
2.4.6 Depósitos Mezclados	65
2.4.7 Sedimentos y Arcillas	66
3. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA	68
3.1 RECOPILOCIÓN DE DATOS	69
3.1.1 Delimitación del área de Estudio	69
3.1.2 Revisión Bibliográfica	69
3.1.3 Análisis de los núcleos de los pozos del Campo Caricare	69
3.1.4 Organización de la información proveniente de los sensores de fondo	70
3.2 MODELAMIENTO	72
3.2.1 Creación de hojas de cálculo que permiten el aprovechamiento de los datos provenientes del sensor de fondo	72
3.2.2 Creación de hojas de cálculo que permiten hallar el índice de productividad en etapas tempranas y tardías de producción	75
3.3 INTERPRETACIÓN	76
4. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA	77

4.1 CREACIÓN DE HOJAS DE CÁLCULO QUE PERMITEN APROVECHAR LOS DATOS	77
4.2 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN ETAPAS TEMPRANAS Y TARDÍAS DE PRODUCCIÓN	84
4.2.1 Pozo A	85
4.2.2 Pozo B	87
4.2.3 Pozo C	90
4.2.4 Pozo D	93
5. RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	95
5.1 REDUCCIÓN PORCENTUAL DE LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD CALCULADOS	95
5.1.1 Análisis de daño de formación para el pozo C	96
5.1.2 Análisis de daño de formación para el pozo D	97
5.2 SIMILITUD ENTRE LOS POZOS QUE PRESENTAN DAÑO	97
5.3 IDENTIFICACIÓN DEL ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	98
5.3.1 Daño de Formación Originado por Mezclas de Fluidos Incompatibles	98
5.3.2 Daño de Formación Originado por la Migración de Finos	102
5.3.3 Daño Causado por Depositación de Escamas	105
CONCLUSIONES	112
RECOMENDACIONES	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
ANEXOS	117

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Aceite Original in situ del Campo Caricare	36
Tabla 2. Aceite Original in situ del Campo Canagüey unidad M1	37
Tabla 3. Aceite Original in situ del Campo Canagüey unidad C5	38
Tabla 4. Características para las distintas unidades del Campo Morrocoy	38
Tabla 5. Características para las distintas unidades del Campo Canagüey	39
Tabla 6. Características para las distintas unidades del Campo Morrocoy	39
Tabla 7. Profundidad de invasión del filtrado	48
Tabla 8. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo A	82
Tabla 9. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo B	82
Tabla 10. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo C	82
Tabla 11. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo D	83
Tabla 12. Resultados que evidencian las reducciones en los índices de productividad de los pozos completados en Lower Carbonera del Campo Caricare	95

Tabla 13. Resumen de las Condiciones actuales de los pozos	98
Tabla 14. Características del núcleo 6 proveniente de la Formación Carbonera del pozo D del Campo Caricare	99
Tabla 15. Características del núcleo 9 proveniente de la Formación Carbonera del pozo Del Campo Caricare	100
Tabla 16. Resumen de pozos de acuerdo con su tendencia incrustante de Sulfato de Bario en Cabeza de Pozo	107
Tabla 17. Resumen de pozos de acuerdo con su tendencia incrustante de Carbonato de Calcio en Cabeza de Pozo	107
Tabla 18. Resumen de pozos de acuerdo con su tendencia incrustante de Carbonato de Calcio en Cabeza de Pozo	108
Tabla 19. Mecanismos de daño de formación predominantes y secundarios que actúan en los pozos del Campo Caricare	111

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del área de estudio	21
Figura 2. Localización del Campo Caricare	22
Figura 3. Localización del Campo Canagüey	23
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca de Llanos Orientales	30
Figura 5. Mapa de zonas estructurales, cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 6. Mapa de reflectancia de Vitrinita %RO en la Formación Gachetá	32
Figura 7. Distribución del carbono orgánico total en la formación Gachetá	33
Figura 8. Clasificación y orden de los mecanismos comunes de daño de formación	46
Figura 9. Diagrama esquemático de un corazón cañoneado mostrando zonas de daño	53
Figura 10. Cross Section de un corazón de la unidad M1 del Campo Caricare	59
Figura 11. Solubilidad de Minerales en función de la Temperatura	60
Figura 12. Solubilidad de Minerales en función de la Presión	60
Figura 13. Solubilidad de Minerales en función de la Solubilidad	61
Figura 14. Ilustración de la auto-sedimentación y la mezcla de aguas incompatibles	64

Figura 15. Muestra de Caolinita y Sedimentos para un pozo del Campo Caricare	67
Figura 16. Metodología aplicada en Nuevos Campos para el diagnóstico y evaluación de los Mecanismos de Daño de Formación	68
Figura 17. Estado Mecánico de un pozo perteneciente al Campo Caricare	71
Figura 18. Tratamiento de los datos provenientes del sensor de fondo	72
Figura 19. Archivo histórico creado para cada uno de los pozos, datos sin tratamiento	73
Figura 20. Archivo histórico creado para cada uno de los pozos, Daily Average	75
Figura 21. Histórico presión de fondo fluyendo pozo A del Campo Caricare	78
Figura 22. Gráfico histórico de la Presión de Fondo Fluyendo para el pozo B del campo Caricare	79
Figura 23. Gráfico histórico de la Presión de Fondo Fluyendo para el pozo C del campo Caricare	80
Figura 24. Gráfico histórico de la Presión de Fondo Fluyendo para el pozo D del Campo Caricare	81
Figura 25. Representación para el índice de productividad de un pozo	84
Figura 26. Primer periodo analizado para el cálculo del IP original del pozo A.	85
Figura 27. Segundo periodo de tiempo seleccionado para el cálculo del IP después del 1er WS pozo A.	86
Figura 28. Cálculo índice de productividad del pozo B antes de intervenciones	87

Figura 29. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo B después de haber realizado el Rediseño	88
Figura 30. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo B después del segundo servicio	89
Figura 31. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad inicial del pozo C	90
Figura 32. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo C, después del Primer Servicio y antes del Segundo Servicio	91
Figura 33. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo C después del Segundo Servicio	92
Figura 34. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad inicial del pozo D	93
Figura 35. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo D actualmente	94
Figura 36. Cálculo del S en el pozo C antes de la intervención “Bullheading”	96
Figura 37. Cálculo del S en el pozo C después de intervención “Bullheading”	96
Figura 38. Cálculo del S antes de la intervención “Bullheading” (S=10)	97
Figura 39. Cálculo del S antes de la intervención “Bullheading” (S=40)	97
Figura 40. Permeabilidad Efectiva al aceite para el núcleo 6 de la unidad M1 del Campo Caricare antes y después de la inyección de agua fresca como fluido de completamiento	99

Figura 41. Permeabilidad Efectiva al agua para el núcleo 6 de la unidad M1 del Campo Caricare antes y después de la inyección de agua fresca como fluido de completamiento	100
Figura 42. Permeabilidad Efectiva al aceite para el núcleo de la unidad M1 del Campo Caricare antes y después de la inyección de salmuera de KCl al 2% como fluido de completamiento	101
Figura 43. Ilustración del Mecanismo de Migración de Finos	102
Figura 44. Core del pozo WD-03 del Campo Caricare con alto contenido de material fino principalmente Caolinita	103
Figura 45. Feldespato de potasio más presencia de Caolinita en el core del pozo WD-03	104
Figura 46. Reducción de la permeabilidad causada por migración de finos en los dos regímenes de flujo	104
Figura 47. Tipos de taponamientos generados por el mecanismo de Migración de Finos	105
Figura 48. Muestra Tomada	109
Figura 49. Muestra con adición de HCl al 15%	109
Figura 50. Muestra ubicada en solvente caliente con agitación constante	109
Figura 51. Adhesión de partículas de la muestra al imán	110

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA APLICADA PARA EL DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LOS POZOS PERTENECIENTES A LOS CAMPOS MORROCOY, CARICARE Y CANAGÜEY DE OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLANOS NORTE*

AUTOR: YENIFFER LÓPEZ RUIZ**

PALABRAS CLAVE: Índice de productividad, Daño de formación, Pseudo daño, Agua de formación, Condiciones Operacionales.

DESCRIPCIÓN

El tema de daño de formación en la compañía Occidental de Colombia.INC, es nuevo debido a la concentración de sus operaciones durante veinticinco años en el Campo Caño Limón, el cual posee características excepcionales y por su cercanía a los nuevos pozos encontrados pertenecientes al grupo de campos llamado Nuevos Campos se pensó en que era probable que no se presentara, por tal motivo cuando se mostraron las primeras evidencias la gente mostró muy poca credibilidad a este tema, haciéndose entonces necesario buscar una forma de verificar que efectivamente habían mecanismos de daño de formación actuando en los pozos.

Con el desarrollo de este trabajo se recopiló la información disponible acerca de datos de sensores de fondo, análisis fisicoquímicos del agua de formación, condiciones operacionales, pruebas realizadas en núcleos de formación y se crearon hojas de cálculo que permitieron la estimación de índices de productividad para los pozos perforados en los Campos Caricare, Morrocoy y Canagüey en etapas tempranas y tardías durante su vida productiva, todo esto realizado con el objetivo de identificar caídas significativas en el índice de productividad de los pozos completados en Lower Carbonera y posteriormente evaluar el mecanismo de daño de formación predominante cuantificando su impacto en la productividad.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tutor OXY Ingeniero Senior de Producción Occidental de Colombia, INC Luis Fernando Ararat y Tutor UIS Ingeniera de Petróleos, MSc Olga Patricia Ortiz Cancino.



ABSTRACT

TITLE: APPLIED METHODOLOGY TO THE DIAGNOSIS AND EVALUATION OF THE FORMATION DAMAGE MECHANISMS IN THE BELONGING WELLS TO MORROCOY, CARICARE AND CANAGÜEY FIELDS OF OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.

AUTHOR: YENIFFER LÓPEZ RUIZ**

KEY WORDS: Productivity Index, Formation Damage, Pseudo damage, Formation Water, Operational conditions.

DESCRIPTION

The issue of formation damage in the Occidental de Colombia, INC company is new due to the concentration of its operations for twenty-five years in the Cano Limon Field, which has unique characteristics and its proximity to the new wells found within the group of fields called New Fields thought that it was unlikely to be present for that reason when the first evidence showed people they didn't pay attention and gave it very little credibility on this issue, then to show a real evidence was necessary and was born this project which had one first aim was to find a way to verify who had actually damage mechanisms acting at the wells.

With the development of this work was compiled available information about the background sensor data, physicochemical analysis of formation water, operating conditions, coring test, formation damage literature in addition spreadsheets were created, which allowed the estimation of productivity indices of the wells drilled in the Campos Caricare, Morrocoy and Canagüey in early and late stages during their productive life, in order to identify significant falls in the rate of productivity of wells perforated in Lower Carbonera and then evaluate the predominant formation damage mechanism, quantifying its impact on productivity.

* Thesis

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Tutor OXY: Engineer Senior of Production Occidental de Colombia, INC Luis Fernando Ararat and Tutor UIS Petroleum Engineer, MSc Olga Patricia Ortiz Cancino.

INTRODUCCIÓN

Cuando en la compañía empezó a tratarse el tema de daño de formación fue bastante controversial, pues como es conocido Caño Limón es un yacimiento de cualidades excepcionales por tal motivo siempre ha sido tomado como referencia básica para quien está iniciando sus estudios en yacimientos, es así como la idea de daño de formación se convierte en algo totalmente diferente para la compañía al poco tiempo del descubrimiento de los Campos Nuevos que se perforaron cerca a Caño Limón a partir del año 2006. Es precisamente por este motivo que se decide realizar un aprovechamiento máximo de la información disponible de estos pozos para desarrollar una metodología que permita evaluar si hay o no hay daño de formación y basados en la literatura diagnosticar los mecanismos de daño de formación existentes y predominantes dentro de los campos, dicho análisis sería utilizado como un recurso ventajoso para los ingenieros de yacimientos y producción que se encargan del desarrollo de Nuevos Campos en este momento.

En cada una de las operaciones que se llevan a cabo en la industria del petróleo es indispensable contar con herramientas eficaces que proporcionen información al ingeniero y que le permitan apreciar el comportamiento de los procesos y su efecto inmediato ante el objetivo que se haya propuesto, para de esta forma evaluar el desempeño del proyecto. Para este caso específico en el cual no se habían organizado campañas de MRT ni BUILD UP para conocer los índices de productividad más cercanos a los valores reales, la herramienta en particular con la cual se pudo desarrollar el análisis fue el sensor instalado en fondo, en el sistema de levantamiento artificial (Equipo ESP).

Durante la realización del proyecto se buscó principalmente identificar formaciones con alta sensibilidad al daño de formación, para lograrlo fue necesario cuantificar reducciones en los índices de productividad de los pozos a partir de gráficos históricos de la presión de fondo fluyendo y la presión promedio diaria de cada uno de los pozos. Luego de esto se escogieron intervalos de tiempo en los cuales se logró identificar un caudal estabilizado y a partir de los datos de presión y caudal registrados hallar el valor de los índices de productividad para etapas tempranas y tardías en la vida productiva de los pozos.

Posteriormente se verificó que efectivamente ocurrió reducción en el valor de los índices de productividad, *evento que no debe ocurrir a no ser que el pozo esté afectado por algún mecanismo de daño de formación*, el término de daño de formación está asociado con un taponamiento parcial alrededor de la cara del pozo, el cual puede ser inducido a la formación por distintos mecanismos como son la incompatibilidad de fluidos (el de completamiento y el que está dentro de la formación), otro mecanismo común es la migración de finos y dispersión de arcillas ocasionado por la facilidad de migrar y tendencia a dispersarse que tiene el material arcilloso como la caolinita y la Illita cuando es afectado su equilibrio, todos estos mecanismos generan una reducción del valor de la permeabilidad original en la zona que presenta daño. Con la metodología logró asignarse un patrón característico para cada pozo y comparar síntomas presentados por los pozos localizados en área de estudio con casos encontrados y explicados en la literatura, para de esta manera diagnosticar los mecanismos de daño que se encontraban actuando en cada uno de ellos y asimismo obtener conclusiones del análisis realizado y dar algunas recomendaciones que permitan mejorar el panorama del daño de formación dentro de la compañía.

1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA COMPAÑÍA

La compañía multinacional Occidental International Exploration and Production Corporation inició en Colombia estudios y exploraciones de posibles áreas prospectivas en la región del Magdalena Medio a finales de la década de los años 70.

El 1 de Julio de 1980 Occidental inició la primera fase exploratoria con la firma de contratos de asociación con ECOPETROL, sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno. En este periodo Occidental corrió 2,800 Km de datos sísmicos y perforó 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios.

La expectativa nace en Abril de 1983 cuando se inicia la perforación del pozo direccional Caño Limón-1 y en Mayo se observan las primeras muestras de hidrocarburos. Comienza una nueva era que cambiaría la historia de Colombia. El 18 de Junio de 1983 el pozo Caño Limón-1 alcanza una profundidad de 10.176 pies, y al realizar las primeras pruebas de producción se obtiene como resultado 10.690 barriles de aceite de 31° API lo que conduce a Caño Limón a consolidarse como uno de los campos gigantes de Colombia. A finales del año 1984 el campo fue declarado comercial y a partir de esa fecha ECOPETROL participa en la producción y comparte el 50% de la inversión realizada en el mismo.

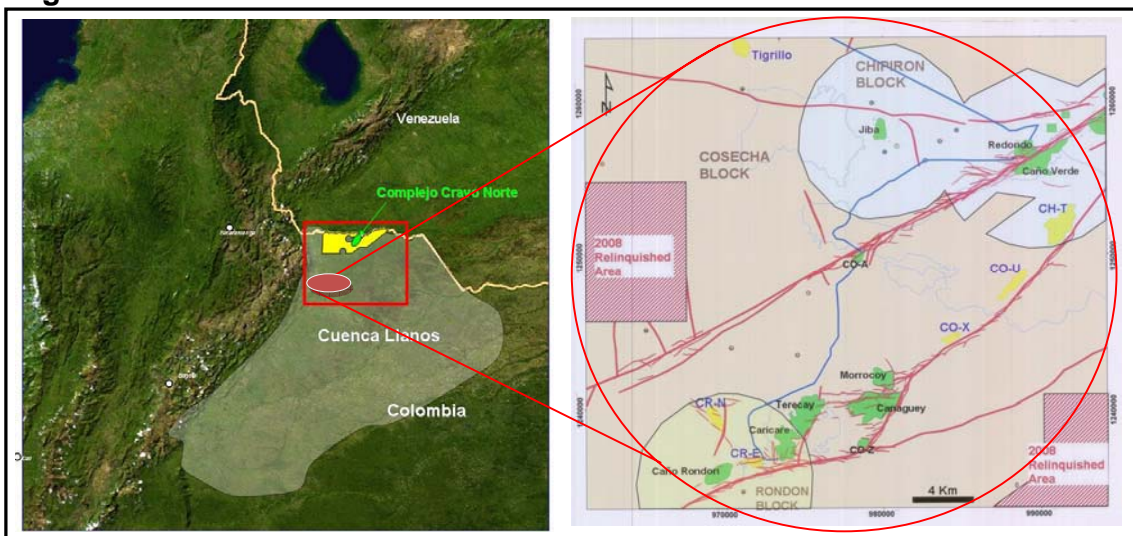
1.2 ENTORNO DE LA COMPAÑÍA EN COLOMBIA

Occidental de Colombia Inc., por su relación de Asociado con Ecopetrol y su actividad concerniente a la extracción de petróleo desempeña un papel trascendental en la economía colombiana, principalmente por las altas regalías que de ella se genera para la comunidad, el alto monto de impuestos pagados a la Nación.

1.3 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Nuevos Campos constituyen los nuevos yacimientos encontrados y explotados por parte de la compañía a partir del año 2006. Estos yacimientos están constituidos por los campos ubicados al sur oeste del Campo Caño Limón, entre los más importantes: El campo Caricare, perteneciente al contrato de asociación Rondón, El Campo Canagüey, perteneciente al contrato de asociación Cosecha y El Campo Morrocoy quien entró en etapa de desarrollo a partir del año 2009. Los otros campos que hacen parte de Nuevos Campo no se mencionan debido a que no están contemplados dentro del análisis realizado y además el bloque que más se menciona es el bloque Rondón por ser este bloque donde se encuentra el Campo Caricare el cual contiene los pozos que presentan daño de formación en la unidad productora correspondiente a Lower Carbonera. En la Figura 1 está la localización del área de estudio.

Figura 1. Localización del área de estudio.

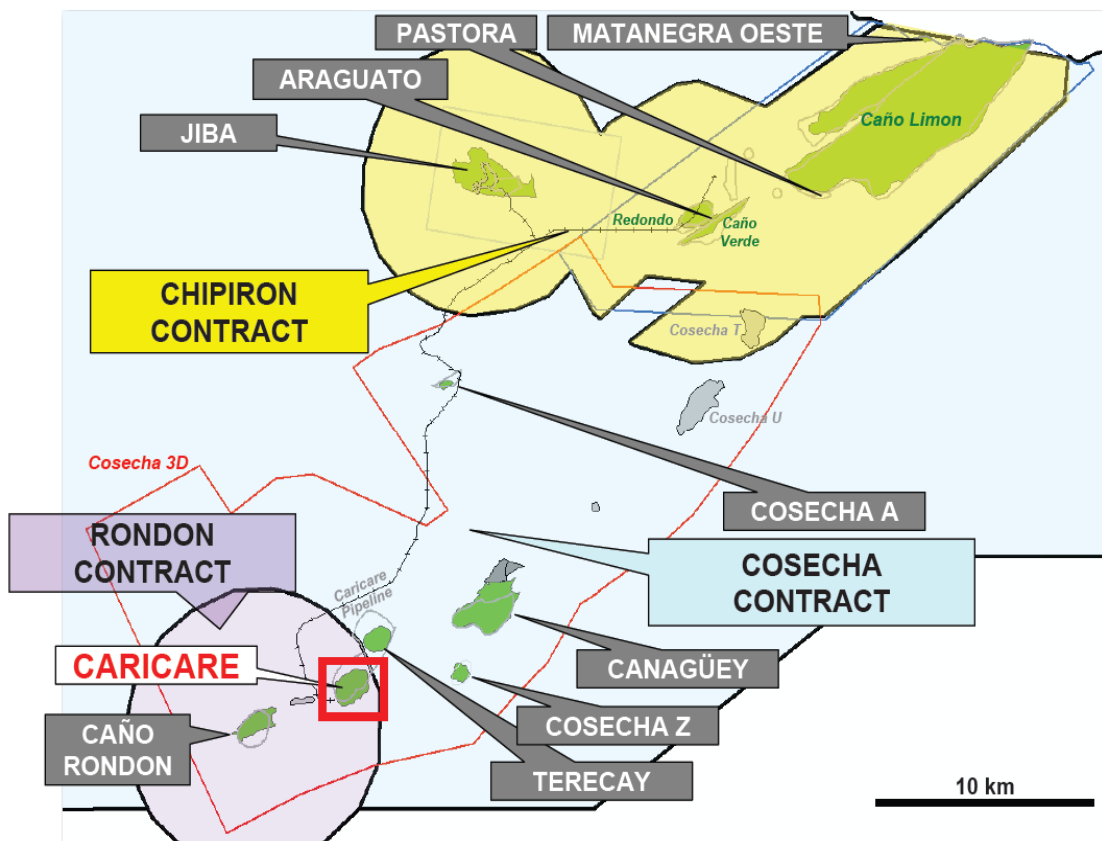


Fuente: Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor

1.3.1 Localización del Campo Caricare

El campo Caricare se encuentra dentro del Contrato de Asociación Rondón, en el borde sur del sistema estructural formado por los sistemas de fallas de Rumbo de Caño Limón y La Yuca. El Campo Caricare corresponde a una trampa estructural localizada en el bloque colgante de la Falla de la Yuca, al sur de uno de los mayores sistemas de relevo de este sistema de fallas, sistemas de relevo que son los causantes de la deformación en este sector. La figura 2 muestra la localización del Campo.

Figura 2. Localización del Campo Caricare

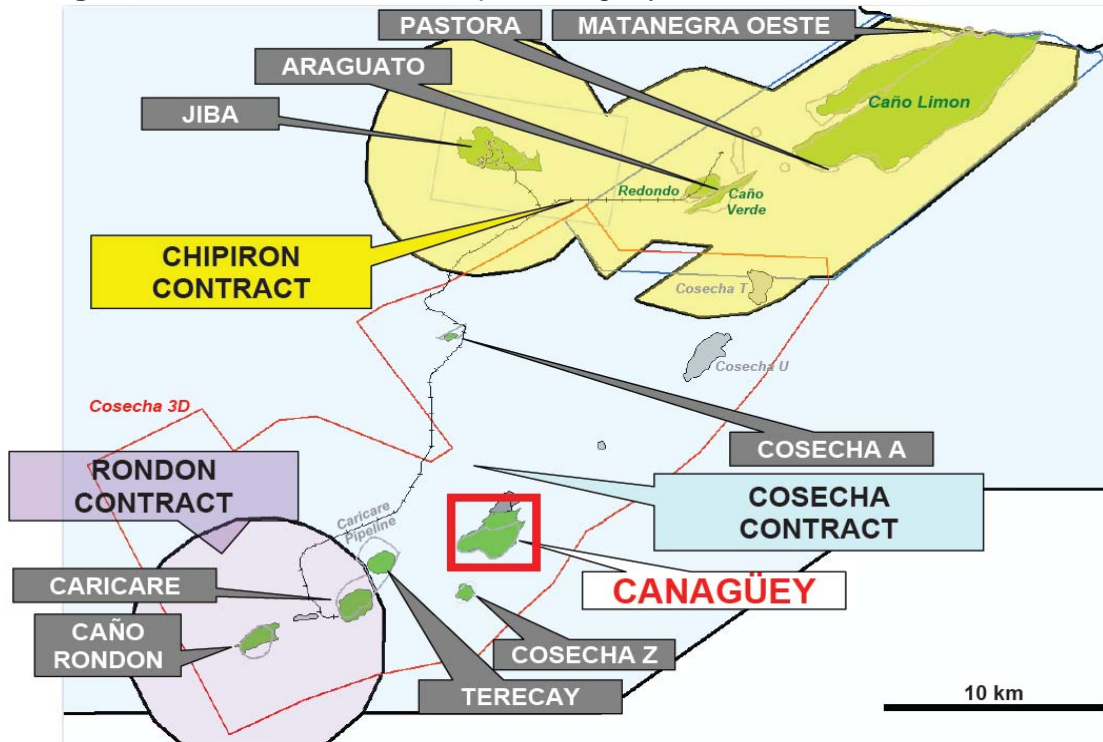


Fuente: Occidental de Colombia, INC. Reporte Anual de Geología Campo Caricare

1.3.2 Localización del Campo Canagüey

La estructura del Campo Canagüey se localiza adyacente al sistema de Fallas de La Yuca, y corresponde a una trampa estructural localizada en el bloque colgante de esta falla, la Figura 3 muestra la localización de este campo.

Figura 3. Localización del Campo Canagüey



Fuente: Occidental de Colombia, INC. Reporte Anual de Geología Campo Canagüey

1.3.3 Localización del Campo Morrocroy

Para el Campo Morrocroy no se ha reportado oficialmente una localización por ser un campo tan nuevo. Hasta la fecha de realización del proyecto se estaban realizando los reportes de prueba extensa que son previos a la solicitud de explotación del Campo.

1.4 ESTRATIGRAFÍA

El rango de edad que presentan las rocas en la Cuenca de los Llanos orientales va desde el Precámbrico hasta el reciente cuaternario y comprenden 9200 pies (2804 m) de espesor, la Figura 4 muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, en las cuales se reconocen tres discordancias principales: una basal separando rocas Paleozoicas de sedimentos del Cretáceo Superior, una media entre el Cretáceo Superior y el Oligoceno Inferior (Formación Carbonera Inferior), el cual es el principal evento sísmico trazable, y uno entre el Oligoceno Inferior y Oligoceno Superior (Gabela, 1985).

A continuación se describirá en detalle la estratigrafía de los yacimientos de interés que pertenecen al cretácico y cenozoico.

1.4.1 Cretácico

La secuencia Cretácica se considera como una cuña de sedimentos con más de 2,000 pies de espesor en el Oeste y que desaparecen hacia el Este y Sur, encontrándose para el área de Rondón un espesor aproximado de 1289 pies suprayaciendo discordantemente las rocas del Ordovícico y Basamento.

1.4.1.1 Formación Areniscas Inferiores (K3)

Espesor. Varía de 300 a 600 pies. En el área de Rondón dicha formación alcanza un espesor de 600 pies, según los datos colectados por Occidental de Colombia durante sus campañas exploratorias.

Contacto. El contacto inferior es discordante con rocas de edad Paleozoico y el contacto superior es normal con las rocas de la Formación Gachetá que lo suprayacen.

Litología. Constituida por un cuerpo macizo de arenisca, con intercalaciones menores de calizas y shales. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso, en ocasiones muy grueso, subangular a subredondeado y de moderada a buena selección. Las calizas son blancas a grises, blandas a moderadamente

firmes con algunas trazas de areniscas calcáreas. Los shales son grises, localmente limosos y bituminosos, subfísiles a físoles y moderadamente firmes.

Edad y Correlación. Se le asigna una posible edad Albiano – Cenomaniano. (Robertson Research, 1985)

Ambiente de Sedimentación. Depositación en un ambiente fluvial de alta energía (Charitat & Pfeiffer, 1988 en Rangel, A., 1991).

1.4.1.2 Formación Gachetá (K2)

Espesor. Los pozos perforados en el área reportan un espesor aproximado de 350 para la sección arenosa y calcárea del K2.

Contacto. Se presenta en contacto normal con las rocas infrayacentes de la Formación Arenitas Inferiores y normal con las rocas de Formación Guadalupe que la suprayacen.

Litología. Compuesta principalmente por areniscas masivas con pocas intercalaciones delgadas de calizas y shales. La arenisca mas superior es cuarzosa, de grano medio a muy grueso, en ocasiones conglomerática, subangular y en menor proporción subredondeado, con moderada a pobre selección. El resto de las areniscas son de características similares aunque de selección moderada a buena y tamaño de grano medio a grueso. Las calizas son grises a crema, blandas a moderadamente firmes. Los shales son grises y café, localmente limosos, subfísiles y moderadamente firmes. Las calizas aumentan su proporción hacia el Este (Robertson Research, 1985)

Edad y Correlación. Se le asigna una edad Turoniano a Campaniano (Robertson Research, 1985) pero algunos la consideran de edad Santoniano – Campaniano (Charitat and Pfeiffer, 1988).

Ambiente de Sedimentación. Marino. En el área de Rondón y Cravo Norte se interpreta como depósitos de playa y plataforma somera

1.4.1.3 Formación Guadalupe (K1)

Espesor. Varía de 150 a 600 pies, (Robertson Research, 1985). En el área de Rondón dicha formación alcanza un espesor de 340 pies, basados en los datos colectados por Occidental de Colombia durante sus campañas exploratorias.

Contacto. El contacto inferior es normal con las rocas de la Formación Gachetá. El contacto superior se considera discordante con las rocas del Terciario, aunque no se tiene información de afloramientos para confirmarlo.

Litología. Consiste de areniscas interestratificadas con shales y calizas. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso y muy grueso, subangulares a subredondeadas, moderadas a bien seleccionadas, localmente glauconíticas. Los shales son grises, subfísiles a físiles y moderadamente firmes. Las calizas se presentan en la parte baja de la unidad, con algunas trazas de arenitas-calcáreas.

Edad y Correlación. Se le asigna una edad Campaniano a Maastrichtiano, representando una regresión marina.

Ambiente de Sedimentación. Ambientes deposicionales de tipo marino somero a transicional como respuesta del evento regresivo (Robertson Research, 1985)

1.4.2 Cenozoico

1.4.2.1 Cenozoico Terciario

Durante el Terciario se depositaron arenitas de composición mineralógica diferente a las de edad Cretácica (Calderón & Sánchez, 1990 en Rangel, A., 1991). Más de 19,000 pies de sedimentos terciarios se presentan en el extremo NW de la cuenca con subsidencia y depositación, siendo especialmente rápida desde el Mioceno Medio. Según Numpaque (1986), la sedimentación del Terciario de los Llanos Orientales fue litoral en ciclos regresivos progradantes sobre ciclos transgresivos agradantes durante el Cretácico Superior (Guadalupe), El Eoceno Superior (Carbonera Inferior) y el Oligoceno (Carbonera Superior), además de pozos en el área como Río Ele-1 evidencian ambientes deltaicos desde el Cretácico.

- **Formación Carbonera (Toc):** Su espesor está alrededor de 2150 metros. Reposa discordantemente sobre la Formación K1 e infrayace sedimentos de la Formación León. En la Cuenca de los Llanos y en el Piedemonte, está compuesta por una serie de alternancias de areniscas-limolitas y niveles arcillosos. Esta característica ha permitido diferenciar ocho niveles estratigráficos, que de techo a base se denominan C1 a C8, en el área del Contrato Cosecha, Cravo Norte y Rondón solo se ha considerado la presencia hasta el nivel C5, infrayacido por la Formación Carbonera Inferior. Las unidades impares son predominantemente arenosas, mientras que las pares corresponden a unidades arcillosas. Su edad en el área se le considera Oligoceno - Mioceno Inferior, siendo estos sedimentos interpretados como depósitos de tipo litoral y deltaicos con influencia marina y continental. A continuación se presenta en detalle su descripción:
- **Carbonera inferior.** Consiste de dos cuerpos de areniscas separados por un shale continuo (Shale Guafita). La arenisca superior es friable, moderada a bien seleccionada de grano fino a medio y matriz argilacea. La arenisca inferior es cuarzosa, de grano grueso a muy grueso en el tope y fino a medio en la base, subangular a subredondeada y moderadamente seleccionada. El Shale Guafita algunas veces contiene algo de carbón en su base.
- **Miembro C5.** Compuesto por areniscas cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangulares a subredondeadas; algunas veces angulares, moderadamente seleccionadas. Con intercalaciones de limolitas y arcillolitas. El espesor promedio es de 300 pies. Estas arenas se depositaron en un ambiente fluvial de canales meandriformes de baja sinuosidad que corrían en una dirección SE-NW sobre una planicie aluvial.
- **Miembro C4.** Secuencia predominantemente arcillosa, con algunas intercalaciones menores de limolitas que alcanza un espesor promedio de 230 pies en el área de Cosecha. Las arcillolitas son varicoloreadas, moderadamente

firmes a blandas. Menores intercalaciones de Limolitas y areniscas de grano fino. Estas últimas ocasionalmente pueden tener desarrollos importantes. Se interpretan como el resultado de depósitos de planicie de inundación y lagunares, cortados ocasionalmente por canales fluviales similares a los del C5.

- **Miembro C3.** Está caracterizado por cuerpos de areniscas interestratificadas con arcillolitas y limolitas que en conjunto suman un poco mas de 300 pies de espesor. Las areniscas son cuarzosas, tienen tamaño de grano fino a medio, angulares a subredondeadas, bien seleccionadas. Las arcillolitas y limolitas son grises y café oscuro, carbonosos, subfísiles y moderadamente firmes. Capas de carbón son abundantes en la parte media de la unidad. También hay presencia de siderita. El ambiente para esta unidad puede corresponder a depósitos fluviales.

- **Miembro C2.** Presenta un espesor promedio de 190 pies, compuesto por arcillolitas en el tope y limolitas y areniscas en la base. Las arcillolitas son grises, subfísiles a fisiles, moderadamente firmes siendo algunas de ellas carbonosas. Las limolitas son predominantemente café rojizas. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangulares a subredondeadas, moderadas a bien seleccionadas.

- **Miembro C1.** Corresponde a una secuencia de más de 600 pies de de areniscas, limolitas, y shales, con esporádicos niveles lenticulares de carbón.

- **Formación León (Tml)**

Espesor. Se ha estimado un espesor aproximado de 430 pies. En el área de Rondón, los pozos perforados hasta la fecha reportan un espesor promedio de 4265 pies.

Contacto. Suprayacen las sedimentitas de la Formación Carbonera e infrayace discordantemente a la Formación Guayabo.

Litología. Sucesión compuesta principalmente de arcillolitas, grises verdosas y rojas, firmes a blandas y parcialmente limosas. Interestratificadas con limolitas, rojas, grises, cafés, firmes y en ocasiones ferruginosas; y areniscas cuarzosas de grano fino a muy grueso, subangulares a subredondeadas y selección moderada a pobre.

Edad y Correlación. Mioceno Medio. Se ha correlacionado por lo menos en tiempo con la Formación Diablo.

Ambiente de Sedimentación. Se interpreta como depósitos acumulados en fondos controlados por ambientes marinos de plataforma interna a ambientes transicionales.

- **Formación Guayabo (Tmg))**

Espesor. Alcanza un espesor cercano a los 7000 pies en el área del bloque Rondón.

