

**METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN PARA
IDENTIFICAR POSIBLES PROBLEMAS DE DAÑO EN LA FORMACIÓN
MUGROSA DEL CAMPO COLORADO.**

JORGE IVÁN REINSTAG OLIVERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA**

BUCARAMANGA

2009

**METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN PARA
IDENTIFICAR POSIBLES PROBLEMAS DE DAÑO EN LA FORMACIÓN
MUGROSA DEL CAMPO COLORADO.**

Trabajo de grado como requisito para optar el título de
INGENIERO QUÍMICO

JORGE IVÁN REINSTAG OLIVERA

Director

MsC Crisóstomo Barajas

Codirector

MsC Javier Durán

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2009

DEDICATORIA

*A Jesucristo, mi único señor y salvador, quien me ha abierto puertas para alcanzar
mis metas.*

*A mis padres y a mis hermanos por todo el apoyo que me brindaron durante mi
formación académica.*

AGRADECIMIENTOS

Al grupo de investigación Campos Maduros por permitirme ser miembro activo y por abrirme puertas a nuevos conocimientos.

A Msc. Javier Durán por su confianza y respaldo en la realización del proyecto.

A Msc. Crisóstomo Barajas por su respaldo y asesoría brindadas.

Al ingeniero Carlos Arias por su asesoría incondicional durante la realización del proyecto.

A Ecopetrol-ICP por la información suministrada del Campo Colorado.

A la Universidad Industrial de Santander por haberme brindado una formación académica de alta calidad.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES DE DAÑO DE FORMACIÓN	2
1.1 DEFINICIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN	2
1.2 PSEUDODAÑO	2
1.3 AGENTES INVOLUCRADOS EN EL DAÑO DE FORMACIÓN	2
1.3.1 Roca	3
1.3.2 Fluidos	3
1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO	3
1.5 DAÑOS ORIGINADOS DURANTE LA PERFORACIÓN	4
1.5.1 Invasión de sólidos	4
1.5.2 Invasión de fluidos	5
1.6 DAÑOS ORIGINADOS EN LA CEMENTACIÓN	5
1.7 DAÑOS ORIGINADOS DURANTE EL COMPLETAMIENTO	6
1.7.1 Daño por cañoneo de pozos	6
1.7.2 Daños por fluidos de completamiento	6
1.8 OTROS TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN POTENCIALES	6
1.8.1 Migración de finos	6
1.8.2 Emulsiones	6
1.8.3 Depósitos orgánicos	7
1.8.4 Deposición de incrustaciones	7
1.8.4.1 Deposición de CaCO_3	7
1.8.4.2 Deposiciones de $\text{CaSO}_4\text{H}_2\text{O}$ y CaSO_4	7
1.8.4.3 Deposición de NaCl	7
1.8.4.4 Deposiciones de BaSO_4 y SrSO_4	8
1.8.4.5 Deposiciones ferrosas	8
1.8.5 Cambios en la mojabilidad	8

1.8.6 Bloqueo por agua	8
2. METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN	9
2.1 ANÁLISIS DE LA ROCA	9
2.1.1 Mineralogía	9
2.1.1.1 Difracción de rayos X	9
2.1.1.2 Análisis SEM	9
2.1.2 Medida de la propiedades	9
2.1.2.1 Porosidad	10
2.1.2.2 Permeabilidad	10
2.2 ANÁLISIS DE FLUIDOS	10
2.2.1 Crudo	11
2.2.1.1 Identificación del tipo de crudo	12
2.2.1.2 Identificación de precipitados orgánicos	12
2.2.2 Agua	13
2.2.3 Gas	14
2.3 ANÁLISIS DE EVENTOS EN PRODUCCIÓN	15
2.3.1 Informe de eventos	15
2.3.2 Correlación de los eventos con producción	16
2.3.3 Análisis de eventos	17
2.4 MODELAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD	17
2.4.1 Ajuste de los modelos estático y dinámico en Wellflo	17
2.4.2 Obtención de los Skin e IPR inicial y actual de los pozos	18
2.4.3 Pronósticos de estimulación y fracturamiento de pozos	18
2.5 ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD	19
2.6 MAPAS DE DAÑO DE FORMACIÓN	21

3. APLICACIÓN A LA EVALUACIÓN DE DAÑO POR INCRUSTACIONES EN EL CAMPO COLORADO UTILIZANDO LA HERRAMIENTA SOLMINEQ88	23
3.1 SIMULACIÓN DEL MODELO DE AGUA EN SOLMINEQ88	23
3.2 ANÁLISIS Y RESULTADOS	24
CONCLUSIONES	26
RECOMENDACIONES	27
BIBLIOGRAFÍA	28

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA N°1 Mecanismos de daño de formación	4
FIGURA N°2 Metodología para análisis de roca	10
FIGURA N°3 Metodología para análisis de fluidos	14
FIGURA N°4 Gráfica típica de correlación eventos en producción para un pozo X	16
FIGURA N°5 Gráfica típica de índices de heterogeneidad	19
FIGURA N°6 Mapa de daño de formación según tasa de aceite para un campo X	22

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1 Posibles daños de un pozo de acuerdo a sus índices de heterogeneidad	19
TABLA 2 Análisis Físico-químico del agua para los pozos Col-37 y Col-38 a la fecha 25 de Junio de 2009	23
TABLA 3 Presiones y temperaturas de yacimiento de los pozos Col-37 y Col-38	23
TABLA 4 Grados de los índices de saturación de los principales minerales según Solmineq88	23
TABLA 5 Índices de saturación de los principales minerales de Col-37 y Col-38 y su tendencia incrustante	24

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A Generalidades del Campo Colorado	29
ANEXO B Conceptos básicos sobre productividad	36
ANEXOC Remoción y prevención de incrustaciones	40
ANEXO D. Modelamiento en Wellflo 3.8.2	56

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN PARA IDENTIFICAR POSIBLES PROBLEMAS DE DAÑO EN LA FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO*

AUTOR: REINSTAG OLIVERA Jorge Iván**

PALABRAS CLAVES: Daño de Formación, Roca, Crudo, Agua, Gas, Productividad.

Para la industria de hidrocarburos es vital maximizar la producción al mínimo costo posible. A medida que el tiempo transcurre las reservas se acaban y los costos de producción aumentan, por lo cual se requiere optimizar la productividad de las reservas existentes mediante la prevención de daños de formación y la eliminación de los daños que se identifiquen.

El daño de formación es la principal causa de grandes pérdidas financieras en los campos a nivel mundial. Por lo tanto, su identificación, remoción y prevención se ha convertido en la mejor estrategia para optimizar la producción y minimizar costos.

Este trabajo muestra, de forma muy puntual, una metodología paso a paso para identificar daños de formación potenciales en la formación mugrosa (Zonas B y C) del Campo Colorado.

El Campo Colorado actualmente cuenta con 7 pozos activos y 67 pozos entre los que se encuentran algunos inactivos y otros cerrados por causa de baja productividad o problemas que no permiten su explotación, lo que indica que estas reservas se encuentran en peligro y requieren de la evaluación, prevención y remoción del daño de formación.

La metodología incluye técnicas de diagnóstico de daño encontradas en la literatura, pruebas de laboratorio, utilización de software especializado con licencia propiedad de ICP-ECOPETROL (Wellflo, Solmineq, Scale Chem, Stimcade, Surfe) y conocimiento no disponible en literaturas de personal experto.

Adicionalmente, se realizó el modelamiento de agua de los pozos Col-37 y Col-38 (mayores productores de aceite actualmente) del Campo Colorado utilizando la herramienta Solmineq88 con el fin de identificar posible presencia de daño por incrustaciones a la fecha en que fueron tomados los datos termodinámicos de los pozos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Carrera de Ingeniería Química,
Director Msc Crisóstomo Barajas, Codirector Msc Javier Durán.

ABSTRACT

TITLE: FORMATION DAMAGE DIAGNOSIS METHODOLOGY TO IDENTIFY POSSIBLE DAMAGE PROBLEMS IN THE FILTHY FORMATION OF COLORADO FIELD*

AUTHOR: REINSTAG OLIVERA Jorge Iván**

KEYWORDS: Formation Damage, Rock, Oil, Water, Gas, Productivity.

To hydrocarbons industry is vital to maximize the production at the minimum costs possible. Along the time the oil reserves are expiring and the production costs are increasing, for that reason is required to optimize the productivity of the existing reserves through the formation damage prevention and the elimination of those that are identified.

Formation damage is the principal cause of big financial loser in the fields around the world. Therefore, the identification, removal and prevention of formation damage becomes the best strategy to optimize the production and minimizing costs.

This job shows, in a punctual way, a methodology step by step to identify potential formation damage in the filthy formation (Zones B and C) of Colorado field.

Actually, the Colorado field have 7 active wells and 67 wells within some inactives and others abandoned cause the low productivity or problems that doesn't permit his exploitation. This shows that this reserves are in a dangerous situation and so is required the evaluation, preventing and stripping of formation damage.

The methodology includes damage diagnosis techniques reported in the literature, laboratory tests, use of specialized software with license property of ICP-ECOPETROL (Wellflo, Solmineq, Scale Chem, Stimcade, Surfe) and not available knowledge in the literature given by expert staff.

Additionally, was made a water modeling of Col-37 and Col-38 wells of Colorado field using Solmineq88 software to identify possible damage presence by scale depositions at the date that thermodynamics data of the wells were take

* Grade Work

** Physico Chemical Engineering Faculty, Chemical Engineering Program, Director Msc Crisóstomo Barajas, Codirector Msc Javier Durán.

INTRODUCCION

Para la industria de hidrocarburos es vital maximizar la producción al mínimo costo posible. A medida que el tiempo transcurre las reservas se acaban y los costos de producción aumentan, por lo cual se requiere optimizar la productividad de las reservas existentes mediante la prevención de daños de formación y la eliminación de los daños que se identifiquen.

El daño de formación es el mayor dolor de cabeza para la industria del petróleo, la presencia de daños en los pozos puede producir pérdidas multimillonarias, por lo que el diagnóstico de daños de formación y la implementación de mecanismos de prevención y remoción de daños, aunque sean de alto costo, se considera el mejor camino para optimizar la producción y evitar la pérdida de reservas.

El Campo Colorado actualmente cuenta con 7 pozos activos y 67 pozos entre los que se encuentran algunos inactivos y otros cerrados por causa de baja productividad o problemas que no permiten su explotación, lo que indica que estas reservas se encuentran en peligro y requieren de la evaluación, prevención y remoción del daño de formación.

El objetivo de este trabajo es unificar los conocimientos y el uso de herramientas tecnológicas y pruebas de laboratorio para diagnosticar daños de formación en una metodología paso a paso útil para identificar posibles daños potenciales no solo en el Campo Colorado, sino también en cualquier otro campo.

1. GENERALIDADES DE DAÑO DE FORMACIÓN

1.1 DEFINICIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

Es la reducción de la permeabilidad de las formaciones productoras, que puede ser ocasionada en cualquier etapa de explotación del pozo. En otros términos, es la obstrucción al flujo de crudo a través de los poros de la roca del yacimiento.

1.2 PSEUDODAÑO

El daño total dentro de una formación se debe a dos factores, uno es el daño de formación que actúa directamente en el medio poroso, y otro son los daños superficiales en la cara de la formación, que se relacionan con el desgaste mecánico producido por el frotamiento de la broca y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación. Estos desgastes mecánicos es lo que se conoce como pseudodaño.

1.3 AGENTES INVOLUCRADOS EN EL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es una consecuencia de la interacción roca-fluido y fluido-fluido por lo tanto el grado de daño de un pozo va a depender de la reactividad del sistema poros-fluidos y de la reactividad entre fluidos, que a su vez dependen del estado termodinámico (Temperatura y Presión) global. Por tal razón el diagnóstico de daño de formación parte de analizar la naturaleza física y la composición química, primeramente de los poros de la roca, y de los fluidos presentes en la formación y de los fluidos agregados.

1.3.1 Roca

Las rocas sedimentarias son rocas que se forman por acumulación de sedimentos que, sometidos a procesos físicos y químicos, resultan en un material de cierta consistencia. Estas rocas están constituidas por una parte sólida, una matriz, y espacios vacíos o poros. Estos espacios vacíos pueden estar interconectados entre sí, dando lugar al flujo de fluidos a través de la roca, o puede que no estén interconectados.

La mayoría de los yacimientos de petróleo están formados por rocas calizas, dolomitas y areniscas. Las rocas calizas están constituidas principalmente por carbonato de calcio (CaCO_3) y por pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita y cuarzo. Las rocas dolomitas están compuestas por

carbonato de calcio y magnesio $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Las areniscas se componen de granos gruesos, finos o medianos, bien redondeados, de textura detrítica o plástica, principalmente constituidas por minerales como el cuarzo, yeso, coral, feldespato, etc.

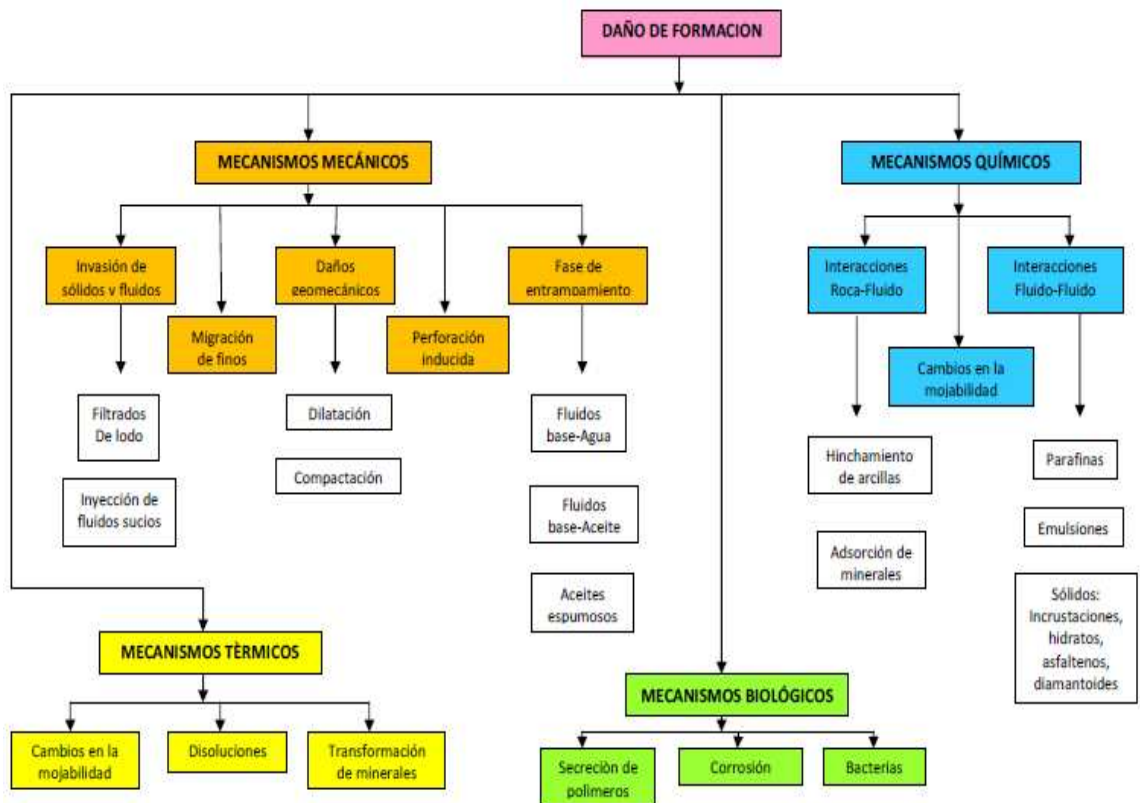
1.3.2 Fluidos

Crudo, gas y agua son los fluidos presentes en la formación. Es importante entender el tipo de crudo, su composición y sus propiedades, la composición y las propiedades del gas, y la composición del agua.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN

La figura N°1 muestra la clasificación general de los daños de formación de acuerdo al tipo de mecanismo.

Figura N°1 Mecanismos de daño de formación



Fuente: Autor

1.5 DAÑOS ORIGINADOS DURANTE LA PERFORACIÓN

1.5.1 Invasión de sólidos

Sólidos de perforación tales como, arcillas, densificantes, viscosificantes, agentes para minimizar pérdidas de circulación y rípios de perforación son capaces de reducir la permeabilidad de la roca por taponamiento de los poros hasta en un 90%. Este tipo de daño se incrementa con el aumento del tamaño de los poros de la roca, la presencia de fracturas naturales y una baja velocidad de perforación.

El daño generalmente alcanza hasta 0.25 pies de profundidad hacia el interior del pozo.

1.5.2 Invasión de fluidos

Los lodos de perforación en base-agua y base-aceite se pueden filtrar en la roca del yacimiento produciendo una reducción en la permeabilidad de la misma de hasta un 100%, dependiendo de la naturaleza de la roca. Adicionalmente, se pueden generar daños por el contacto de los fluidos con la formación, como por ejemplo el hinchamiento, dispersión y precipitación de arcillas. Las arcillas son sensibles a los cambios de salinidad, la reducción de la salinidad o el incremento del PH alrededor de las arcillas resulta en la dispersión de éstas y su posterior migración a los poros de la roca produciendo así descenso en la permeabilidad.

1.6 DAÑOS ORIGINADOS EN LA CEMENTACIÓN

El objetivo de la cementación es aislar el anular del casing con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto. En este proceso se busca remover completamente el revoque utilizando caños lavadores con flujo a régimen turbulento, generalmente a presiones mayores a las de los fluidos de perforación.

Si el cemento no tiene las propiedades de pérdida de fluidos adecuadas la formación queda expuesta a la invasión de filtrados. Los lavadores contienen gran cantidad de dispersantes para remover las partículas del revoque, que al ingresar en los filtrados a formaciones arcillosas producen la dispersión de las arcillas en los poros de la roca.

1.7 DAÑOS ORIGINADOS DURANTE EL COMPLETAMIENTO

1.7.1 Daño por cañoneo de pozos

La roca que se encuentra alrededor de la zona atravesada por el proyectil es compactada reduciéndose así la porosidad local.

Adicionalmente, puede haber una penetración insuficiente del proyectil debido a la resistencia de la roca, generando así un canal by-pass.

1.7.2 Daños por fluidos de completamiento

Generalmente se produce taponamiento de los poros de la roca debido a residuos de polímeros y/o bacterias. Adicionalmente daños indirectos como el hinchamiento y dispersión de arcillas, formación de emulsiones, precipitación de incrustaciones y bloqueo por agua.

1.8 OTROS TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN POTENCIALES

1.8.1 Migración de finos

Partículas finas presentes en arenas tales como arcillas y cuarzo pueden ser arrastradas hacia el interior del medio poroso de la roca produciendo graves bloqueos. Este tipo de daño junto al daño por incrustaciones se consideran los daños que han causado mayores estragos a nivel mundial.

1.8.2 Emulsiones

Se forman por la mezcla de fluidos base-agua y base-aceite que entran a la formación durante la invasión del filtrado de fluidos de perforación o durante tratamientos con fluidos posteriores.

1.8.3 Depósitos orgánicos

Son precipitados de hidrocarburos pesados, generalmente parafinas y asfaltenos, que se pueden formar en la perforación, el tubing y/o en el interior de la formación.

Los depósitos orgánicos se precipitan debido a cambios en la temperatura y presión de los fluidos presentes en el yacimiento, que originan pérdida de solubilidad de éstos en el resto de hidrocarburos.

1.8.4 Deposición de Incrustaciones

1.8.4.1 Depositación de CaCO_3

Generalmente causada por descenso en la presión, provocando liberación de CO_2 a partir de iones (HCO_3^{-1}). Cuando el CO_2 es liberado, el PH incrementa y la solubilidad de los carbonatos disueltos disminuye, éstos al entrar en contacto con un agua incompatible con presencia de iones Ca^+ (agua salina) precipitan como CaCO_3 . Esta precipitación es favorecida con el incremento en la temperatura, en el PH y en el tiempo de contacto, y con la turbulencia.

100 mg de bicarbonato por cada litro de agua puede resultar en la deposición de 28.6 lb de CaCO_3 por 1000 bbl de agua.

1.8.4.2 Deposiciones de $\text{CaSO}_4\text{H}_2\text{O}$ y CaSO_4

Causada por descenso en la presión de aguas disminuyendo la solubilidad de los iones, al mezclarse un agua con iones sulfato y otra con iones de Calcio. Presiones de entre 2000 psi y la presión atmosférica pueden provocar depositaciones de máximo 900 ppm (0.3 lb/bbl de agua).

1.8.4.3 Deposición de NaCl

Generalmente causada por supersaturación debida a la evaporación ó descenso en la temperatura. Por ejemplo, en un descenso de temperatura de 140^{a}F a 86^{a}F precipitan 4000 mg/L de NaCl.

1.8.4.4 Depositiones de BaSO₄ y SrSO₄

Causadas por descenso en la presión o en la temperatura que resultan en disminución de la solubilidad de BaSO₄ y SrSO₄. Son producto de la mezcla de aguas incompatibles, una con iones sulfato y otra con iones Bario o Estroncio.

1.8.4.5 Depositiones ferrosas

Frecuentemente se depositan óxidos de Hierro y sulfuros de Hierro como productos de la corrosión en el contacto de oxígeno con superficies de acero.

1.8.5 Cambios en la mojabilidad

Cuando la superficie del medio poroso absorbe minerales activos se aumenta la mojabilidad de la roca al aceite, y por ende se disminuye la permeabilidad relativa al aceite.

1.8.6 Bloqueo por agua

Cuando la saturación de agua se aumenta en las inmediaciones del pozo se disminuye la permeabilidad relativa al aceite. Generalmente este daño se origina por la invasión de filtrados en base-agua.

2. METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN

2.1 ANÁLISIS DE LA ROCA

2.1.1 Mineralogía

2.1.1.1 Difracción de rayos X

Se identifican los minerales presentes en la roca para cada zona de la formación, especialmente las arcillas que son las más sensibles a interactuar con fluidos. Es posible encontrar caolinita, esmectita, illita o clorita. La caolinita y la illita son las más susceptibles a dispersarse y migrar.

Los fragmentos de roca a analizar deben ser preferiblemente de tamaño menor a 2 μm , y se pueden separar por centrifugado.

2.1.1.2 Análisis SEM

El microscopio electrónico de barrido genera una imagen de alta resolución suficiente para analizar la distribución de los minerales presentes en la roca. Los conglomerados de minerales y la presencia de éstos en zonas superficiales indican riesgo potencial de daño.

Una vez identificados los minerales y arcillas que se encuentran en mayor proporción en cada zona, se evalúa la influencia de éstos en la productividad de los pozos y se procede a sectorizar las zonas mediante mapas.

2.1.2 Medida de las propiedades

2.1.2.1 Porosidad

En el laboratorio se mide el flujo que pasa a través de un segmento de roca por unidad de tiempo. Es decir, se mide el ΔP a través del segmento.

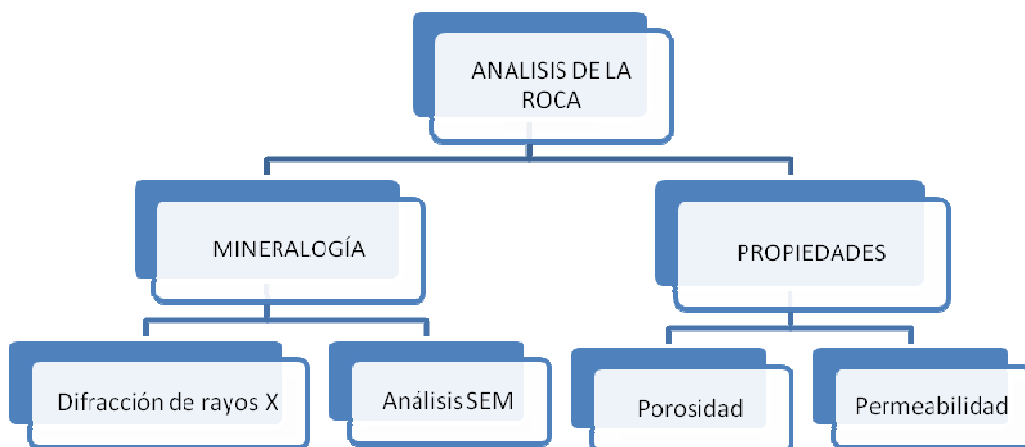
El volumen de fluido que pasa en una unidad de tiempo es útil para medir el volumen poroso interconectado. Ver conceptos en ANEXO B.

2.1.2.2 Permeabilidad

Se calcula utilizando la ecuación de Darcy para flujo lineal. Ver ANEXO B.