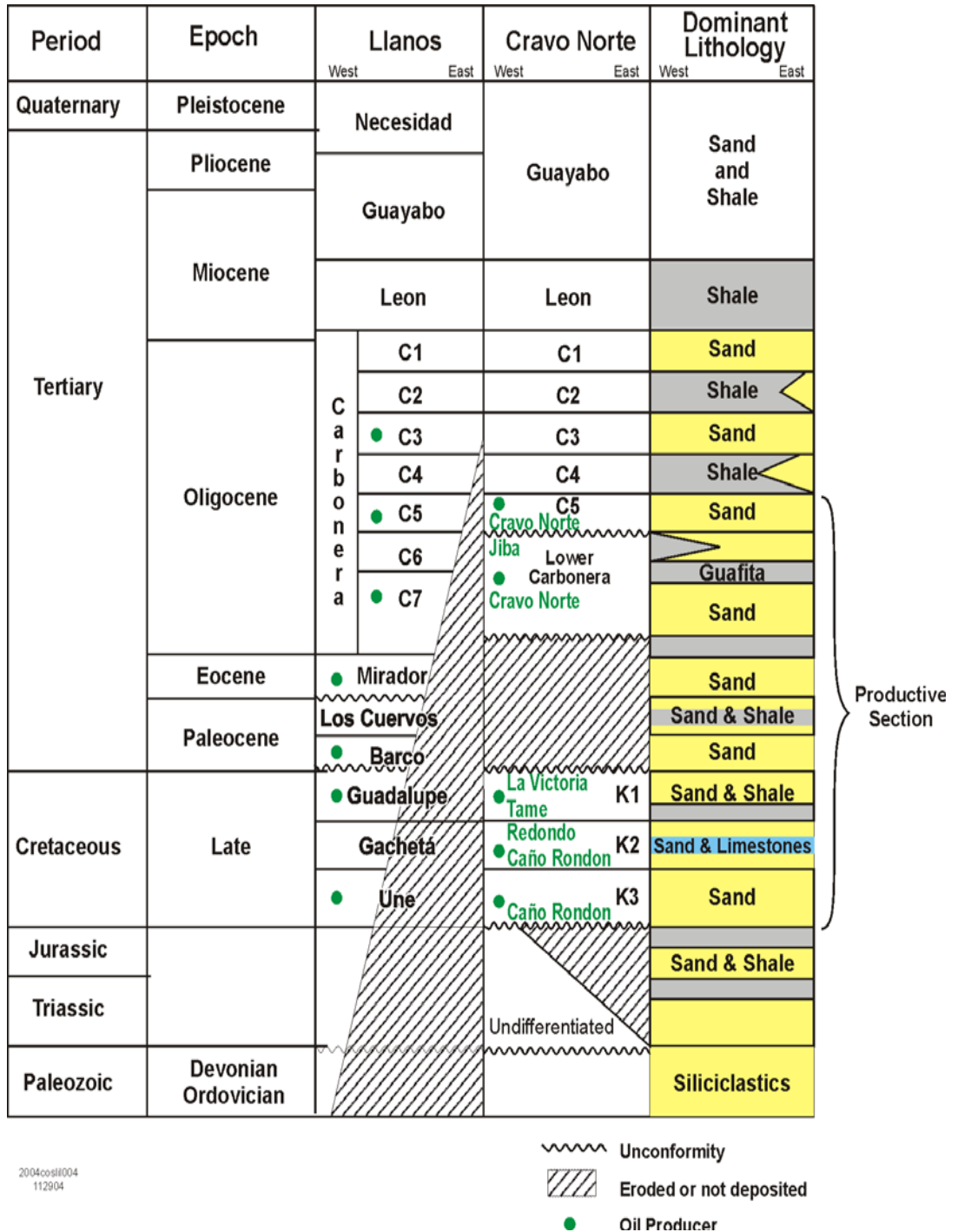
Contacto. Descansa en forma discordante sobre los depósitos de la Formación León y sobre ella reposan sedimentos del Pleistoceno.

Litología. Areniscas cuarzosas de grano fino a muy grueso, subangulares a subredondeadas de selección buena a moderada. Interestratificadas con limolitas color café claro hasta rojizo y arcillolitas grisáceas a café claro, ambas blandas a moderadamente firmes.

Edad y Correlación. Mioceno y Plioceno Temprano. Existe una correlación temporal con las Formaciones Caja y Corneta.

Ambiente de Sedimentación. Acumulación en abanicos aluviales con un alto aporte de sedimentos y una alta tasa de subsidencia tectónica.

Figura 4. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca de Llanos Orientales.



2004cooil004
112904

Fuente: Occidental de Colombia, INC. Informe Técnico Anual de Actividades Exploratorias Ministerio Minas Bloque Rondón 2008

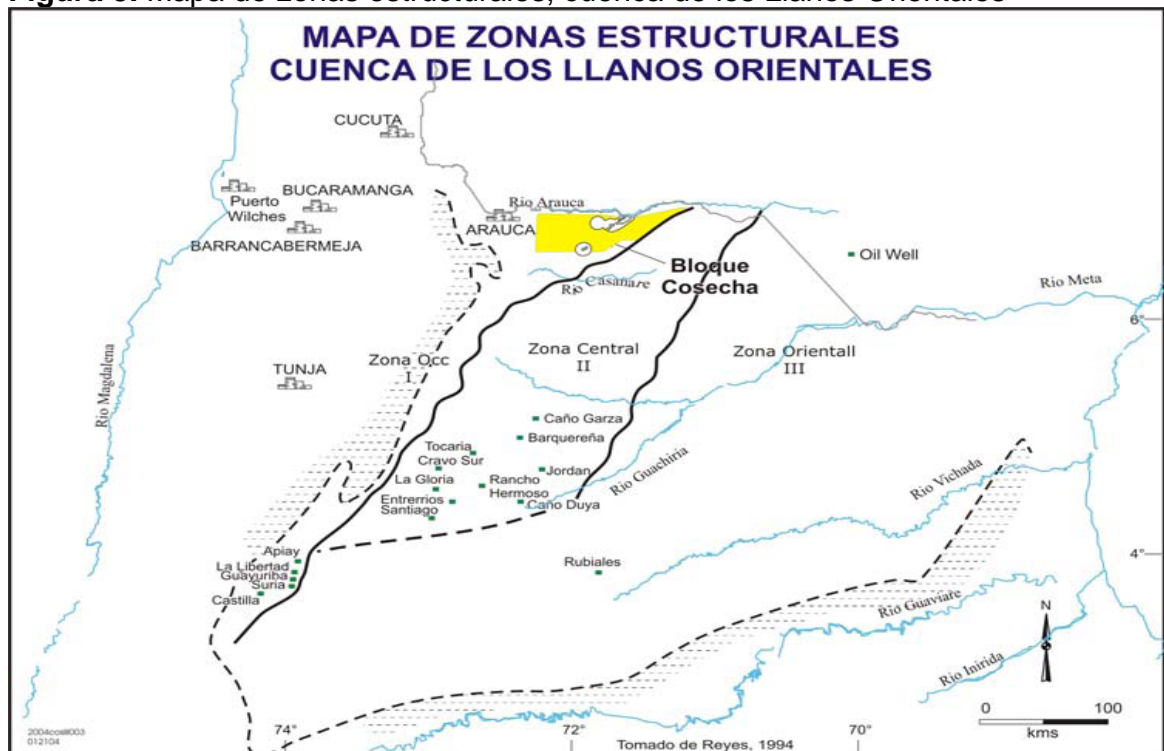
1.4.3 Cuaternario

En la Cuenca de Los Llanos se presentan sedimentos aluviales de edad Cuaternario, con desarrollo de terrazas aluviales. Estos sedimentos consisten generalmente de gravas no consolidadas de espesor variable (Robertson Research, 1985). Estos depósitos suprayacen discordantemente las sucesiones Cretácica y Terciaria, completando la sección estratigráfica del Bloque Rondón.

1.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

En la cuenca de los Llanos Orientales se puede distinguir tres zonas con estilos estructurales diferentes: la Zona Occidental plegada de piedemonte, la Zona Central de máxima sedimentación ubicada al este del piedemonte y la Zona Oriental de la plataforma con poca deformación estructural, estas características pueden apreciarse en la Figura 5

Figura 5. Mapa de zonas estructurales, cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Informe Técnico Anual de Actividades Exploratorias Ministerio Minas Bloque Rondón 2008

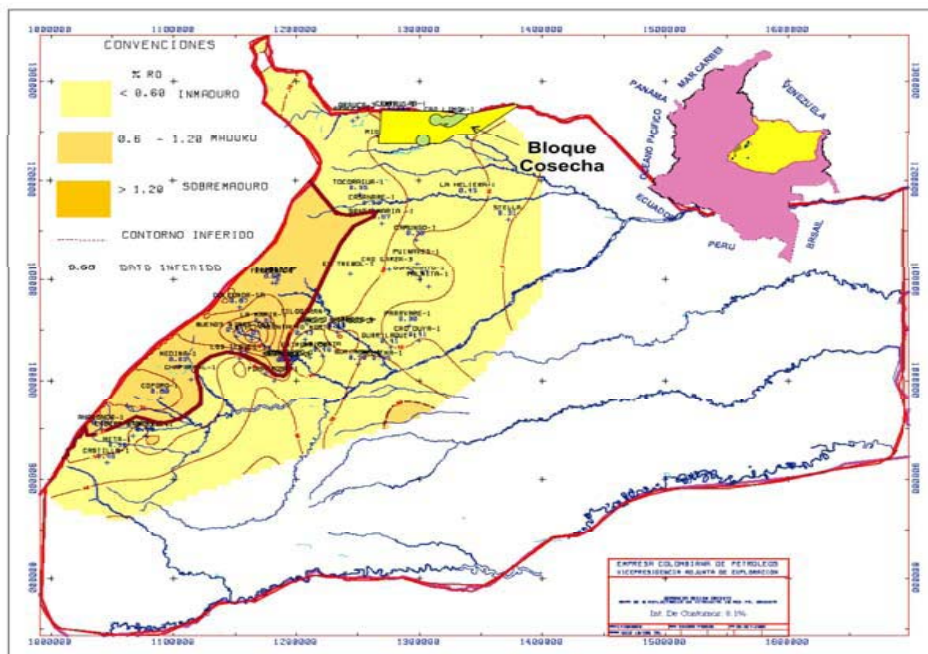
1.6 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

1.6.1 Roca Fuente

La Formación Gachetá, de edad Cretácica, es considerada la roca generadora por excelencia, sin embargo la Formación La Luna aunque no esté presente en la cuenca Llanos también puede ser una fuente de hidrocarburos desde el Oeste para el área de Rondón. En términos generales, datos geoquímicos indican que la Formación Gachetá se encuentra inmadura en el área de contrato (Figura 6). Las principales teorías indican que los hidrocarburos, provenían de las áreas donde actualmente se encuentra la Cordillera Oriental, cuando la Formación Gachetá, con un TOC original de 5% y madurez entre 1 y 1.3% de Ro, alcanzó su principal fase de generación de hidrocarburos, desde el Oligoceno hasta el inicio de la Orogenia Andina (Chigne, et al, 1995; en Rojas & Ballesteros, 1997).

De la misma manera, se considera que actualmente existe generación y expulsión en algunas zonas del piedemonte, por debajo de los frentes de cabalgamiento (Rojas & Ballesteros, 1997).

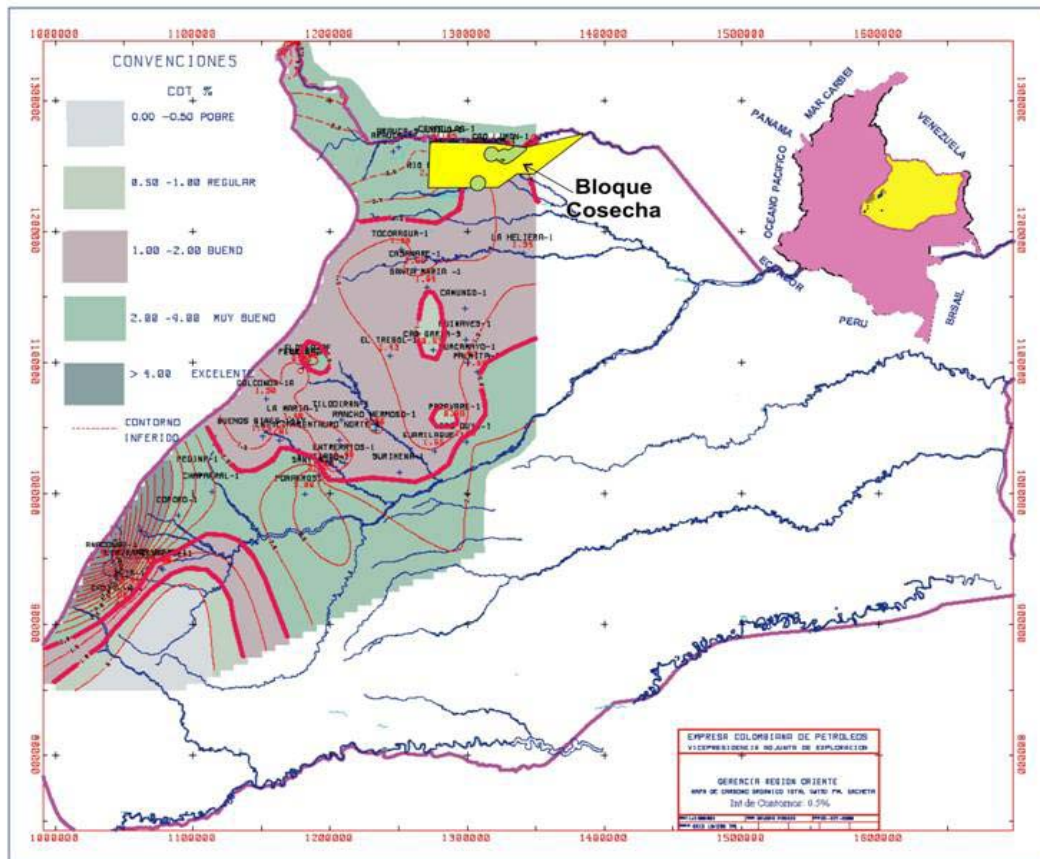
Figura 6. Mapa de reflectancia de Vitrinita %RO en la Formación Gachetá



Fuente: ECOPEPETROL

Los Mapas de distribución de TOC en la Formación Gachetá, elaborados por ECOPETROL, 2001, indican que no existe una distribución homogénea a lo largo del piedemonte y de la Cuenca de los Llanos (Figura 7).

Figura 7. Distribución del carbono orgánico total en la formación Gachetá



Fuente: ECOPETROL, 2001

1.6.2 Roca Almacén

El sector norte de la cuenca de los Llanos donde se localiza el bloque Rondón, se caracteriza por presentar abundantes niveles almacenadores en las secciones Cretácea y Terciaria. Por este motivo, la existencia de yacimiento ocupa un lugar poco trascendente dentro de la escala de los riesgos exploratorios del área. Las unidades Cretáceas depositadas generalmente bajo condiciones costeras a marinas poco profundas están conformadas por cuerpos arenosos de alta

continuidad lateral y vertical. Las areniscas Cretáceas son texturalmente muy maduras, y ofrecen condiciones excepcionales para el almacenamiento y flujo de hidrocarburos, con porosidades superiores al 24 % y permeabilidades del orden de darcies.

Estas condiciones excepcionales de yacimiento se mantienen dentro de los cuerpos arenosos que conforman el Carbonera inferior, aunque el carácter fluvio - deltaico de estos cuerpos disminuye la continuidad lateral y vertical de los paquetes arenosos. La presencia de la discordancia del Carbonera Inferior (LC) a la base del Oligoceno, influye notablemente en la presencia o ausencia de los niveles arenosos M1A y M1B, incrementando el riesgo exploratorio cuando los objetivos están localizados en esos niveles.

1.6.3 Roca Sello

El principal sello en la Cuenca de Los Llanos es la Formación León de edad Mioceno temprano, sin embargo las formaciones cretáceas y terciarias contienen intercalaciones de unidades finas que actúan como sello, entre ellas están: Las Lutitas de Matanegra y Palito dentro de K2, lutitas de la Yuca en la base de K1, Lutita Guafita que separa dos unidades arenosas dentro de Carbonera Inferior y los miembros arcillosos de Carbonera superior: C4 y C2.

En el resto de la cuenca, hacia sus bordes, los sellos no se encuentran bien definidos, por los que gran cantidad de aceite se ha escapado hacia las unidades Terciarias suprayacentes y se han entrampado formando un cinturón de aceite pesado biodegradado el cual delimita la cuenca de los Llanos hacia el Este. (Robertson Research, 1985)

1.6.4 Generación

Grandes cantidades de petróleo debieron haber sido generadas y expelidas desde capas de rocas fuente Cretácicas profundamente enterradas antes de la Orogenia Andina de edad Mioceno. La migración ocurrió principalmente de Oeste a Este en la parte Sur de los Llanos, pero cerca al área de Rondón, la migración fue

probablemente desde el Noroeste. El origen combinado de petróleos provenientes del Oeste y Noroeste hizo del área de Caño Limón un campo gigante. La migración efectiva de petróleo encontró su pico al finalizar la deposición de la Formación Guayabo.

1.6.5 Entrampamiento

En la cuenca de los Llanos, la mayoría de las acumulaciones ocurren en trampas estructurales, las cuales usualmente poseen dos fases de crecimiento: Una fase compresional o transpresiva de edad Oligoceno-Mioceno temprano, y otra de similares características que se desarrolla en el cuaternario.

En el bloque Rondón las áreas prospectivas corresponden a una trampa estructural localizada en el bloque colgante de la Falla de la Yuca, al sur de uno de los mayores sistemas de relevo de este sistema de fallas. Dicho sistema de relevo es el causante de la deformación en este sector. Con base en los análisis geoquímicos de roca madre, TOC, reflectancia de la vitrinita R_o , temperatura máxima T_{max} , al igual que modelos de vías de migración Vs. entrampamiento y correlaciones regionales efectuadas, se esperaba que los hidrocarburos contenidos en los Nuevos Campos fuesen de similares características a los del área Cravo Norte, y efectivamente así es, puesto que la diferencia principal radica básicamente en la presión en el punto de burbuja de los fluidos.

1.7 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

La porosidad promedio de las formaciones productoras de las estructuras del área de Nuevos Campos es de 23% y su rango varía desde 15% hasta 28%. Este valor de porosidad ha sido obtenido a partir de los registros y corazones convencionales, corresponde en su totalidad a la porosidad intergranular primaria. La porosidad se considera muy buena y presenta generalmente los valores mayores en las partes más altas de la estructura. La permeabilidad para las facies productivas del área tiene un promedio de 1500 md y su rango varía desde 10 hasta 8000 md. La medición de la permeabilidad ha sido obtenida mediante

corazones convencionales pero como es bien sabido puede que estos valores contengan cierto porcentaje de error. La permeabilidad también se ha determinado con base en análisis de pruebas de presiones en pruebas de formación DST's. La saturación de agua promedio de las formaciones productoras es de 30% pero el rango puede variar desde el 5% hasta el 70% dependiendo de la zona. La saturación de aceite promedio es de 25% pero varía igualmente de acuerdo al sector.

1.8 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU

Con base en las últimas evaluaciones oficiales reportadas ante el ministerio de Minas y Energía se ha calculado un Aceite Original in Situ para los Campos Caricare y Canagüey.

Para el Campo Caricare se un estimativo de 30.18 MMBO. El aceite original in situ por cada yacimiento se presenta en la Tabla 1 y vale la pena aclarar que estos cálculos de aceite original son preliminares y están sujetos a revisión una vez se tenga el nuevo modelo estructural con base en el programa sísmico 3D que se encuentra en interpretación final en estos momentos.

Tabla 8. Aceite Original in situ del Campo Caricare

UNIDAD	ÁREA (acre)	NET PAY (feet)	Volumen de roca (acre.feet)	NTG	PORO	So	FVF	OOIP (MMBLS)
C5_CH-1	40	9			0.23	0.655	1.05	0.40
C5_CH-2	89	21			0.22	0.67	1.05	2.04
C5_CH-3	58	20			0.23	0.67	1.05	1.32
M1A	563	52	29153	0.36	0.2	0.61	1.35	7.36
M2A			12805	0.6	0.21	0.7	1.15	7.62
K2A_RESERVOIR			12714	0.6	0.21	0.56	1.08	6.4
K3			492	0.3	0.21	0.6	1.1	5.15
TOTAL								30.18

Fuente: Occidental de Colombia, INC. Reporte Anual de Geología Campo Caricare

Para el Campo Canagüey el petróleo original in situ corresponde a la volumetría de las unidades M1 y C5 que son los yacimientos puestos en producción hasta el momento en que se hizo el último reporte oficial al Ministerio de Minas y Energía.

1.8.1 Unidad M1A (Carbonera Inferior)

Definición de contacto agua-aceite: La acumulación en el yacimiento M1A está limitada a la base por un contacto agua petróleo fácilmente diferenciable en los pozos perforados hasta el momento. Este contacto se ha encontrado a una profundidad de -8330 pies de profundidad vertical bajo el nivel del mar. Con el fin de determinar el aceite original in situ, se decidió hacerlo por el método volumétrico utilizando el promedio de los parámetros petrofísicos determinados a partir de la interpretación de registros eléctricos. La tabla 2 resume los valores utilizados en el cálculo de aceite original in situ para esta unidad.

Tabla 9. Aceite Original in situ del Campo Canagüey unidad M1

VOLUMÉTRICOS M1A1	
BRV (m ² *ft)	101463377
BRV (ac*ft)	25071.6
constante	7758
Poros (frac.)	0.21
Satu agua (frac)	0.28
FVF (rb/STB)	1.18
N/G (frac)	0.65
OOIP (MMBO)	16.2

Fuente: Occidental de Colombia, INC. Reporte Anual de Geología Campo Canagüey

1.8.2 Unidad C5 (Carbonera Superior)

Para el canal con presencia de aceite en la unidad C5, en el pozo CO-Y8 se observó un “oil-down-to” (ODT) a 8206 pies de profundidad vertical bajo el nivel del mar. Teniendo en cuenta la anomalía de amplitud sísmica para esta unidad se limitó un área de una alta anomalía que correspondió con el buen desarrollo de arenas en el pozo CO Y-08, y se realizó un cálculo de aceite original in-situ.

La tabla 3 resume los valores utilizados en el cálculo de aceite original in situ para esta unidad.

Tabla 10. Aceite Original in situ del Campo Canagüey unidad C5

VOLUMÉTRICOS C5	
Área (acres)	80
Espesor (ft)	20
constante	7758
poros (frac.)	0.22
Satu agua (frac)	0.20
FVF (rb/STB)	1.05
N/G (frac)	1
OOIP (MMBO)	2.0

Fuente: Occidental de Colombia, INC. Reporte Anual de Geología Campo Canagüey

1.9 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Las propiedades de los fluidos de Nuevos Campos cambian por unidad de formación y además cambian por cada Campo, a continuación se muestran las características de fluidos presentes en el yacimiento consideradas para cada unidad correspondiente a cada Campo en la realización de análisis para pruebas y reportes oficiales.

Tabla 11. Características para las distintas unidades del Campo Morrocoy

Campo Morrocoy			
Unidad	Datum (PVBNM)	Contacto Agua-Aceite (pies)	Gradiente del Aceite (psi/pie)
C5	8105	8120	0,364
M1A1	8220	8240	0,335
M2A	8650	N.A	N.A
CRET	8650	N.A	N.A

Fuente: Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor

Tabla 12. Características para las distintas unidades del Campo Canagüey

Campo Canagüey			
Unidad	Datum (PVBNM)	Contacto Agua-Aceite (pies)	Gradiente del Aceite (psi/pie)
C5	8105	8120	0,364
M1A1	8320	8340	0,335
M2A	8650	N.A	N.A
CRET	8650	N.A	N.A

Fuente: Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor

Tabla 13. Características para las distintas unidades del Campo Morrocoy

Campo Caricare			
Unidad	Datum (PVBNM)	Contacto Agua-Aceite (pies)	Gradiente del Aceite (psi/pie)
C5	8380	8400	0,364
M1	8515	8527	0,310
M2A	8650	8670	0,344
K2A	9250	9270	0,350
K3	9575	9600	0,350

Fuente: Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor

Entre otras características y propiedades de los fluidos de Nuevos Campos es de vital importancia mencionar que el fluido presente en las unidades de formación es considerado como aceite negro, de muy buena calidad con un gravedad API mayor a treinta grados ($>30^\circ$ API) la presión de saturación de este fluido es bastante elevada, está alrededor de los 950 psi, por tal motivo la exigencia en el diseño mecánico del pozo es bastante elevada, de manera tal que se garantice que no exista capa de gas libre dentro del yacimiento lo cual generaría problemas reflejados directamente sobre la producción de los pozos.

2. NATURALEZA DEL DAÑO DE FORMACIÓN

2.1 DEFINICIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

Cuando un pozo no está produciendo como se esperaba, la formación podría estar “dañada”. *El término de daño está asociado con un taponamiento parcial alrededor de la cara del pozo y esto genera una reducción del valor de la permeabilidad original en la zona que presenta daño*¹.

El daño de formación es indeseable a la hora de intervenir en la parte operacional pero adicionalmente, es un problema que representa pérdidas económicas ya que puede ocurrir durante las distintas fases de recobro de gas y/o aceite en este caso podría citarse la expresión de Amaefule et al. (1998) “el daño de formación es un costoso dolor de cabeza para la industria de gas y petróleo”, pues se trata de imaginar simplemente un mecanismo capaz de acabar con la vida de un pozo productivo en un lapso de tiempo corto sino se aplican los correctivos a tiempo. Analizando estos argumentos puede afirmarse que el manejo, control y remediación del daño de formación son problemas a ser resueltos para que la explotación de yacimientos sea eficiente, pues las consecuencias del daño de formación son graves ya que de inmediato los índices de productividad se reducen y en caso extremo hacen que la producción del pozo quede por debajo del límite económico, por este motivo y a pesar de que el daño de formación en muchas ocasiones resulta ser reversible es mucho mejor evitarlo que tratar de remediarlo.

Un modelo verificado de daño de formación, pruebas de laboratorio realizadas cuidadosamente y pruebas de campo pueden proveer al científico la guía y ayuda para desarrollar estrategias que eviten o minimicen el daño de formación.

¹ Bernard M. Piot and Olivier M. Lietard, Nature of Formation Damage. Reservoir Stimulation. Schlumberger

2.2 DAÑO DE FORMACIÓN Y PSEUDO DAÑO

Cuando el daño total del pozo es conocido un rendimiento del inflow del pozo puede ser dibujado (Gráfica del IPR), y el beneficio de la disminución del factor de daño (efecto de la estimulación) en la mejoría del índice de productividad es fácilmente demostrable.

Atribuir el daño total al daño que hay dentro de la formación es un error común, hay otras contribuciones no relacionables con el daño de formación y estos son llamados pseudo-daños. Estos deben ser sustraídos del daño total para estimar el verdadero valor de daño asociado con el daño de formación real. El daño de origen mecánico es llamado “pseudo-daño”, mientras que el verdadero daño, originado dentro de la formación es llamado “daño de formación”, un tratamiento aplicado al pozo únicamente puede en el mejor de los casos remover el daño de formación, pero éste no tiene ningún efecto sobre el daño generado mecánicamente.

2.2.1 Pseudo daño y Configuración del Pozo

Los pseudo-daños restantes después del completamiento han sido determinados y/o eliminados pueden ser atribuidos al pozo por él mismo. No todos estos componentes del efecto de daño son debido al yacimiento, éstos pueden tener origen mecánico o físico como se mencionaba anteriormente.

Los pseudo-daños pueden resultar de la configuración del pozo, tales como:

- Entrada limitada para el flujo
- Pozos no centrados
- Baja densidad de perforación, cortas perforaciones y fases incorrectas

Un pseudo-daño negativo siempre existe en pozos desviados, pues es función del ángulo de desviación y del espesor de la formación.

2.2.2 Pseudo daño y condiciones de Producción

Las condiciones de fase y la tasa pueden inducir caídas de presiones adicionales o pseudo-daños. Produciendo un pozo a una tasa alta se puede inducir un flujo turbulento en los perforados e incluso en la formación. El correspondiente pseudo-daño positivo es proporcional a la tasa de fluido por encima de un mínimo dado, por debajo de este valor crítico tal pseudo-daño es eliminado.

La precipitación de escamas en y alrededor de los perforados pueden progresivamente modificar las condiciones de flujo desde un régimen de flujo Darcy a un régimen de flujo no Darcy, y por lo tanto crear un pseudo-daño adicional al verdadero debido al volumen poroso lleno de escamas. Cuando se produce un pozo a alto Drawdown puede generarse una disminución en la presión de los alrededores de la pared del pozo, tal que llegue a un valor por debajo de la presión del punto de burbuja, en consecuencia se genera un bloqueo por gas. De forma análoga, en pozos de gases condensados con presión por debajo del punto de rocío se produce taponamiento por líquido. Ambos fenómenos afectan la permeabilidad del pozo, para ellos no obstante se manifiestan como pseudo-daños positivos.

En arenas no consolidadas, la tasa de fluido dependiente del daño puede ser causado por modificaciones en los arcos de la arena alrededor de las perforaciones.

2.2.3 Otros Pseudo daños

Otras causas de las pérdidas de producción pueden ser:

1. Colapso del tubing
2. Colapso de las perforaciones en formaciones donde la oferta ha sido sobre estimada.
3. El aislamiento pobre generado por zonas pobres de cementación en el anular.

4. El pobre diseño en el sistema de levantamiento artificial por gas. Los diámetros de tubings pequeños, las presiones de operación no adecuadas, válvulas inapropiadas y alta presión en superficie.

2.3 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

En esta sección se describe el origen del daño de formación y los repasos acerca de todas las operaciones en el pozo, perforación, cementación, completamiento, producción, estimulación e inyección para mejorar la recuperación de petróleo. Como ya es sabido, todas estas operaciones son fuentes potenciales de daño de formación.

“El daño de formación es causado por fenómenos fisicoquímicos, químicos, biológicos, hidrodinámicos, interacciones térmicas de la formación porosa, partículas y fluidos, deformación o formación mecánica bajo estrés, todos estos factores están incluidos durante las operaciones de perforación, producción, Workover y fracturamiento hidráulico²”.

El daño de formación puede ser originado por diferentes y varios fenómenos. Amaefule et al. (1998) realizaron un listado condiciones que producen u originan el daño de formación y los reúne en cuatro grupos:

- Tipo, morfología y ubicación de los minerales residentes
- Composición de los fluidos propios de la formación y ajenos a ella
- Temperatura del yacimiento, condiciones de esfuerzo y propiedades de la formación porosa
- Desarrollo del pozo y prácticas de explotación del yacimiento

Amaefule et al. (1998) también clasificaron los diversos factores que producen el daño de formación de la manera siguiente:

² Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage. University of Oklahoma.

- Invasión de fluidos diferentes a los de la formación tal como el agua con químicos utilizada para el recobro mejorado, la invasión del lodo durante la perforación y los fluidos utilizados en Workovers.
- Invasión de partículas diferentes a las de la formación y la movilización o migración de las partículas que conforman la formación, tales como arena, finos del lodo, bacterias y fragmentos de roca.
- Condiciones de operación como tasas de flujo, presión y temperatura del pozo
- Propiedades de los fluidos y de la matriz porosa.

Luego de esta clasificación Bennion (1999) realizó un diagrama que muestra los principales y comunes mecanismos de daño de formación, el cual es presentado en Figura 8.

Luego de transcurrir cierto tiempo otro hacedor de ciencia de apellido Bishop sintetizó el trabajo realizado por Amaefule y por Bennion, de esta manera enunció siete mecanismos de daño de formación que son los siguientes:

1. Incompatibilidad entre fluido-fluido, por ejemplo las emulsiones generadas entre la invasión del filtrado de lodo base aceite y el agua de formación.
2. Incompatibilidad entre roca-fluido, por ejemplo el contacto entre la esmectita arcilla que tiene tendencia fuerte a hincharse o la kaolinita que tiene fuerte tendencia a deflocularse por el desequilibrio de los fluidos base agua con el potencial para reducir severamente la permeabilidad cerca a la cara del pozo.
3. Invasión de sólidos, por ejemplo la invasión de agentes que dan peso o rípios de perforación.
4. Entrampamiento o bloqueo de fases, por ejemplo la invasión y entrampamiento de fluidos base agua en la región cercana a la cara del pozo de un pozo de gas.
5. Adsorción química / alteración de la humectabilidad, por ejemplo adsorción de un emulsificador cambiando la humectabilidad y características de flujo de fluidos de una formación.

6. Migración de finos, por ejemplo el movimiento interno de partículas finas dentro de la estructura porosa de las rocas resultando en amontonamientos y taponamiento de las gargantas de poros.

7. Actividad biológica, por ejemplo la introducción de agentes bacterianos dentro de la formación durante la perforación y la generación subsecuente de polisacáridos, polímeros, limos los cuales reducen la permeabilidad.

2.3.1 Daño Generado por Perforación

2.3.1.1 Invasión de sólidos del lodo de perforación

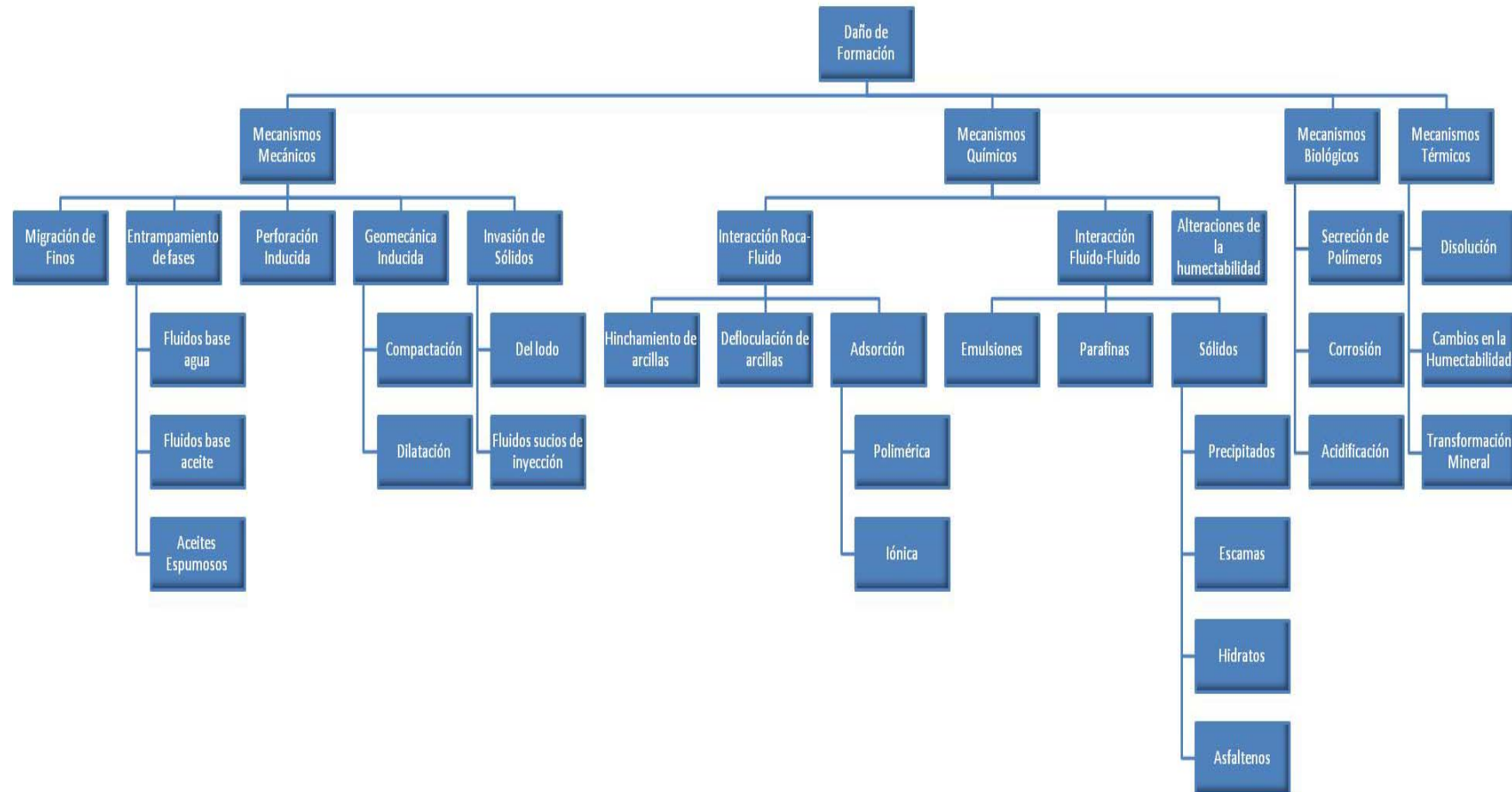
Las partículas del material contenido en los fluidos de perforación son potencialmente dañinas (ripios, arcillas, agentes para aumentar el peso del lodo y agentes para la pérdida de circulación), si estos son forzados a entrar en la zona donde hay pay, ellos pueden progresivamente llenar la porosidad de la roca reservorio. Luego de esto, cualquier intento subsiguiente de empezar la producción o inyección a tasas de moderadas a altas causará que éstos materiales crucen a través de las entradas de las gargantas de poro y disminuyan en forma severa la permeabilidad de la zona cercana a la pared del pozo.

Un proceso de daño está limitado por las primeras pulgadas alrededor de la pared del pozo (un valor promedio de tres pulgadas es comúnmente utilizado), pero la reducción en la permeabilidad resultante puede ser hasta del 90%.

La invasión de la roca por sólidos provenientes del fluido de perforación está favorecido por:

- Gran tamaño de poro de la formación
- Presencia de fisuras y fracturas naturales en el yacimiento

Figura 8. Clasificación y orden de los mecanismos comunes de daño de formación



Fuente: Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage. University of Oklahoma. Modificada por el autor

- Pequeñas partículas provenientes del fluido de perforación (debido a que las partículas que le dan peso y previenen las pérdidas por circulación pueden ser fragmentadas por la broca)
- Baja tasa de perforación resultando en la destrucción de la torta de lodo (aumento de la pérdida de lodo) y gran tiempo de contacto lodo – formación
- Alta tasa de circulación del fluido de perforación (erosión la torta de lodo)
- Alta densidad del fluido de perforación causada por un gran sobre-balance de presión
- Erosión de la torta de lodo, provocando aumentos de presión e incrementando el tiempo de contacto lodo – formación durante los viajes de la roca.

Recomendación: Usando salmueras limpias (que no contienen partículas de materiales) como fluidos de perforación se minimizan la invasión de la formación por finos. Usando salmueras sin agentes de pérdida de fluidos no necesariamente se incrementa la invasión del filtrado: los ripios pueden ayudar en la prevención de las pérdidas de fluido. La naturaleza química de las salmueras limpias (alta salinidad y estabilización de los cationes de las arcillas tales como el calcio o el zinc) en parte previene sus filtrados que dañan la formación.

2.3.1.2 Invasión del filtrado del fluido de perforación

Por razones económicas, los pozos han sido perforados tan rápido como sea posible. Al incrementar la tasa de penetración se intenta reducir la pérdida del fluido de control durante la perforación, por ejemplo en la perforación de 10,000 pies cerca de 600 BBL pueden ser perdidos en una formación típica, entonces altos valores de invasión por filtración podrían tenerse como resultados de elegir perforar a altas velocidades.

En algunas ocasiones la invasión por filtrado puede llegar hasta los quince pies o más, tal como puede verse en la tabla 7, el daño de formación causado por la invasión del filtrado es probablemente una de las causas más importantes en la pérdida de productividad de un pozo; sin embargo, la severidad del daño depende

del grado de sensibilidad de la formación al filtrado, por ejemplo en el caso de que el agua connata sea compatible con el filtrado no se verán pérdidas reflejadas en la permeabilidad de la formación; por el contrario si dicho filtrado no presenta compatibilidad con el filtrado se ha estimado que la permeabilidad puede reducirse en un porcentaje hasta del 40% en promedio, aunque este en realidad puede oscilar entre 0 y el 100% dependiendo de la naturaleza de la roca reservorio y de los fluidos contenidos en ella.

Tabla 14. Profundidad de invasión del filtrado

Radio de invasión Tiempo (días)	Lodo base aceite (pies)	Lodo base agua (pies)
1	1,2	7,7
5	4,6	12
10	7,7	18
15	10	23
20	12	27
25	14	31
30	16	34

Fuente: Bernard M. Piot and Olivier M. Lietard, Nature of Formation Damage. Reservoir Stimulation. Schlumberger. Tabla 12-1. Modificada por el autor

Las formaciones con alta sensibilidad son las que contienen arcillas que pueden dispersarlas o hincharlas, o pueden ser rocas de baja permeabilidad en las cuales los problemas de saturación predominan o estos yacimientos producen salmueras casi saturadas o alto contenido de asfaltenos o parafinas. Cuando se presenta un cambio en la salinidad respecto a la salinidad del agua original del yacimiento ocurre una precipitación de arcilla, afectando la estabilidad de las partículas arcillosas en el medio poroso. En particular, reducir la salinidad o incrementar el pH del agua circundante a las partículas arcillosas promueve la dispersión de esos materiales, la desestabilización de estos materiales tiene un efecto similar a forzar las partículas de lodo dentro de la formación.

Al iniciar el proceso de producción o inyección, migran los finos hacia las gargantas de poro y las bloquean o las rodean dependiendo del tamaño de partícula. La severidad de la disminución de permeabilidad resultante varía con la concentración de finos en la roca reservorio.

Entre los factores que incrementan la invasión del fluido de perforación se incluyen:

- Alta permeabilidad de la torta de lodo, como resultado de un diseño pobre del fluido de perforación o procedimientos de perforación perjudiciales.
- Alto sobre-balance
- Alto tiempo de contacto fluido de perforación – formación

Los filtrados de lodo base agua pueden contener una baja salinidad y un alto valor de pH y pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de un disturbio de arcillas in situ, y de bloqueo por agua en rocas de baja permeabilidad. Los dispersantes pueden agravar los problemas ya sea de arcilla o precipitados dentro de los poros.

Los polímeros estabilizan las temperaturas de circulación, pero son potencialmente dañinos, pues pueden descomponerse y formar residuos cuando el yacimiento se encuentra en condiciones estáticas por periodos largos de tiempo. La alta salinidad de los lodos base agua genera filtrados que pueden reaccionar con las salmueras de la formación y hacer que se precipiten diferentes tipos de escamas.

Cuando el pozo es perforado a altas tasas es invado por el filtrado cuya temperatura es menor que la temperatura del yacimiento, este enfriamiento es el que puede originar la precipitación de parafinas y asfaltenos.

Los numerosos inconvenientes de los fluidos de perforación base agua conllevaron al desarrollo de los lodos bases aceite para perforar a través areniscas arcillosas.

La conclusión inicial fue que este nuevo lodo era más seguro, y este fue el propósito del fluido de perforación. Esto es ahora reconocido; sin embargo, aunque los problemas con los lodos base aceite son menos numerosos, éstos son más severos. Usualmente entre los inconvenientes más severos se incluyen:

- Que los lodos base aceite contienen mayor cantidad de sólidos que los lodos base agua, en consecuencia la invasión es más pronunciada.
- El aceite que invade los yacimientos de gas, especialmente en los apretados causan reducciones fuertes en la permeabilidad relativa del gas (más problemático que la invasión de agua debido a la viscosidad del aceite)
- Los surfactantes aceitosos humectantes fuertes usados para dispersar sólidos convierten la formación en estado de aceite húmedo. Esto reduce significativamente la permeabilidad relativa del aceite.
- Los emulsificantes catiónicos usados para estabilizar emulsiones de lodos además de estabilizar emulsiones in situ que tienden a formarse dentro del medio poroso mojado por aceite. Los bloqueos fuertes por emulsiones pueden ocurrir en yacimientos de areniscas, especialmente en aquellos de baja permeabilidad y alto contenido de arcilla.

2.3.2 Daño por Cementación

2.3.2.1 Lavadores y Espaciadores

El principal objetivo de la operación de cementación es lograr el aislamiento perfecto entre las zonas por el sello en el anular con una dura, compacta e impermeable envoltura de cemento.

La remoción completa del lodo es necesario, los movimientos del casing durante el lavado y los separadores del casing (elementos que sirven para que quede centrado el casing cuando se cementa) unido a un flujo turbulento es lo que conlleva al logro de la remoción completa del lodo. Durante el proceso de remoción del lodo, la torta de lodo puede ser parcialmente destruida, y si el preflujo de fluidos no posee las propiedades correctas, las rocas podrían perder protección contra la invasión del filtrado. Esta invasión puede incrementar cuando

los altos valores de diferenciales de presión se realizan en el pozo (se cimenta por debajo del flujo turbulento).

Los lavadores y espaciadores siempre contienen gran cantidad de dispersantes para suspender y cargar las partículas de lodo y desechos de la torta.

La invasión en formaciones arcillosas por estos fluidos causa problemas adicionales de migración de arcillas in situ y/o dispersión.

La duración de un trabajo de cementación es corto comparado con la duración de un trabajo de perforación a través de la zona productora. La máxima profundidad de invasión por el filtrado de cualquier espaciador o lechadas de cemento son unas pocas pulgadas y es insignificante comparado con los pies de invasión del filtrado de lodo durante la perforación. Esto no significa que las pérdidas de fluidos deban ser descuidadas, la falla del control de pérdida de fluidos podría resultar en un trabajo prematuro por pérdidas completas de fluidos o de los fluidos del preflujo (volúmenes insuficientes) y contaminación subsecuente (un fuerte gelificante) de la lechada del cemento por el fluido de perforación o por deshidratación del cemento por él mismo.

2.3.2.2 Lechadas de cemento

La distribución de partículas de gran tamaño de los granos de cemento, en conjunto con el uso de agentes de pérdida de fluido de alta eficiencia, resulta en partículas limitadas e invasión del filtrado proveniente de las lechadas de cemento. Sin embargo; hay tres casos donde la mayor reducción en la permeabilidad puede ocurrir:

- El pH alto del filtrado de la lechada de cemento es particularmente nocivo para formaciones con minerales arcillosos. Los iones de calcio liberados por las partículas de cemento son rápidamente intercambiadas por arcillas que están cerca a la cara del pozo. La modificación resultante de la composición del filtrado conlleva a una desestabilización del fluido en términos de capacidad de dispersión.

- El filtrado del cemento que entra en contacto con salmueras connatas que contienen alta concentración de calcio pueden provocar precipitación de Carbonato de Calcio, limo o Silicato de Calcio hidratado.
- Lechadas sobre dispersadas (sin valor de Yield Point) presentan rápida separación de las partículas de cemento hacia el fondo y el agua en la cima de la columna de cemento. En este caso es muy probable que el agua libre invada el lugar. El bloqueo por agua resultante puede ser significativo.

2.3.2.3 Cementación Remedial

La cementación remedial es vista como una forma de daño en areniscas que tienen altos valores de permeabilidad y que están poco consolidadas, puesto que la presión utilizada para el squeeze puede causar un fracturamiento de la formación y la invasión de la lechada.

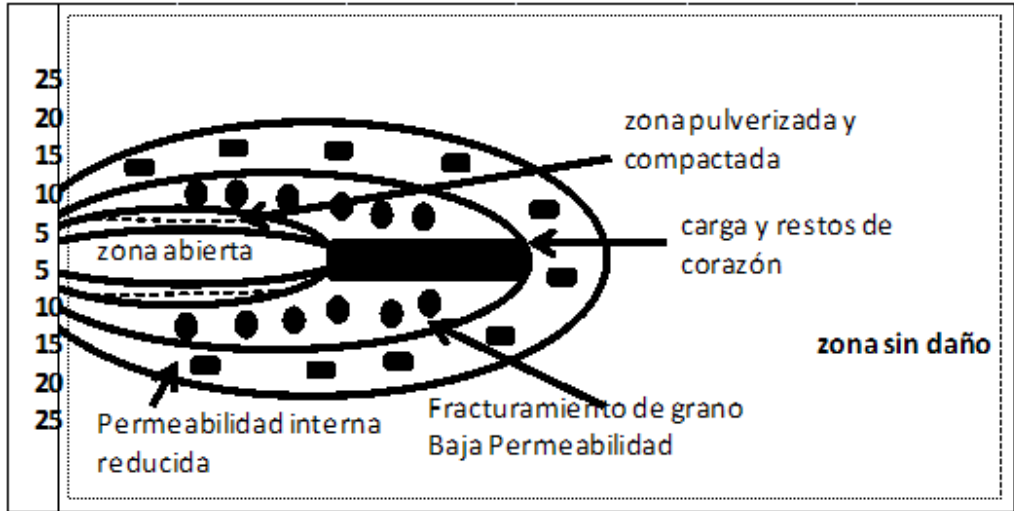
2.3.2.4 Daño por Cañoneo

El cañoneo es siempre una causa de daño adicional en las rocas que constituyen la formación, no importando si el pozo es cañoneado sobre balance o bajo balance, siempre en la roca compactada cerca a las perforaciones se genera un espesor de alrededor de 1 cm donde la reducción de la permeabilidad es cerca del 80%, ver figura 9.

Hay otros factores que pueden reducir la productividad:

1. El cañoneo sobre balance siempre fuerza la formación y los fragmentos de roca dentro de las paredes de los perforados disminuyen la permeabilidad cerca a las perforaciones.
2. El cañoneo sobre balance en fluidos que contienen partículas produce un efecto similar y además crea una torta densa e impermeable en las paredes de las perforaciones.
3. La penetración insuficiente durante el cañoneo que no tiene daño de bypass por la perforación. La penetración disminuye con el estrés efectivo de la formación.

Figura 9. Diagrama esquemático de un corazón cañoneado mostrando zonas de daño



Fuente: Bernard M. Piot and Olivier M. Lietard, *Nature of Formation Damage. Reservoir Stimulation. Schlumberger. Tabla 12-1. Modificada por el autor*

4. La elección inapropiada de la geometría de cañoneo está relacionada con el tipo de formación: diámetro grande y baja penetración dentro de los perforados son preferidas en las rocas suaves a las que debe aplicarse gravel pack; por el contrario, diámetro pequeño y alta penetración son preferidas para rocas duras.
5. La estimación incorrecta de la presión bajo balance trae consigo el daño libre en los perforados. Las diferencias de presión insuficientes limitan la remoción del daño. Las diferencias de presión excesivas inducen a la migración de arena hacia el pozo.

2.3.3 Daño por Fluidos de Completamiento y Workover

Los distintos tipos de daño provocados por los fluidos de Completamiento y Workover pueden evidenciarse de manera similar a los daños descritos anteriormente:

- Reducción de la permeabilidad de las rocas de la formación y reducción de la productividad de las perforaciones por sólidos suspendidos (incluyendo bacterias y polímeros residuales)
- Los problemas comunes que resultan de la invasión del filtrado: la dispersión y el hinchamiento de arcillas, el bloqueo por agua y formación de emulsiones y la precipitación de escamas

Es necesario hacer limpieza si los fluidos provenientes del Workover han sido identificados. Especialmente en yacimientos depletados, hay una fuerte necesidad para el control de la pérdida de fluidos y aditivos, aunque otro enfoque sería utilizar espumas, gases o nieblas como fluidos de completamiento.

En lugar de reducir físicamente la invasión del filtrado, los agentes para pérdidas de fluidos pueden deliberadamente ser removidos de los fluidos de Workover. En este caso la compatibilidad de los fluidos con los minerales de la formación y la salmuera debe ser estudiada cuidadosamente. Las salmueras de los Workover (especialmente las de alta densidad) usualmente requieren inhibidores para el control de la corrosión. Estos productos pueden contribuir a problemas de bloqueo por la formación de emulsiones a través de la modificación en la humectabilidad de los minerales y algunas veces promover la precipitación de hierro dentro del reservorio.

2.3.4 Daño durante la producción del pozo

Algunos yacimientos no pueden ser producidos a altas tasas o a grandes caídas de presión sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño permanente, que no puede ser removido simplemente por la reducción en la tasa de producción puede ser creado.

Las arcillas nativas y las que se han desprendido y se unieron a las paredes de los poros pueden ser puestas en movimiento por las altas tasas de flujo, especialmente cuando dos más fluidos son producidos al mismo tiempo. Dependiendo del tamaño de partícula éstas pueden bloquear las gargantas de

poro en la vecindad de su ubicación inicial o migrar hacia el pozo. Si las partículas migran hacia el pozo o si forman puentes en las entradas de las gargantas de poro depende de la concentración original de la formación, del tamaño de partícula, del aumento de la concentración cerca a la cara del pozo (debido al flujo radial) y de la tasa máxima de flujo. La formación de puentes es promovida cuando alguno de estos parámetros es aumentado. La formación de puentes es menos perjudicial que el bloqueo de las gargantas de poro pues si ocurre un periodo corto de flujo en reversa y este a su vez es seguido por una tasa de producción baja, se pueden dispersar los puentes. Sin embargo, esto no puede ser logrado cuando hay aglomeración de puentes que además han sido previamente cementadas por precipitados (asfaltenos o escamas) o químicamente estabilizadas por la inyección de floculantes (tales como estabilizadores de arcillas).

Las caídas de presión excesivas pueden disminuir la presión de poro cerca a la cara del pozo ya que el estrés efectivo excede la fuerza compresiva de la roca de la formación. Tal fenómeno es obvio en areniscas pobremente cementadas donde el pozo se va llenando de arena de forma progresiva. Esto es menos aparente en calizas donde la compactación de la formación y reducción dramática de la porosidad afecta la región cercana a la cara del pozo, la compactación de las calizas se hace de cuatro a ocho veces mayor cuando aguas blandas son inyectadas durante el completamiento. El rompimiento de la formación es un daño particular en pozos fracturados hidráulicamente donde el deslizamiento de los fragmentos de roca dentro del pozo se ve reflejado como una caída a gran escala de la producción.

La reducción en la presión de poro durante la producción y en algunas ocasiones el enfriamiento resultante debido a la expansión del gas, termina en precipitación de orgánicos o material inorgánico. La mayoría de veces, tales depósitos afectan únicamente la línea de producción o las facilidades de superficie. Sin embargo, hay casos donde ellos pueden reducir la permeabilidad de la formación. Algunas

veces, arcillas específicas pueden promover la depositación de material orgánico (especialmente asfaltenos) o precipitación de soluciones salinas sobresaturadas. Las escamas comunes son de carbonato de calcio y sulfato de calcio. Algunos problemas asociados con la depositación del elemento azufre y cloruro de sodio han sido descritos.

La depositación de asfaltenos en paredes porosas puede no disminuir significativamente la porosidad de la formación y la permeabilidad absoluta. Sin embargo, a través de este proceso, la roca tiende a convertirse en mojada por aceite lo cual reduce la permeabilidad relativa al aceite y bajo ciertas condiciones lo cual favorece el bloqueo por agua si el agua es producida simultáneamente. Las caídas de presión excesivas en yacimientos de gas condensado conllevan a una presión de fondo fluyendo por debajo de la temperatura de rocío. Una destilación in situ ocurre con la fracción liviana producida mientras que los hidrocarburos más pesados se quedan en la formación y causan una disminución de la permeabilidad relativa del gas.

2.3.5 Daño específico en pozos inyectores de agua

La mayoría de los problemas ya citados pueden además ocurrir en pozos inyectores de agua. Varios artículos han sido publicados para hablar de temas en particular como son los siguientes:

- Invasión de sólidos suspendidos y subsecuente taponamiento
- Dispersión de arcillas in situ
- Formación de escamas debido a la mezcla del agua de formación y el agua de inyección que son incompatibles.
- Taponamiento por coloides, especialmente especies formados de hierro producidas por la corrosión del tubing cuando hay oxígeno en el agua inyectada.
- Taponamiento por residuos bacterianos

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN

La eficiencia del tratamiento de la matriz se enfoca principalmente a la remoción del daño que restringe la productividad del pozo. Esta restricción es usualmente mostrada por una disminución de nivel o una agudización de la declinación esperada en el pozo. La extensión de tal daño es estimada del análisis de presión trasiente.

Una vez el daño y su origen ha sido caracterizado, se puede tomar la acción remedial. Los distintos tipos de daño pueden coexistir casi en todas las operaciones de desarrollo de un pozo (perforación, completamiento, Workover, Producción y Estimulación).

Las características físicas, no el origen del daño determina el tratamiento que se aplica al fluido. El mismo fluido puede ser utilizado para tratar el mismo tipo de daño, a pesar de qué cause daño. Únicamente los más comunes e importante tipos de daños de formación se discuten brevemente a continuación.

2.4.1 Emulsiones

Las mezclas de aceite y fluidos base agua en el yacimiento resultan con frecuencia en la formación de emulsiones. Las emulsiones pueden tener altas viscosidades, particularmente agua en emulsiones de aceite.

Generalmente, las emulsiones se forman durante la invasión de los filtrados de perforación y completamiento o de los fluidos de tratamiento dentro del yacimiento. Tanto los filtrados de alto pH del lodo o de las lechadas de cemento, así como los pH bajos de los tratamientos ácidos pueden emulsificar algunos aceites. De forma similar, estos filtrados y ácidos de la estimulación pueden formar emulsiones con las salmueras que hay dentro de la formación.

Las emulsiones son estabilizadas por la superficie activa de los materiales (surfactantes) y por los finos en el tratamiento de fluidos o son generados por la interacción roca-fluido. Generalmente, los solventes con o sin des emulsificadores son utilizados para el tratamiento de tales problemas. Estos des emulsificadores

trabajan muy bien en el laboratorio o en un tanque de separación debido a las gran cantidad de gotas en contacto por unidad de volumen, un aspecto importante para resaltar es que dichos des emulsificadores no trabajan solos debido al mecanismo involucrado en el rompimiento de las emulsiones, en el cual debe provocarse la coalescencia de las gotas y luego la separación de fases.

2.4.2 Cambios en la Mojabilidad

La mojabilidad parcial o total al aceite reduce la permeabilidad relativa del aceite. Esto puede ocurrir como resultado de la adsorción o las superficies activas de los materiales que provienen de los fluidos base aceite de la perforación, Workover o completamiento. Este daño usualmente es removido por inyección (recíproca) de solventes para remover la fase de hidrocarburos mojada por aceite y luego inyectar surfactantes fuertemente mojados por agua. De nuevo, es válido mencionar que un surfactante no trabajará por sí solo. La fase aceite que es principalmente asfaltenos o parafinas precipitados y es responsable de la mojabilidad al aceite, deben ser removidos primero con un solvente. Lo mismo aplica para un surfactante oleofílico adsorbido. Luego, un surfactante fuertemente mojado por agua puede ser inyectado y adsorbido por los minerales que constituyen la roca. Esto reduce la tendencia a que se formen nuevos precipitados hidrocarburos y peguen las superficies de los minerales y el yacimiento se moje por aceite otra vez.

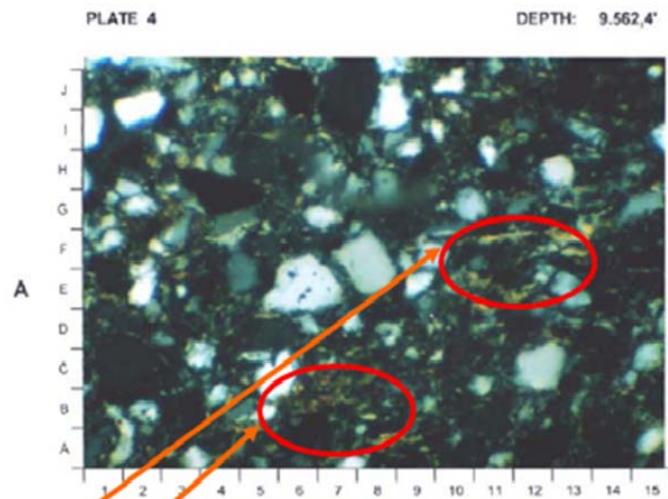
2.4.3 Bloqueo por agua

Un bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua cerca a la cara del pozo, a causa de esto se disminuye la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. El bloqueo por agua puede formarse durante las operaciones de perforación o completamiento a través de la invasión de filtrados base agua o durante la producción a través de canalización o conificación. El bloqueo por agua en la formación es favorecido por la presencia de arcillas reactivas como la Illita. La forma velluda y gran área superficial de las arcillas incrementa la retención de

agua sobre las paredes porales. La figura 10 ilustra una Cross Section para un pozo del campo Caricare

Figura 10. Cross Section de un corazón de la unidad M1 del Campo Caricare

Esta Cross Section confirma la presencia de Caolinita / Illita



Fuente: Formation Damage New Fields rev 00, Occidental de Colombia

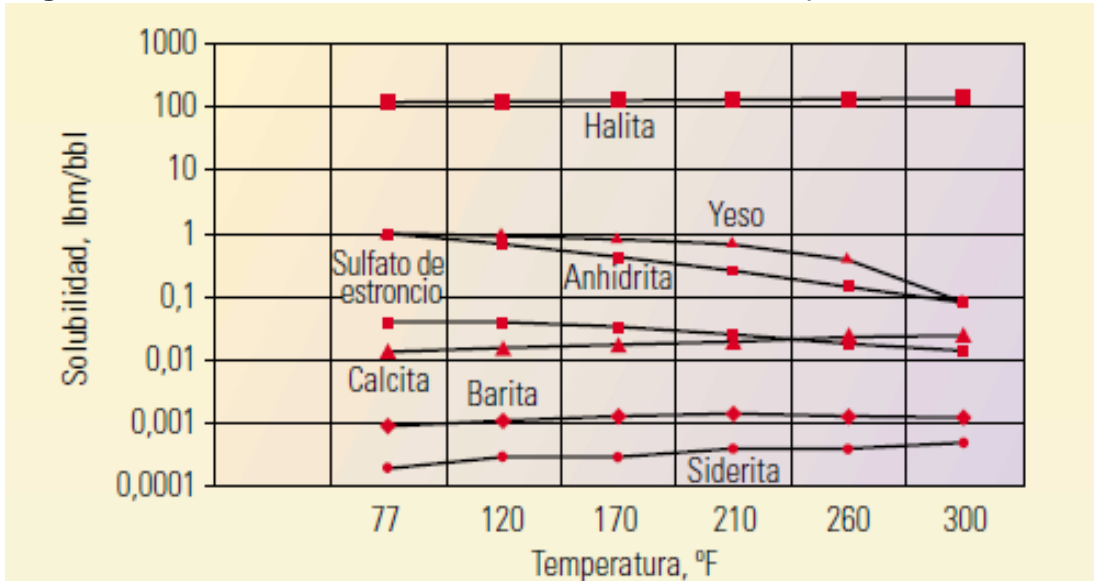
2.4.4 Escamas

Las escamas son depósitos minerales. Estas pueden precipitarse en la tubería, en las perforaciones, y /o en la formación. Los depósitos de escamas ocurren durante la producción debido a las bajas temperaturas y presiones encontradas cerca a la cara del pozo, las figuras 11, 12 y 13 muestran el comportamiento de la solubilidad de componentes comunes dentro de las aguas formación y/o inyección respecto a la temperatura, la presión y la solubilidad.

Las escamas pueden provenir también de las mezclas de aguas incompatibles: las cuales son formadas por el agua de formación y el filtrado de fluido o el agua de inyección. Es válido mencionar que es el agua la que representa un papel fundamental para el proceso de formación de escamas, dado que el problema existe cuando hay producción de agua.

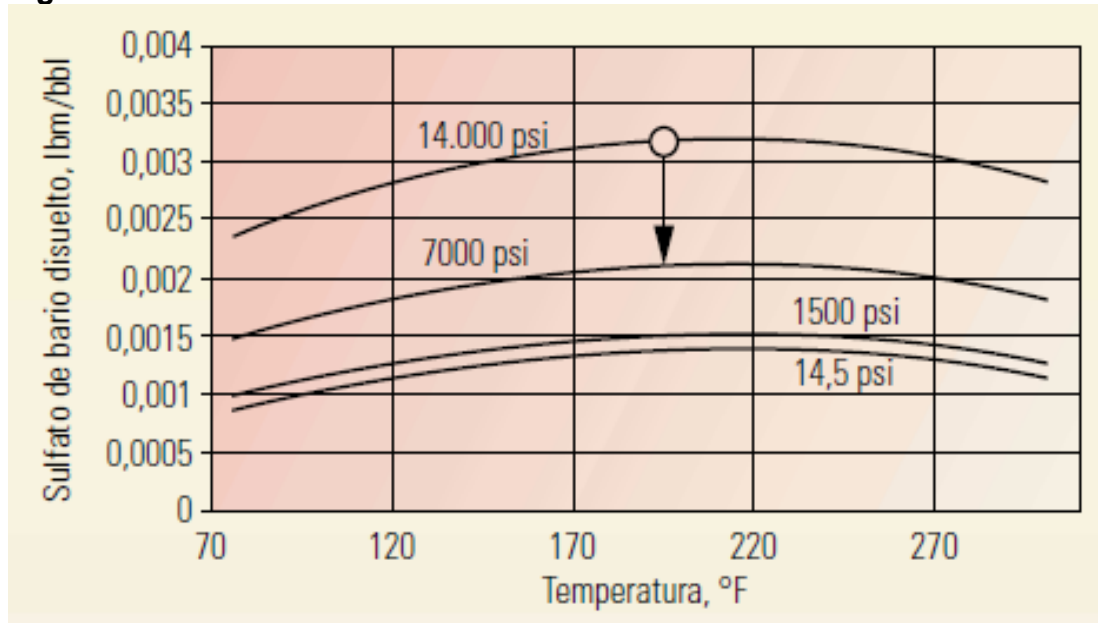
La formación de incrustaciones empieza cuando se perturba el estado natural de cualquier fluido y esto sucede cuando se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes.

Figura 11. Solubilidad de Minerales en función de la Temperatura



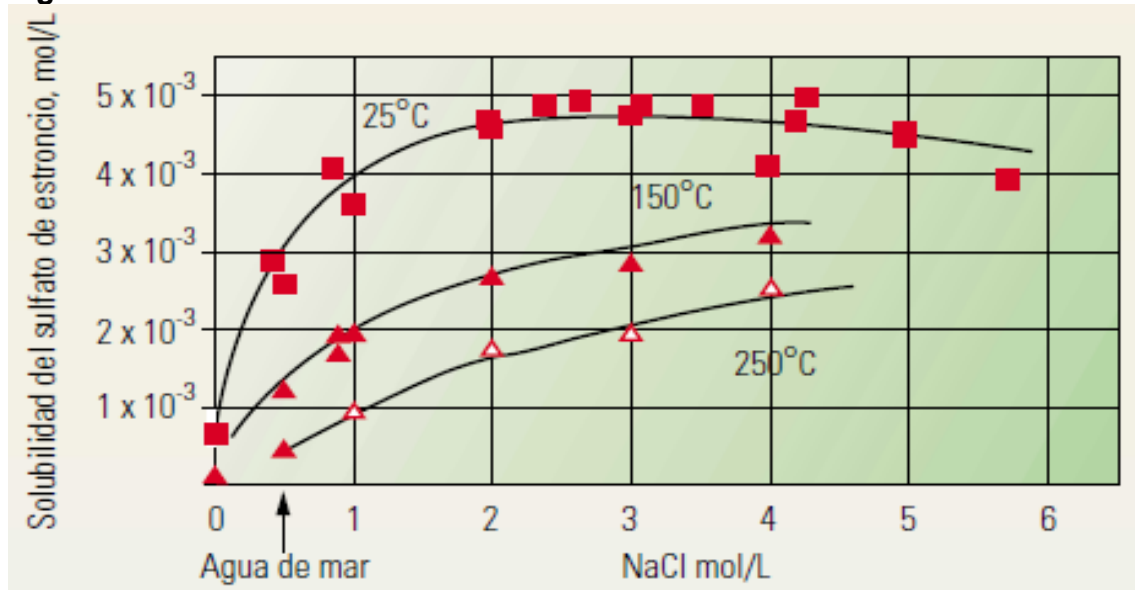
Fuente: Crabtree, M; Eslinger, D; Fletcher, P; Miller, M; Jhonson, A; King, G; Paper p30_49 de Oilfield Review.

Figura 12. Solubilidad de Minerales en función de la Presión



Fuente: Crabtree, M; Eslinger, D; Fletcher, P; Miller, M; Jhonson, A; King, G; Paper p30_49 de Oilfield Review.

Figura 13. Solubilidad de Minerales en función de la Solubilidad



Fuente: Crabtree, M; Eslinger, D; Fletcher, P; Miller, M; Jhonson, A; King, G; Paper p30_49 de Oilfield Review.

2.4.4.1 Escenarios más comunes para la formación de escamas

Existen cuatro situaciones que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos y que favorecen la aparición de incrustaciones:

- **Mezclas incompatibles:** la mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. Con frecuencia se inyecta agua de mar en los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua. El agua de mar es rica en iones Sulfato (SO_4)⁻² con concentraciones que en muchos caso superan la concentración de 2000 ppm mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de Ca^{+2} y Ba^{+2} . La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos.

El sulfato de Calcio [CaSO_4] se desarrolla en formaciones calcáreas, mientras que el sulfato de Bario [BaSO_4] y el sulfato de estroncio [SrSO_4] se encuentran en formaciones de areniscas.

- **Auto-sedimentación:** el fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste se precipita en forma de incrustaciones minerales, este fenómeno recibe el nombre de auto-sedimentación.

Otro problema serio se presenta cuando se precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales. Los residuos carbónicos se pueden encontrar desde la matriz cercana al pozo, a lo largo de la tubería y dentro del equipo de superficie, dado que la presión y la temperatura del agua producida cambian continuamente.

En el caso de incrustaciones de carbonatos, los efectos de la temperatura a menudo se contraponen a los efectos de la presión. Por ejemplo, la reducción de la presión en el punto de entrada al pozo puede llevar a incrustaciones en la matriz. A medida que el fluido avanza por la tubería hacia las temperaturas de superficie y la presión del cabezal de pozo, la caída de temperatura resultante puede anular el efecto de la presión, con lo cual se reduce la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Por el contrario, la caída subsiguiente de presión desde el cabezal del pozo a la superficie puede producir la formación de grandes depósitos de residuos en los equipos de superficie y en las tuberías de producción.

- **Incrustaciones inducidas por la evaporación:** La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea del gas de hidrocarburo y salmuera de la formación (gas húmedo). A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, se supera la solubilidad del mineral en el agua remanente. Esta es una causa

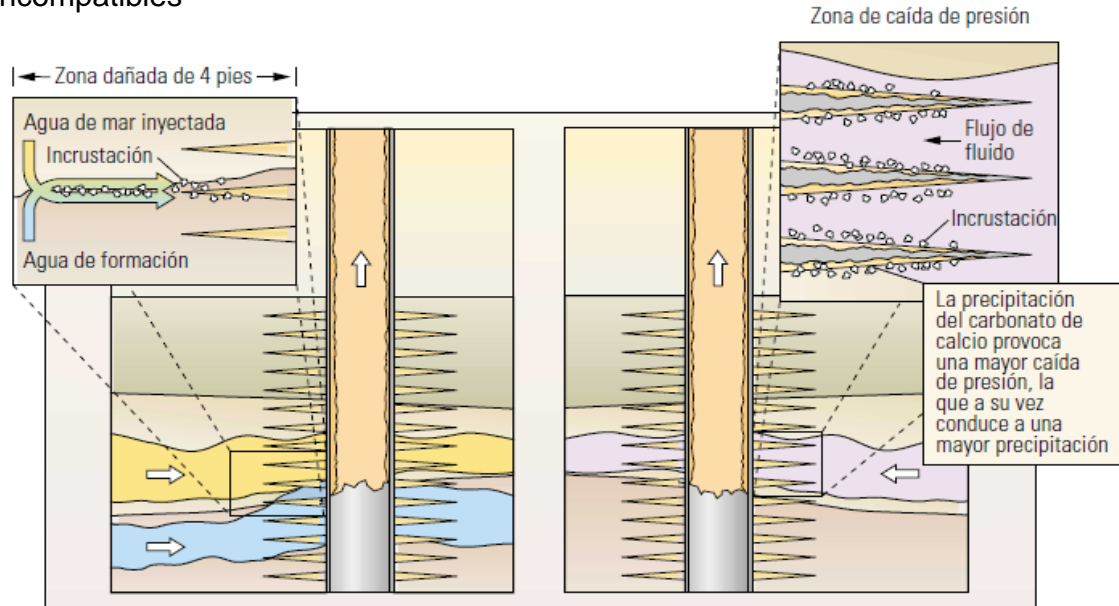
habitual de incrustaciones de halita en pozos con alta presión y altas temperaturas (HPHT, por sus siglas en inglés), además otros tipos de escamas pueden formarse por debido a estas mismas condiciones.