La permeabilidad es útil para la distribución de producción, necesaria para el modelamiento de la productividad.

Figura N°2 Metodología para análisis de la roca



Fuente: Autor

2.2 ANÁLISIS DE FLUIDOS

2.2.1 Crudo

Los parámetros para el análisis del crudo son:

- Tipo de crudo
- Orgánicos presentes: % parafinas, % asfaltenos.
- Gases presentes: H₂S, CO₂
- Porcentaje de agua

A continuación se describen los procedimientos para identificar el tipo de crudo y la verificación de precipitación de parafinas y asfaltenos. Lo referente al gas y el agua está en los incisos 2.2.2 y 2.2.3.

2.2.1.1 Identificación del tipo de crudo

Se calcula la viscosidad del crudo para verificar su tendencia (parafínica, nafténica ó aromática) utilizando la ecuación de constante de gravedad-viscosidad:

$$VGC = \frac{\rho - 0.108 - 0.1255 * \log(\mu - 0.8)}{0.90 - 0.097 \text{Log}(\mu - 0.8)}$$

ρ = densidad [g/ml] a 15 °C

μ = Viscosidad cinemática [$\frac{cm^2}{s}$] a 100°C

En el laboratorio se calcula la densidad del crudo a 15°C y los valores de las viscosidades cinemáticas a dos temperaturas diferentes. Reemplazando los dos valores de μ a sus respectivas temperaturas [K] en la ecuación de Andrade se obtiene un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas.

$$\mu = Ae^{B/T}$$

Al obtener los valores de A y B se puede calcular μ a 100°C, para luego estimar el valor de VGC. Un valor de VGC cercano a 0.8 indica tendencia parafínica del crudo, cercano a 0.9 tendencia nafténica, y cercano a 1.0 tendencia aromática.

2.2.1.2 Identificación de precipitados orgánicos

Precipitados parafínicos

Para cada pozo se toma la temperatura de fluidez del crudo. El punto de fluidez es la temperatura a la cual empiezan a precipitar parafinas. Esta temperatura se compara con el rango de temperatura comprendido entre T_{wh} (temperatura de cabeza de pozo) y T_y (temperatura de fondo de pozo). Si el punto de fluidez del crudo no se encuentra en este rango de temperaturas o por lo menos cercano, se puede descartar la presencia de precipitados parafínicos en el pozo.

Precipitados asfálticos

La estimación del índice de estabilidad coloidal IEC para un pozo determinado sirve para verificar la precipitación de asfaltenos.

$$IEC = \frac{\% \text{ SATURADOS} + \% \text{ ASFALTENOS}}{\% \text{ RESINAS} + \% \text{ AROMÁTICOS}}$$

Con la cromatografía líquida SARA se obtienen los porcentajes de los hidrocarburos de la ecuación anterior y se calcula el IEC. Adicionalmente se debe calcular la relación resina-asfaltenos R/A

Si y solo si el valor de IEC para un pozo es >0.9 y $R/A \leq 2.5$ se confirma la precipitación de asfaltenos.

2.2.2 AGUA

Mediante un análisis físico-químico se obtienen los siguientes parámetros vitales para el estudio de daños ocasionados por aguas de formación:

- Gases presentes: % de CO_2 y H_2S

- Iones presentes: Na^+ , K^+ , Mg^{++} , Ca^{++} , Fe^{++} , Ba^{++} , Sr^{++} , HCO_3^- , $\text{SO}_4^{=}$, Cl^- .
- Salinidad
- PH

Con el análisis físico-químico del agua y los datos termodinámicos de presiones y temperaturas de yacimiento y de cabeza de pozo (T_{wh} , P_{wh} , T_y , P_y) se obtienen los índices de saturación de los compuestos que podrían precipitar a condiciones de yacimiento y de cabeza de pozo respectivamente, mediante la ayuda de software especializado (Solmineq, Stimcade, Scale Chem).

A continuación se describe el modelamiento de los minerales presentes en el agua utilizando el software Solmineq88 (Ver aplicación a los pozos Col-37 y Col-38 del Campo Colorado en el capítulo 3):

1. Ingresar concentraciones de iones presentes en el agua, condiciones termodinámicas (de yacimiento o de cabeza de pozo) y PH del agua.
2. Correr el modelo
3. Obtener gráficas de los índices de saturación (IS) de los compuestos que podrían precipitar.
4. Identificar zonas del campo con mayor tendencia incrustante por cada mineral.

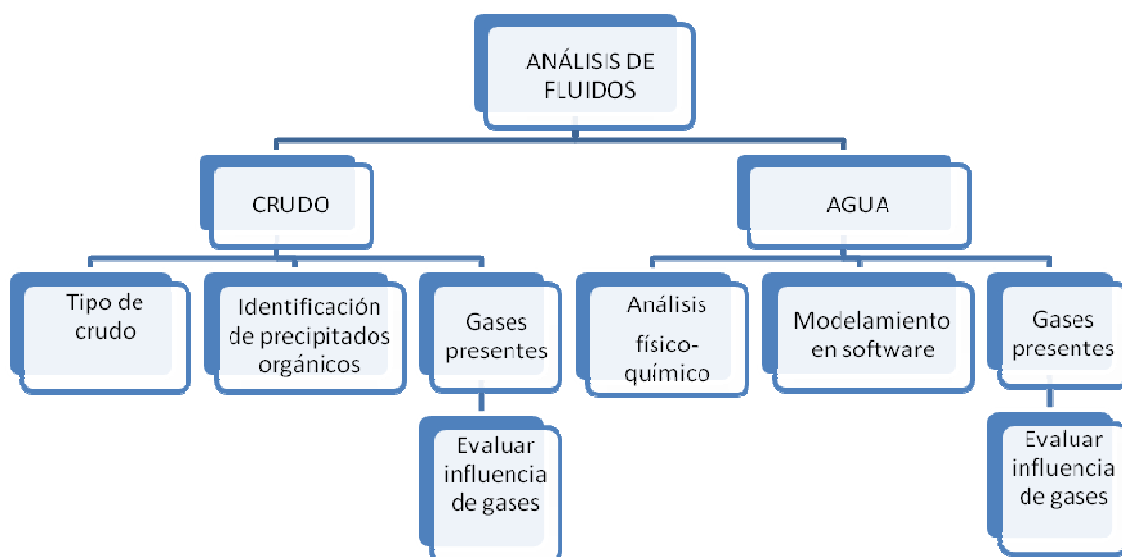
2.2.3 GAS

Mediante una cromatografía se obtienen los porcentajes molares de los gases presentes en la formación. El CO_2 y el H_2S son los responsables de daños por corrosión e incrustaciones de compuestos carbonatados, por lo tanto, los porcentajes molares de estos dos son los que se deben tener en cuenta para el diagnóstico.

La presencia de CO_2 aumenta el PH del agua de formación, y por ende se disminuye la solubilidad de los iones carbonato presentes, facilitando la precipitación de CaCO_3 y FeCO_3 al contacto con un agua que contenga iones de calcio y de hierro.

La excesiva presencia de H_2S y CO_2 en el crudo y en el agua de formación puede ocasionar deterioro de equipos metálicos por corrosión ácida y dulce respectivamente.

Figura N°3 Metodología para análisis de fluidos



F

Fuente: Autor

2.3 ANÁLISIS DE EVENTOS EN PRODUCCIÓN

El objetivo de este análisis es evaluar la influencia de los eventos ocurridos durante la historia de producción de los pozos, sea influencia positiva (aumento de la producción) o negativa (declinación en la producción), con el fin de crear

hipótesis sobre los posibles daños que originan declinación o sobre tratamientos que fueron exitosos para mejorarla.

2.3.1 INFORME DE EVENTOS DEL CAMPO

Los eventos a tener en cuenta para el análisis son aquellos que se dieron en momentos en que se observó aumento o declinación considerable de la producción de los pozos. Estos eventos pueden ser:

- Cañoneo y recañoneo.
- Trabajos de reacondicionamiento de pozos.
- Trabajos de mantenimiento.
- Trabajos de fracturamiento hidráulico.
- Colapsos y cierre de pozos.
- Estimulaciones con ácido.
- Estimulaciones ácido-orgánicas.
- Aislamiento de zonas.
- Problemas de arenamiento.
- Limpieza de arenas.
- Alteraciones en el sistema de levantamiento.
- Cambio de bomba y bomba pegada.
- Incrustaciones.
- Daños mecánicos: tubería, pistón, válvulas, picaduras, barril.
- Operaciones de pesca.

2.3.2 CORRELACIÓN DE LOS EVENTOS CON PRODUCCIÓN

A cada evento le es asignada una nomenclatura para facilitar su ubicación en las gráficas de historial de producción de cada pozo. Por ejemplo:

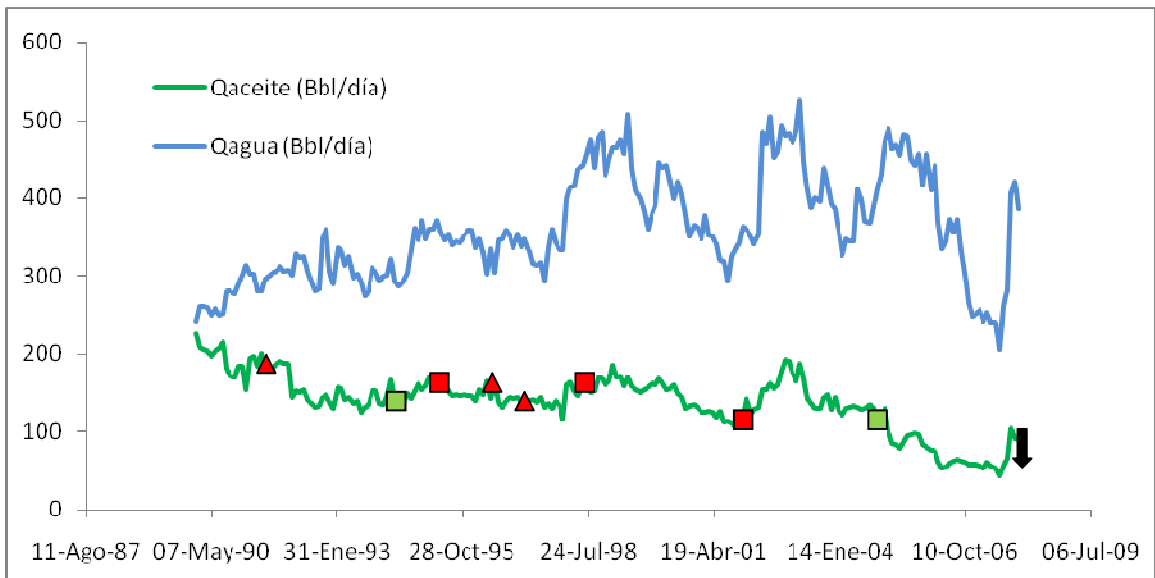
- Estimulación ácido-orgánica

■ Mantenimiento

↓ Cierre de pozo

▲ Aislamiento

FIGURA N° 4 Gráfica típica de correlación eventos en producción para un pozo X



2.3.3 ANÁLISIS DE EVENTOS

Los eventos registrados justo antes o durante una declinación considerable en la producción de aceite, son útiles para formular hipótesis sobre el posible daño de formación que lo causó. Asimismo, los eventos ocurridos justo antes o durante un aumento considerable en la producción pueden corroborar la existencia de un daño que fue removido o controlado en ese período.

A continuación se describen algunos aspectos a tener en cuenta en el análisis de eventos:

- La declinación temprana después de un completamiento o de un workover es indicativo de daño de formación.
- Declinaciones drásticas irre recuperables en la producción están generalmente asociadas a daños por migración de finos, taponamiento de sólidos o problemas mecánicos.
- Declinaciones graduales en la producción están generalmente asociadas a daños por depósitos orgánicos y/o incrustaciones.
- Declinaciones drásticas en la producción que presenten una mejoría con el tiempo pueden ser causa de bloqueo por aguas.
- Aumento drástico del corte de agua puede ser debido a migración de finos y/o incrustaciones.
- Cambios de mojabilidad y emulsiones pueden parar completamente la producción.
- Disminución en la tasa de producción cuando hay cambio de bomba indica que posiblemente la nueva bomba no tiene el rendimiento adecuado.
- Respuestas positivas al mantenimiento, trabajos de fracturamiento hidráulico o estimulaciones, indican que el daño está siendo efectivamente controlado o eliminado, y se deben seguir ejecutando a la señal de un descenso.