- **Inundación con gas:** Cuando se inunda la formación con gas (CO_2) para proyectos de recuperación secundaria se puede provocar la formación de residuos minerales. El agua que contiene el CO_2 se vuelve ácida y disuelve la Calcita que se encuentra en la formación. Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción pueden provocar que el CO_2 se separe de la solución y precipiten residuos de carbonatos en los cañoneos y en los poros de la formación próximos al pozo. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de presión y una cantidad aún mayor de precipitaciones. Tal como ocurre en el caso de la auto-sedimentación, este proceso de auto-generación puede llegar a sellar totalmente los cañoneos o crear una pared impermeable entre el hoyo y la formación en unos pocos días, deteniendo la producción por completo.

2.4.4.2 Tipos de escamas más comunes formadas en Campo

- **Escamas de Carbonato (CaCO_3 y FeCO_3):** El Carbonato de Calcio es escama más común y ocurre en yacimientos ricos en iones Calcio y Carbonato y/o Bicarbonato. El ácido hidrácido puede disolver virtualmente todas las escamas de Carbonato.
- **Escamas de Sulfato:** Las escamas de Sulfato se dan principalmente como Yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) o anhidrita (CaSO_4). La menos común es la Baritina (BaSO_4) o Estroncianita (SrSO_4) las cuales son mucho más difíciles de remover pero su ocurrencia es más predecible.

Figura 14. Ilustración de la auto-sedimentación y la mezcla de aguas incompatibles



Fuente: Crabtree, M; Eslinger, D; Fletcher, P; Miller, M; Jhonson, A; King, G; Paper p30_49 de Oilfield Review.

EDTA es el solvente que se utiliza para disolver virtualmente el Sulfato de Calcio. Las escamas de Sulfato de Estroncio y Bario pueden ser disueltas por EDTA si la temperatura es lo suficientemente alta y los tiempos de contacto son lo suficientemente largos.

- **Escamas de Cloruro:** Las más comunes son las de Cloruro de Sodio. Estas son fácilmente disueltas con agua fresca o soluciones de ácido muy débil (de ácido clorhídrico o acético)
- **Escamas de Hierro u Óxidos:** Las más conocidas son el Sulfuro de Hierro (II) con fórmula FeS y el Óxido de Hierro (III) que tiene por fórmula Fe_2O_3 . El ácido clorhídrico con agentes reductores y secuestrantes (EDTA) disolverán tales escamas y prevendrán re-precipitaciones, de iones tales como hidróxidos y sulfuro elemental.

- **Escamas de Sílice:** Estas generalmente ocurren como depósitos cristalizados muy finos de Calcedonia o como Ópalo amorfo. Acido fluorhídrico disolverá de forma efectiva este tipo de escamas.
- **Escamas de Hidróxido:** Estas pueden ser hidróxido de Magnesio ($Mg(OH)_2$) o hidróxido de Calcio ($Ca(OH)_2$). El ácido hidrácido o algún otro ácido que pueda bajar el pH suficientemente y no precipitar sales de Calcio o Magnesio pueden ser utilizados para remover tales depósitos.

2.4.5 Depósitos Orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos). Ellos se ubican típicamente en el tubing, los perforados, y/o en la formación. Aunque los mecanismos de formación de depósitos orgánicos son numerosos y complejos, uno de los principales es el cambio de temperatura o presión cerca a la cara del pozo durante la producción. Las fracciones de hidrocarburos pesados no son solubles en el aceite y empiezan a cristalizarse. El enfriamiento alrededor de la cara del pozo o la inyección de fluidos fríos de tratamiento tienen un efecto todavía más pronunciado. Este tipo de depósitos son usualmente re-solubilizados por solventes orgánicos, dependiendo de la composición química del depósito es escogido un solvente específico pero de forma general el solvente aromático es eficiente para este proceso. Adicionar una pequeña cantidad de alcohol es un beneficio frecuente cuando se disuelven asfaltenos.

2.4.6 Depósitos Mezclados

Los depósitos mezclados orgánicos/inorgánicos son una combinación de cualquier componente ya sean escamas, sedimentos y/o arcillas. Cuando en la migración hay finos asociados con un incremento en la producción de agua en una arenisca, el yacimiento se convierte en mojado por aceite y ellos actúan como una nucleación del sitio para depósitos orgánicos.

2.4.7 Sedimentos y Arcillas

El daño proveniente de sedimentos y arcillas incluye la invasión de partículas provenientes del lodo de perforación causando una reducción en la permeabilidad del yacimiento, el hinchamiento y/o migración de finos al yacimiento.

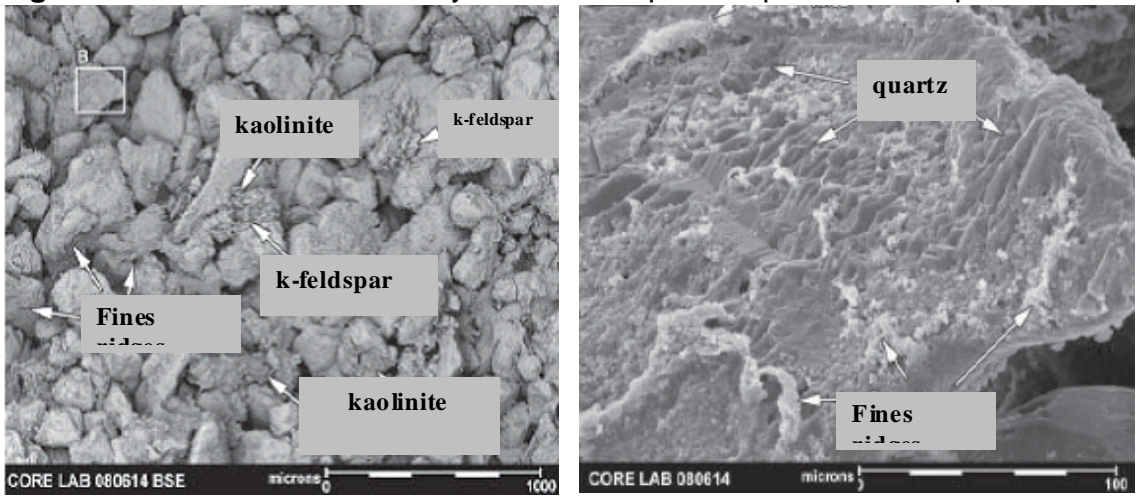
Las arcillas u otros sólidos provenientes de la perforación, completamiento, fluidos de Workovers pueden invadir la formación cuando estas partículas son más pequeñas que las aberturas de las gargantas de poro. Este caso es ayudado con incrementos en las tasas de flujo a través de la zona invadida, esta situación fuerza a que una concentración mayor de partículas migre hacia el interior del pozo.

Cuando los fluidos de tratamiento invaden la porosidad del yacimiento puede ocurrir un desequilibrio en las arcillas y el agua de formación. Esto se debe normalmente a cambios en la salinidad lo cual crea un desbalance de fuerzas entre las arcillas. Las arcillas esmectitas pueden hincharse y reducir drásticamente la permeabilidad de la formación.

La perturbación de las arcillas nativas es el problema más común y probablemente es la causa más importante de daño. Durante la producción las partículas pueden migrar junto con los fluidos producidos, en este caso las partículas tienen la posibilidad de formar puentes y reducir la productividad del pozo, cuando el daño está siendo causado por la roca reservorio generalmente se refiere a finos y este nombre es dado a las arcillas (con tamaño menos a 4 μm) y sedimentos (silicatos o aluminosilicatos con un tamaño entre 4 y 64 μm). Estas partículas son solubles en mezclas de ácido fluorhídrico.

La Caolinita es la arcilla más común involucrada en procesos de migración de finos, mostrada en figura 15.

Figura 15. Muestra de Caolinita y Sedimentos para un pozo del Campo Caricare

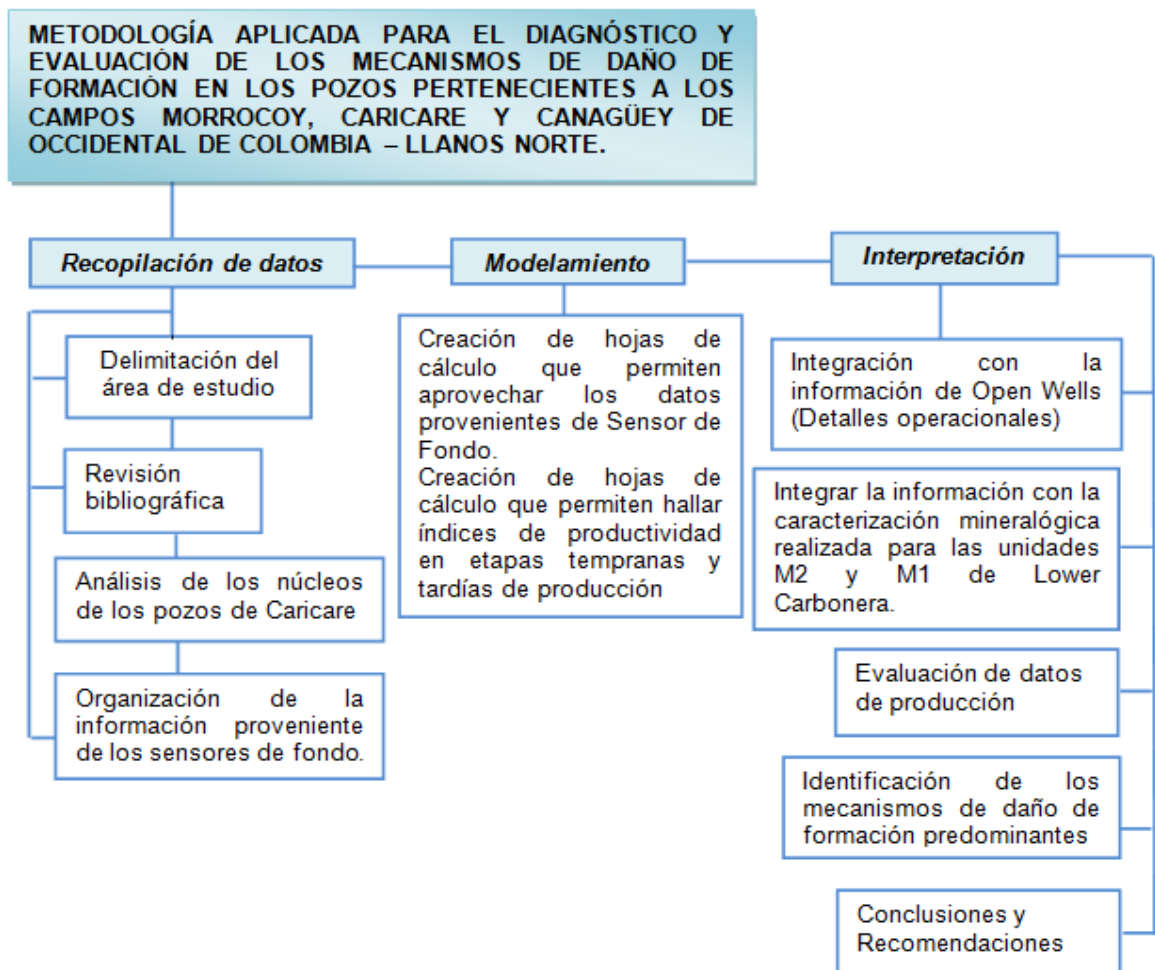


Fuente: Core Analysis, Occidental de Colombia, INC

3. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA

El tema de daño de formación en los pozos operados por Occidental de Colombia, INC era un tema incipiente, por lo cual era necesario establecer una metodología que permitiera evaluar y diagnosticar los mecanismos de daño de formación existentes en los pozos de Nuevos Campos, dicha metodología está resumida en la Figura 16.

Figura 16. Metodología aplicada en Nuevos Campos para el diagnóstico y evaluación de los Mecanismos de Daño de Formación.



Fuente: Elaborada por la Autora

3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

3.1.1 Delimitación del área de Estudio

Se seleccionaron los campos Caricare, Canagüey y Morrocoy del conjunto de campos llamados Nuevos Campos de Occidental de Colombia, INC, realizando mayor énfasis en el campo Caricare por ser éste quien presentó una mayor afección en la productividad de sus pozos, los cuales estaban completados en las unidades M1 y M2 de Lower Carbonera.

3.1.2 Revisión Bibliográfica

Esta revisión se hizo enfocándose en las unidades de estudio, se realizó la búsqueda de información acerca de la localización, geología, estratigrafía, distribución e historial de los pozos que se encuentran en el área de estudio.

Se utilizaron varios informes internos que contienen la descripción de los núcleos de dos pozos completados en las zonas de interés de Lower Carbonera, adicionalmente se encontró el análisis mineralógico.

Esta información unida con los textos guías consultados que es el de *Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage* y el de *Bernard M. Piot and Olivier M. Lietard, Nature of Formation Damage. Reservoir Stimulation. Schlumberger* junto con los artículos consultados especificados en detalle en la Bibliografía, también fueron consultados los resultados preliminares de las pruebas de compatibilidad realizadas en los Laboratorios de la Universidad Nacional y los resultados de las simulaciones realizadas por parte de Nalco.

3.1.3 Análisis de los núcleos de los pozos del Campo Caricare

Este análisis sirvió específicamente para la caracterización litológica de las arenas en estudio la cual consiste de dos cuerpos de areniscas separados por un shale continuo (Shale Guafita). La arenisca superior es friable, moderada a bien seleccionada de grano fino a medio y matriz argilacea.

La arenisca inferior es cuarzosa, de grano grueso a muy grueso en el tope y fino a medio en la base, subangular a subredondeada y moderadamente seleccionada. Otra de las razones principales por la cual se realizó el análisis de los núcleos correspondiente a dos pozos del Campo Caricare es porque debía confirmarse la presencia de arcillas reactivas, lo cual fue afirmativa encontrando Caolinita e Illita en ambos núcleos.

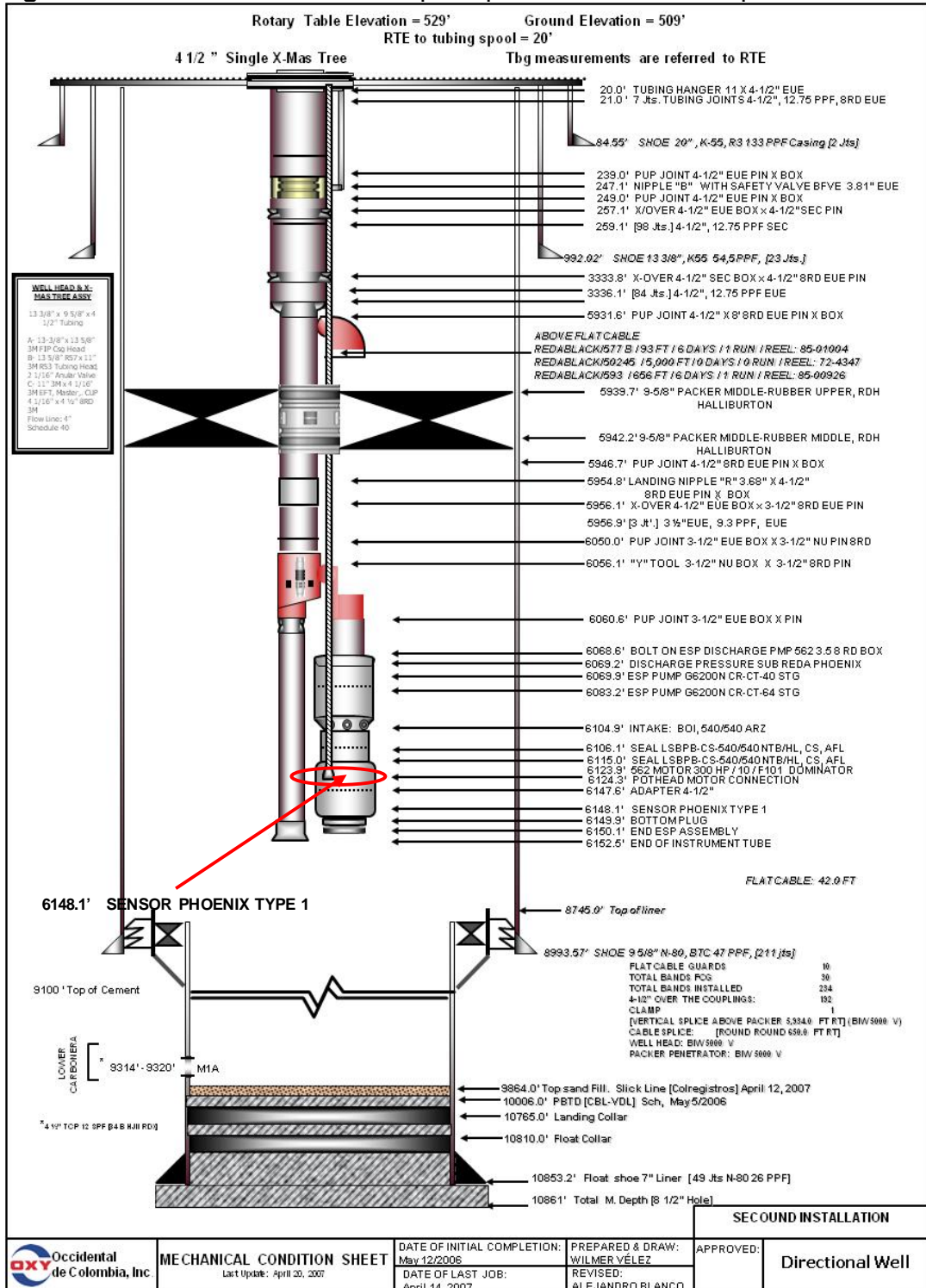
3.1.4 Organización de la información proveniente de los sensores de fondo

Es pertinente mencionar que esta etapa de la fase de recolección de datos es el plato fuerte de la misma, ya que en esta se invirtió la mayor cantidad de tiempo y dedicación. En la figura 17 se muestra dónde viene instalado el Sensor en el completamiento normal de un pozo de Nuevos Campos.

El sensor de fondo es un dispositivo que se instala en el equipo de levantamiento artificial, en la bomba ESP y permite medir en tiempo real la temperatura y presión de fondo, para este caso es la presión el valor de mayor interés para los análisis y predicciones.

El sensor de fondo toma datos cada cinco minutos para cada pozo que lo tenga instalado, y de su buen estado depende la calidad de los datos reportados por el mismo, los datos provenientes del sensor descargados en campo cada quince días regularmente y es almacenada en archivos .csv, el tratamiento de los mismos fue imprescindible como etapa previa al análisis de los datos calculados a partir de la información proporcionada por el sensor de fondo.

Figura 17. Estado Mecánico de un pozo perteneciente al Campo Caricare



Fuente: Occidental de Colombia, INC

3.2 MODELAMIENTO

3.2.1 Creación de hojas de cálculo que permiten el aprovechamiento de los datos provenientes del sensor de fondo

El tratamiento de los datos y la Creación de los archivos históricos son expuestos en la Figura 18 y 19.

Figura 18. Tratamiento de los datos provenientes del sensor de fondo

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K															
Date and Time,Reason,Param,Pi,Pd ,Ti,Tm,Flow,Vib ,A1,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8,Cl-a,Cl-p,Cz,Cf																									
26-Dec-2007 14:39:50,Store,,1658.000,1620.000,222.080,218.480,0.000,0.028,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.079,0.039,10.260,18.378	26-Dec-2007 14:44:50,Store,,1660.000,1625.000,222.080,217.580,0.000,0.077,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.079,0.027,10.247,18.380	26-Dec-2007 14:49:50,Store,,1660.000,1625.000,222.080,217.760,0.000,0.102,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.026,10.247,18.377	26-Dec-2007 14:54:50,Store,,1663.000,1627.000,222.260,217.940,0.000,0.091,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.025,10.246,18.371	26-Dec-2007 14:59:50,Store,,1663.000,1626.000,222.260,217.940,0.000,0.085,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.025,10.245,18.371	26-Dec-2007 15:04:50,Store,,1663.000,1627.000,222.260,218.300,0.000,0.127,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.082,0.024,10.245,18.370	26-Dec-2007 15:09:50,Store,,1662.000,1626.000,222.260,218.120,0.000,0.077,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.024,10.245,18.372	26-Dec-2007 15:14:50,Store,,1662.000,1626.000,222.260,217.760,0.000,0.099,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.081,0.024,10.245,18.373	26-Dec-2007 15:19:50,Store,,1661.000,1625.000,222.080,217.940,0.000,0.119,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.079,0.024,10.244,18.375	26-Dec-2007 15:24:50,Store,,1664.000,1627.000,222.260,218.120,0.000,0.077,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.081,0.024,10.245,18.369	26-Dec-2007 15:29:50,Store,,1663.000,1626.000,222.260,218.480,0.000,0.040,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.024,10.245,18.370	26-Dec-2007 15:34:50,Store,,1663.000,1627.000,222.260,218.300,0.000,0.058,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.025,10.245,18.370	26-Dec-2007 15:39:50,Store,,1661.000,1625.000,222.080,217.760,0.000,0.041,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.025,10.245,18.375	26-Dec-2007 15:44:50,Store,,1661.000,1625.000,222.080,218.660,0.000,0.056,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.079,0.025,10.245,18.375	26-Dec-2007 15:49:50,Store,,1662.000,1626.000,222.260,217.940,0.000,0.059,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.081,0.024,10.245,18.372	26-Dec-2007 15:54:50,Store,,1662.000,1626.000,222.260,218.480,0.000,0.068,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.024,10.245,18.372	26-Dec-2007 15:59:50,Store,,1661.000,1625.000,222.260,218.660,0.000,0.036,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.024,10.245,18.374	26-Dec-2007 16:04:50,Store,,1661.000,1625.000,222.260,218.120,0.000,0.039,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.024,10.244,18.374	26-Dec-2007 16:09:50,Store,,1661.000,1625.000,222.260,218.480,0.000,0.059,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.081,0.024,10.245,18.374	26-Dec-2007 16:14:50,Store,,1660.000,1625.000,222.260,217.580,0.000,0.046,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.078,0.025,10.246,18.375	26-Dec-2007 16:19:50,Store,,1661.000,1625.000,222.260,217.940,0.000,0.053,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.025,10.245,18.374	26-Dec-2007 16:24:50,Store,,1661.000,1626.000,222.260,217.760,0.000,0.021,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.079,0.024,10.245,18.374	26-Dec-2007 16:29:50,Store,,1661.000,1626.000,222.260,218.480,0.000,0.029,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.081,0.024,10.244,18.373	26-Dec-2007 16:34:50,Store,,1661.000,1625.000,222.260,218.120,0.000,0.036,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.079,0.024,10.245,18.374	26-Dec-2007 16:39:50,Store,,1661.000,1625.000,222.260,218.120,0.000,0.122,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.080,0.024,10.245,18.375	26-Dec-2007 16:44:50,Store,,1662.000,1626.000,222.260,217.940,0.000,0.023,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,9.998,0.081,0.024,10.245,18.372

A	B	C	D	E
01/09/2008 13:30	1662	1610	221.54	216.68
01/09/2008 13:35	1678	1632	222.26	219.02
01/09/2008 13:40	1680	1634	222.26	218.84
01/09/2008 13:45	1681	1634	222.26	219.38
01/09/2008 13:50	1679	1633	222.26	219.02
01/09/2008 13:55	1682	1634	222.26	219.38
01/09/2008 14:00	1681	1634	222.26	218.12
01/09/2008 14:05	1679	1633	222.26	219.56
01/09/2008 14:10	1680	1633	222.26	218.84
01/09/2008 14:15	1679	1633	222.26	217.94
01/09/2008 14:20	1679	1633	222.26	218.12
01/09/2008 14:25	1682	1634	222.26	219.02
01/09/2008 14:30	1678	1633	222.26	218.84
01/09/2008 14:35	1682	1634	222.26	217.4
01/09/2008 14:40	1679	1634	222.26	218.3
01/09/2008 14:45	1679	1633	222.26	218.84
01/09/2008 14:50	1682	1634	222.26	219.38
01/09/2008 14:56	1681	1634	222.26	219.38
01/09/2008 15:01	1679	1633	222.26	219.74
01/09/2008 15:06	1682	1635	222.26	218.66
01/09/2008 15:11	1680	1634	222.26	218.66
01/09/2008 15:16	1681	1634	222.26	219.2
01/09/2008 15:21	1682	1634	222.26	218.12
01/09/2008 15:26	1681	1634	222.26	218.66
01/09/2008 15:31	1682	1635	222.26	219.2
01/09/2008 15:36	1679	1633	222.26	218.84

Datos de alta importancia y relevancia para crear el histórico de cada pozo.

Figura 19. Archivo histórico creado para cada uno de los pozos, datos sin tratamiento

AN31986																									
19 May 2006 - 7 Oct 2006					8 Oct 2006 - 13 Feb 2007					14 Feb 2007 - 21 Jul 2008					22 Jul 2008 - 3 Dic 2008										
Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)	Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)	Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)	Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)						
31959	10-Oct-06	1675	1674		25-Feb-07	1559	2079			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31960	10-Oct-06	1674	1674		25-Feb-07	1560	2080			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31961	10-Oct-06	1674	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31962	10-Oct-06	1674	1675		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1956	1912								
31963	10-Oct-06	1674	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1956	1912								
31964	10-Oct-06	1674	1674		25-Feb-07	1559	2079			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31965	10-Oct-06	1674	1674		25-Feb-07	1560	2080			27-Nov-07	1636	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31966	10-Oct-06	1674	1674		25-Feb-07	1559	2079			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31967	10-Oct-06	1674	1673		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31968	10-Oct-06	1673	1673		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1636	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31969	10-Oct-06	1673	1673		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31970	10-Oct-06	1673	1673		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31971	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31972	10-Oct-06	1673	1675		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31973	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2079			27-Nov-07	1633	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31974	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31975	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2079			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31976	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1633	1610			29-Mar-08	1957	1913								
31977	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2079			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1913								
31978	10-Oct-06	1673	1675		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1913								
31979	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1913								
31980	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31981	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1560	2080			27-Nov-07	1634	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31982	10-Oct-06	1672	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1633	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31983	10-Oct-06	1673	1675		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1610			29-Mar-08	1957	1912								
31984	10-Oct-06	1673	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31985	10-Oct-06	1672	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1634	1611			29-Mar-08	1957	1912								
31986	10-Oct-06	1672	1674		25-Feb-07	1559	2081			27-Nov-07	1633	1610			29-Mar-08	1957	1913								
31987	10-Oct-06	1672	1674		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1635	1611			29-Mar-08	1957	1913								
31988	10-Oct-06	1673	1675		25-Feb-07	1559	2080			27-Nov-07	1636	1611			29-Mar-08	1957	1913								

1680																									
Feb 26 2009 - Apr 27, 2009																									
Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)	Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)	Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)	Time	Pi(psi)	Pd(psi)	Ti(F)	Tm(F)						
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1655	1598			12-Dec-08	1565	2141			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1566	2140			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1566	2141			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1566	2141			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1566	2141			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1597			12-Dec-08	1566	2141			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1566	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1566	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1597			12-Dec-08	1566	2141			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1597			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1566	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1654	1598			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1566	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1654	1597			12-Dec-08	1566	2141			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1653	1597			12-Dec-08	1565	2141			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1653	1597			12-Dec-08	1565	2141			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1653	1597			12-Dec-08	1566	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1653	1597			12-Dec-08	1566	2140			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1653	1597			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1565	2008								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1653	1597			12-Dec-08	1565	2141			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1958	1913			19-Jul-08	1652	1596			12-Dec-08	1565	2139			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1653	1597			12-Dec-08	1566	2141			5-Apr-09	1565	2007								
29-Mar-08	1957	1913			19-Jul-08	1652	1596			12-Dec-08	1565	2140			5-Apr-09	1565	2007								

El Raw Data (archivo que contiene los datos que no reciben tratamiento) para este pozo está conformado por ocho series de 32.000 datos, debido a esto los archivos creados para cada pozo son muy pesados y ocupan por lo tanto gran parte de la memoria del computador.

En la pestaña de Daily Average está el cálculo de la Presión de fondo fluyendo diaria para cada pozo (ver Figura 20), utilizando fórmulas sencillas pero de cuidado, pues cada una de estas depende de datos que varían con el tiempo y la profundidad del sensor. A continuación se muestran las ecuaciones utilizadas para la construcción de la pestaña Daily Average del archivo histórico de cada pozo.

$$\text{Fluid Gradient} = (\text{Wcut} * 0,417) + ((1 - \text{Wcut}) * 0,344)$$

$$\text{Pwf} = (\text{Fluid Gradient} * \text{Fluid Weight}) + \text{Sensor pressure}$$

Donde el 0,417 es una constante experimental determinada que representa el gradiente para el agua, su valor fue encontrado por los ingenieros de yacimientos hace más de veinte años cuando se descubrió el primer pozo de Caño Limón.

El 0,344 es el gradiente del aceite, el cual varía dependiendo de cada pozo y dependiendo de la unidad en la que se encuentra completado el pozo.

El valor de Fluid Weight hace referencia al peso de la columna de fluido que está por debajo del sensor, el cual está representado para éstos cálculos como la diferencia de profundidades entre el punto medio de perforados (PMP) en profundidad vertical bajo el nivel del mar (VBNM) y la profundidad a la que se encuentra el sensor también en profundidad vertical bajo el nivel del mar (VBNM).

Sensor Pressure hace referencia al valor promedio diario proveniente del sensor, por medio de una macro que permite sacar de todos los valores tomados cada cinco minutos un solo valor que representa la presión del día.

Figura 20. Archivo histórico creado para cada uno de los pozos, Daily Average

A	B	C	D	E	F	G	H	I
	PMP	10.016,5	MD	9.162	TVD	8.633	TVDss	
24-Jul-2006	SENSOR 1	4.076,3	MD	3.991,5	TVD	3.463	TVDss	M2
7-Aug-2007	SENSOR 2	4.022,8	MD	3.944,9	TVD	3.416	TVDss	M2
6-Dec-2008	SENSOR 3	4.101,2	MD	4.013,2	TVD	3.484	TVDss	M2
Date	ltk press	Wcut	Fluid gradient	Pwf	If	Fluid weight	PDLIQW	
24-ago-06	1558	1	0,417	3714,483	1	5170,6	0	
25-ago-06	1558	1	0,417	3714,58	1	5170,6	0	
26-ago-06	1559	1	0,417	3714,724	1	5170,6	0	
01-sep-06	1558	1	0,417	3713,711	1	5170,6	0	
02-sep-06	1632	1	0,417	3787,883	1	5170,6	7500	
03-sep-06	1768	0,0011	0,3440803	3546,667	1	5170,6	10604	
04-sep-06	1764	0,0019	0,3441387	3543,434	1	5170,6	1427	
14-sep-06	1863	0,0019	0,3441387	3642,63	1	5170,6	0	
15-sep-06	1872	0,0019	0,3441387	3651,524	1	5170,6	0	
20-sep-06	1936	0,0019	0,3441387	3715,177	1	5170,6	0	
21-sep-06	1935	0,0019	0,3441387	3714,672	1	5170,6	0	
22-sep-06	1935	0,0019	0,3441387	3714,407	1	5170,6	0	
23-sep-06	1936	0,0019	0,3441387	3714,943	1	5170,6	0	
24-sep-06	1745	0,0799	0,3498327	3554,198	1	5170,6	1251	
25-sep-06	1638	0,5401	0,3834273	3620,524	1	5170,6	3524	
26-sep-06	1667	0,52	0,38196	3642,059	1	5170,6	3783	
27-sep-06	1665	0,5199	0,3819527	3639,614	1	5170,6	3716	
28-sep-06	1663	0,5201	0,3819673	3638,222	1	5170,6	3628	
29-sep-06	1648	0,5	0,3805	3615,572	1	5170,6	3440	
30-sep-06	1650	0,5199	0,3819527	3624,982	1	5170,6	3387	
02-oct-06	1655	0,6199	0,3892527	3667,742	1	5170,6	3060	
03-oct-06	1662	0,6801	0,3936473	3697,678	1	5170,6	2135	
04-oct-06	1659	0,68	0,39364	3694,548	1	5170,6	3184	
10-oct-06	1655	0,6049	0,3881577	3661,942	1	5170,6	7492	

3.2.2 Creación de hojas de cálculo que permiten hallar el índice de productividad en etapas tempranas y tardías de producción

El índice de productividad de un pozo es una medida de qué tanto puede aportar el pozo en superficie, y generalmente no debe cambiar a menos de que se realice una estimulación o el pozo sufra un daño, pues el índice de productividad es una cualidad de la roca y como tal debería permanecer constante. Se creó una hoja de cálculo para la obtención de índices de productividad en etapas tempranas y tardías de producción por pozo (Mostradas para cada pozo en la sección de implementación de la metodología).

Las gráficas elaboradas a través de estas hojas de cálculo muestran el comportamiento de la presión respecto al tiempo, este tiempo fue seleccionado

estratégicamente antes y después de los servicios realizados en los pozos para ver la incidencia directa de los mecanismos de daño en la productividad de los pozos.

Los periodos de tiempo seleccionados adicionalmente fueron escogidos debido a que el Caudal antes y después de la caída (o aumento) de presión estuvo estabilizado, lo cual le da una mayor validez al análisis realizado. La expresión matemática para determinar el valor de la Presión de Fondo Fluyendo es la siguiente:

$$P_{wf} = (\text{Fluid Gradient} * \text{Fluid Weight}) + \text{Sensor pressure}$$

Para ésta formula el valor de Fluid Gradient es exportado de la pestaña Daily Average del archivo histórico creado para cada pozo.

Luego de hallar los índices de productividad antes y después de cada servicio se determinan porcentajes de reducción en dichos índices y éstos muestran que efectivamente hay daño o no en los pozos completados en Lower Carbonera del Campo Caricare.

3.3 INTERPRETACIÓN

Al llegar a esta fase es válido mencionar que ya debe saberse con certeza cuáles y cuántos pozos evidencian tener daño de formación y es en esta fase donde se logra integrar absolutamente toda la información disponible proveniente de distintas fuentes para llegar a las conclusiones y recomendaciones de este estudio. En esta fase también se define cuáles son los mecanismos principales de daño de formación actuando en los pozos de Nuevos Campos de acuerdo a la literatura manejada y previamente estudiada.

4. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA

4.1 CREACIÓN DE HOJAS DE CÁLCULO QUE PERMITEN APROVECHAR LOS DATOS PROVENIENTES DEL SENSOR DE FONDO

Para obtener la evidencia de daño en los pozos completados en las unidades de Lower Carbonera se aprovechó al máximo los datos provenientes de sensores instalados en el equipo ESP, a continuación se describe qué se obtuvo de implementar la metodología explicada en el capítulo tres para la obtención de los índices de productividad en etapas tempranas y tardías con su respectivo porcentaje de reducción, lo cual mostraría que efectivamente hay daño de formación.

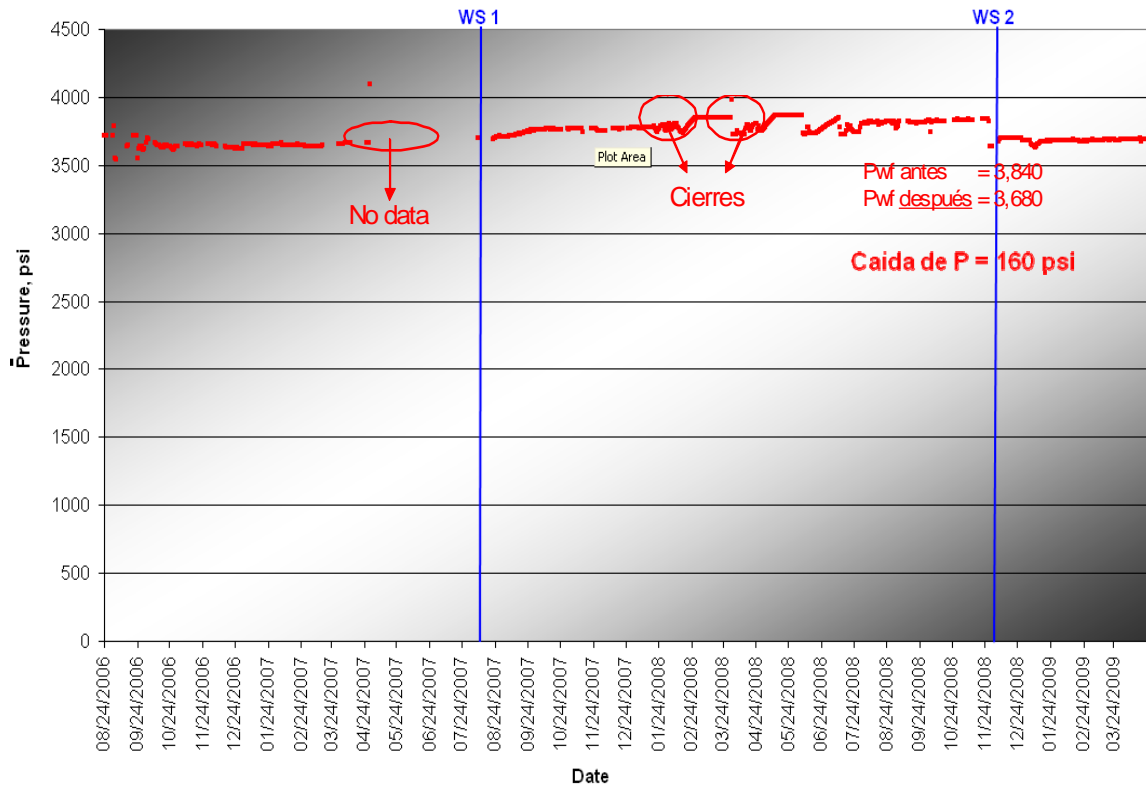
El análisis preliminar de los datos provenientes del Sensor junto con su respectivo tratamiento permiten la obtención de la siguiente información:

- Gráfico histórico de la Presión de fondo fluyendo promedio diaria
- Gráficos históricos de la Presión de intake y de descarga

Los Gráficos históricos completos para la presión de intake y de descarga de los pozos A, B, C y D del Campo Caricare se encuentran en las figuras A1 hasta la figura A13 de los Anexos, estos fueron utilizados para analizar la concordancia de las tendencias generadas por los dos valores.

La figura 21 muestra el Gráfico histórico de la Presión de Fondo Fluyendo del pozo A del Campo Caricare. Las líneas azules señalan el tiempo en el cual se realizó una intervención en el pozo, ya sea un rediseño, Well Service o Workover, en este pozo las dos intervenciones corresponden a dos servicios.

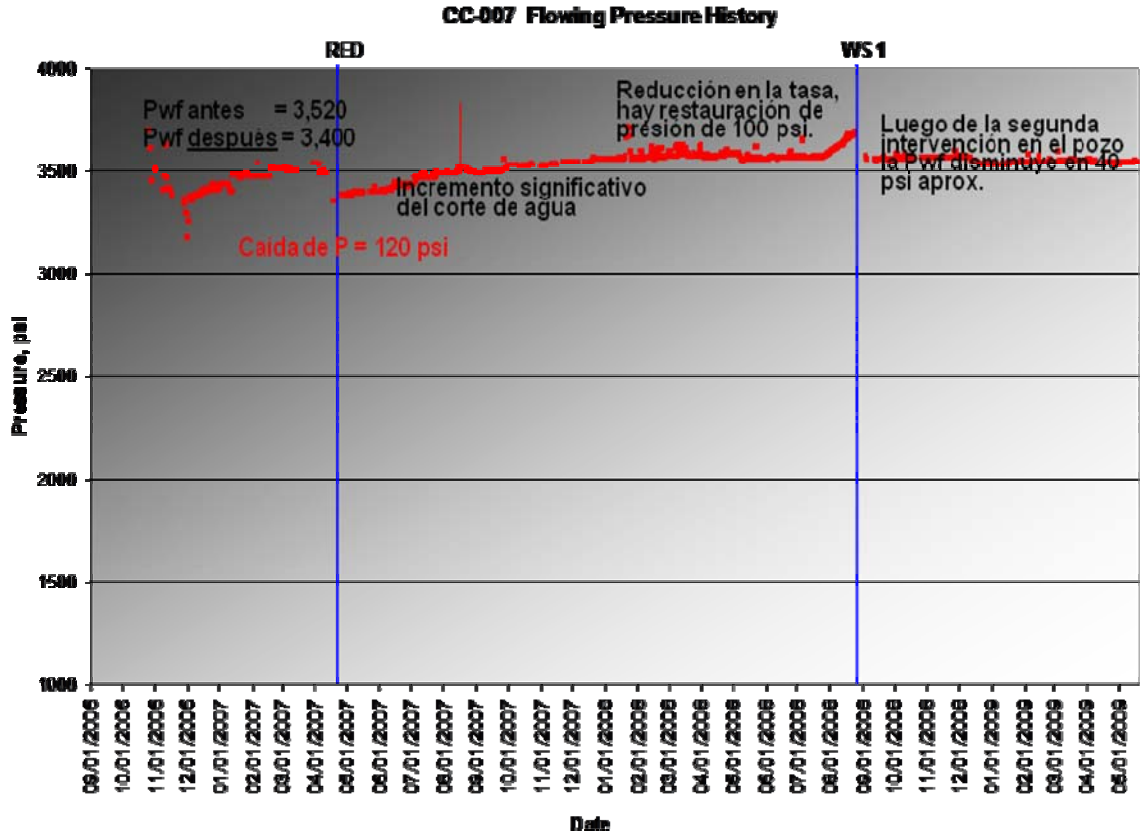
Figura 21. Histórico de la presión de fondo fluyendo pozo A del Campo Caricare



Para este caso presentado la presión de fondo fluyendo del pozo A muestra que hubo una disminución de 160 libras luego de realizar el segundo servicio dentro del pozo y al verificar con los datos de producción se confirma que dicha reducción no fue causada debido a un aumento de caudal.

Cuando un pozo está afectado por algún mecanismo de daño de formación la consecuencia que es evidenciada con mayor facilidad en los históricos de la presión de fondo fluyendo es una reducción adicional de la misma, la cual pudo ser generada para este caso por dispersión e hinchamiento de arcillas ya que al realizar la técnica de control de Bulheading pudo haberse afectado negativamente el equilibrio de las arcillas nativas de la formación, y dicho desequilibrio provocó una nueva unión con las partículas que ingresaron en el fluido de control generando como consecuencia una reducción significativa de la presión y la permeabilidad de la zona cercana a la cara del pozo.

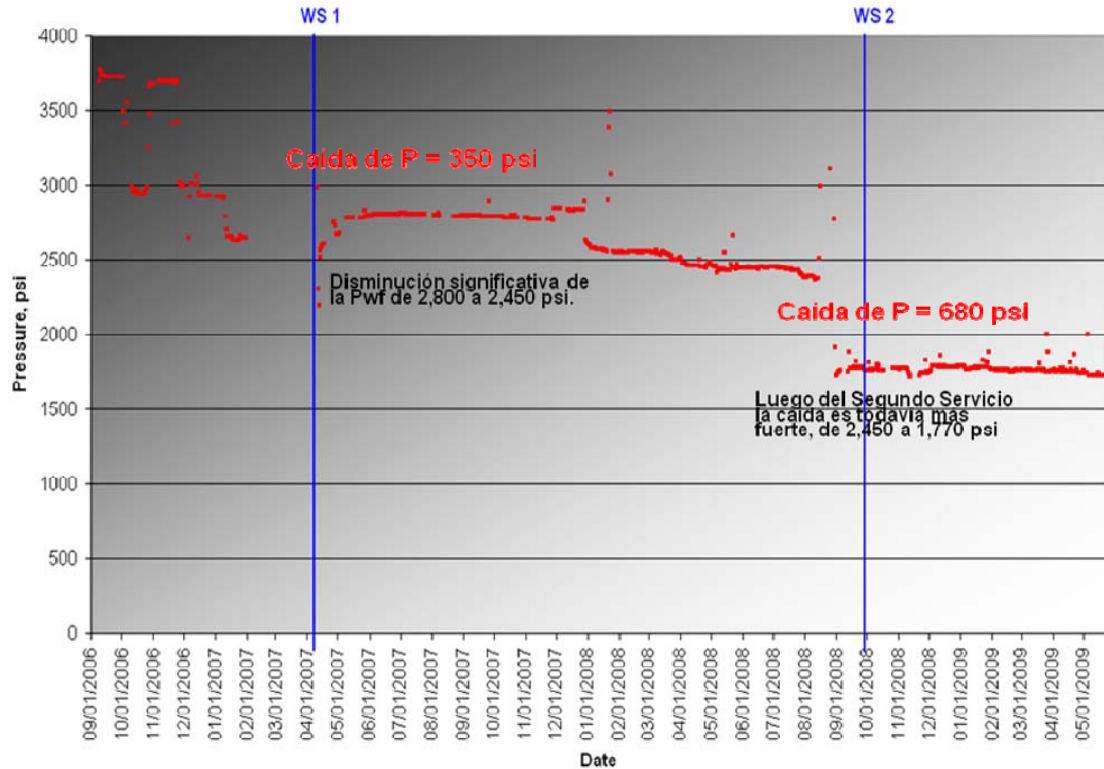
Figura 22. Gráfico histórico de la Presión de Fondo Fluyendo para el pozo B del campo Caricare.



La figura 22 muestra el Gráfico histórico de la Presión de fondo fluyendo del pozo B del Campo Caricare, para este caso es fácil apreciar que el daño generado fue mayor luego de la realización del primer servicio ya que la disminución de la presión de fondo fluyendo fue más significativa, al verificar detalles operacionales es probable que haya incompatibilidad entre la salmuera y el agua de formación ya que se utilizaron 150 bbls para controlar el pozo.

Al realizar el análisis mineralógico de la unidad M2 del Carbonera Inferior, en la cual se encuentra completado este pozo tiene un alto porcentaje de minerales arcillosos como la Caolinita e Illita, los cuales pueden estar generando dispersión de arcillas dentro de la formación y en consecuencia estar reduciendo la presión de fondo fluyendo como lo muestra la tendencia.

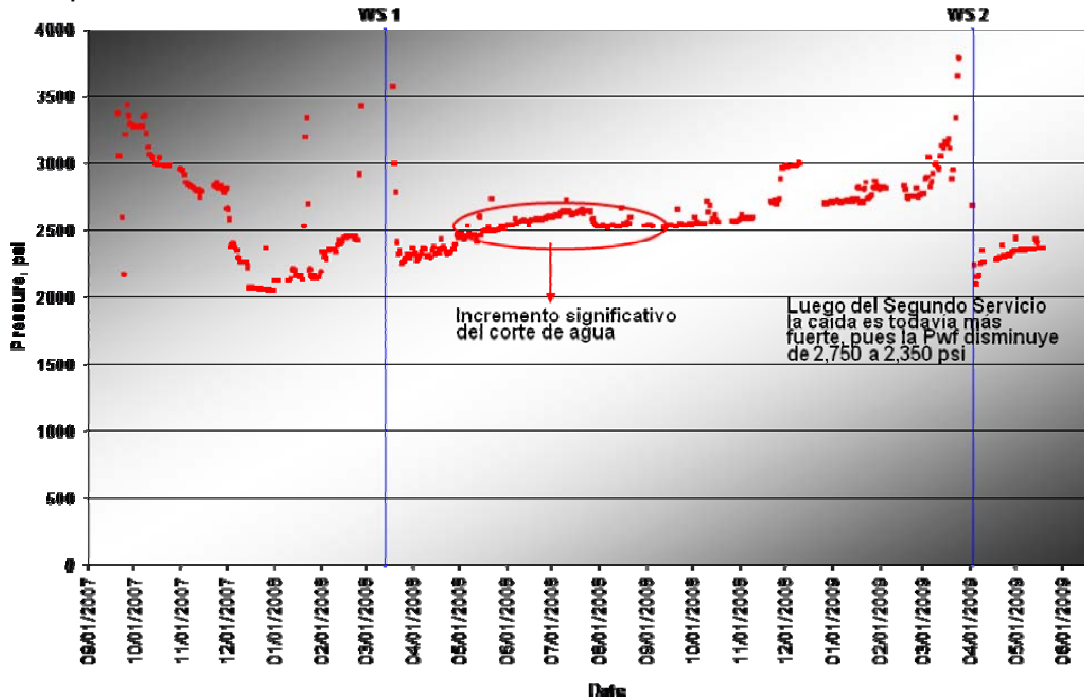
Figura 23. Gráfico histórico de la Presión de Fondo Fluyendo para el pozo C del campo Caricare.



La Figura 23 evidencia claramente que luego de haber realizado el primer Well Service disminuye notoriamente la presión de fondo fluyendo del pozo, la cual nunca alcanza a llegar al régimen en el cual estaba antes de realizarse el primer servicio, además puede observarse que después del mes de Octubre de 2008 la presión de fondo fluyendo desciende a un valor inferior de 2000 psi luego de haber iniciado su producción con una presión de 2800 psi.

Este pozo arrancó mal desde sus inicios de vida productiva ya que la presión de fondo fluyendo empieza a disminuir continuamente probablemente debido a la migración de finos, este problema pudo ser originado ya que la tasa de fluido en el principio fue superior a los 2000 bbls de fluido y el espesor de arena no es tan grueso, la combinación de estos dos factores provocan un flujo turbulento que es el encargado de arrastrar las partículas arcillosas que tienen alta tendencia de migrar.

Figura 24. Gráfico histórico de la Presión de Fondo Fluyendo para el pozo D del Campo Caricare.



La figura 24 evidencia que el pozo fue afectado gravemente después de la segunda intervención realizada en el mismo, generando una caída de presión de 400 psi en la presión de fondo fluyendo.

La reducción en la presión probablemente pudo ser originada debido a que éste es el pozo al cual se le inyectó la mayor cantidad de barriles de fluido con la técnica de Bullheading (1539 bbls entre salmuera y agua fresca), por ende es el pozo que tiene el mayor radio de invasión lo que aumenta la sensibilidad de la formación y la tendencia de las arcillas nativas a migrar dentro de la formación y empezar a generar puenteo interno, en consecuencia se reduce la permeabilidad de la formación y la caída de presión aumentará, ya que para sacar una misma cantidad de fluidos deberá forzar aún más la formación. La combinación de estos factores afecta directamente la capacidad de aporte del pozo, es decir que generará una reducción significativa en el índice de productividad.

Para complementar la información presentada previamente se presentan detalles operacionales de la técnica Bullheading implementada en Nuevos Campos, la cual consiste en inyectar un fluido de control a presión dentro de la formación para regresar el fluido proveniente de los pozos, pues estos tienen un excelente soporte de presión y es muy fácil que se vengán en flujo natural cuando se está realizando en ellos cualquier servicio. (Ver detalles operacionales en las tablas 8, 9, 10 y 11)

Tabla 8. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo A

Fecha	Evento	Fluido de control	Peso (ppg)	Volumen inyectado (Bbl)	Velocidad de inyección (bb/min)	Presión de inyección (psi)
5-Aug-07	Servicio	Salmuera KCl	8,50	150	2,8	800-1200
25-Aug-08	Servicio	Agua fresca	8,33	100		
				250		

Fuente: Open Wells, software del departamento de Operaciones de Llanos Norte, Occidental de Colombia, INC.

Tabla 9. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo B

Fecha	Evento	Fluido de control	Peso (ppg)	Volumen inyectado (BB)	Velocidad de inyección (bb/min)	Presión de inyección (psi)
16-Apr-07	Rediseño	Salmuera KCl	8,50	150	1,8	1.350
30-Aug-08	Servicio	Agua fresca	8,33	450	3,5	
				600		

Fuente: Open Wells, software del departamento de Operaciones de Llanos Norte, Occidental de Colombia, INC.

Tabla 10. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo C

Fecha	Evento	Fluido de control	Peso (ppg)	Volumen inyectado (BB)	Velocidad de inyección (bb/min)	Presión de inyección
7-Apr-07	Servicio	Agua fresca	8,33	180	2	800-1100
		Salmuera KCl KCl	8,40	75	1,8	500-1500
21-Aug-08	Servicio	Salmuera KCl KCl	8,60	634	2 - 0.6	500-1000
		Salmuera KCl KCl	8,70	100	0.4 - 1.2	900-1300
		Salmuera KCl KCl	8,70	300	0.4 - 1.2	900-1300
26-Aug-08	Servicio	Salmuera KCl KCl	8,70	100	0,6	1000-1200
		Salmuera KCl KCl	8,70	300	0,6	1000-1200
				1509		

Fuente: Open Wells, software del departamento de Operaciones de Llanos Norte, Occidental de Colombia, INC.

Tabla 11. Resumen de los detalles operacionales para la intervención en el pozo D

Fecha	Evento	Fluido de control	Peso (ppg)	Volumen inyectado (BB)	Velocidad de inyección (bb/min)	Presión de inyección
11-Mar-08	Servicio	Salmuera KCl KCl	8,70	300	2.4 - 1.3	750
28-Mar-09	Servicio	Agua fresca	8,33	175	0,25	1600-1800
		Agua fresca	8,33	149	0,25	2.000
		Agua fresca	8,33	602	0,25	2.700
		Agua fresca	8,33	313	0,6	2.000
				1539		

Fuente: Open Wells, software del departamento de Operaciones de Llanos Norte, Occidental de Colombia, INC.

Estas tablas muestran la fecha en la que se hizo la intervención del pozo, la densidad de la salmuera utilizada, el volumen de salmuera inyectado, la velocidad de inyección y presión de inyección.

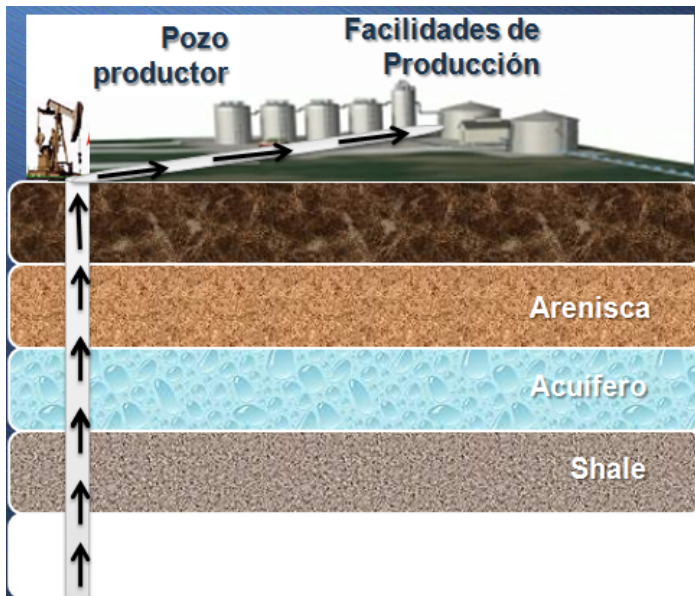
Los detalles operacionales relevantes de los servicios realizados en los pozos del Campo Caricare se muestran a continuación:

- **POZO A:** Se inyectaron 150 bbls de salmuera y 100 bbls de agua fresca, 250 bbls totales de un fluido externo que entra a la formación.
- **POZO B:** Se inyectaron 150 bbls de salmuera y 450 bbls de agua fresca, 600 bbls totales de un fluido externo que entran a la formación.
- **Pozo C:** Se inyectaron 1,509 bbls de salmuera y 180 bbls de agua fresca, 1,689 bbls totales de un fluido externo que entran a la formación.
- **POZO D:** Se inyectaron 300 bbls de salmuera y 1,239 bbls de agua fresca, 1,539 bbls totales de un fluido externo que entran a la formación.

4.2 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN ETAPAS TEMPRANAS Y TARDÍAS DE PRODUCCIÓN

El índice de productividad es una medida de la capacidad que tiene cada pozo para aportar fluidos a la superficie; cuando un pozo es afectado por cualquier mecanismo de daño de formación su potencial es afectado directamente, motivo por el cual una de las maneras de comprobar si hay daño de formación es identificar porcentajes de reducción en el índice de productividad.

Figura 25. Representación para el índice de productividad de un pozo



$$IP = \frac{Q}{[Pr - P_{wf}]} *$$

Fuente: Diseño de Miguel Amaya. Modificada por la autora.

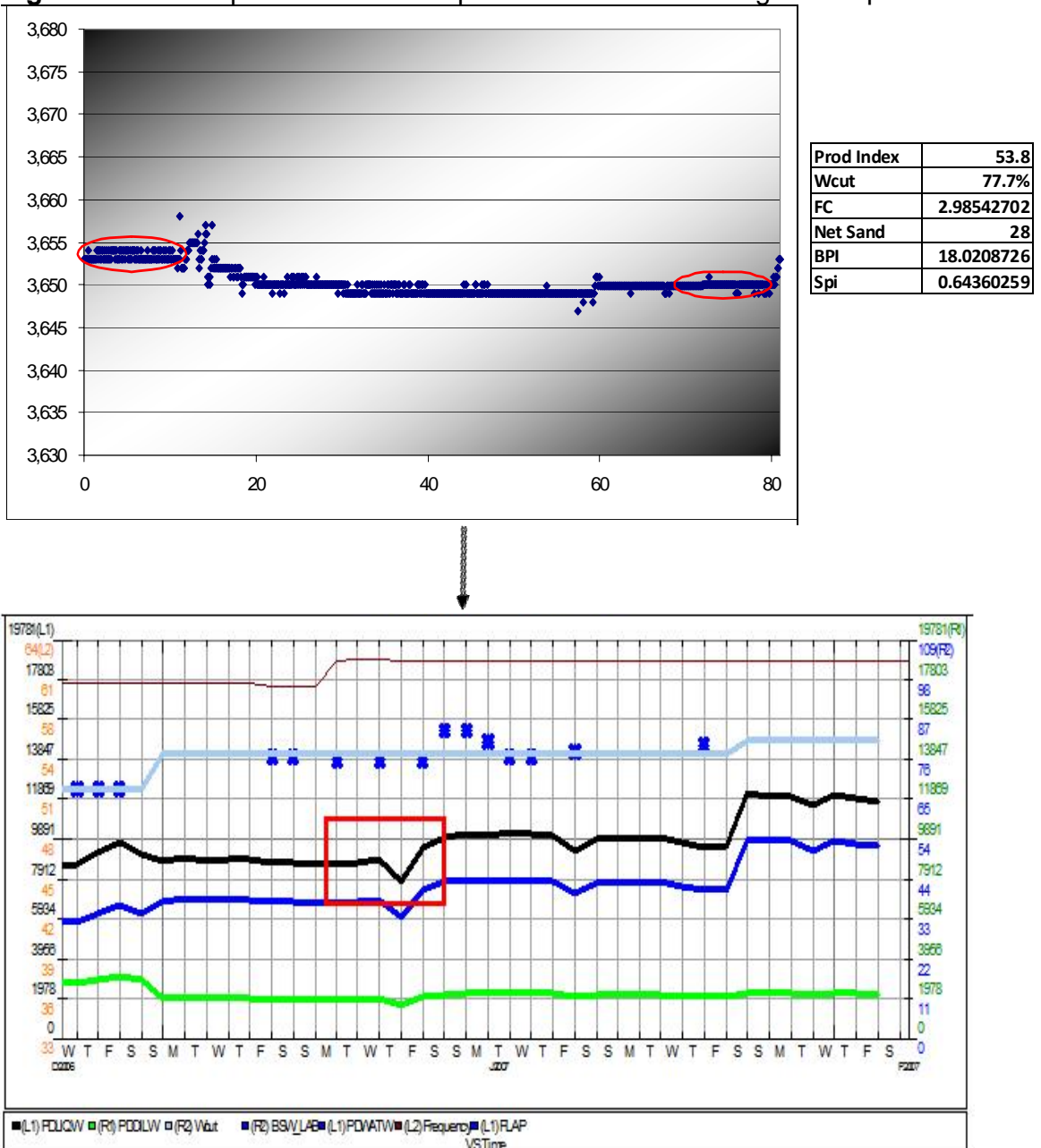
Si se considera que el fluido aportado por el pozo es monofásico la expresión utilizada para obtener el índice de productividad es la que se muestra en la ecuación *.

Para el cálculo de índices de productividad fueron seleccionados periodos de tiempo representativos en producción, los cuales se presentan en las siguientes Figuras siguientes elaboradas para los pozos A, B, C y D.

4.2.1 Pozo A

- **Primer periodo de tiempo seleccionado:** Del 9 al 12 de Enero de 2007 antes del 1er Servicio. Drawdown correspondiente a un aumento de caudal.

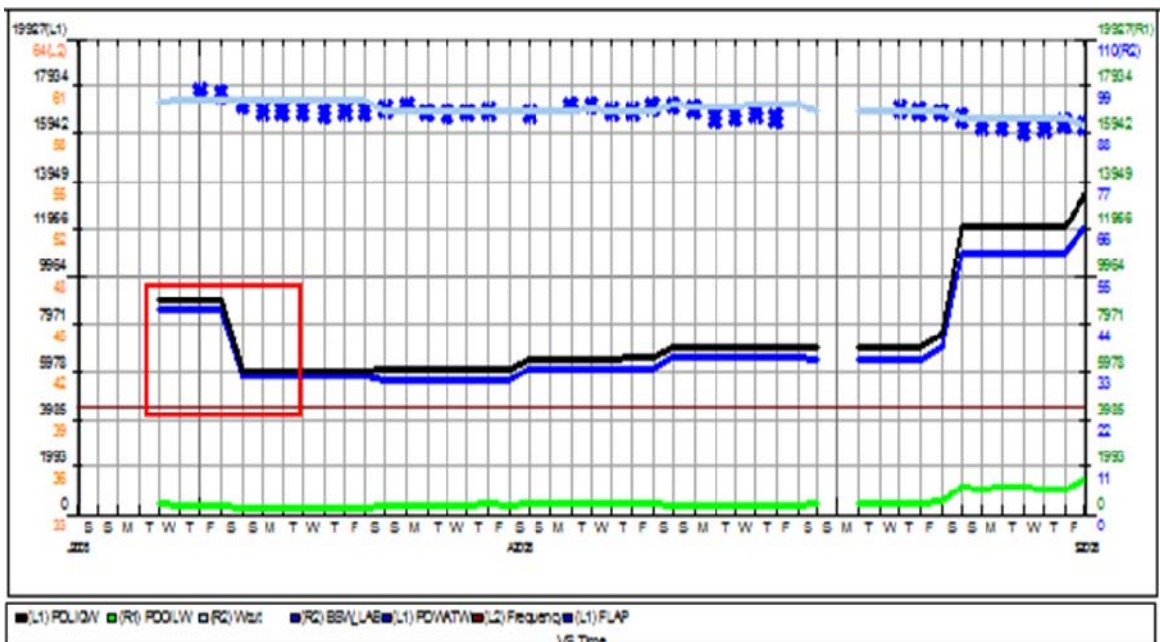
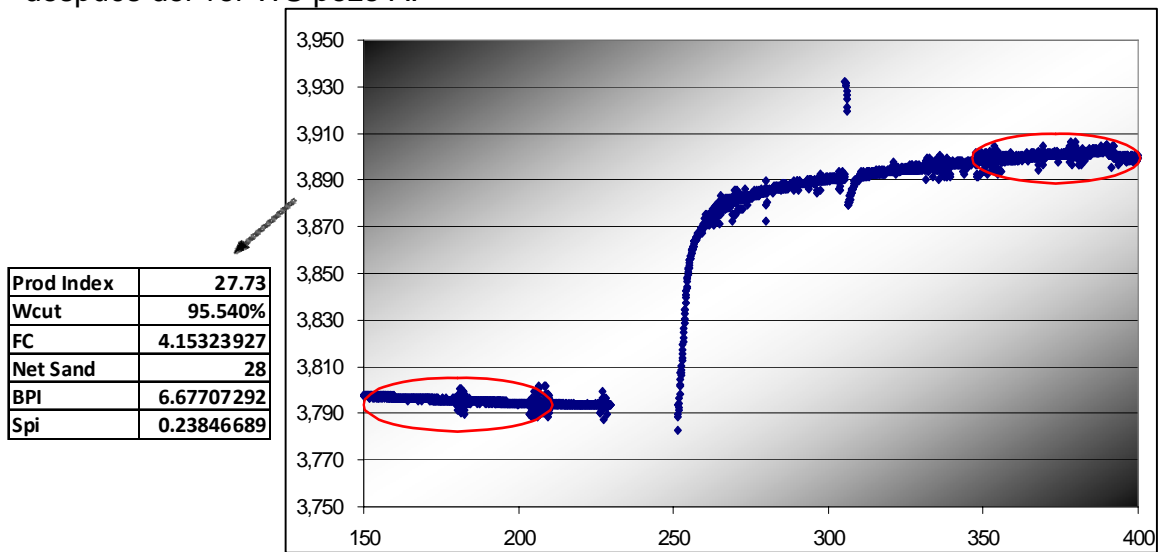
Figura 26. Primer periodo analizado para el cálculo del IP original del pozo A



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

- **Segundo periodo de tiempo seleccionado:** Del 30 de Julio al 5 de Agosto de 2008 después del primer Servicio. Build Up correspondiente a una disminución de caudal.

Figura 27. Segundo periodo de tiempo seleccionado para el cálculo del IP después del 1er WS pozo A.

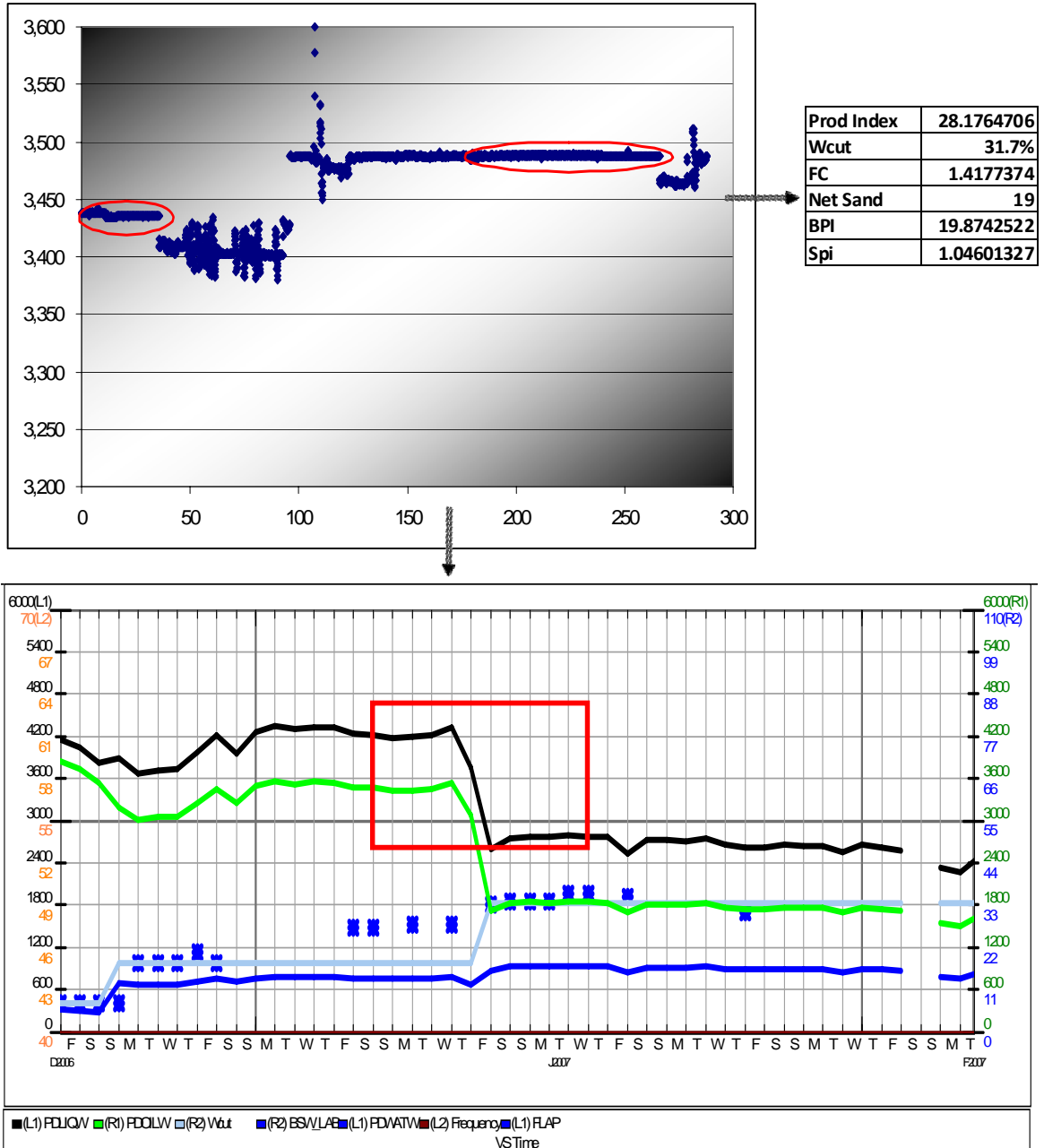


Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

4.2.2 Pozo B

- **Primer periodo seleccionado:** Del 10-19 Enero 2007. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad inicial del pozo B.