En el ANEXO A se encuentran las gráficas de intensidad de eventos de fracturamiento y acidificación del campo colorado.

2.4 MODELAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD

2.4.1 Ajuste de los modelos estático y dinámico en Wellflo.

Se ajustan los datos de Presión-Volumen-Temperatura (PVT) con los parámetros Contenido de agua y sólidos del crudo (BSW), relación gas-aceite(GOR), presión de burbuja (P_b), presión de yacimiento (P_{yac})

2.4.2 Obtención de los Skin (Daño) e IPR (Inflow Performance Relationship) inicial y actual de los pozos

Se modela y evalúa el comportamiento de productividad a condiciones iniciales y a condiciones actuales de presión estática (P_e), presión de yacimiento (P_y) y rata de inyección de fluido de fractura (Q_f).

Básicamente, la información que se necesita para modelar el comportamiento de productividad de los pozos es la siguiente:

- PVT representativo.
- P_{yac} , Q_f , GOR, BSW, por zonas y asociados a la P_{yac} .
- Los datos de permeabilidad relativa, o en su defecto, el dato de permeabilidad efectiva al aceite inicial y actual.

Este Modelamiento se realiza con los siguientes objetivos:

- Identificar posibles problemas de productividad del yacimiento, causados en operaciones realizadas en los inicios del pozo, tales como operaciones de perforación, cementación, completamiento, entre otras.
- Identificar posibles problemas de productividad actuales en los pozos.
- Comparar el factor de daño inicial (Skin) con el Skin estimado después de los diferentes eventos, el Skin estimado después de las estimulaciones y el Skin actual. Esta evaluación permitirá medir el grado de influencia de los eventos en productividad.
- Recomendar la estimulación de zonas con base en el éxito en productividad de las estimulaciones ya realizadas.

2.4.3 Pronósticos de estimulación y fracturamiento de pozos

Modelar el comportamiento de productividad de los pozos dañados antes y después de una estimulación química o un fracturamiento utilizando un software

especializado (Wellflo, Pipesim, etc.), con el fin de evaluar la viabilidad de estos trabajos en cuanto a incremento de producción.

Los pasos para el modelamiento de una estimulación química o un fracturamiento son:

1. Modelar el comportamiento actual de productividad de las zonas a daño real y a daño cero (daño que podría alcanzarse con un trabajo exitoso de estimulación química) y a daño -3 (daño alcanzado con un trabajo exitoso de fracturamiento).
2. Evaluar la tasa de producción y el índice de productividad (IP) que se podría alcanzar si se realiza un trabajo de estimulación química y un trabajo de fracturamiento, con respecto a la tasa de producción e IP actual del pozo dañado (incrementos en producción iguales o superiores a 40 BOPD con a la tasa de producción actual, a US\$ 30 el barril).
3. Recomendar o descartar trabajos de estimulación química o trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos que presentan daños considerables con base a la evaluación.

2.5 ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD

Se obtiene el índice de heterogeneidad de producción de agua (HI_w) y el índice de heterogeneidad de producción de aceite (HI_o) para cada pozo utilizando la base de datos OFM (Oil Field Manager) en donde se encuentra toda la información acerca de datos de campo de Ecopetrol.

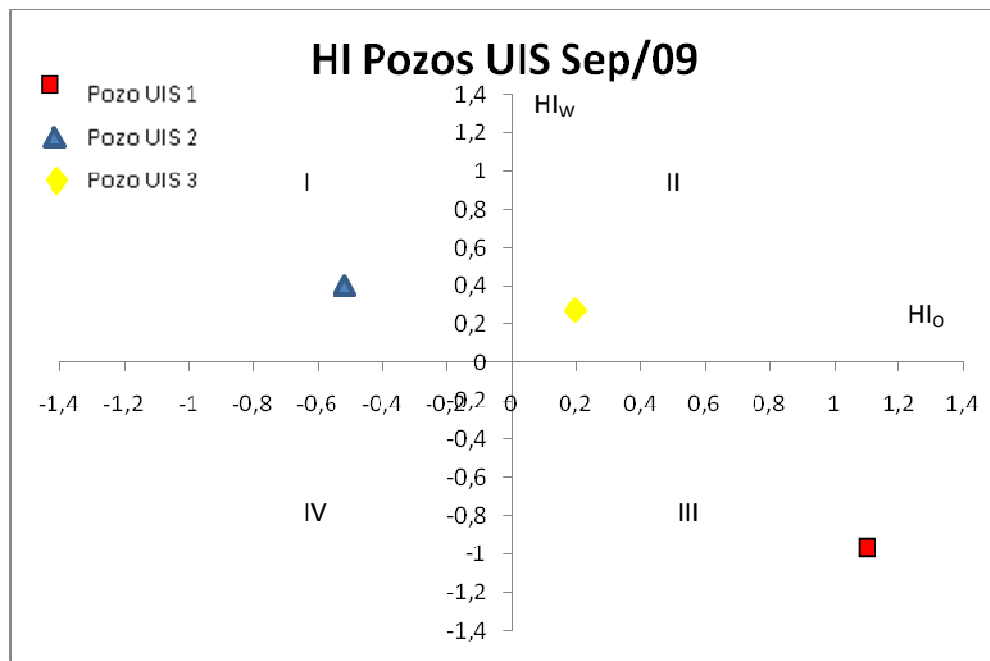
El índice de heterogeneidad es una medida de cuanto produce un pozo un fluido con respecto a los demás pozos del campo. Matemáticamente se calcula:

$$HI_o = \frac{\textit{tasa de producción de aceite del pozo}}{\textit{promedio ponderado de tasa de producción de aceite del campo} - 1}$$

$$HI_w = \frac{\text{tasa de producción de agua del pozo}}{\text{promedio ponderado de tasa de producción de agua del campo} - 1}$$

Los HI de cada pozo se representan en gráficas para cada fecha como se ilustra en la figura N°5, o en una única gráfica se pueden mostrar los HI a lo largo de la historia de los pozos.

Figura N°5 Gráfica típica de índices de heterogeneidad



Fuente: Autor

Se ordenan los pozos de mejor productor a peor productor de aceite. Un valor bajo de HI_w asociado a un valor alto de HI_o para un pozo indica que es buen productor de aceite.

Según la figura N°5, el pozo UIS 1 es el mejor productor de aceite a la fecha y el pozo UIS 2 es el peor productor de aceite.

La Tabla 1 describe los posibles daños presentes en un pozo de acuerdo a la posición del pozo en la gráfica de HI:

Tabla 1. Posibles daño de un pozo de acuerdo a sus índices de heterogeneidad

Posición del pozo en la gráfica (Cuadrante)	Tasa de producción de aceite	Tasa de producción de agua	Posible daño
I	baja	alta	Bloqueo por aguas
II	alta	alta	Se requiere de un tratamiento RPM
III	alta	baja	No presenta daños
IV	baja	baja	Obstrucciones

2.6 MAPAS DE DAÑO DE FORMACIÓN

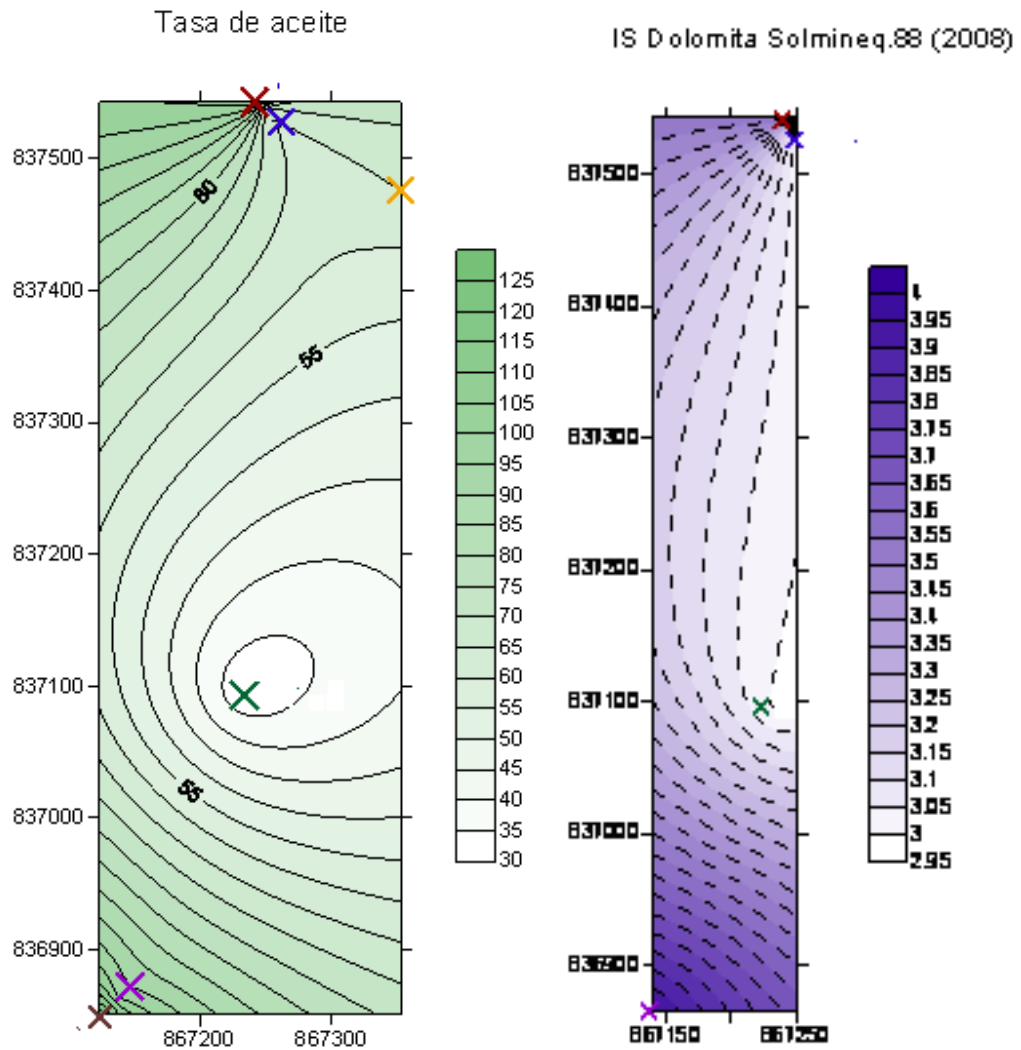
Los mapas son correlaciones hechas para el campo a partir de eventos (reportados en el inciso 2.3.1), datos de producción, índices de saturación (IS) e índices de daño de formación (IDF), utilizando el software Solmineq. Los mapas son útiles para identificar el origen de las disminuciones de productividad y los posibles mecanismos de daño que se han presentado en la vida productiva de los pozos.

Algunas de las correlaciones, por no nombrarlas todas, pueden ser:

- Evento-Evento
- Tasa de aceite-Tasa de agua
- Tasa de agua-Índice de saturación
- Tasa de aceite-índice de saturación
- Aceite producido acumulado-Relación gas aceite.
- Aceite producido acumulado-Tasa de aceite

Adicionalmente se pueden correlacionar todas las combinaciones posibles entre los 4 parámetros.

Figura N°6 Mapas de daño de formación según la tasa de aceite y la distribución de dolomita respectivamente para un campo X.



Las X marcadas dentro de los mapas indican la posición de los pozos.

Al comparar los dos mapas anteriores se puede concluir que la dolomita no es una causa de daño en el campo X debido a que en las zonas con alta concentración de esta roca la producción de aceite es alta.

3. APLICACIÓN A LA EVALUACIÓN DE DAÑO POR INCRUSTACIONES EN EL CAMPO COLORADO UTILIZANDO LA HERRAMIENTA SOLMINEQ88

Se modeló el agua de la formación mugrosa para los pozos productores Col-37 y Col-38 a condiciones de yacimiento. ECOPETROL-ICP Suministró el análisis fisicoquímico del agua para ambos pozos a la fecha de junio de 2009. Las presiones y temperaturas de yacimiento de los pozos corresponden a fechas antiguas (01 de enero de 1960 para Col-37 y 24 de julio de 1954 para Col-38).

No se simuló a condiciones de cabeza de pozo por falta de información.

3.1 SIMULACIÓN DEL MODELO DE AGUA EN SOLMINEQ88

Para el modelamiento en Solmineq se supuso que el agua de formación ha conservado sus propiedades desde las fechas en que se tomaron los datos termodinámicos de los pozos y por lo tanto el análisis físico-químico es útil para esas fechas.