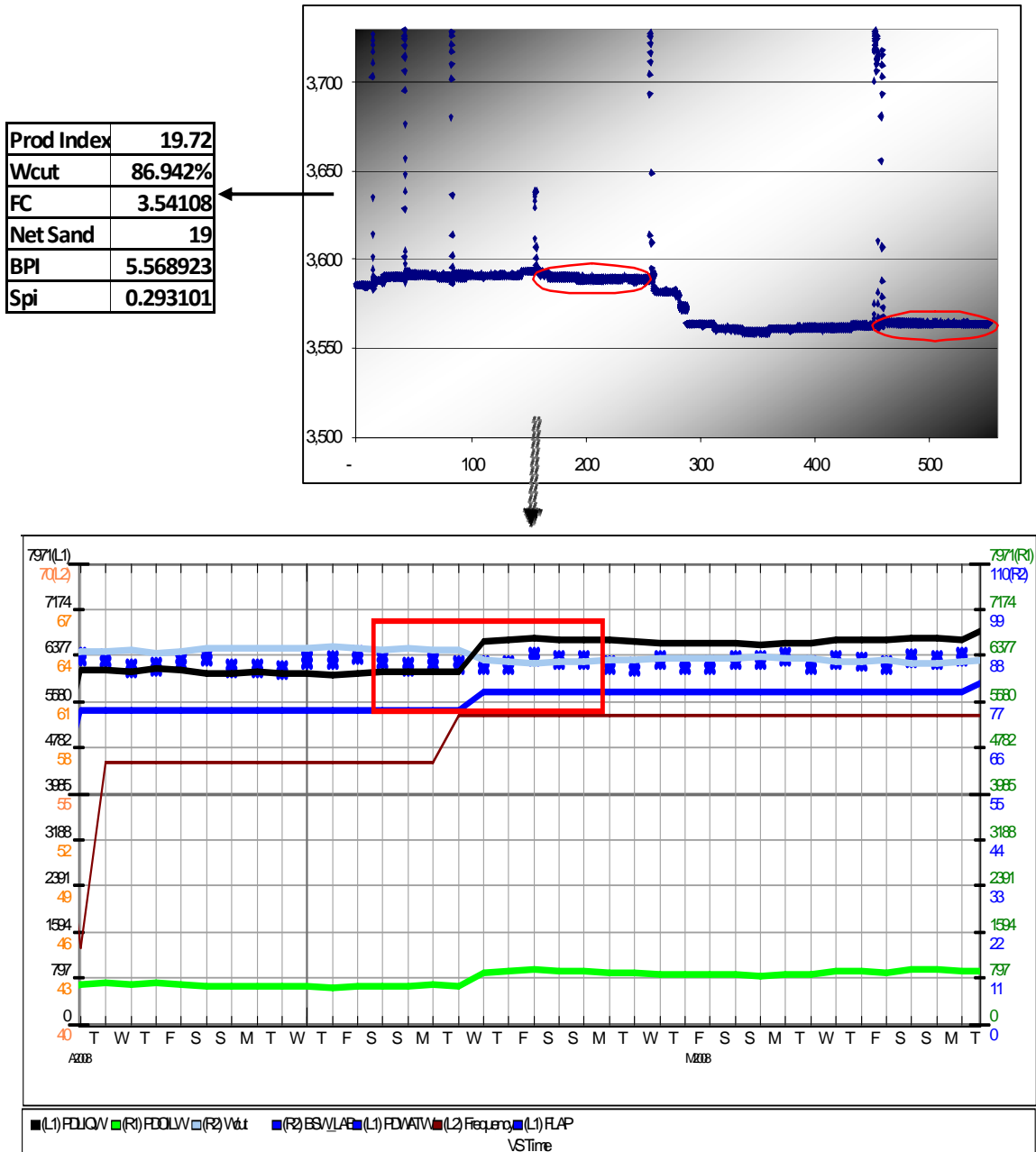
Figura 28. Cálculo del índice de productividad del pozo B antes de intervenciones



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

- **Segundo Periodo seleccionado.** Del 6 Mayo al 18 Mayo 2008. Después del Rediseño

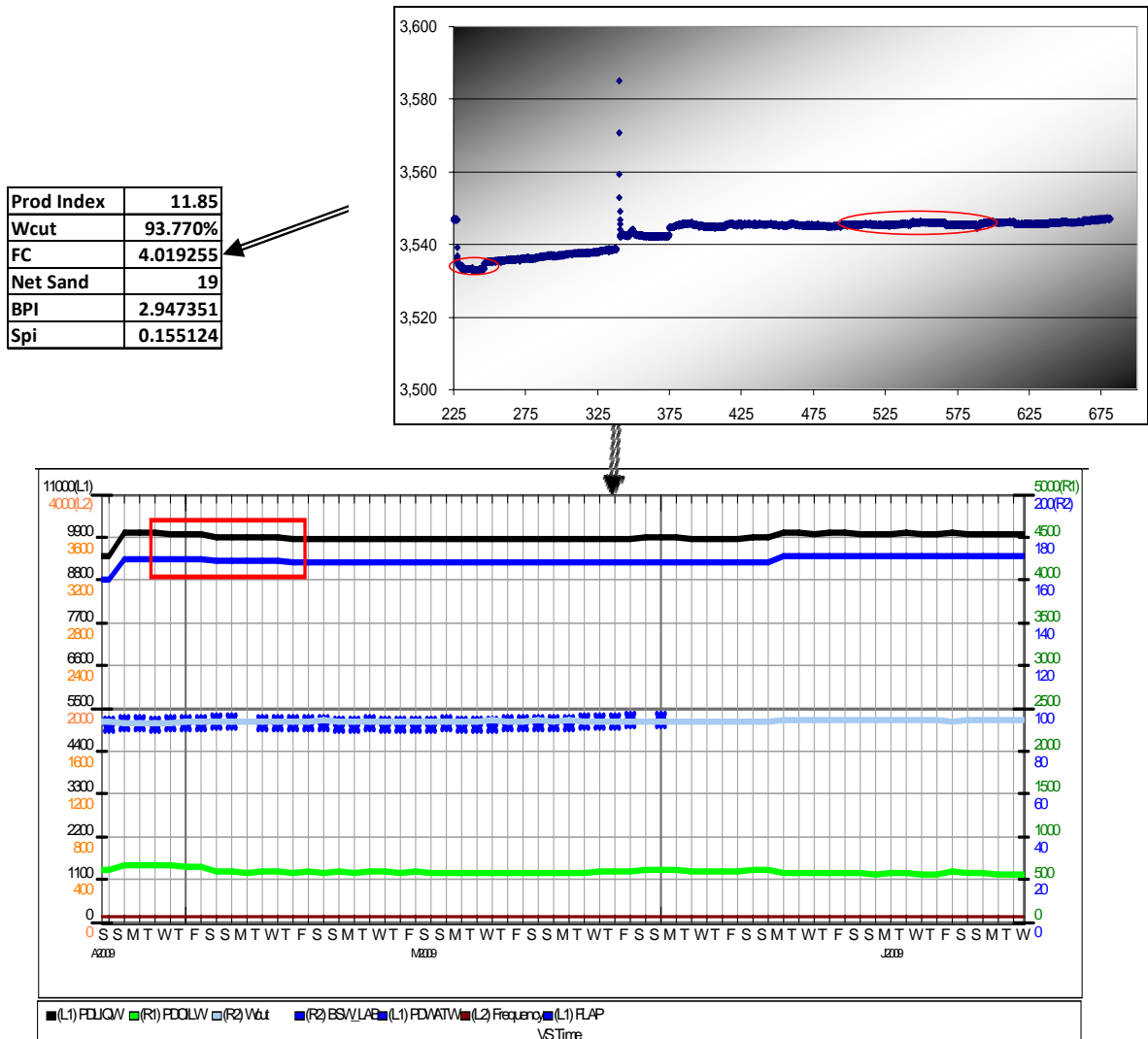
Figura 29. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo B después de haber realizado el Rediseño.



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

- **Tercer Periodo seleccionado.** Del 27 Abril – 10 Mayo de 2009. Después del Segundo Servicio realizado en el pozo B.

Figura 30. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo B después del segundo servicio.



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

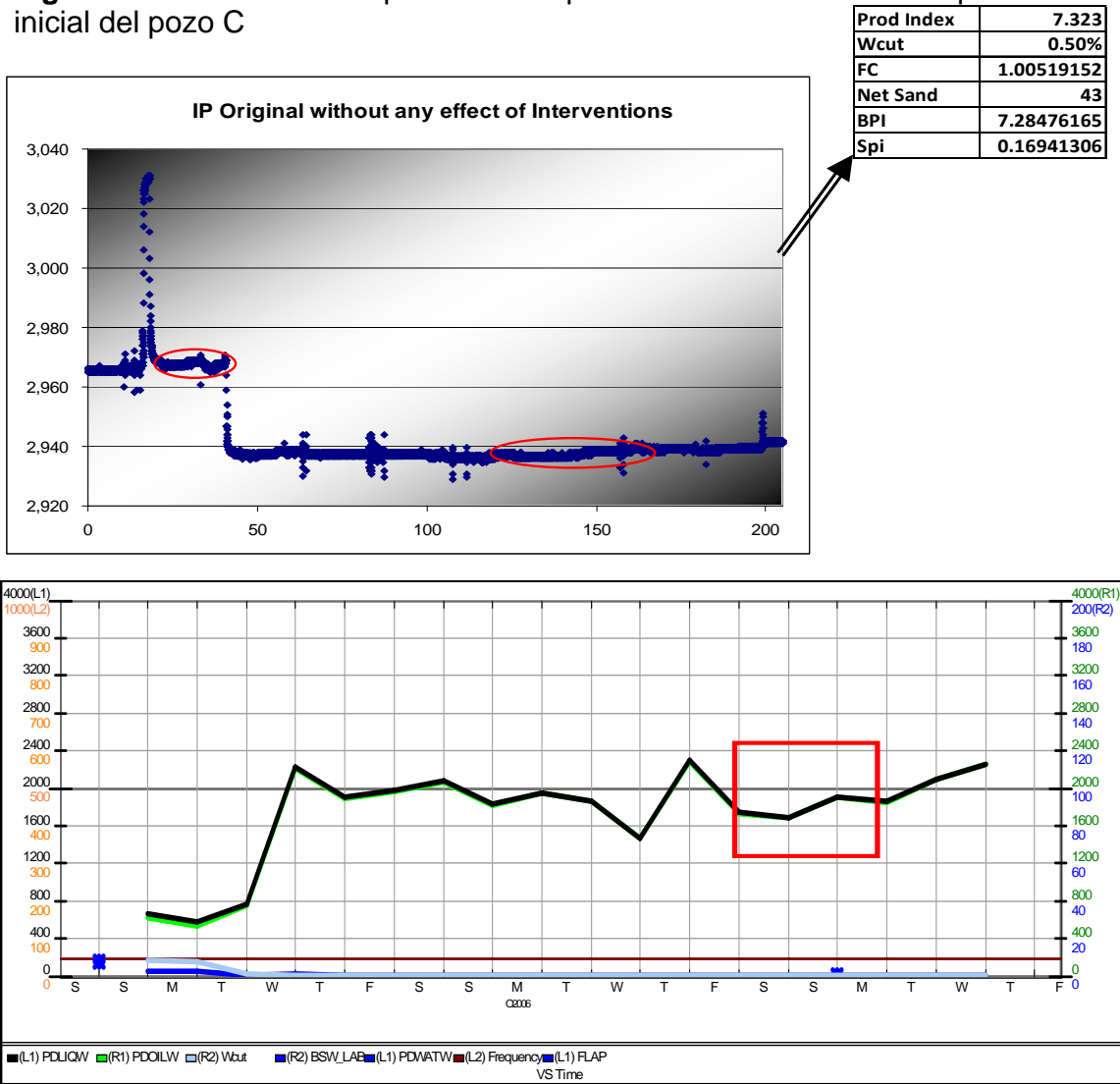
El cambio en los índices de productividad nuevamente es más significativo después del primer servicio realizado en el pozo, pues el índice de productividad básico pasa de un valor de 19.87 a un valor de 5.57.

4.2.3 Pozo C

Este pozo junto con el pozo D son los que más han sufrido invasión del fluido de control, pues las cantidades inyectadas son exageradamente altas y en consecuencia el radio de invasión de estos pozos debe ser mayor al radio de los pozos A y B.

- **Primer periodo seleccionado.** Del 15 al 20 Octubre 2006. Antes del Primer Servicio

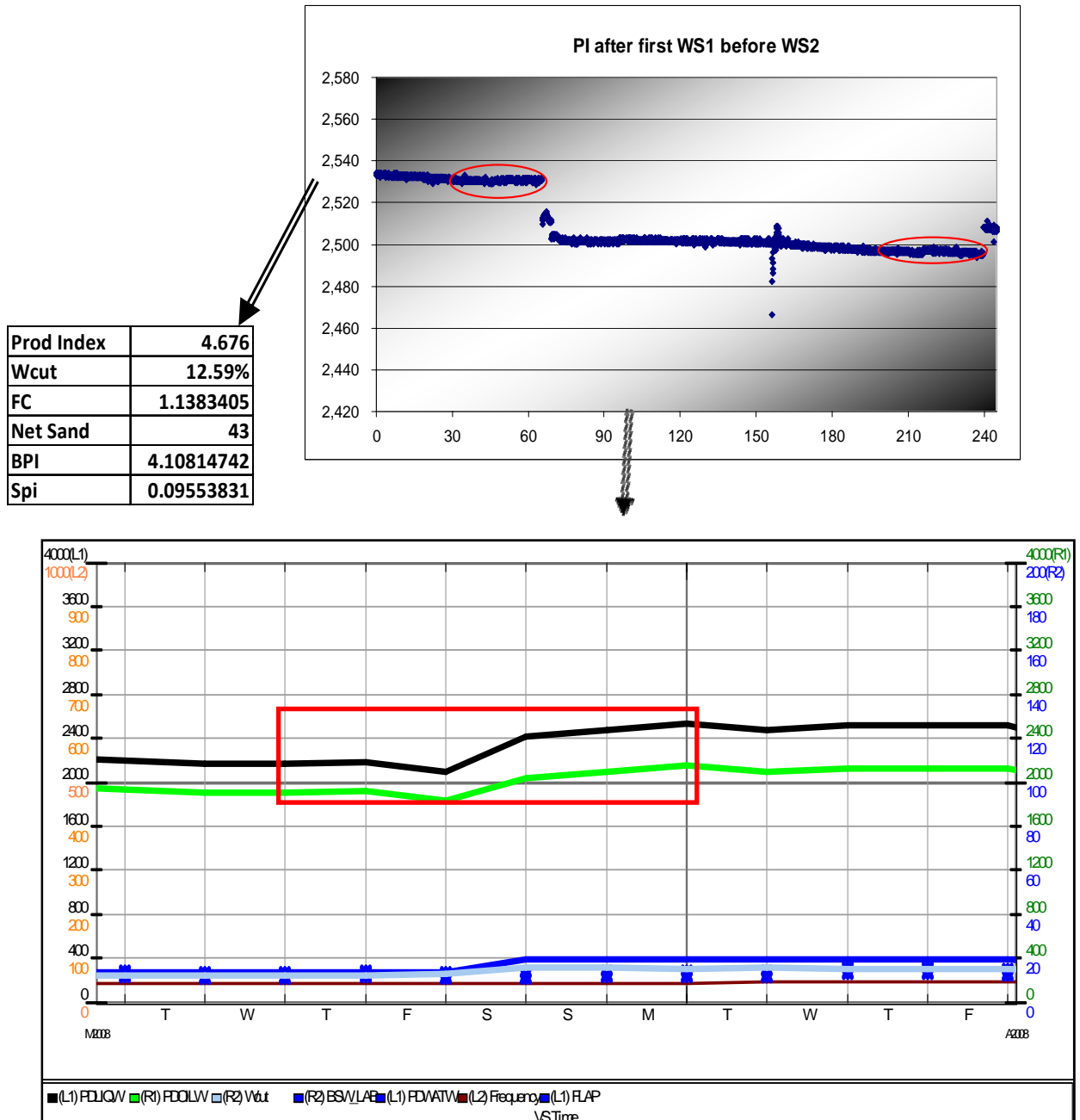
Figura 31. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad inicial del pozo C



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

- **Segundo Periodo seleccionado.** Del 22 al 30 Marzo 2008. Después del Primer Servicio y antes del Segundo Servicio.

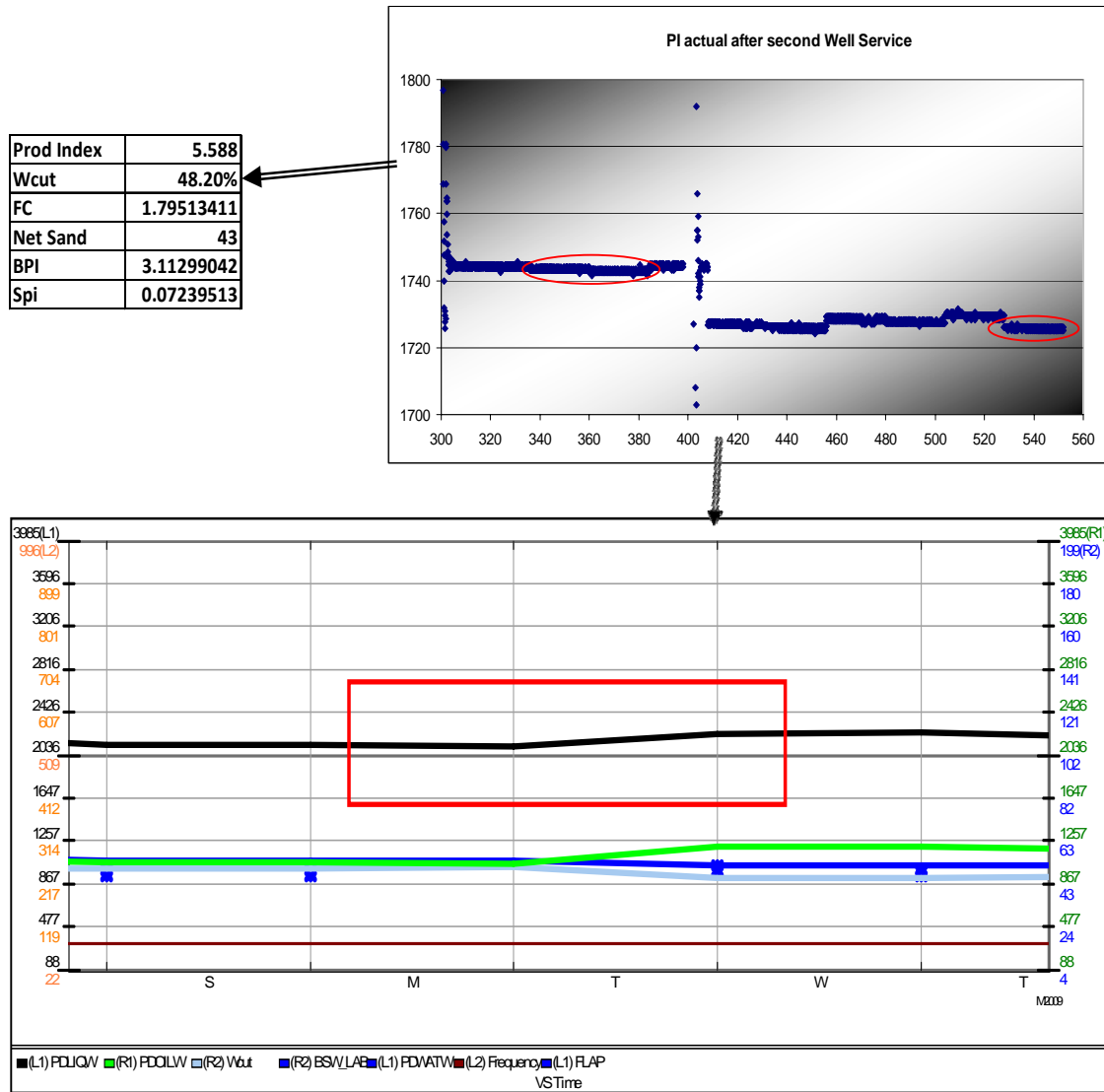
Figura 32. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo C, después del Primer Servicio y antes del Segundo Servicio.



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

- **Tercer Periodo seleccionado.** Del 3 al 11 de Mayo de 2009. Después del Segundo Servicio

Figura 33. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo C después del Segundo Servicio.



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

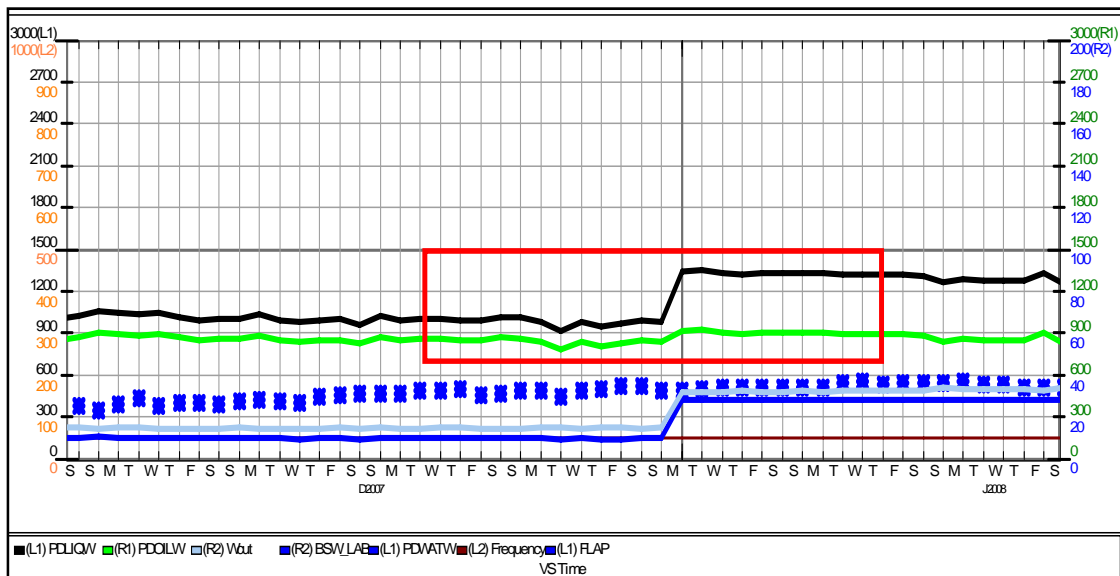
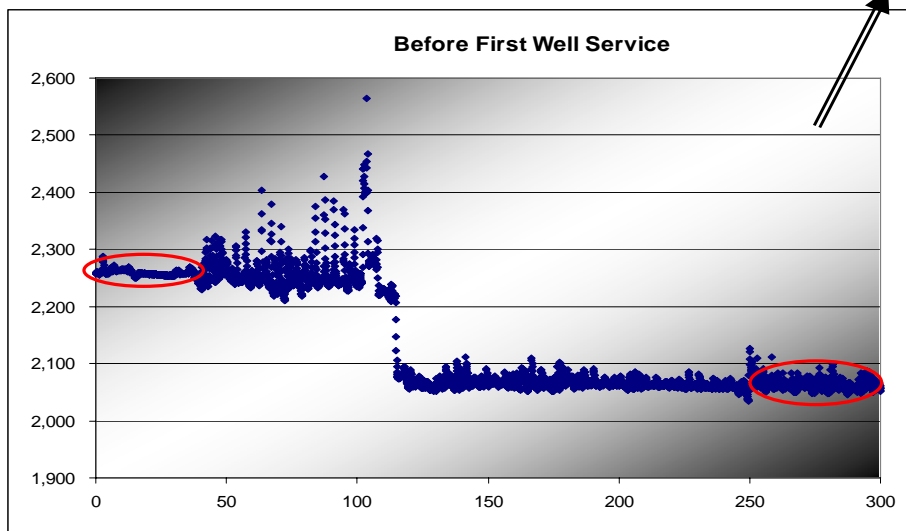
El índice de productividad de este pozo se reduce a un valor final que es menor a la mitad, por tanto el daño de formación debe estar afectado por varios factores que están aumentando su valor.

4.2.4 Pozo D

- **Primer periodo seleccionado.** Del 10 Diciembre 2007 al 2 Enero 2008. Después del IC, antes de cualquier intervención.

Figura 34. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad inicial del pozo D.

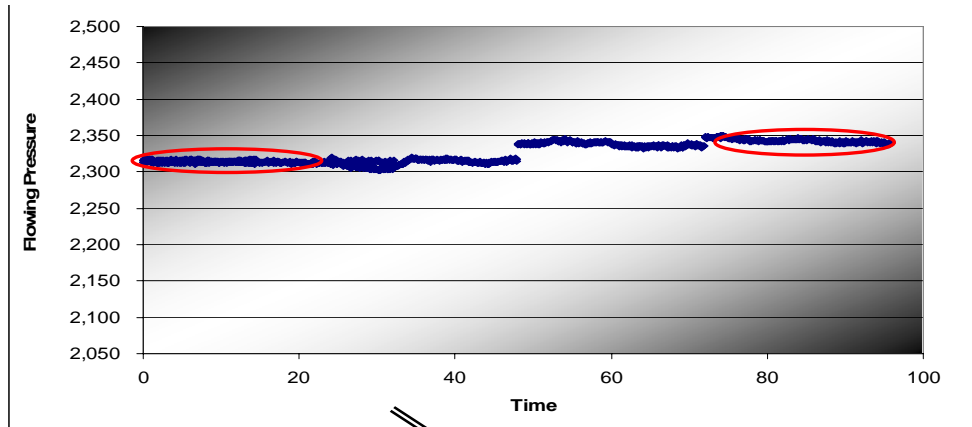
Prod Index	1.81443299
Wcut	16.66%
FC	1.18853337
Net Sand	8
BPI	1.5266151
Spi	0.19082689



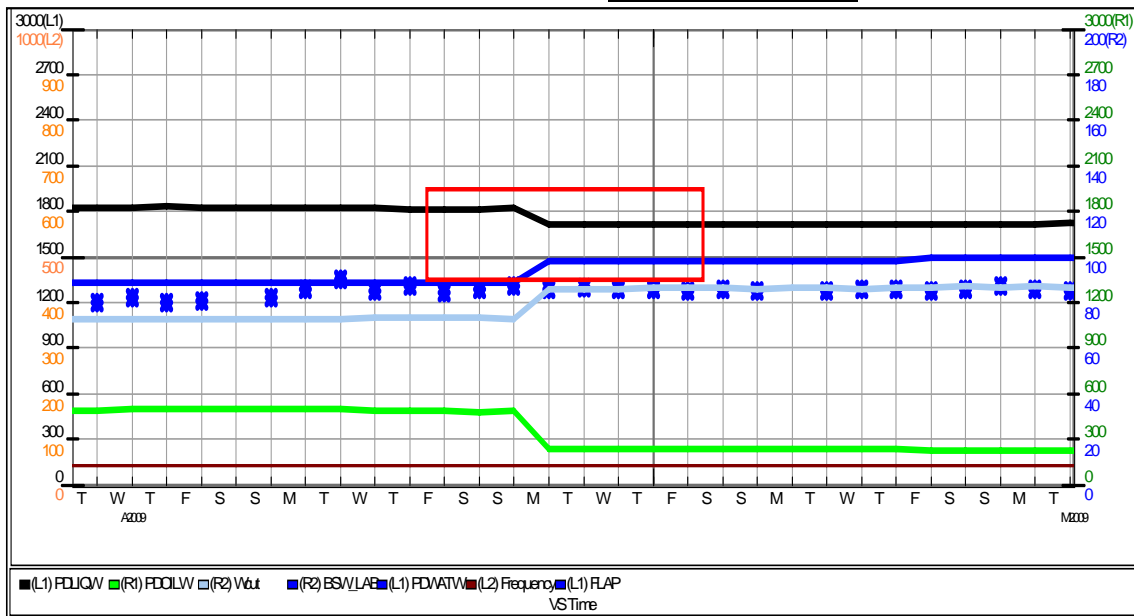
Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

- **Segundo Periodo seleccionado.** Del 26 al 29 Abril 2009. Después del segundo servicio.

Figura 35. Periodo de tiempo analizado para el cálculo del índice de productividad del pozo D actualmente.



Prod Index	2.757576
Wcut	79.60%
FC	3.091228
Net Sand	8
BPI	0.892065
Spi	0.111508



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System)

5. RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.1 REDUCCIÓN PORCENTUAL DE LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD CALCULADOS Y CÁLCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN.

Luego de realizar el análisis de los datos provenientes de los gráficos realizados en la fase de Modelamiento los resultados preliminares se resumen en la tabla 12.

Tabla 12. Resultados que evidencian las reducciones en los índices de productividad de los pozos completados en Lower Carbonera del Campo Caricare.

Evento	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D
PI original	18,02	19,87	7,28	1,53
Después del 1er Servicio	6,67	5,57	4,11	
% Reducción (Inicial y WS1)	62,99	71,97	43,54	
Después del 2do Servicio	5,92	2,95	3,11	0,89
% de Reducción (WS2 y el inicial)	11,24	47,04	24,33	
% de Reducción (WS2 y el inicial)	67,15	85,15	57,28	41,83

En donde:

El primer porcentaje de reducción calculado es la reducción causada en el índice de productividad con respecto al índice de productividad que se considera como original del pozo.

El segundo porcentaje de reducción causada por un daño adicional generado a partir de la realización del segundo servicio, es decir el porcentaje de reducción entre el índice de productividad obtenido luego del primer servicio y el que se obtiene luego del segundo servicio.

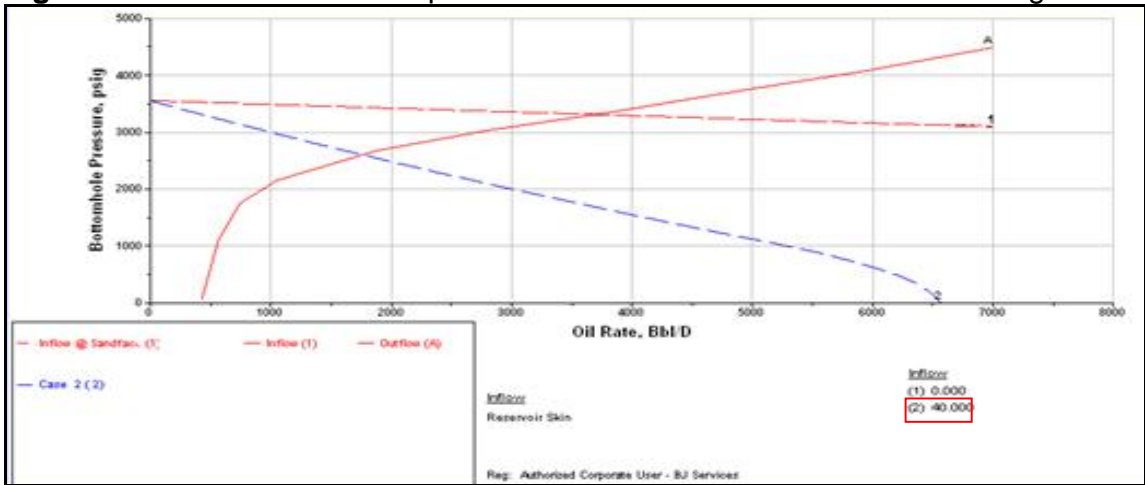
El último porcentaje de reducción es el calculado entre el índice de productividad actual (luego de la realización de los dos o tres servicios) y el índice de productividad que se considera original para el pozo.

Ahora que ya se tiene la evidencia de daño de formación, el siguiente paso es identificar los mecanismos de daño que afectan la productividad.

Estos resultados pueden confirmarse con los resultados obtenidos a partir del simulador de análisis nodal, con el cual se obtuvo un valor estimado del S antes y después de las intervenciones realizadas en cada pozo, se muestran los pantallazos provenientes del simulador para los pozos C y D.

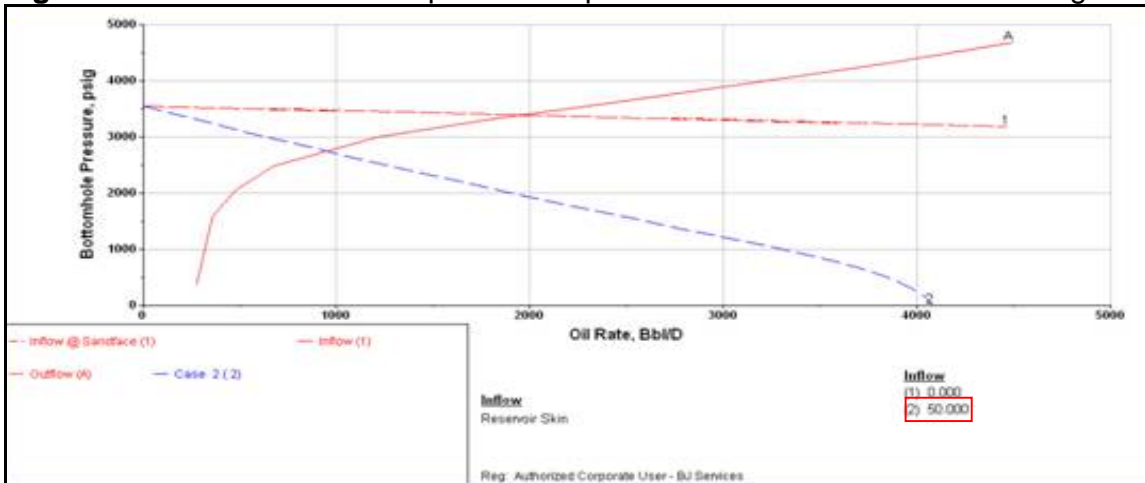
5.1.1 Análisis de daño de formación para el pozo C

Figura 36. Cálculo del S en el pozo C antes de la intervención “Bullheading”



Fuente: *Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC*

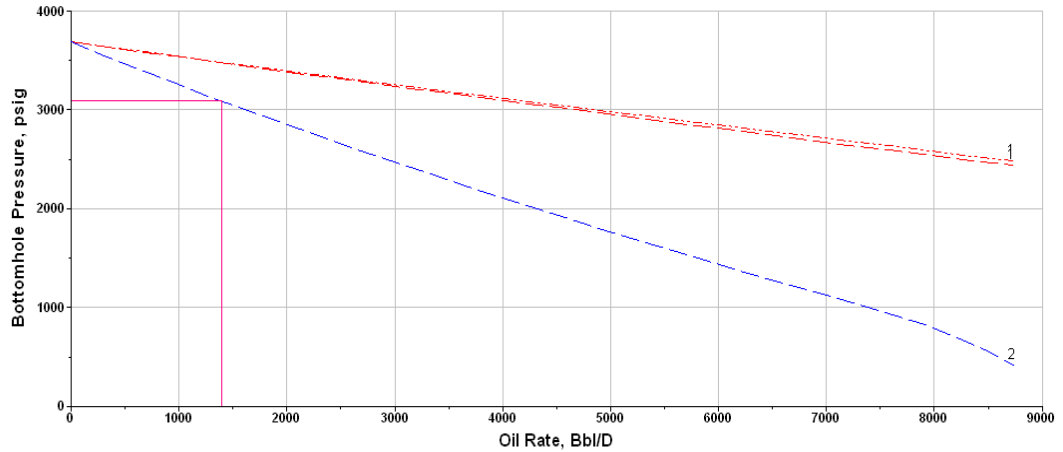
Figura 37. Cálculo del S en el pozo C después de la intervención “Bullheading”



Fuente: *Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC*

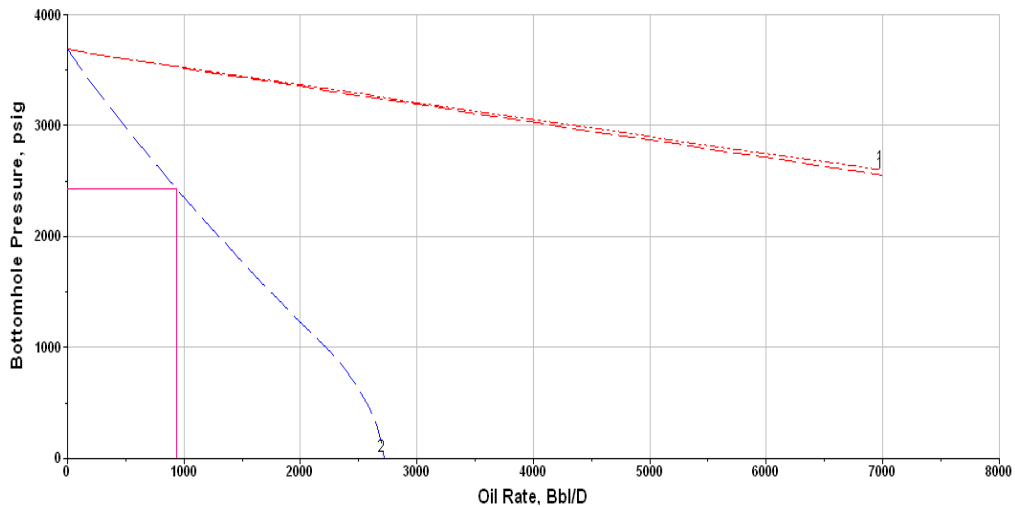
5.1.2 Análisis de daño de formación para el pozo D

Figura 38. Cálculo del S antes de la intervención “Bullheading” (S=10)



Fuente: *Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC*

Figura 39. Cálculo del S antes de la intervención “Bullheading” (S=40)



Fuente: *Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC*

5.2 SIMILITUD ENTRE LOS POZOS QUE PRESENTAN DAÑO

Los pozos del Campo Caricare anteriormente presentados tienen daño de formación y es importante resaltar que todos ellos tienen características similares como por ejemplo:

- Están completados en arenas de Lower Carbonera y se les ha hecho control de pozos a través de Bullheading, técnica que implica poner en contacto los fluidos de la formación con fluidos externos a ella y que podrían ser no compatibles, eso unido a la presión a la cual debe ser inyectado el fluido para controlar el pozos son dos factores que podrían estar generando daño de formación.
- Tanto la unidad M1 como M2 mostraron presencia de Caolinita en un porcentaje del 75% de los minerales accesorios de las muestras.

Resumen de las Condiciones actuales de los pozos

Tabla 13. Resumen de las Condiciones actuales de los pozos

Pozo	Arena	Complet inicial	WS#1	WS#2	PRODUCCIÓN ACTUAL		
					BFPD	% BSW	BOPD
CC-06	M2A; M2B	6-Aug-06	7-Aug-07	6-Dec-08	18.303	93,8	1.138
CC-07	M2A	8-Sep-06	18-Apr-07	29-Aug-08	10.208	95	512
CC-08	M1A1	27-Aug-06	10-Apr-07	30-Aug-08	2.110	50,2	1.051
CC-11	M1A1	20-Sep-07	18-Mar-08	2-Apr-09	2.058	89,2	222

Fuente: DSS, Dynamic Surveillance System, Modificada por el autor

5.3 IDENTIFICACIÓN DEL ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

5.3.1 Daño de formación causado por mezclas de fluidos incompatibles

Cuando se utilizan los fluidos de perforación, completamiento y Workover, entra en contacto un agua invasiva (para este caso es una salmuera de KCl) y las arcillas de la formación, este hecho puede inducir severos problemas de desestabilización de arcillas con consecuencias dramáticas tal como es el hinchamiento de arcillas, el desplazamiento de partículas arcillosas y el entrapamiento de partículas en los caminos porales. Lo que sucede en este caso es una alteración de la salinidad del agua de formación, lo cual termina en un desequilibrio entre el agua de formación y el medio poroso. No es tan fácil aseverar que esto ocurra dentro del yacimiento que forma los pozos de Lower Carbonera, con intención de verificar este mecanismo de daño se realizaron varias pruebas de compatibilidad en la Universidad Nacional de Colombia, sus resultados se discuten a continuación:

5.3.1.1 Permeabilidades antes y después de aplicar agua fresca como fluido de completamiento.

Tabla 14. Características del núcleo 6 proveniente de la Formación Carbonera del pozo D del Campo Caricare.

Núcleo M1A Lower Carbonera	
Profundidad (pies)	9584.3
Porosidad (%)	13
Volumen poroso (cc/min)	5.8
Permeabilidad Abs. (mD)	461

Fuente: Avance prueba de Sensibilidad, Occidental de Colombia, INC

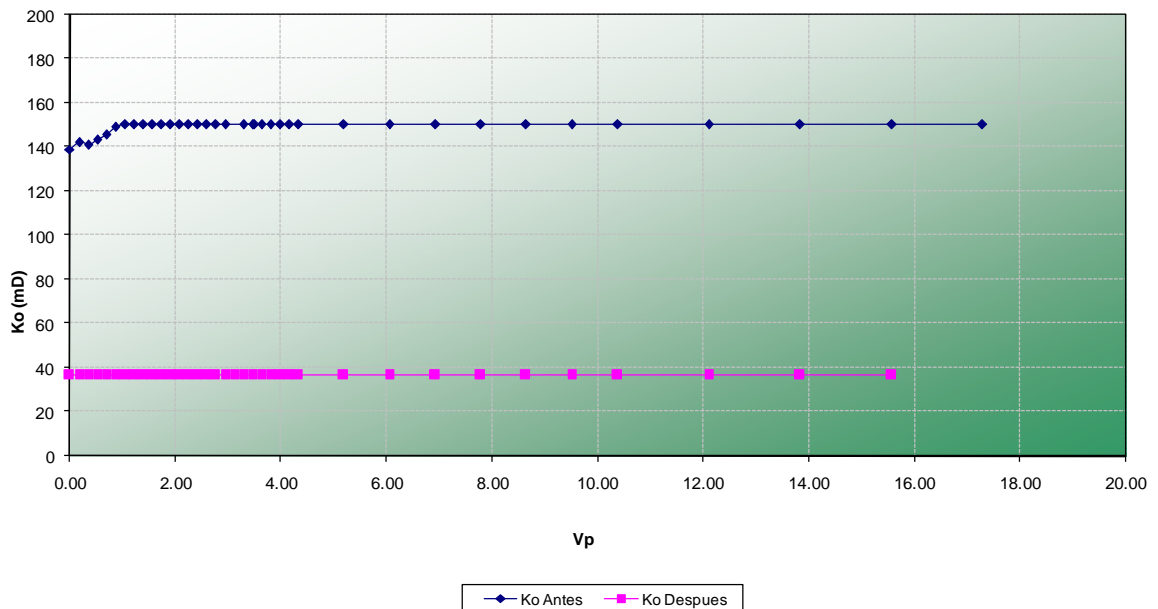
5.3.1.2 Valores de permeabilidad efectiva al aceite antes y después de la inyección de agua fresca como fluido de Completamiento.

Ko antes 150 mD

Ko despues 36 mD

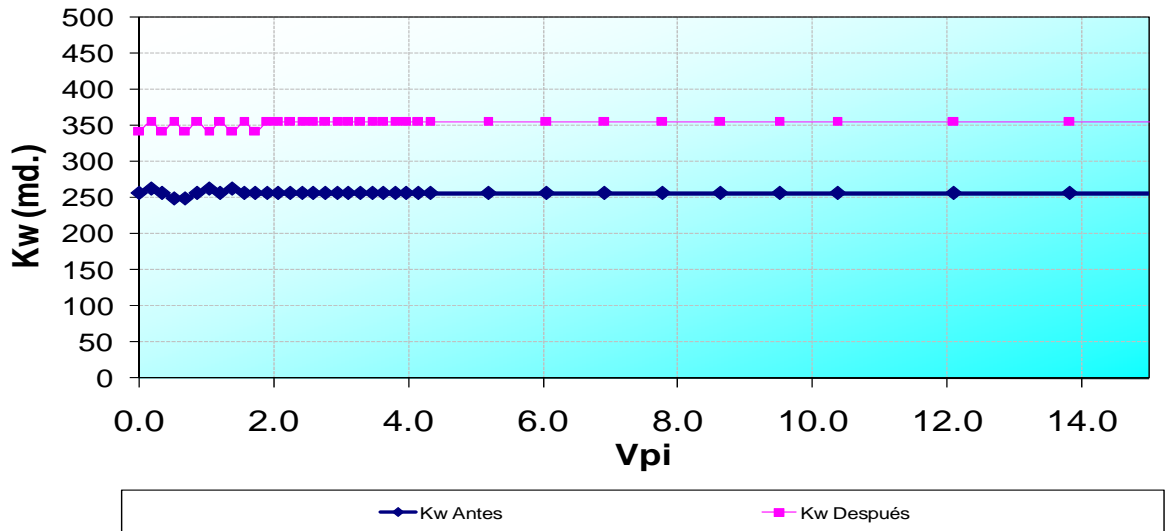
Reducción en Ko 75%

Figura 40. Permeabilidad Efectiva al aceite para el núcleo 6 de la unidad M1 del Campo Caricare antes y después de la inyección de agua fresca como fluido de completamiento.



Fuente: Avance prueba de Sensibilidad, Occidental de Colombia, INC

Figura 41. Permeabilidad Efectiva al agua para el núcleo 6 de la unidad M1 del Campo Caricare antes y después de la inyección de agua fresca como fluido de completamiento.



Fuente: Avance prueba de Sensibilidad, Occidental de Colombia, INC

5.3.1.3 Valores de permeabilidad efectiva al aceite antes y después de la inyección de agua fresca como fluido de Completamiento.

Kw antes 256 mD

Kw despues 354 mD

Aumento en Kw 36%

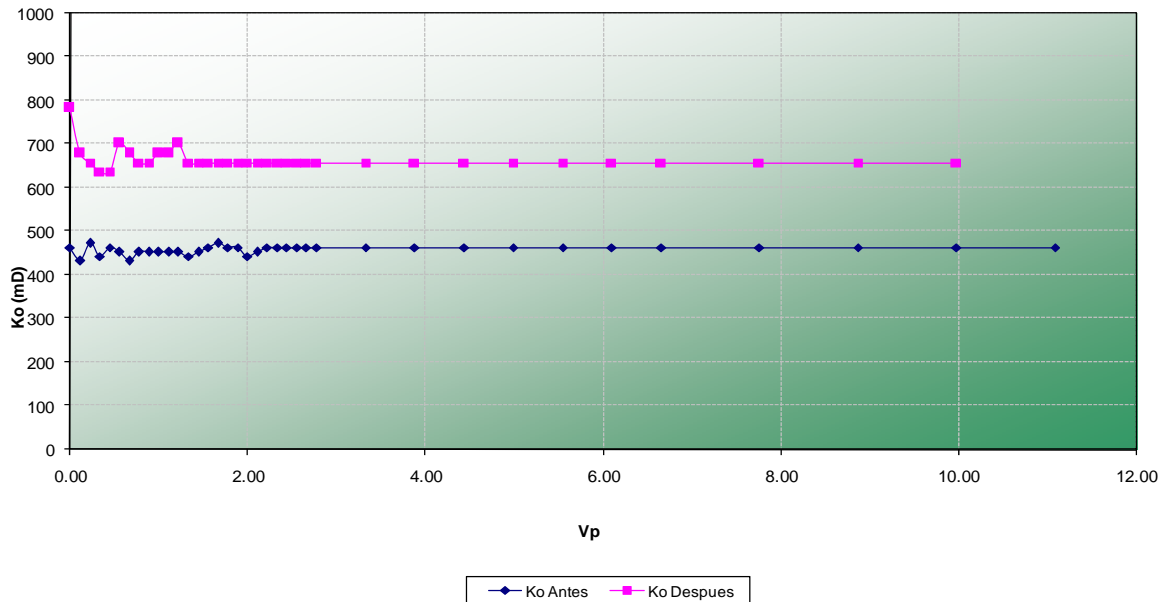
Permeabilidades antes y después de aplicar salmuera de KCl al 2% como fluido de completamiento.

Tabla 15. Características del núcleo proveniente de la Formación Carbonera del pozo D Campo Caricare.

Núcleo M1A lower Carbonera	
Profundidad (pies)	9579.2
Porosidad (%)	18
Volumen poroso (cc/min)	9
Permeabilidad Abs. (mD)	1290

Fuente: Avance prueba de Sensibilidad, Occidental de Colombia, INC

Figura 42. Permeabilidad Efectiva al aceite para el núcleo de la unidad M1 del Campo Caricare antes y después de la inyección de salmuera de KCl al 2% como fluido de completamiento.



Fuente: Avance prueba de Sensibilidad, Occidental de Colombia, INC

El interrogante generado luego de haber obtenido los resultados de la prueba de sensibilidad realizada por parte de la Universidad Nacional es si hay un flujo de finos humectables al aceite, el cual será confirmado con la realización de otras pruebas adicionales de sensibilidad.

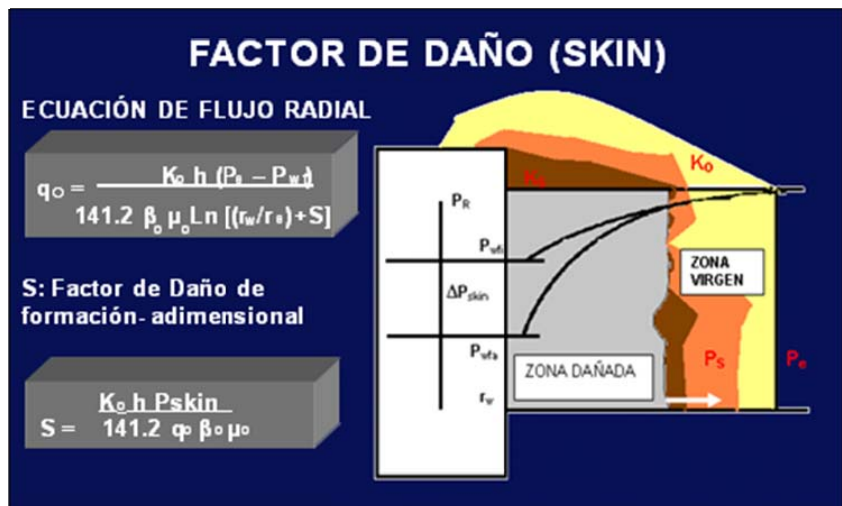
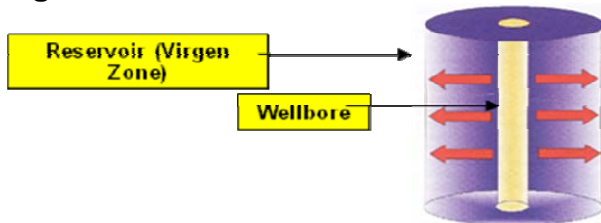
Para sacar conclusiones referentes a la elección del mejor fluido de control es necesario obtener los resultados completos del estudio de sensibilidad realizados, hasta el punto en el cual hemos realizado el estudio sólo puede decirse que el fluido que se utilizó para controlar el pozo (agua fresca) efectivamente está causando una reducción en la permeabilidad de la formación.

5.3.2 Daño de formación orinado por la Migración de Finos

La migración de finos es un mecanismo de daño mecánico en el cual las partículas finas presentes en el medio poroso pueden desprenderse y migrar generando taponamiento. Estas partículas se encuentran libres para migrar a través de los poros a través de los fluidos producidos, estas partículas se quedan concentradas en las restricciones de los poros y causan el daño de formación. Este fenómeno puede ocurrir debido a las altas tasas de fluido y su impacto en la productividad dependerá de las características de cada lugar en particular.

En general, el problema puede ocurrir en formaciones bien consolidadas y formaciones no consolidadas desde que los factores que gobiernen el fenómeno de migración sean claramente distinguibles en estos dos contextos. La Figura 43 ilustra el mecanismo de migración de finos

Figura 43. Ilustración del Mecanismo de Migración de Finos

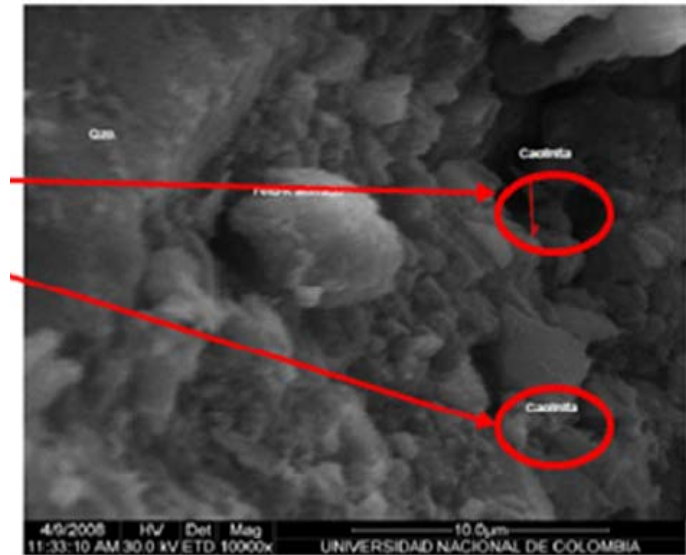


Fuente: *Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC*

La figura 44 muestra evidencias de Caolinita que es un material arcilloso con alta tendencia de migrar dentro de la formación.

Figura 44. Core del pozo WD-03 del Campo Caricare con alto contenido de material fino principalmente Caolinita

Presencia de Caolinita principalmente e Illita en menor proporción.



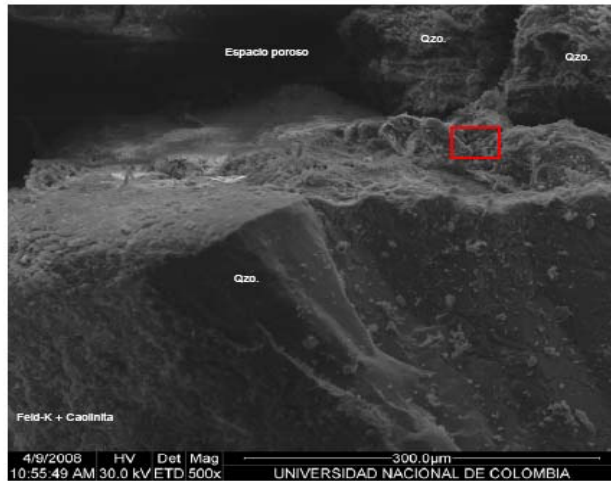
Fuente: Análisis mineralógico del pozo WD-03 del Campo Caricare, Occidental de Colombia, INC

La Cross Section del pozo X del Campo Caricare completado en la unidad M1 y el análisis mineralógico del pozo WD-03 del Campo Caricare completado en la unidad M2 confirman la presencia de la Caolinita e Illita, que son minerales arcillosos que tienen bastante facilidad para realizar el proceso de migración.

El movimiento de finos arcillosos, partículas de cuarzo o materiales similares dentro de la formación se da debido a las fuerzas de tracción durante la etapa de producción del yacimiento. Esto causa que las partículas suspendidas en el fluido de producción hagan puentes cerca a las gargantas de poro de la cara del pozo, reduciendo de esta manera el índice de productividad.

Los finos pueden incluir diferentes materiales tales como arcillas (filosilicatos más pequeños a 4 micrones) y limos (silicatos o aluminosilicatos con tamaños que van desde 4 a 64 micrones) estos pueden observarse en la Figura 45.

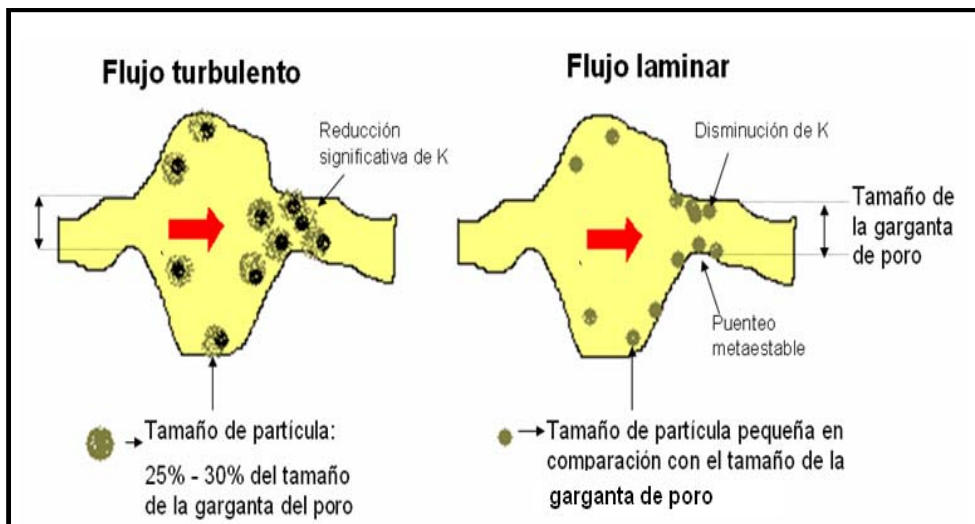
Figura 45. Feldespato de potasio más presencia de Caolinita en el core del pozo WD-03.



Fuente: Análisis mineralógico del pozo WD-03 del Campo Caricare, Occidental de Colombia, INC

Usualmente en régimen turbulento las partículas entre el 25% y 30% de la garganta de poro, tiene potencial para causar reducciones en la permeabilidad, tal como se ilustra en la Figura 46.

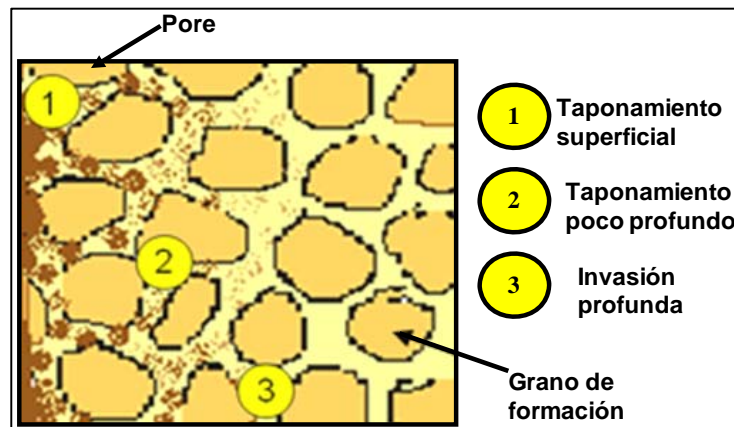
Figura 46. Reducción de la permeabilidad causada por migración de finos en los dos regímenes de flujo.



Fuente: Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC

En condiciones de flujo laminar, la mayoría de partículas pequeñas tienen la capacidad de formar puentes estables generados por partículas que entran a la formación pero pueden ser fácilmente removidos y causar una disminución en la permeabilidad.

Figura 47. Tipos de taponamientos generados por el mecanismo de Migración de Finos



Fuente: *Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC*

5.3.3 Daño causado por depositación de escamas

Hoy en día existen al alcance del público muchos programas para pronosticar la formación de incrustaciones minerales, junto con un número limitado de programas de computación preparados específicamente para la simulación de la composición química de salmueras utilizadas en los campos petroleros.

Estos simuladores permiten pronosticar problemas de incrustaciones que pueden producirse en el futuro, considerando distintos escenarios de comportamiento de yacimientos e invasión de agua. De hecho, cuando se trata de yacimientos nuevos que no tienen antecedentes de problemas de incrustaciones, los modelos químicos son las únicas herramientas disponibles para realizar pronósticos. Sin embargo, los simuladores requieren que los datos de la composición química de los fluidos de formación y agua de inyección sean exactos. Por lo general estos

datos no se encuentran disponibles, pero conviene obtenerlos para poder realizar pronósticos más precisos con respecto a la formación incrustaciones minerales.

Para este caso en Nuevos Campos las simulaciones fueron desarrolladas con SchaleChem3.2 un software de NALCO que confirmó que en tres pozos del Campo Caricare completados en la unidad M1 y M2 (la misma unidad en la que están completados los pozos A, B, C y D) tiene una alta tendencia a la formación de escamas.

5.3.3.1 Descripción del Proceso

Para el cálculo de tendencias incrustantes se usó el programa “SchaleChem3.2” el cual, con base en los análisis fisicoquímicos del agua de formación, la cromatografía de gas y las condiciones de presiones, temperaturas y caudales, calcula el índice de incrustación (SI) y las libras por barril de cada especie que tienda a depositarse.

Cuando el SI es menor que cero se dice que el sólido está subsaturado, si es mayor a cero se dice que está sobresaturado y tenderá a depositarse.

Las libras por barril se multiplican por el caudal de agua del pozo para obtener las libras por día, variable con la cual se prioriza la criticidad de cada pozo.

5.3.3.2 Resultados

En la Tabla 16 se presenta un resumen de los resultados de la tendencia incrustante al Sulfato de Bario en el cabezal de pozo.

En las Tablas 17 y 18 se presenta un resumen de los resultados de la tendencia al Sulfato de Calcio en el cabezal de pozo y en el intake.

Tabla 16. Resumen de pozos de acuerdo con su tendencia incrustante de Sulfato de Bario en Cabeza de Pozo.

Pozo	Formación	CÁLCULO DE TENDENCIAS INCRUSTANTES (Lb/día)			
		Cabeza de Pozo		Intake	
		BaSO ₄	CaCO ₃	BaSO ₄	CaCO ₃
Rondón1N	M2A M2B	15,36	0	0	0
CañoRondón1	K2A1 Mir K3	7,37	0	NS	NS
CosechaG	K2A	3,70	0	0	0,00
Caricare5	K2A	1,79	0	0	0
CosechaG3	K3	1,16	0	0	0,00
CosechaY6	M1A	1,10	0	0	11,70
Caricare1	M1A	0,85	245	0	89,1
Caricare4	C5	0,32	0	0	0
Caricare16	M1A1	0,20	0	0	13,89
CosechaY8	C5	0,17	0	0	0
Morrocoy1	M1	0,01	0	0	0
Caricare2	K3	0	179,2	0	59,75
Caricare6	M2A M2B	0	0	0	0
Caricare7	M2	0	139,2	0	85,24
CosechaG2	K2	0	0	0	0,00
CosechaG4	K3	0	0	0	0,00
CosechaY2	M1A1	0	0	0,44	406,71
Caricare15	K2	0	0	0	0

Fuente: Resumen Tendencia CRC Abril 17 09, Occidental de Colombia, INC

Tabla 17. Resumen de pozos de acuerdo con su tendencia incrustante de Carbonato de Calcio en Cabeza de Pozo.

Pozo	Formación	CÁLCULO DE TENDENCIAS INCRUSTANTES (Lb/día)			
		Cabeza de Pozo		Intake	
		BaSO ₄	CaCO ₃	BaSO ₄	CaCO ₃
Caricare1	M1A	0,85	245	0	89,1
Caricare2	K3	0	179,2	0	59,75
Caricare7	M2	0	139,2	0	85,24
Rondón1N	M2A M2B	15,36	0	0	0
CañoRondón1	K2A1 Mir K3	7,37	0	NS	NS
CosechaG	K2A	3,70	0	0	0,00
Caricare5	K2A	1,79	0	0	0
CosechaG3	K3	1,16	0	0	0,00
CosechaY6	M1A	1,10	0	0	11,70
Caricare4	C5	0,32	0	0	0
Caricare16	M1A1	0,20	0	0	13,89
CosechaY8	C5	0,17	0	0	0
Morrocoy1	M1	0,01	0	0	0
Caricare6	M2A M2B	0	0	0	0
CosechaG2	K2	0	0	0	0,00
CosechaG4	K3	0	0	0	0,00
CosechaY2	M1A1	0	0	0,44	406,71
Caricare15	K2	0	0	0	0

Fuente: Resumen Tendencia CRC Abril 17 09, Occidental de Colombia, INC

Tabla 18. Resumen de pozos de acuerdo con su tendencia incrustante de Carbonato de Calcio en Cabeza de Pozo.

Pozo	Formación	CÁLCULO DE TENDENCIAS INCRUSTANTES (Lb/día)			
		Cabeza de Pozo		Intake	
		BaSO ₄	CaCO ₃	BaSO ₄	CaCO ₃
CañoRondón1	K2A1 Mir K3	7,37	0	NS	NS
CosechaY2	M1A1	0	0	0,44	406,71
Caricare1	M1A	0,85	245	0	89,1
Caricare7	M2	0	139,2	0	85,24
Caricare2	K3	0	179,2	0	59,75
Caricare16	M1A1	0,20	0	0	13,89
CosechaY6	M1A	1,10	0	0	11,70
Rondón1N	M2A M2B	15,36	0	0	0
CosechaG	K2A	3,70	0	0	0
Caricare5	K2A	1,79	0	0	0
CosechaG3	K3	1,16	0	0	0
Caricare4	C5	0,32	0	0	0
CosechaY8	C5	0,17	0	0	0
Morrocoy1	M1	0,01	0	0	0
Caricare6	M2A M2B	0	0	0	0
CosechaG2	K2	0	0	0	0
CosechaG4	K3	0	0	0	0
Caricare15	K2	0	0	0	0

Fuente: Resumen Tendencia CRC Abril 17 09, Occidental de Colombia, INC

De acuerdo con los resultados listados en las tablas anteriores el estudio pudo concluir que:

- La especie predominante encontrada en Cabeza de Pozo es Sulfato de Bario, con excepción de tres pozos: Caricare 1, Caricare 2 y Caricare 7, los cuales presentan alta tendencia a la formación de Carbonato de Calcio.
- La especie predominante encontrada en el Intake es Carbonato de Calcio.
- Tres pozos presentan tendencia a la formación de Carbonato de Calcio tanto en el Intake como en superficie y son: Caricare 1, Caricare 2 y Caricare 7.

El estudio de este mecanismo se hace necesario para diseñar de forma adecuada programas que permitan la prevención de escamas en fondo en un futuro próximo. Una de las posibilidades de no haber encontrado escamas en fondo es que la solubilidad en fondo esté dentro de un rango permisible, pues como es sabido la

solubilidad es la máxima cantidad de soluto que puede disolverse a unas condiciones determinadas de presión y temperatura, las cuales al ser modificadas cambian el valor de solubilidad, es posible que sólo hayan escamas en las líneas de superficie y el anular de pozo debido a que la temperatura y presión a esa profundidad ya han disminuido su valor de forma significativa.

5.3.3.3 Análisis de la Muestra tomada del anular del pozo

1. Se adicionó a la muestra ácido clorhídrico (HCl al 15%) para determinar la presencia incrustación por sales de CaCO_3 .

Figura 48. Muestra Tomada



Figura 49. Muestra con adición de HCl al 15%



Fuente: Análisis de la muestra tomada en el empaque del anular del pozo Z, Noviembre de 2008. Occidental de Colombia, INC.

*La muestra presentó efervescencia, indicando la presencia de sales incrustadas.

2. Se ubicó la muestra en un solvente caliente (Varsol), para verificar si el depósito es orgánico o inorgánico.

Figura 50. Muestra ubicada en solvente caliente con agitación constante



Fuente: Análisis de la muestra tomada en el empaque del anular del pozo Z, Noviembre de 2008. Occidental de Colombia, INC.

*Una pequeña porción de la muestra se disolvió en el solvente, presentando depósito de origen orgánico e inorgánico.

3. A la muestra se le pasó un imán mostrando adherencia de las partículas al imán.

Figura 51. Adhesión de partículas de la muestra al imán



Fuente: Análisis de la muestra tomada en el empaque del anular del pozo Z, Noviembre de 2008. Occidental de Colombia, INC.

* La muestra se compone de partículas de hierro.

Como conclusiones de este trabajo puede aseverarse que:

- La muestra es de origen orgánico y metálico, sin embargo la muestra se enviará al laboratorio de CLM para que confirme si hay parafina.
- Hay presencia incrustación, posiblemente sales de CaCO_3 , y presencia de hierro.

Con esta muestra formada por Carbonato de Calcio se confirman los resultados obtenidos por el Simulador SchaleChem3.2 de Nalco donde la especie predominante a formar incrustaciones tanto en superficie como en el intake de la bomba es el Carbonato de Calcio.

A continuación se presentan los resultados de los pozos a los cuales se les encontró daño de formación.

Tabla 19. Mecanismos de daño de formación predominantes y secundarios que actúan en los pozos del Campo Caricare.

Mecanismos de Daño de Formación Presentes			
Pozo	Mecanismo Predominante	Mecanismo Secundario	Otro Mecanismo Secundario
A	Hinchamiento y dispersión Arcillas	Migración de Finos	-
B	Hinchamiento y dispersión Arcillas	Migración de Finos	-
C	Migración de Finos	Hinchamiento y dispersión Arcillas	Depositación de Escamas
D	Migración de Finos	Hinchamiento y dispersión Arcillas	Depositación de Escamas

CONCLUSIONES

- Dentro del análisis realizado para los tres campos Caricare, Morrocoy y Canagüey se encontró que sólo el campo Caricare presenta mecanismos de daño de formación actuando en sus pozos. Dentro del Campo Caricare sólo cinco pozos presentaron daño de formación, los cuales estaban perforados en las unidades pertenecientes a Lower Carbonera, pues son estas unidades las que presentan porcentajes significativos de material fino sensible a provocar los mecanismos de daño de formación, entre ellos hay uno que ya recibió tratamiento remedial motivo por el cual no se incluyó dentro de la discusión de los resultados.
- Los pozos completados en las unidades de Lower Carbonera sufrieron daño de formación justo después de realizar intervenciones en los pozos en las cuales se aplicó la técnica “Bullheading” para el control de los pozos.
- Los mecanismos de daño de formación claramente identificados y que efectivamente presentan una incidencia significativa en la productividad de los pozos están la migración de finos junto con el hinchamiento y dispersión de arcillas; aunque también se evidenció precipitación de escamas, dicho mecanismo no ha sido identificado todavía en fondo, motivo por el cual se considera que no tiene incidencia directa sobre la productividad de los pozos actualmente; sin embargo, las simulaciones realizados en el Software SchaleChem3.2 servirán para tomar medidas adecuadas y llevar a cabo el diseño correcto para la prevención de precipitación de escamas en fondo y finalmente evitar un problema más severo en la productividad de los pozos.
- Para los pozos C y D a los cuales se les atribuyó Migración de Finos como mecanismo de daño predominante, es porque en etapas tempranas de su vida productiva tuvieron una alta tasa de producción (alrededor de 1,500 BFPD para el

pozo D y más de 2,000 BFPD para el pozo C) y adicionalmente poseen un espesor de arena pequeño, la combinación de estos dos factores generan altas velocidades de flujo dentro del pozo y son estas las que generan migración de finos y por ende, se acelera la declinación de la producción de los pozos. Otra de las evidencias que confirma que la migración de finos puede ser el problema de que el corte de agua incrementa justamente en el tiempo en que la producción cae, el incremento en el corte de agua puede ser atribuido a dos razones principalmente: que aumente la permeabilidad relativa al agua y el otro que aumente la movilidad de los finos, el análisis de compatibilidad muestra que cuando se utiliza el agua fresca como fluido de control, la permeabilidad relativa al agua aumenta, y la presencia confirmada de Caolinita e Illita en las unidades M1 y M2 posibilita el mecanismo de Migración de Finos, la combinación de ambas causas generan una reducción dramática en la productividad de los pozos.

- Al revisar los registros eléctricos de los pozos C y D se aprecia que el espesor de la arena es delgado, lo cual indica que la arena tuvo un pobre desarrollo, adicionalmente se aprecia un volumen de arcillas considerable, razón por la cual hay mayor tendencia a generar Migración de Finos. Ver en la Figura A14 de los Anexos el registro del pozo D.
- Con base en los datos de producción, composición de fluidos, análisis nodal, simulaciones realizadas por parte de Nalco y el trabajo previo de estimulación ácida realizado en el pozo completado en la arena M1 del Campo Caricare puede deducirse que los mecanismos de daño de formación predominantes para los pozos A y B son el hinchamiento y dispersión de arcillas y en segundo lugar la Migración de finos; para los pozos C y D los mecanismos predominantes son la Migración de Finos y en segundo lugar están ocupando puesto compartido la precipitación de escamas junto con el hinchamiento y dispersión de arcillas.