Las siguientes tablas contienen los datos a ingresar en el software:

Tabla 2. Análisis físico-químico del agua para los pozos Col-37 y Col-38 a la fecha 25 de Junio de 2009

POZO	Na ⁺	K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Ba ⁺⁺	Sr ⁺⁺
	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Col-37	9407	49,7	1351,8	116,0	54,9	69,9
Col-38	3947	11,0	1003,7	20,5	0,7	14,7

POZO	Fe ⁺⁺	STD	SALINIDAD	SiO ₂	I. S.
	mg/l	mg/l	mg/l NaCl	mg/l	@ 60°C
Col-37	12,5	27817	27731	22,0	0,93
Col-38	0,1	13170	12999	13,3	1,40

POZO	pH/°C	RESISTIV.	H ₂ S	O ₂ DIS.	CO ₂	HCO ₃ ⁻
		Ωm @ 25°C	mg/l	ppb	mg/l	mg/l
Col-37	7.01/20.5	0,308	ND	ND	15	259
Col-38	7.24/20.8	0,593	ND	ND	<10	175

POZO	CO ₃ ⁼	SO ₄ ⁼	Cl ⁻	CONDUCTIV.	DENSIDAD
	mg/l	mg/l	mg/l	mS/cm @ 25°C	g/cc @ 20°C
Col-37	0	3,2	16470	32,50	1,0112
Col-38	0	271,0	7713	16,87	1,0086

Tabla 3. Presiones y temperaturas de yacimiento de los pozos Col-37 y Col-38

POZO	FECHA	Tyac	Pyac
Col-37	01-Ene-68	104 °F	235,44 psi
Col-38	24-Jul-54	174 °F	1740 psi

3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La siguiente tabla muestra el criterio de tendencia incrustante de cada mineral:

Tabla 4. Grados de los índices de saturación de los principales minerales (reportados en el software Solmineq88):

Mineral	Bajo	Moderado	Crítico
BaSO ₄	0 – 0.20	0.20 – 0.75	>0.75
CaCO ₃	0 – 0.20	0.20 – 0.50	>0.50
FeCO ₃	0 – 0.75	0.75 – 1.0	>1.0
FeS ₂	0 – 2.5	2.5 – 5.0	>5.0
Dolomita	0 – 0.40	1.0 – 2.0	>2.0
Cuarzo	0 – 1.50	1.50 – 2.0	>2.0

Al correr el modelo en Solmineq88 se obtuvieron los siguientes índices de saturación de minerales precipitantes:

Tabla 5. Índices de saturación de los principales minerales de Col-37 y Col-38 y su tendencia incrustante

POZO	FECHA	BaSO ₄	CaCO ₃	FeCO ₃	FeS ₂	Dolomita	Cuarzo
Col-37	01-Ene-68	0,056	0,524	0,459		1,549	
Col-38	24-Jul-54		0,708			1,714	

Los espacios en blanco de la tabla anterior se deben a que el software arrojó resultados negativos para los valores de índices de saturación, lo que indica que no precipitan.

Como se observa en la tabla 5, los pozos Col-37 y Col 38, según la tabla 4, presentan tendencia incrustante crítica de CaCO₃ a condiciones de yacimiento y tendencia incrustante moderada de dolomita. Adicionalmente, el pozo Col-37 presenta tendencia incrustante baja de BaSO₄ y FeCO₃ a condiciones de yacimiento.

En el Anexo C se encuentran los tratamientos recomendados para remover y prevenir este tipo de daño.

CONCLUSIONES

- La metodología ofrece un alto grado de seguridad para la identificación de daños por incrustaciones gracias a la disponibilidad de software especializado confiable para el modelamiento de aguas. Los diagnósticos de presencia de precipitados orgánicos también son rápidos y confiables, el uso de puntos de fluidez ha sido el parámetro clave históricamente para el diagnóstico de precipitados parafínicos y el análisis SARA para la identificación de precipitados asfálticos.
- La identificación de daños por bloqueo por aguas, corrosión, hinchamiento y dispersión de arcillas, y otros daños potenciales usando esta metodología requieren de un análisis bastante minucioso en comparación con los anteriormente mencionados.
- Un diagnóstico erróneo de daño puede obedecer a errores analíticos por parte del evaluador, errores en la toma de datos de campo o errores en las pruebas de laboratorio.
- La metodología no sólo es útil para el Campo Colorado, también puede ser usada de forma total o parcial en el diagnóstico de daños de formación en otros campos.

RECOMENDACIONES

- Adquirir datos de campo actuales, especialmente datos termodinámicos. Los disponibles son demasiado antiguos para diagnosticar daños de formación a la fecha.
- Correr el modelo de agua descrito en el capítulo 3 en otro software como Scale Chem para verificar la exactitud de los resultados.

BIBLIOGRAFÍA

BANZER Carlos. Correlaciones PVT. [En línea]. Disponible en http://www.gigas.com.ve/index.php?option=com_docman&task=doc_details&gid=36&Itemid=61

CIVAN Faruk. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assesment, and mitigation. 1 ed. Houston-Texas: Gulf Publishing Company, 2001.

ESCOBAR Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. [En línea]. Disponible en http://ivanduran2.googlepages.com/cap-l-IV_comportamiento.pdf

MENDOZA Alberto. Daños a la formación. ICP-Piedecuesta, 2008.

MENDOZA Alberto. Depósitos e incrustaciones en campos petroleros. ICP-Piedecuesta, 2008.

Metodologías de laboratorio para el desarrollo de estudios integrados de daño a la formación, aplicada a campos Colombianos, estudio del ICP.

THOMAS Allen and ALAN Roberts. Production Operations Vol 2: Well completions, Workover, and Stimulation. 4 ed. Tulsa-Oklahoma: Oil and Gas Consultants International, 1982. Chapters 2,5 and 9.

Solmineq. [Programa de computador]: Versión 88

Wellflo. [Programa de computador]: Versión 3.8.2. Manual disponible en <http://modelaje-de-pozos.blogspot.com/2008/02/wellflo-software-de-modelado-avanzado.html>

ANEXO A. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

Entre 1953 y 1964 Ecopetrol inició el desarrollo del campo colorado perforando un total de 75 pozos, con un tope de 44 pozos activos en 1963.

A.1 UBICACIÓN

El Campo Colorado se encuentra ubicado en el departamento de Santander (Colombia) en jurisdicción del municipio de San Vicente de Chucurí.

Figura A.1 Ubicación del Campo Colorado



Fuente: ECOPETROL S.A.

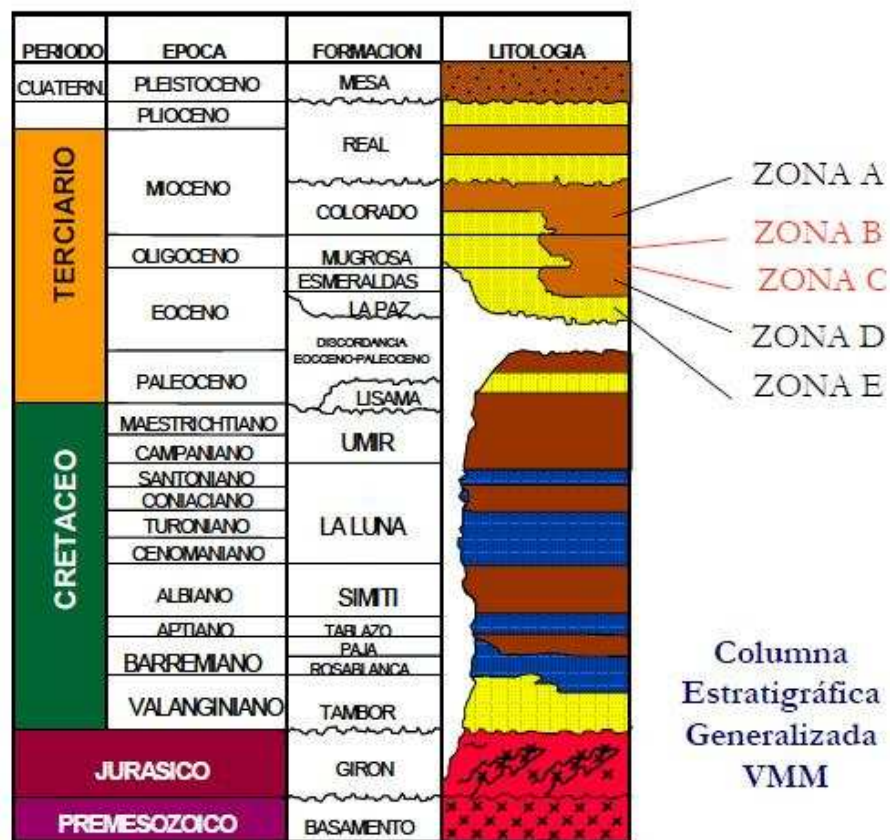
A.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO

- El petróleo se extrae principalmente de las formaciones mugrosas (zonas B y E) y esmeraldas (zona D).
- Sistema fluvial meándrico. Esto quiere decir que todos los canales fluviales tienden a confinarse en un canal principal que presenta sinuosidad mayor a 1.5, los gradientes de pendiente son pequeños y las partículas sedimentarias son bastante finas.
- Presenta acumulaciones de aceite liviano y gas con gravedad API 36 a 42° API.
La gravedad API (American Petroleum Institute) es una medida de la densidad que describe cuan pesado es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10 el petróleo es más liviano que el agua y por lo tanto flotaría en ella. Los grados API también son útiles para comparar la liviandad o pesadez de fracciones extraídas de petróleo.
- Yacimiento con baja energía, es decir, con bajos gradientes de presión y temperaturas no muy altas.
- El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos y sus arenas son delgadas por debajo de los 20 pies.
- Baja producción de crudo a lo largo de la historia del campo debida a la alta presencia de parafinas y malas propiedades petrofísicas del yacimiento.
- Levantamiento por bombeo mecánico.

A.3 ESTRATIGRAFÍA

El Campo Colorado produce principalmente de las formaciones mugrosa y esmeraldas.

Figura A.3 Columna estratigráfica

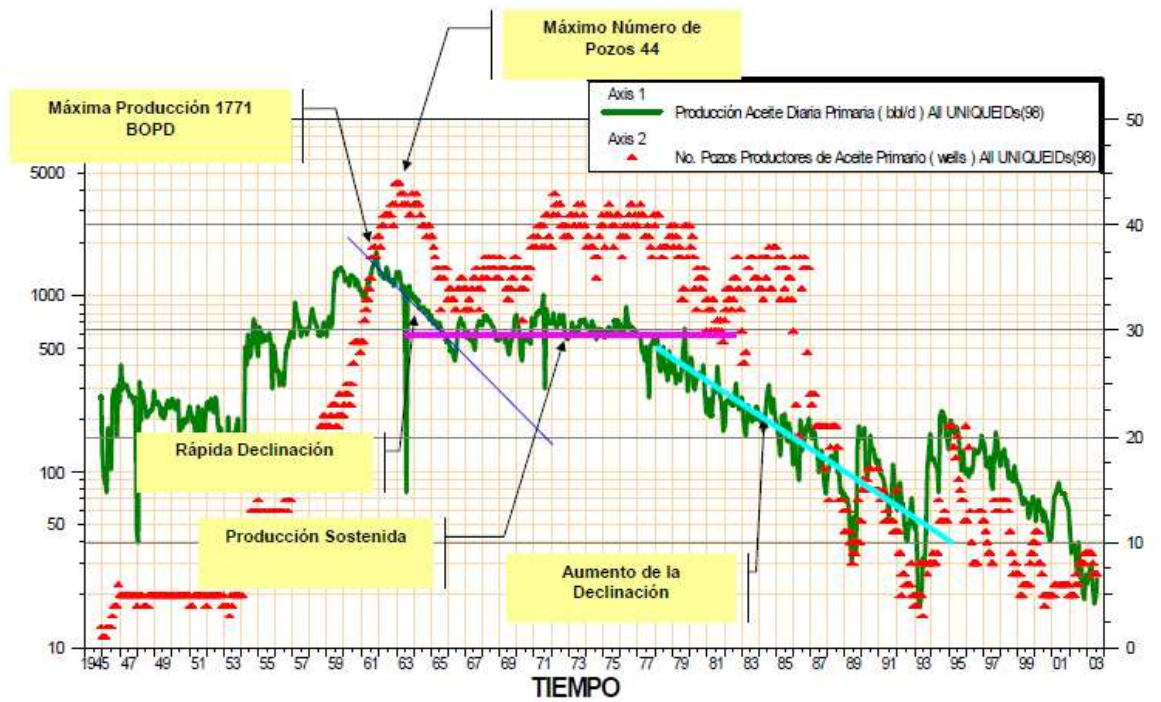


Fuente: ECOPEPETROL S.A.

A.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La fuerte declinación en la producción de aceite observada en la figura A.4 se debe a que la mayoría de pozos están inactivos debido a presencia de daños.

Figura A.3 Historial de producción del Campo Colorado.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Hasta la fecha de octubre de 2007, 33 pozos han sido abandonados por quedar secos, por alto corte de agua, alta relación gas aceite y problemas mecánicos; 34 se encuentran inactivos por baja producción u otros problemas, y 7 están activos funcionando mediante bombeo mecánico con reservas mostradas en la figura A.5.

Figura A.4 Estado de los pozos del Campo Colorado 2006

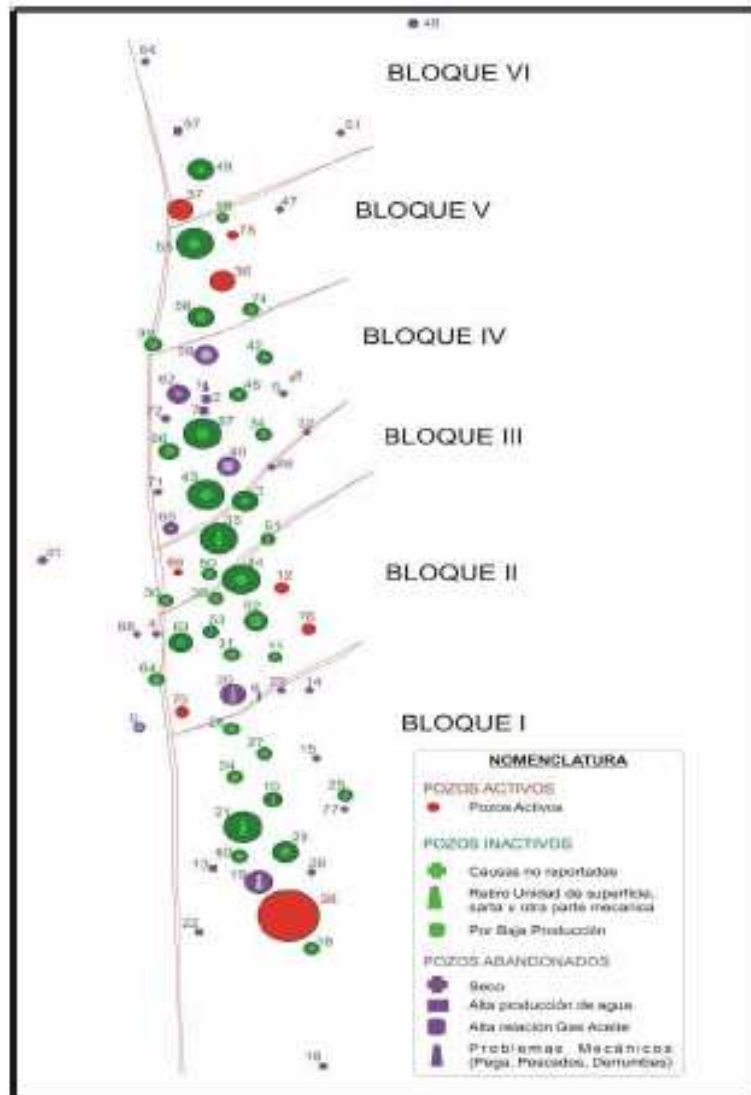
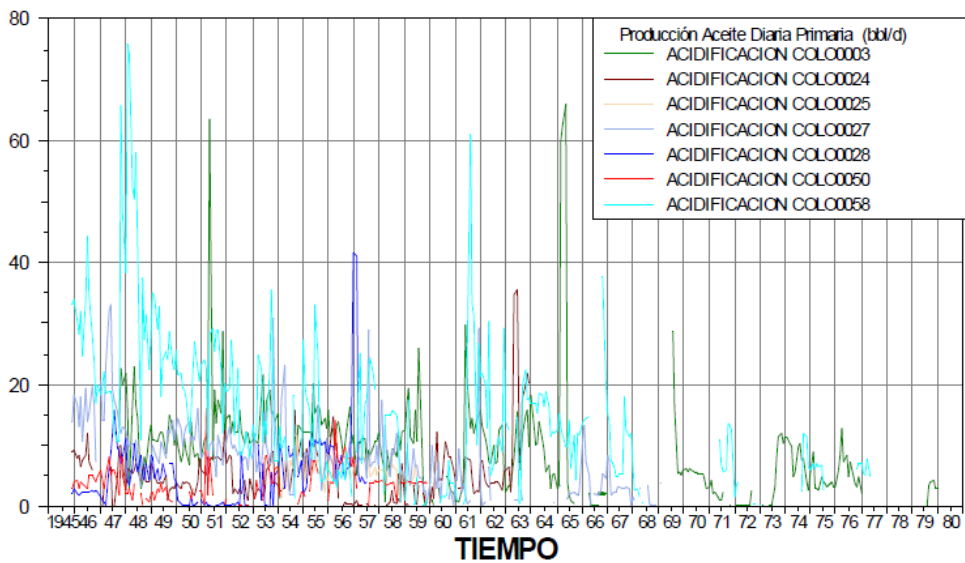


Figura A.5 Reservas de los pozos activos del Campo Colorado

POZOS ACTIVOS			
POZO	Bloque	Producción Acumulada (KBls)	Reservas por Producir (KBls)
COL - 12	II	129,2	103,1
COL - 36	V	282,2	245,0
COL - 37	VI	277,2	251,7
COL - 38	I	518,7	283,7
COL - 69	III	72,9	178,2
COL - 70	II	39,2	42,6
COL - 75	V	96,9	77,6

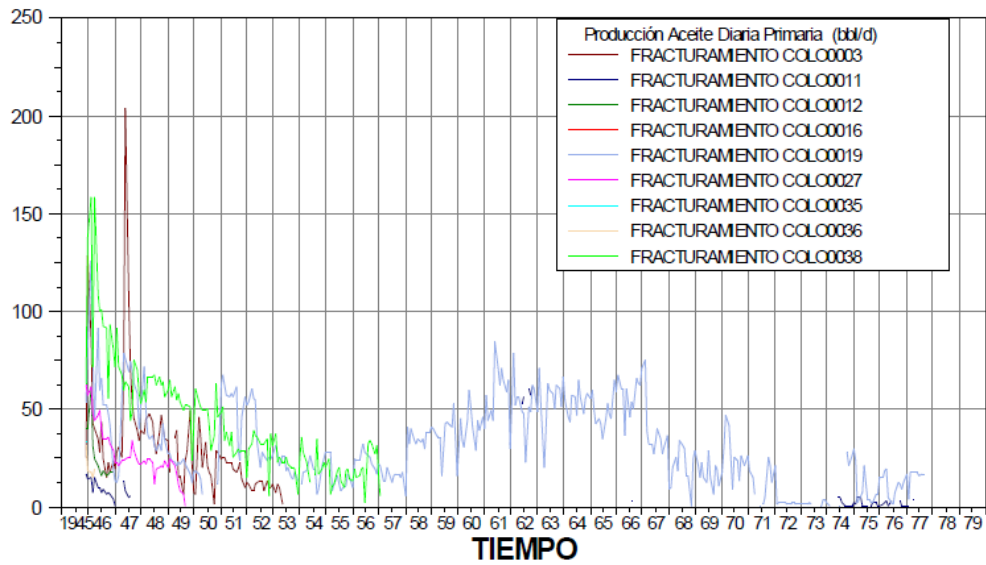
A.5 TRABAJOS DE ACIDIFICACIÓN

Figura A.6 Trabajos de acidificación realizados en los pozos activos



A.6 TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO

Figura A.7 Fracturamientos realizados en los pozos activos del Campo Colorado



ANEXO B. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE PROPIEDADES DE LA ROCA

B.1 Porosidad

Es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.
Matemáticamente:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total

B.1.1 Clasificación de la porosidad

Porosidad absoluta

Es la porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no esté interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales.

Porosidad efectiva

Es la que considera los espacios interconectados y que finalmente permitirá que haya flujo de fluidos.

Porosidad no efectiva

Es la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

Geológicamente la porosidad se clasifica en:

Porosidad primaria o intergranular

Es la que se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Las calizas y areniscas presentan este tipo de porosidad.

Porosidad secundaria, inducida o vugular

Ocurre por un proceso geológico artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la solución fractura (natural o artificial) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita).

B.2 Permeabilidad

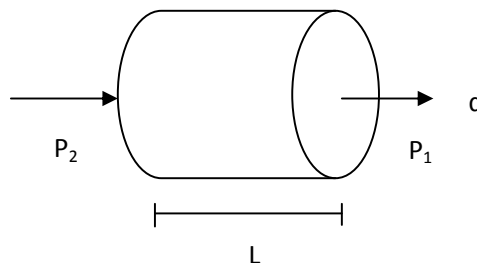
Es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos.

B.2.1 Permeabilidad en Flujo lineal

Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100% el medio y flujo homogéneo y laminar ocurra.

Supóngase un fluido que fluye a través de un espacio cilíndrico como se muestra en la figura N° 4

Figura B.2-1 Flujo lineal a través de un espacio cilíndrico



Fuente: Autor

La energía que causa el desplazamiento es la diferencia entre la presión de entrada y la de salida, y la resistencia al flujo es causada por la fricción entre el fluido y la pared, y la viscosidad del fluido. Según la ley de Darcy matemáticamente se tiene que:

$$V = \frac{q}{A} = 0.001127 \frac{K(P_2 - P_1)}{\mu L}$$

V = Velocidad de flujo (ft/s)

q = cantidad de flujo (bbl/día)

A = Área seccional (ft²)

K = permeabilidad (md)

P₁ = Presión de salida (Lpc)

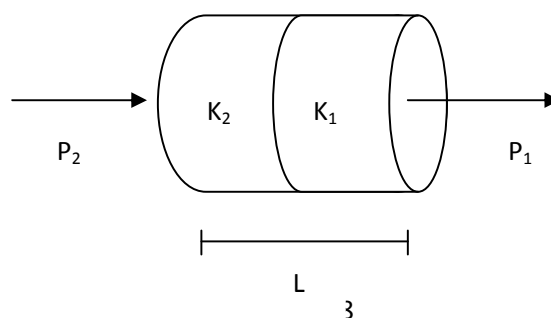
P₂ = Presión de entrada (Lpc)

μ = Viscosidad (cp)

L = longitud (ft)

Puede darse el caso en el que la roca presente secciones con propiedades diferentes como se muestra en la figura B.2-2, una zona sometida a daño con permeabilidad K₁ y longitud L₁, y otra zona libre de daño con permeabilidad K₂ y longitud L₂.

Figura B.2-2 Flujo lineal a través de un espacio cilíndrico con daño



Fuente: Autor

$$\frac{L}{K_{prom}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2}$$

$$\frac{L}{K_{prom}} = 0.001127 \frac{A(P_2 - P_1)}{\mu q}$$

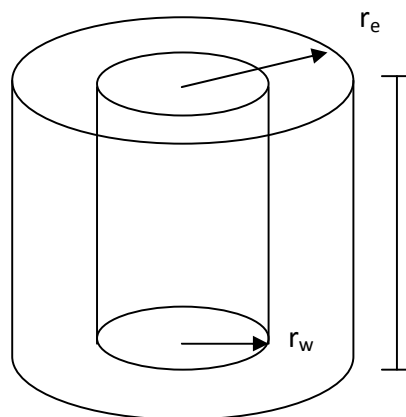
$$P_2 - P_1 = (P_2 - P_s) + (P_s - P_1)$$

P_s = presión en la zona límite.

B.2.2 Permeabilidad en flujo radial

El flujo radial se presenta cuando hay flujo de fluidos desde el pozo hacia un estrato rocoso.

Figura B.2-3 Flujo radial a través de un espacio cilíndrico



Fuente: Autor

Supóngase un segmento cilíndrico de pozo con radio r_w rodeado por un estrato rocoso de radio r_e , y un espesor de roca h , como se ilustra en la figura B.2-3, el flujo mediante la ley de Darcy es descrito como sigue:

$$V = \frac{q}{A} = 0.001127 \frac{K(P_2 - P_1)}{\mu L}$$

ANEXO C. REMOCIÓN Y PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES

D.1 REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES

Remoción con agua: Cuando el precipitado es NaCl se utiliza agua para solubilizarlo y removerlo.