RECOMENDACIONES

- Ya que se ha evidenciado sensibilidad en las arenas que conforman la unidad M1 y M2 se recomienda descartar la utilización de Salmueras (de NaCl, Formiato de Sodio, Salmueras inhibidas) como fluido de completamiento o control con el objetivo de evitar reacciones indeseadas entre el fluido inyectado y el fluido de la formación; en caso de ser indispensable controlar el pozo con estos fluidos es necesario llevar a cabo un test completo de sensibilidad que permita seleccionar el fluido de control ideal.
- Se recomienda realizar una campaña de MRT's para poder calcular realmente cuáles son los índices de productividad de estos pozos así como también poder aumentar la precisión y exactitud del efecto que tiene cada mecanismo sobre los pozos y también prevenir la pérdida de fluidos dentro de la formación.
- Se recomienda integrar la información proveniente de los sensores de fondo al Dynamic Surveillance System (DSS) con el ánimo de reducir los tiempos de tratamiento de datos y las presiones de fondo fluyendo sean calculadas automáticamente.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Análisis de la muestra tomada en el empaque del anular del pozo Z, Noviembre de 2008. Occidental de Colombia, INC
2. Análisis mineralógico del pozo WD-03 del Campo Caricare, Occidental de Colombia, INC
3. Avance de prueba de Sensibilidad, Occidental de Colombia, INC.
4. Bernard M. Piot and Olivier M. Lietard, Nature of Formation Damage. Reservoir Stimulation. Schlumberger
5. Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage. University of Oklahoma.
6. DSS, Dynamic Surveillance System software del departamento de Yacimientos de Llanos Norte, Occidental de Colombia, INC
7. Formation Damage Stimulation New Fields Development, Occidental de Colombia, INC
8. Informe Técnico Anual de Actividades Exploratorias Ministerio Minas Bloque Rondón 2008, Occidental de Colombia, INC
9. , M; Eslinger, D; Fletcher, P; Miller, M; Jhonson, A; King, G; Paper p30_49 de Oilfield Review.
10. Open Wells, software del departamento de Operaciones de Llanos Norte, Occidental de Colombia, INC



11. Reporte Anual de Geología Campo Caricare, año 2008, Occidental de Colombia, INC

12. Reporte Anual de Geología Campo Canagüey, año 2008, Occidental de Colombia, INC

13. Reporte Anual de Geología Campo Morrocoy, año 2008, Occidental de Colombia, INC

14. Resumen Tendencia CRC D Echeverry, Abril 17 09, Occidental de Colombia, INC

ANEXOS

Figura A117. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo A del Campo Caricare desde Octubre de 2006 a Febrero 2007

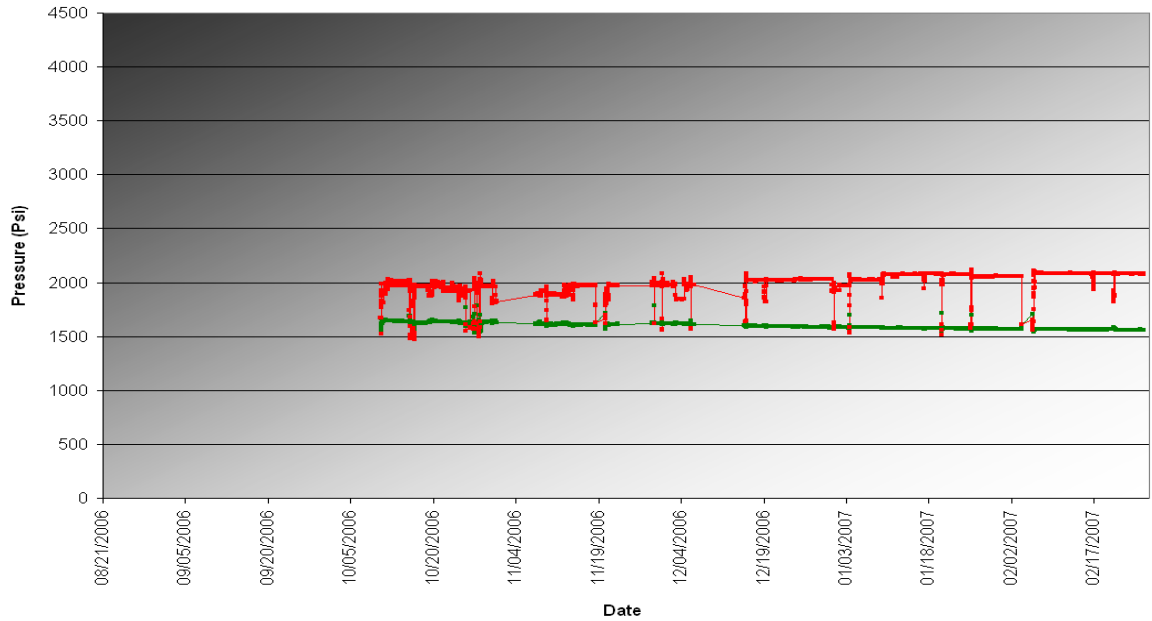


Figura A2. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo A del Campo Caricare desde Febrero 2007 a Diciembre 2008

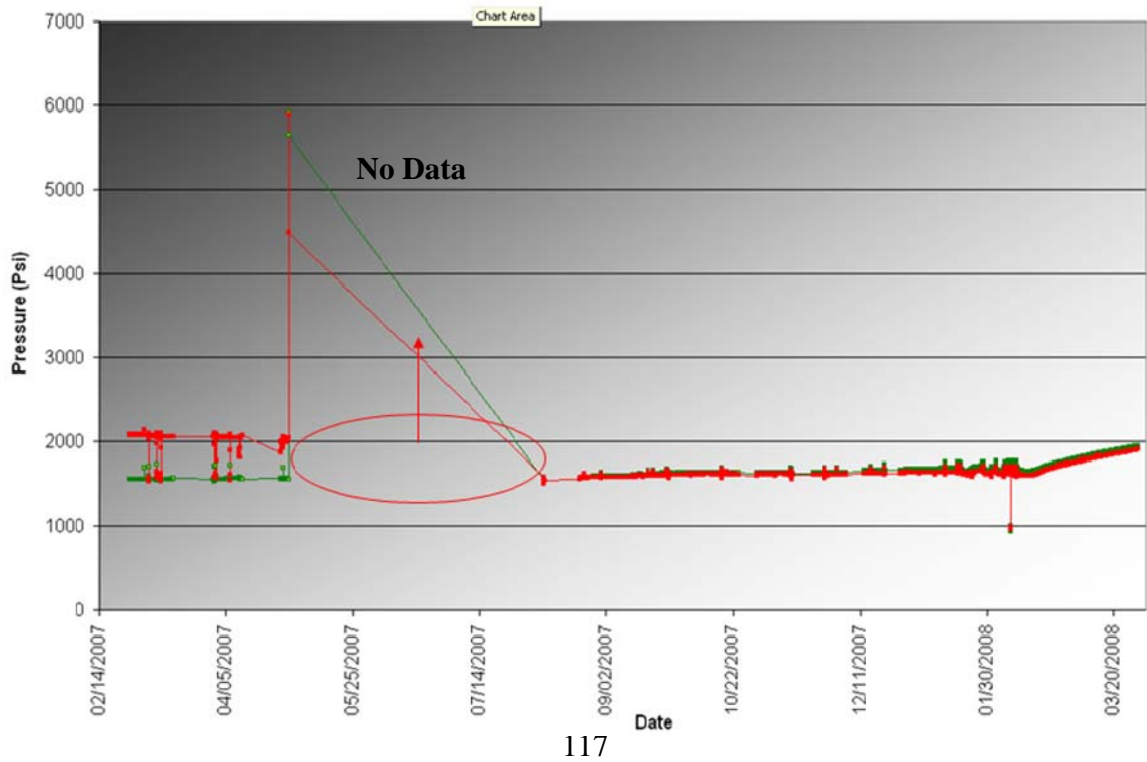


Figura A3. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo A del Campo Caricare desde Septiembre 2008 a Febrero 2009

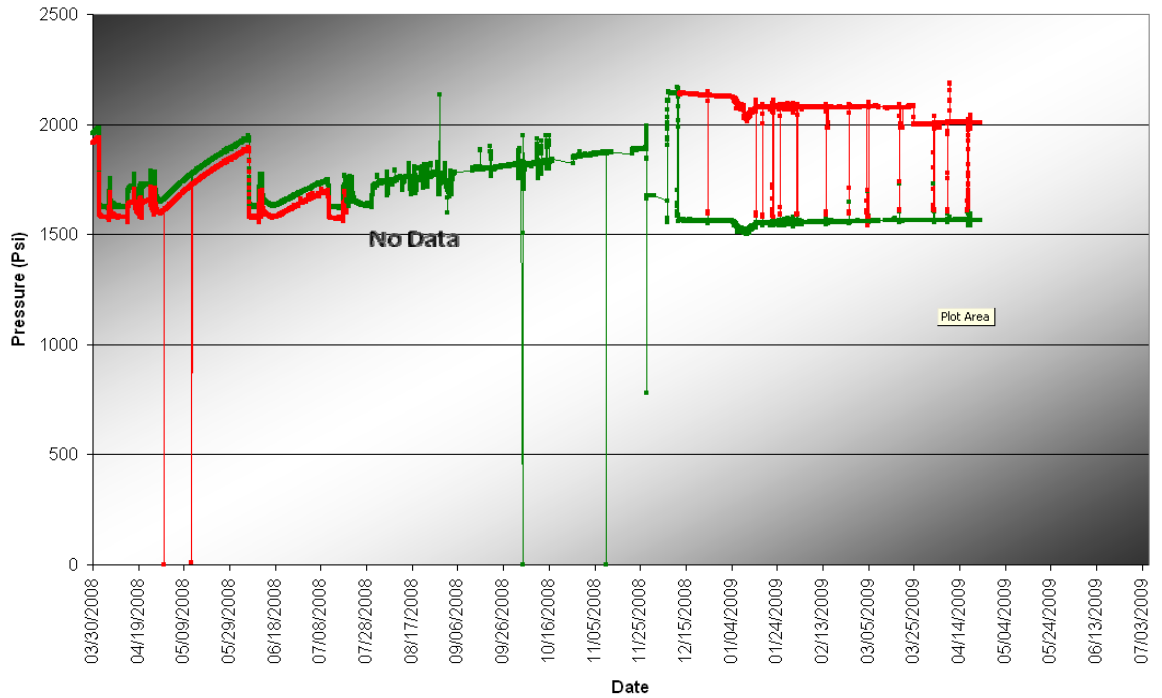


Figura A4. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo B del Campo Caricare. Octubre de 2006 a Febrero de 2008

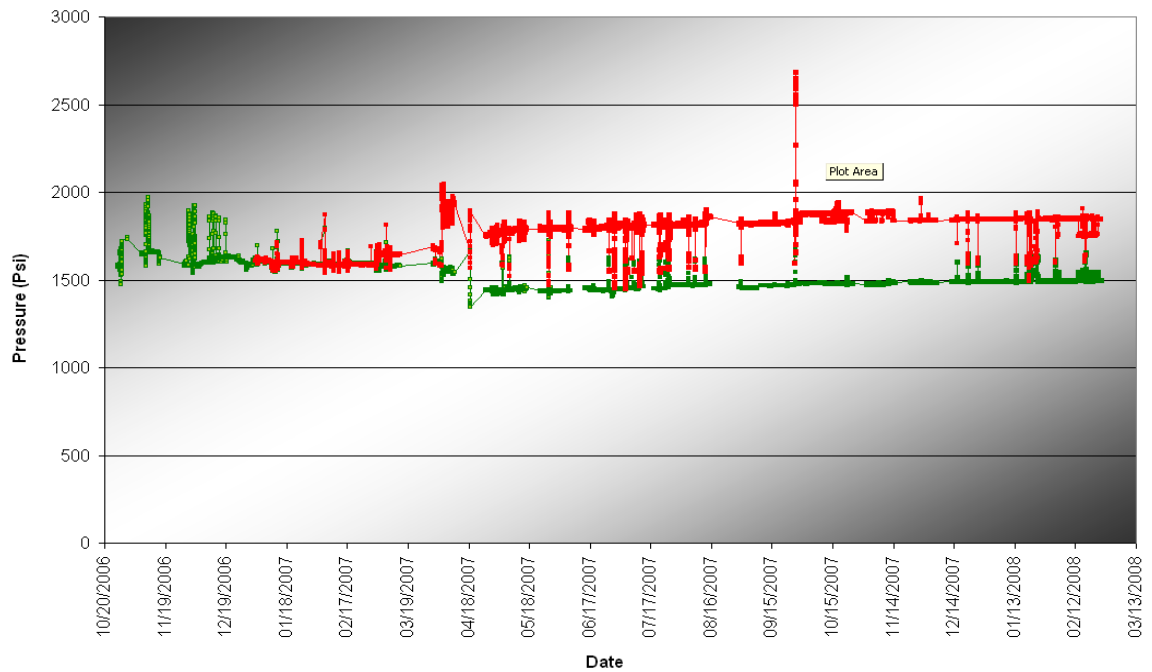


Figura A5. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo B del Campo Caricare. Mayo de 2008 a Enero de 2009

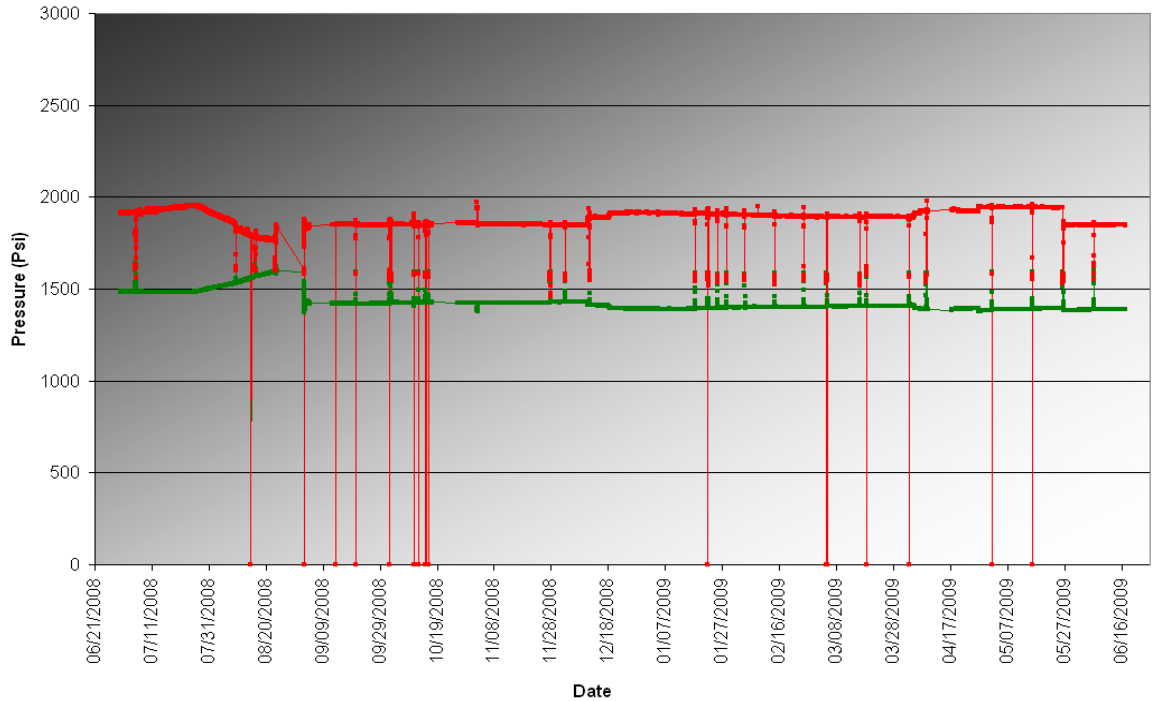


Figura A6. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo C del Campo Caricare. Septiembre de 2006 a Febrero de 2007

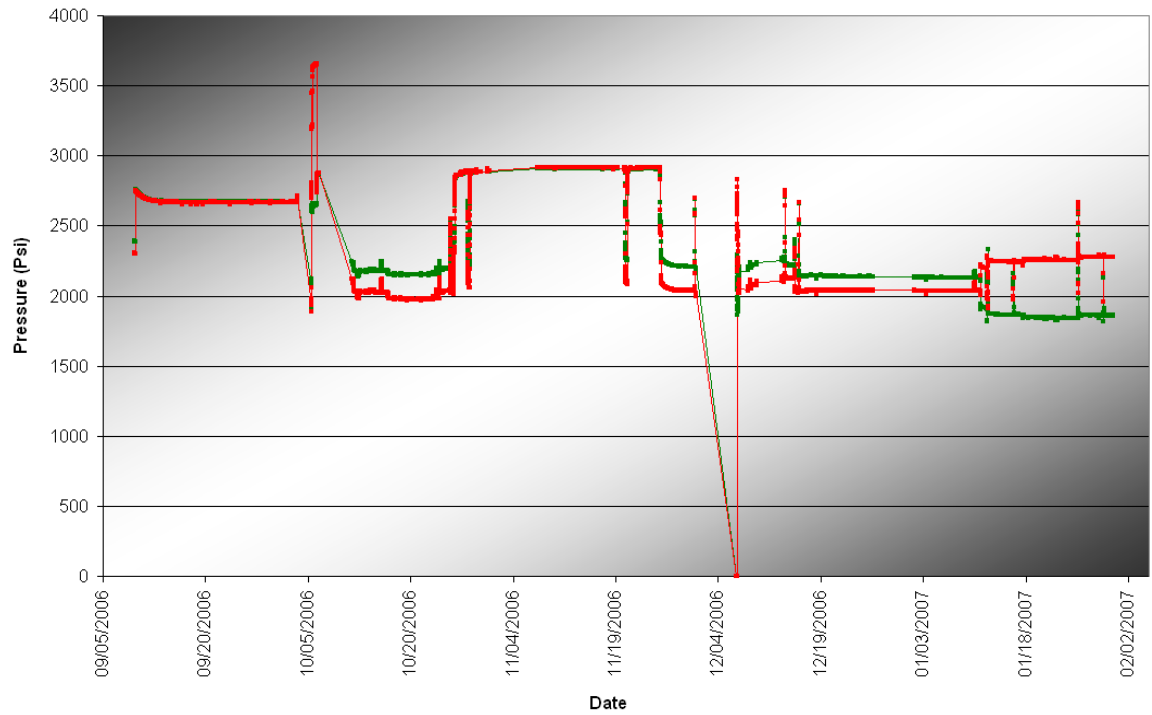


Figura A7. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo C del Campo Caricare. Abril de 2007 a Diciembre de 2007.

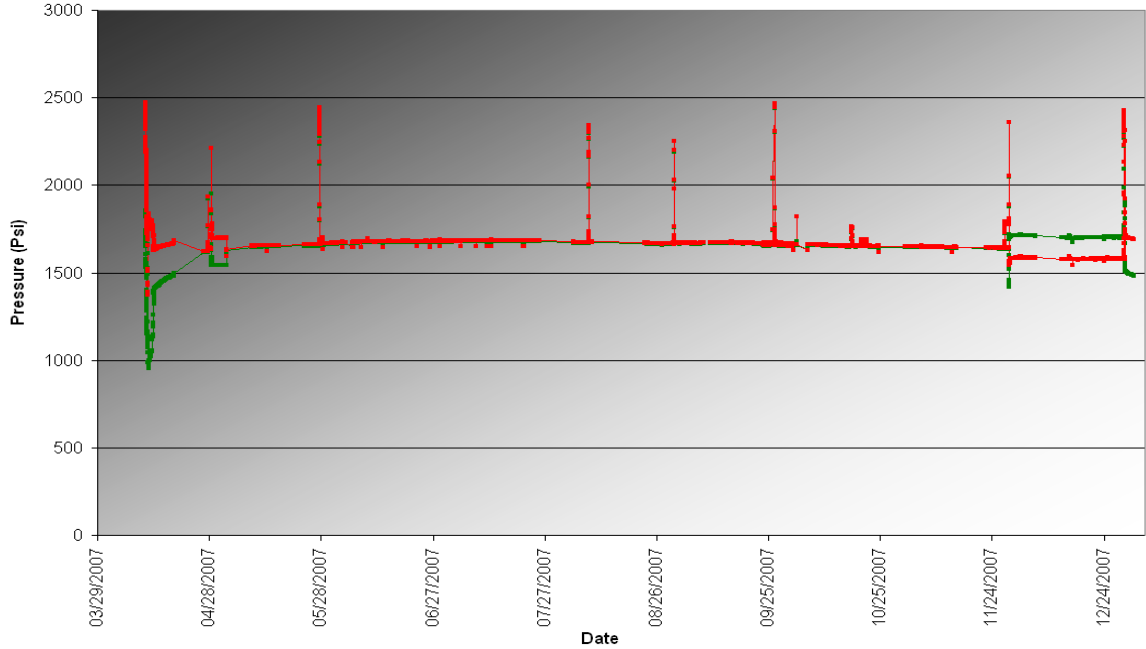


Figura A8. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo C del Campo Caricare. Enero a Julio de 2008.

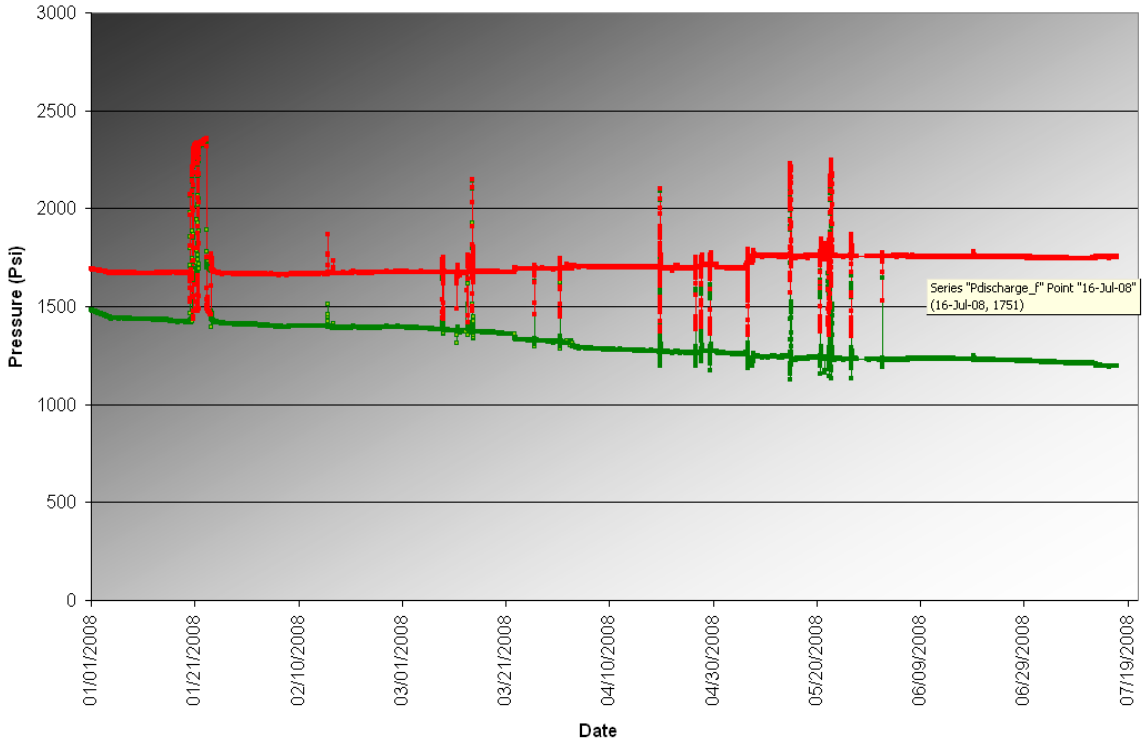


Figura A9. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo C del Campo Caricare. Julio de 2008 a Marzo de 2009.

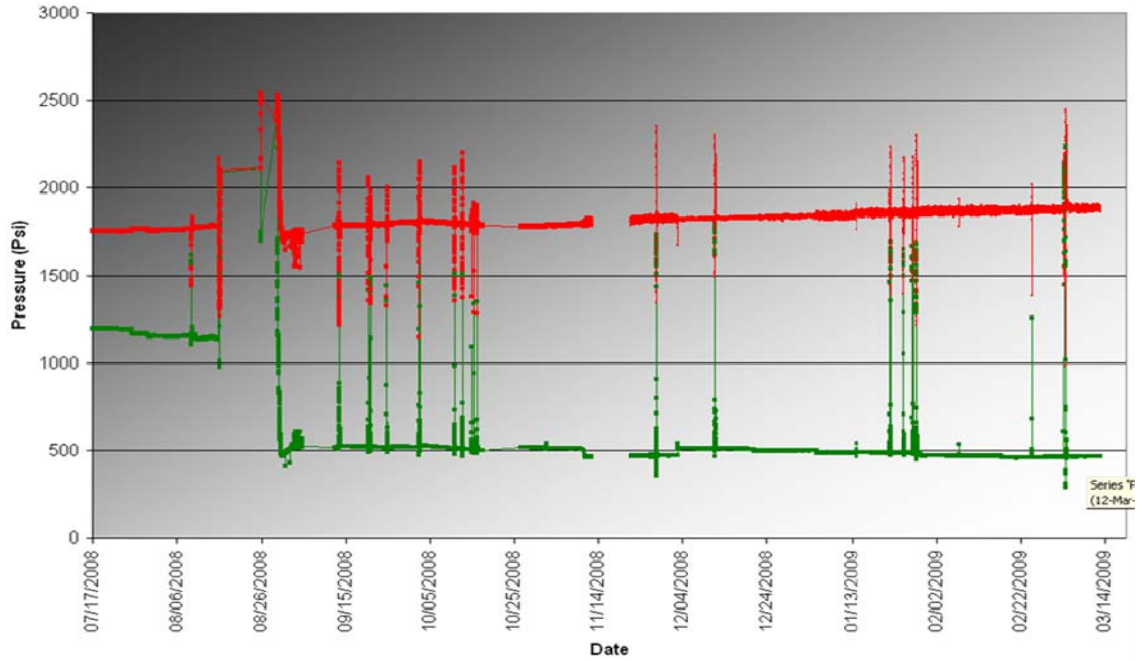


Figura A10. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo D del Campo Caricare. Septiembre de 2007 a Febrero 2008

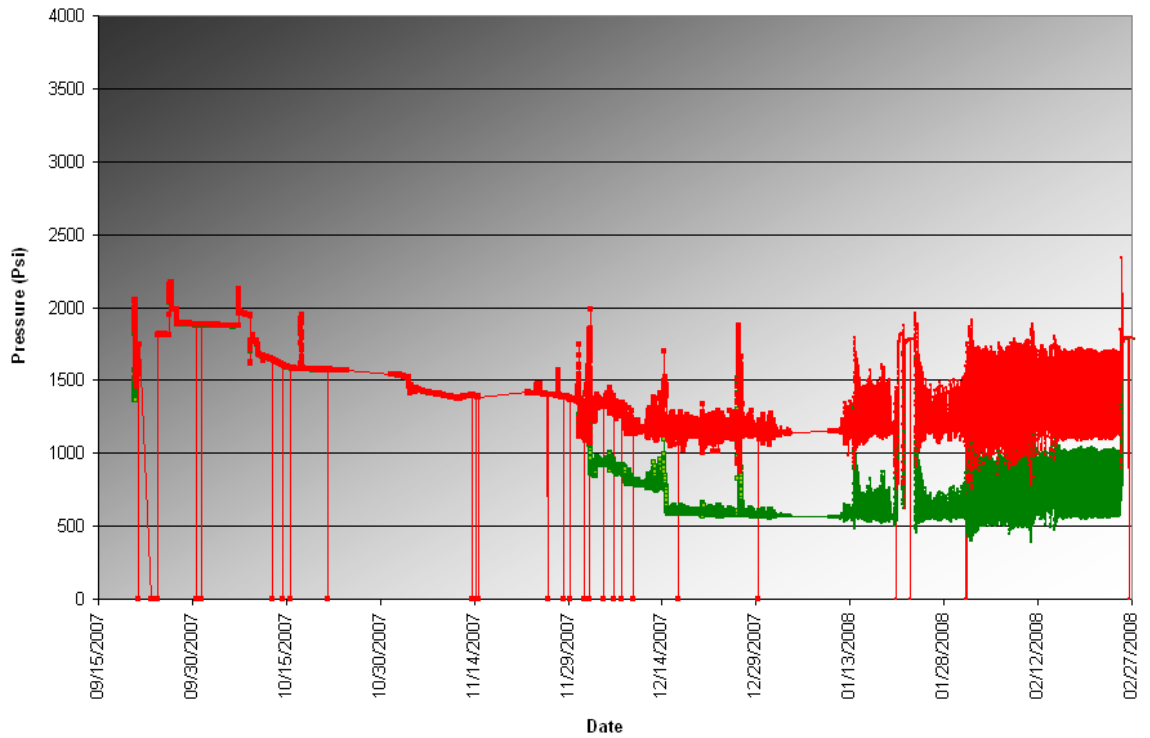


Figura A11. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo D del Campo Caricare. Febrero 2008 a Agosto de 2008

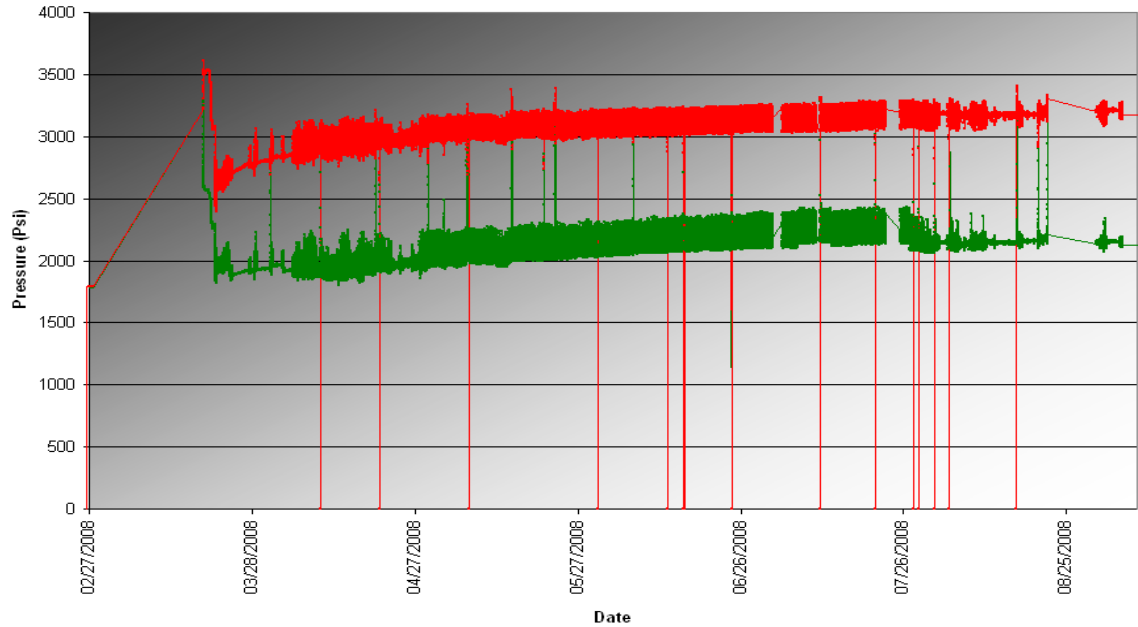


Figura A12. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo D del Campo Caricare. Septiembre de 2008 a Febrero de 2009

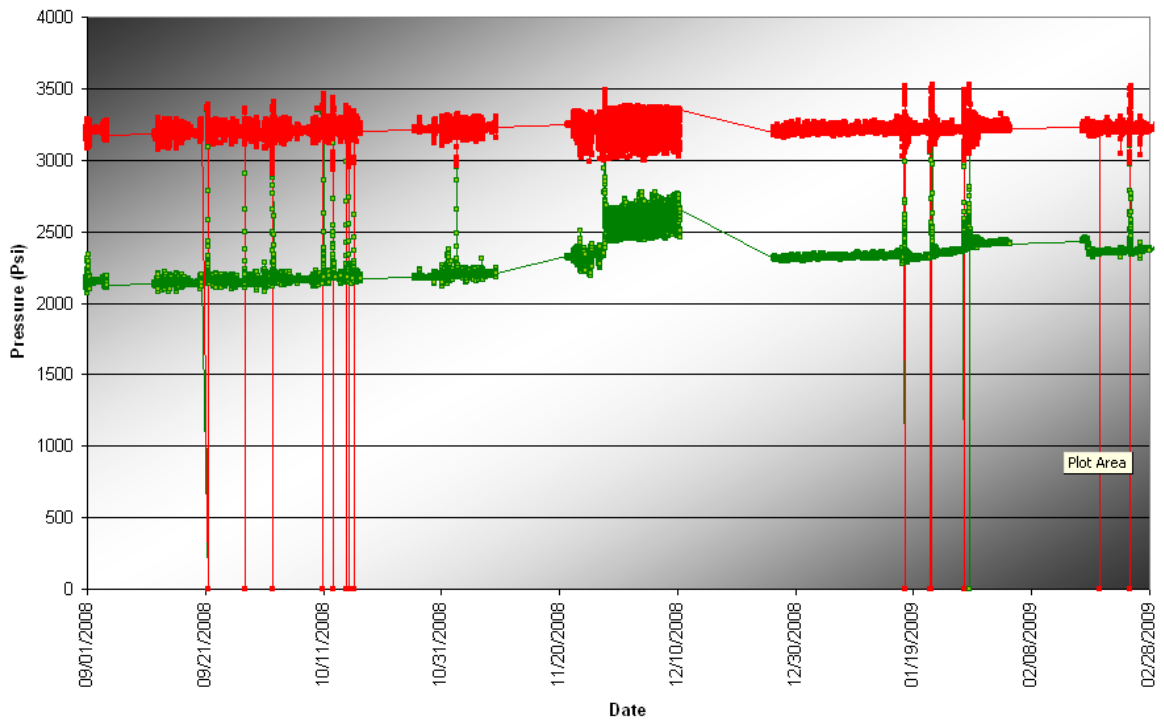


Figura A13. Histórico de la presión de intake y de descarga provenientes del sensor instalado en el pozo D del Campo Caricare. Febrero a Abril de 2009

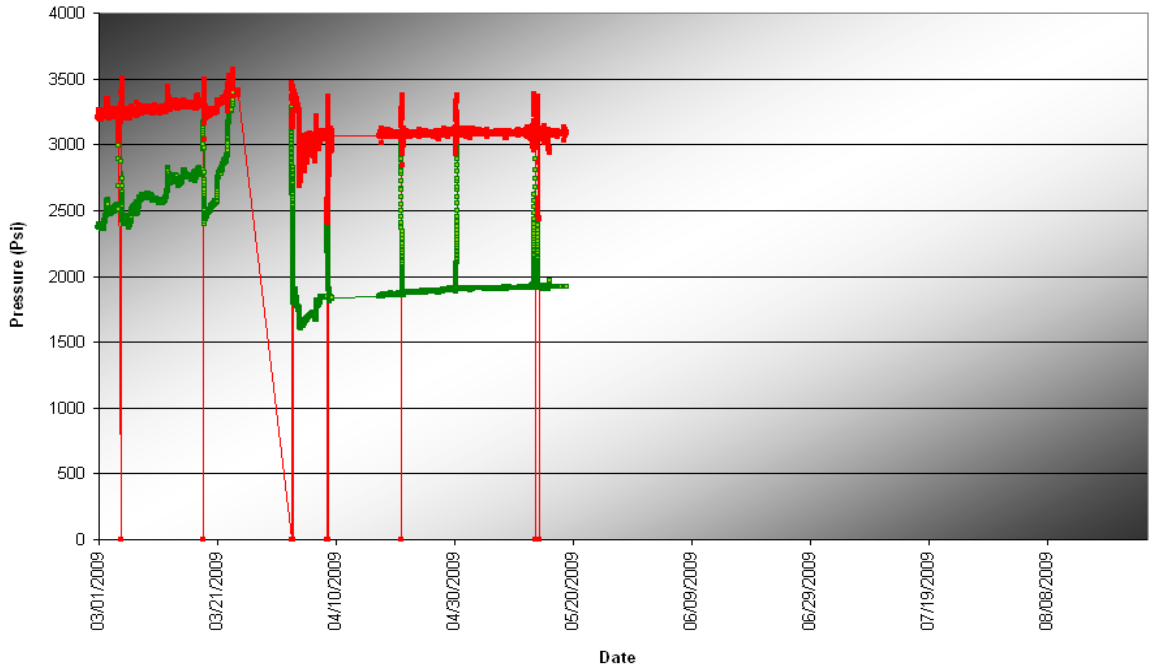
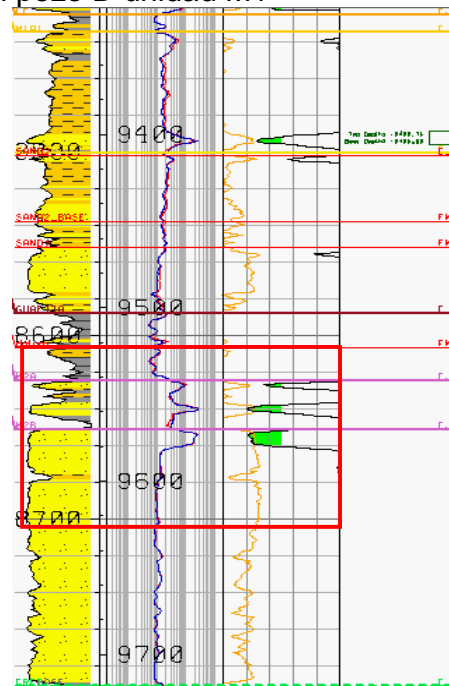


Figura A14. Registro del pozo D unidad M1



Fuente: Petcom, Occidental de Colombia, INC