Una solución de agua que contenga 55.000 mg/litro de NaCl a 100 °F es útil para remover $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Remoción con ácido: El CaCO_3 es la incrustación más atacada con este método. Se utiliza principalmente ácido clorhídrico, ácido acético ($\text{CH}_3\text{-COOH}$ ($\text{C}_2\text{H}_4\text{O}_2$)), ácido fórmico ($\text{H-COOH}(\text{CH}_2\text{O}_2)$), y ácido sulfámico ($\text{H}_3\text{NO}_3\text{S}$)

Adicionalmente se puede remover con ácido incrustaciones de Carbonato de hierro (FeCO_3), sulfuro de hierro (FeS) y trióxido de hierro (Fe_2O_3), utilizando HCl.

Remoción con métodos mecánicos: String shot, estimulación sonora, perforación, reaming han sido utilizados para remover incrustaciones insolubles del tubing, del casing y de la abertura del pozo.

Las incrustaciones más comunes que requieren métodos mecánicos para su remoción son el sulfato de bario (BaSO_4) y el sulfato de estroncio (SrSO_4).

D.2 PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES

Inhibición con Polifosfatos Inorgánicos: Una pequeña concentración en ppm de moléculas dihidratadas de polifosfatos es utilizada para prevenir el crecimiento de núcleos de cristales de incrustaciones, ya que son adsorbidas en la superficie de estos núcleos.

Inhibición con Ácidos Poliorgánicos: Se utiliza principalmente el LP-55, material líquido muy estable que no tiene límites de temperatura y no forma precipitados. Su inhibición es semejante a la de los polifosfatos inorgánicos.

El LP-55 es bombeado en el pozo a un flujo de 0.25 a 1.0 bbl/minuto y debe estar disuelto en una cantidad de 10 galones por cada 1000 galones de agua o alcohol. También se inyecta con agua para inhibir incrustaciones en el casing, el tubing, bombas y superficies de equipos.

Inhibición con fosfatos y fosfonatos orgánicos: Utilizados para inhibir el crecimiento de CaSO_4 , BaSO_4 , y CaCO_3 , tales como el S-31, S-51 y aminoetilenofosfonato (AMP).

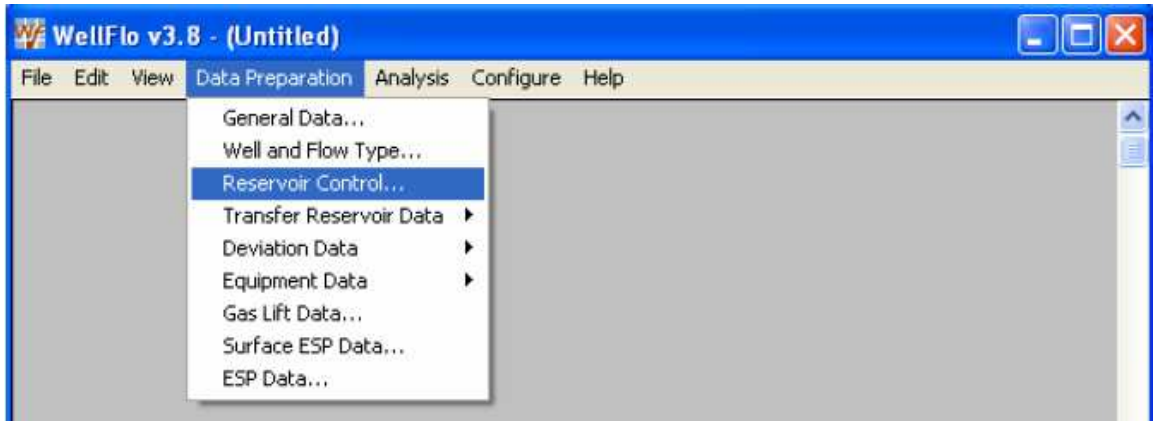
Inhibición con polímeros: ARCOHIB S-223, una sal de ácido poliacrílico, es el polímero más usado para inhibir incrustaciones de CaSO_4 , BaSO_4 , y CaCO_3 . El procedimiento es el siguiente:

1. Bombear de 100 a 500 galones de HCl
2. Bombear una solución que contenga 100 gal al 15% de HCl, 45 bbl de agua y 100 gal de ARCOHIB.
3. Agregar CaCl_2 hasta que la concentración en el agua sea de 10.000 ppm de CaCl_2 . Este aumento de PH de 1.2 hasta 4.5 hace que el polímero precipite como un gel en la formación.
4. El polímero es inyectado con 100 a 200 bbl de agua.

Inhibición de CaCO_3 manteniendo la presión: El CaCO_3 puede precipitar por un descenso en la presión, por lo tanto si ésta se mantiene se puede impedir.

ANEXO D. MODELAMIENTO EN WELLFLO 3.8.2

1. CARGAR LOS DATOS PVT



Selleccionar Fluid Parameters

Se cargan las propiedades del aceite y se eligen las correlaciones a utilizar

Oil fluid parameters

Produced fluid data

Oil API gravity: 18.000 deg API

Oil specific gravity: 0.94649 sp grav

Gas specific gravity: 0.770 sp grav

Water salinity: 1850.0 ppm

Water specific gravity: 1.000283 sp grav

Layer data

Layer name	Prod. GOR SCF/STB	Water cut per cent
Layer 1	115.400	32.100

Copy Previous Data

Correlations

Pb, Rs, Bo: Lasater*

Uo: Beal + Chew et al

Ug: Carr et al

Surface Tension: Advanced

OK Cancel

Check... Match...

Emulsion Viscosity...

En el Match se cargan las propiedades del PVT

Match oil properties

Match property: Bubble Pt Press.

Observed values

Pressure	Bub.Pt.				
50.0					
100.0					
116.0	880.000				
200.0					
250.0					
300.0					

Calculated values

Pressure					
50.0					
100.0					
116.0					
200.0					
250.0					
300.0					

Tuning parameters: 1.00000, 0.00000

Reset tuning

Tuned Pb or Rs at std. conditions:

Anchored

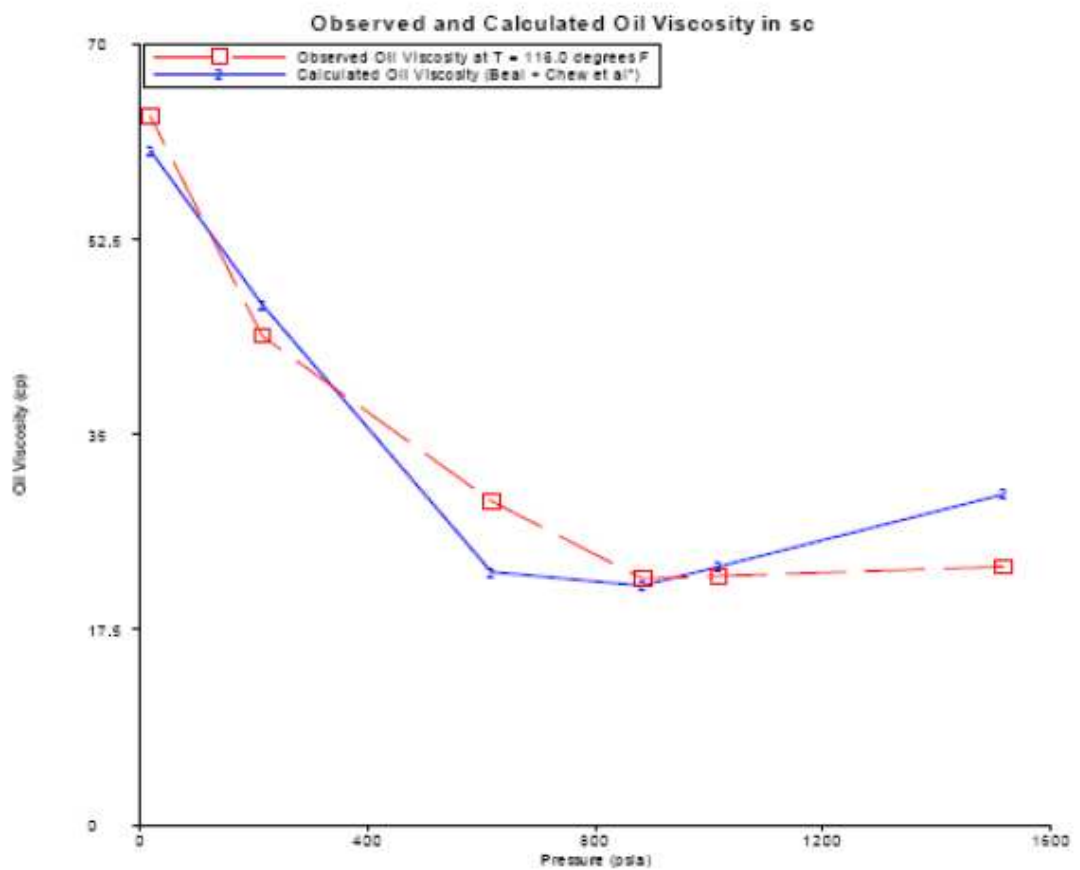
Free

Match:

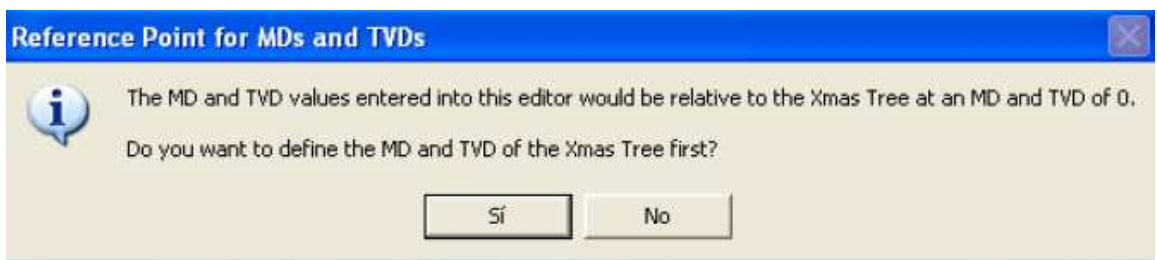
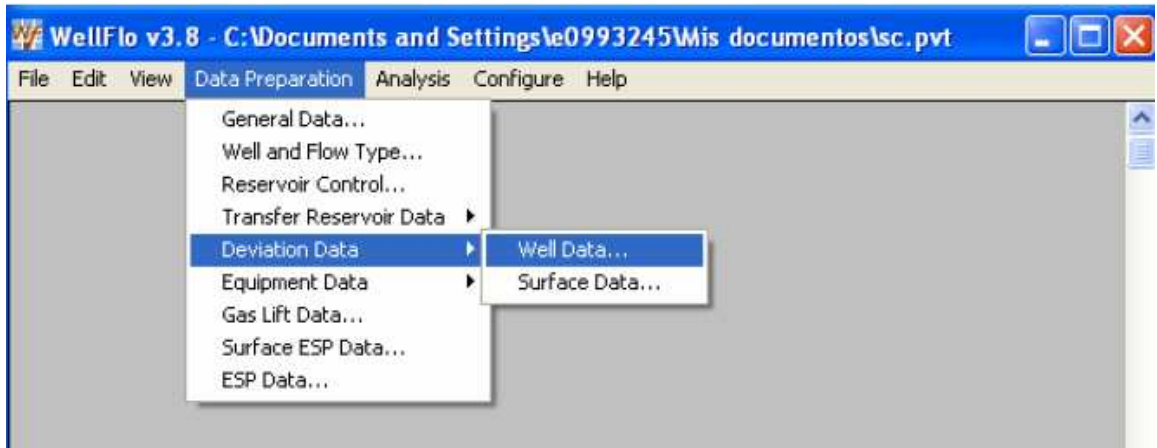
OK Cancel Calculate Best fit Copy Plot

Al finalizar dar click en Calculate, luego Plot y finalmente OK.

Para cada "Match Property" se genera automáticamente una gráfica en función de la presión con los datos reales y el ajuste del modelo seleccionado. Por ejemplo, para la viscosidad del aceite:



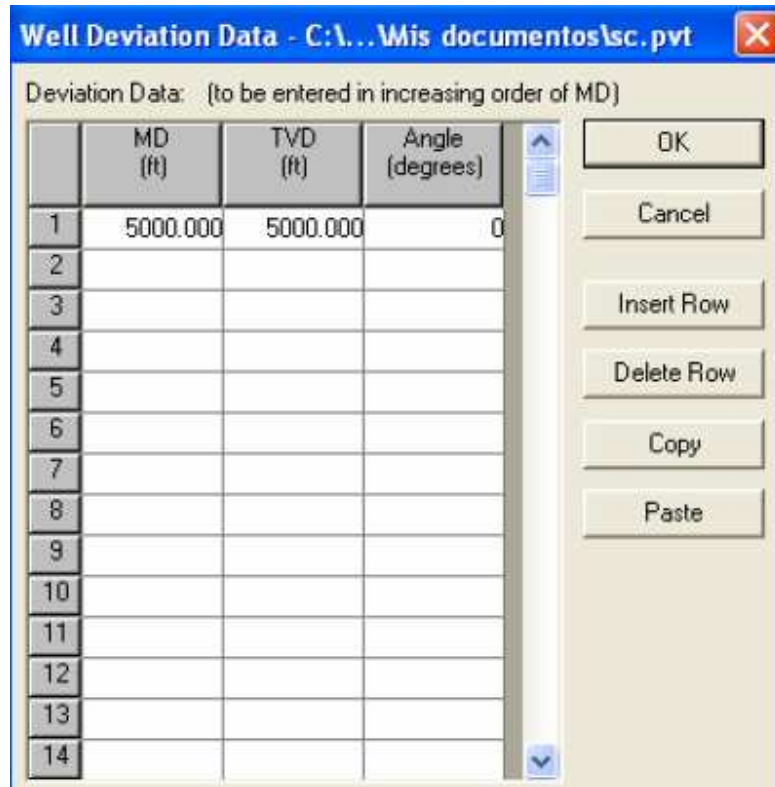
2. CARGAR LOS DATOS DEL POZO



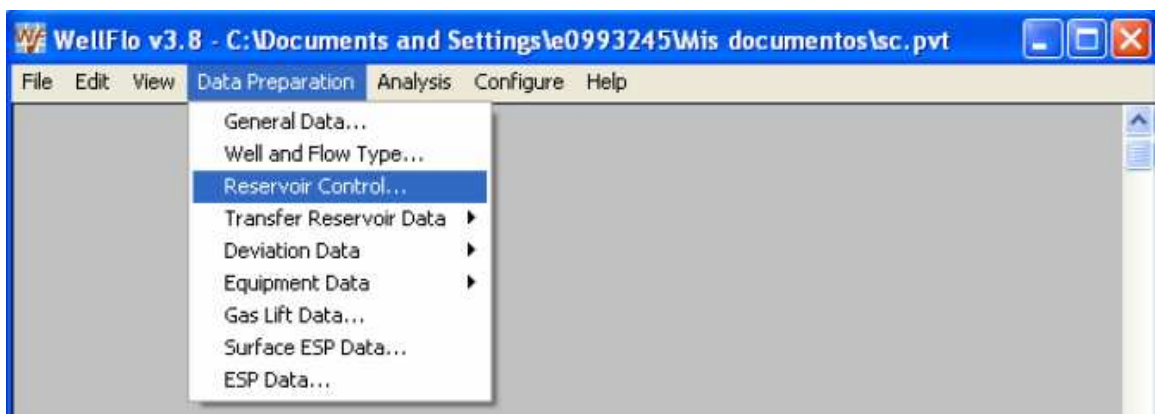
Ingresar los datos requeridos si se tienen, si no, se dejan en default



Cargar los datos de MD y TVD, máximo 256 datos



3. MODELAMIENTO



En el modulo Entry Model se selecciona Test Point Data y se da click en Edit Layer.

Inflow Performance: Oil (Test Data Points) - Layer 1

Layer Parameters

Layer pressure: 892.400 psia
Layer temperature: 116.000 degrees F
Relative Injectivity: 0 per cent
Mid-perf depth (MD): 2579.00 ft

IPR Model

Current IPR Model :
Vogel

Test point data (total liquid)

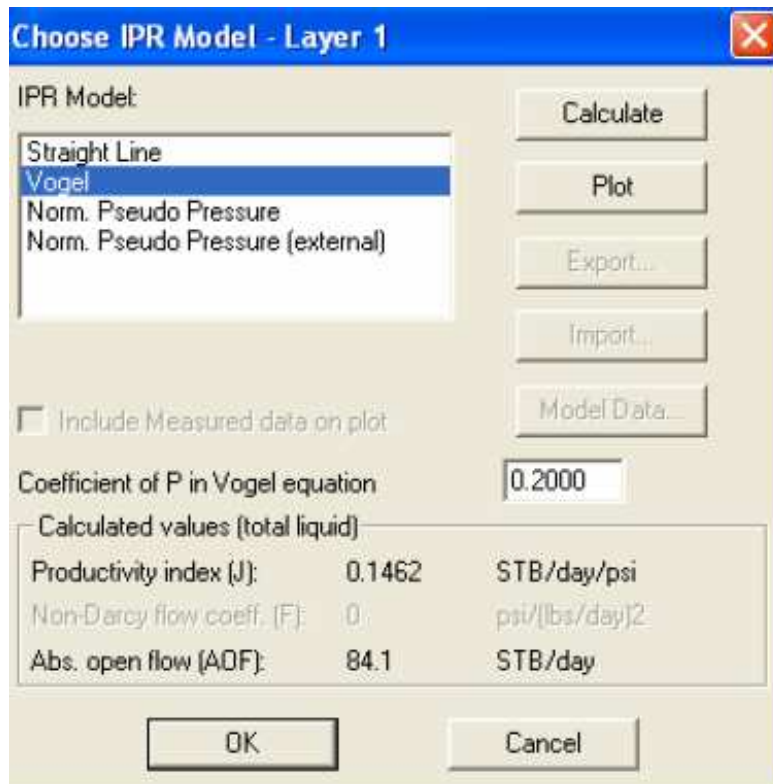
Test Pressure 1: 228.20 psia
Test Flow Rate 1: 76.300 STB/day
Test Pressure 2: 0 psia
Test Flow Rate 2: 0 STB/day
 Include non-Darcy effects

Calculated values (total liquid)

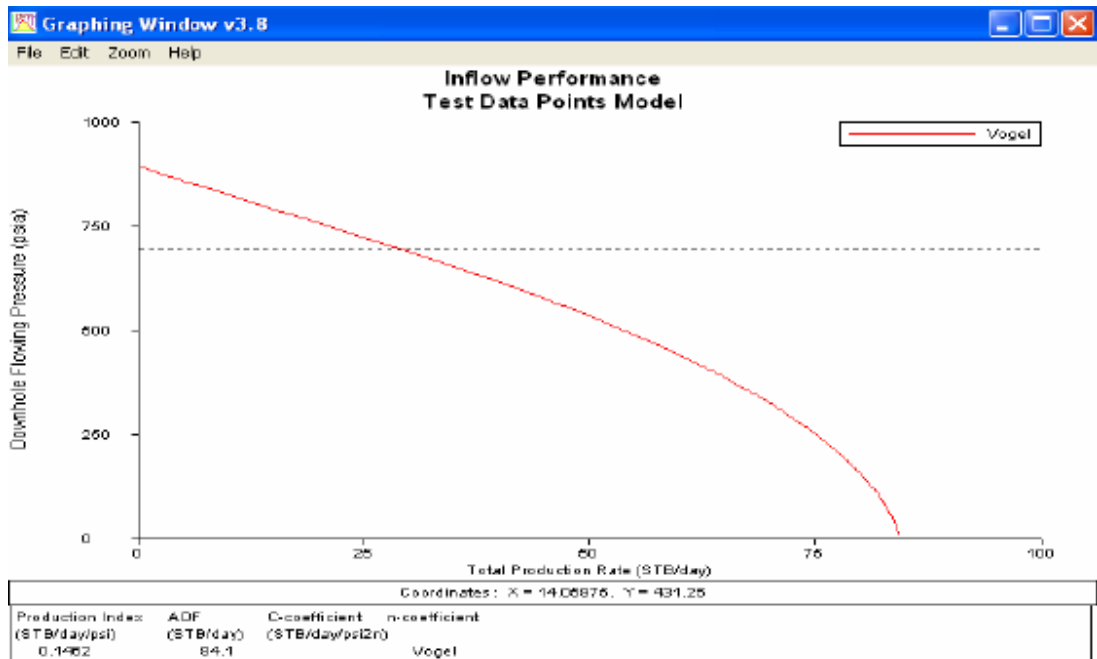
Productivity index (J): 0.1462 STB/day/psi
Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)2
Abs. open flow (AOF): 84.1 STB/day

OK
Cancel
Calculate
Relative Perm...
Choose IPR...

Se selecciona el IPR model de acuerdo a las características del yacimiento y fluido según modelo, la ecuación y características de aplicación de cada uno.



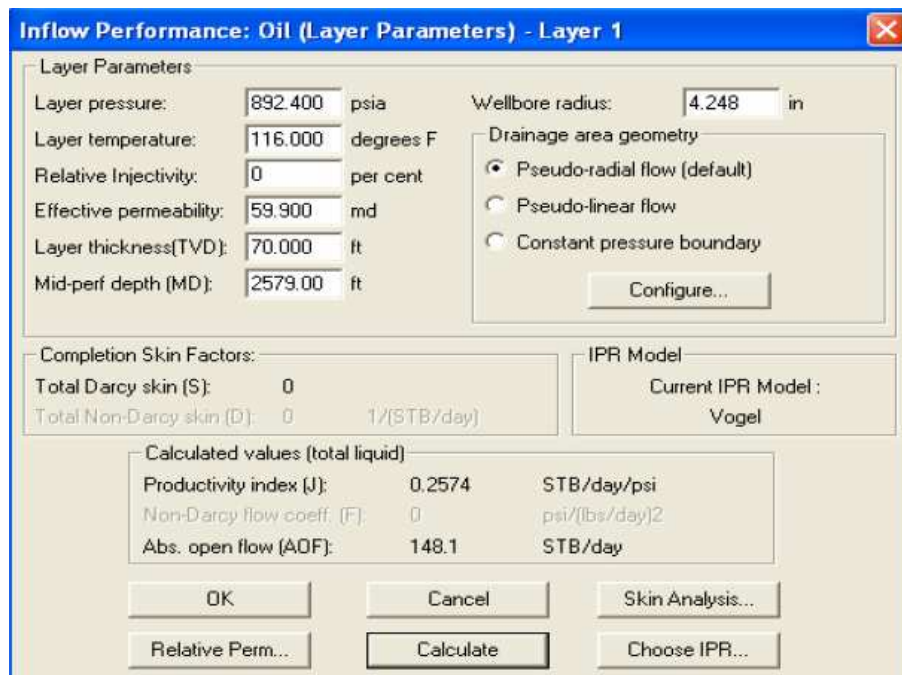
Dar Calculate y Plot y automáticamente se genera la grafica de IPR y leer el IP.



Regresar a la ventana del Reservoir control y seleccionar Layer Parameters-Edit Layer.



Ingresar los valores requeridos:



Ingresar a Data Preparation Reservoir. En la ventana de Reservoir Control se selecciona Layer Parameters y después Edit Layer.

Utilizando la función Skin Analisis se calcula por prueba y error el daño causado al pozo:

Inflow Performance: Oil (Layer Parameters) - Layer 1

Layer Parameters:

Layer pressure: 892.400 psia

Layer temperature: 116.000 degrees F

Relative Injectivity: 0 per cent

Effective permeability: 59.900 md

Layer thickness(TVD): 70.000 ft

Mid-perf depth (MD): 2579.00 ft

Wellbore radius: 4.248 in

Drainage area geometry:

- Pseudo-radial flow (default)
- Pseudo-linear flow
- Constant pressure boundary

Configure...

Completion Skin Factors:

Total Darcy skin (S): 0

Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

IPR Model

Current IPR Model : Vogel

Calculated values (total liquid):

Productivity index (J): 0.2574 STB/day/psi

Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)²

Abs. open flow (AOF): 148.1 STB/day

OK Cancel Skin Analysis...

Relative Perm... Calculate Choose IPR...

Para calcular el valor del daño actual del pozo se comienzan a dar valores en la ventana total Darcy Skin (S) y se le da Calculate-OK.

En la ventana anterior de Inflow Performance es calculado un valor de IP.

Se continua trabajando con la función Skin Analisis hasta que el valor de S iguale el valor de J con el valor de IP obtenido en la gráfica IPR. El valor obtenido es el valor actual del pozo.