

**PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE DAÑO DE FORMACIÓN EN
POZOS DE PETROLEO SIN REALIZAR PRUEBAS DE RESTAURACIÓN
DE PRESIÓN**

LUIS CARLOS MONTUFAR FONSECA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

**PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE DAÑO DE FORMACIÓN EN
POZOS DE PETRÓLEO SIN REALIZAR PRUEBAS DE RESTAURACIÓN
DE PRESIÓN**

LUIS CARLOS MONTUFAR FONSECA

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

Tú, quien ha sido mi mano derecha durante todo este tiempo; te agradezco por tu desinteresada ayuda, por echarme una mano cuando siempre la necesite, por aportar considerablemente en mi proyecto. Te agradezco no solo por la motivación que me diste, si no por los maravillosos momento que vivimos.

.. ...

CONTENIDO

pág.

CAPITULO 1.....	15
1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS DE PRETRÓLEO	15
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	15
1.2 OBJETIVOS.....	16
1.2.1 General	16
1.2.2 Especifico.....	16
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	17
CAPITULO 2.....	18
2. MARCO DE REFERENCIA	18
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	18
2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL.....	20
2.2.1 Daño de formación.....	20
2.2.2 Cálculo del daño de formación por Van Everdingen y Hurst.....	21
2.2.3 Áreas de interés en un pozo con daño de formación	22
2.2.4 Daño de formación a partir de pruebas de restauración	23
2.3 MARCO PRÁCTICO	24
2.3.1 Contrato de exploración y Producción	24
2.3.2 Geología del petróleo.....	24
2.3.3 Equipo de levantamiento artificial.....	25
CAPITULO 3.....	26
3. PROCESO METODOLÓGICO	26
3.1 ENFOQUE	26
3.2 DISEÑO METODOLÓGICO.....	26
3.3 ALCANCE	27
3.4 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN	28
3.4.1 CALCULO DEL DAÑO MEDIANTE PRUEBAS DE	

RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	28
3.4.2 CALCULO DE DAÑO DE FORMACIÓN POR VAN EVERDING AND HURST	30
3.4.3 CALCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR CRAFT AND HAWKINS33	
3.5 PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN	35
3.6 PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN 41	
3.7 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DATOS CALCULADOS Y LA INFORMACIÓN EXISTENTE	50
4. CONCLUSIONES	58
5. RECOMENDACIONES	59
BIBLIOGRAFÍA	60

.. ...

GLOSARIO

Presión de yacimientos: La presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar.

Presión de fondo fluyente: Pozo fluyente puede definirse desde el punto de vista de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales y descarga, estrangulador y el separador, con la energía propia del yacimiento.

Prueba de restauración de Presión: Medición y análisis de datos de presión del fondo del pozo (usualmente) adquiridos después de que se cierra un pozo de producción. Las pruebas de restauración de presión son los medios preferidos para determinar la capacidad de flujo del pozo, la capacidad de flujo, el factor de daño y otra información.

Drawdown: Diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión del flujo de fondo de pozo; además, también se puede referir acerca de la diferencia en altura entre el nivel estático y el nivel dinámico.

RESUMEN

TITULO: PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS DE PETROLEO SIN REALIZAR PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN. ¹

AUTOR: Luis Carlos Montufar Fonseca. ²

PALABRAS CLAVE: Daño de formación, *skin*, permeabilidad efectiva, presión con daño de formación.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo principal de este trabajo, es construir un procedimiento que permita el cálculo del daño de formación en pozos de petróleo sin realizar pruebas de restauración de presión. Para esto se utilizó un diseño investigativo con enfoque cuantitativo.

El primer paso a seguir fue el análisis de los métodos actuales para el cálculo del daño de formación. Con estos modelos se estableció un procedimiento con el cual fuera posible y mediante iteración del daño de formación original, cálculo de K_o y P_s , calcular el daño de formación.

Para la implementación de este procedimiento, se programó el archivo ANASOF.V1, el cual permite ingresar los datos generales del campo, información de yacimiento y pruebas reales de producción. Como resultado ANASOF.V1 calcula la curva de producción, el daño de formación y las variables K_o y P_s .

Con esta información es posible realizar un análisis donde se cruza el daño de formación con diferentes variables, como: BSW, PIP, I_p y Fr. Encontrando así una herramienta en la optimización y toma de decisiones en el área de producción.

Finalmente se establecen los límites del procedimiento para esta investigación. El procedimiento da como resultado un ajuste excelente en pozos con un BSW mayor al 70%, acuífero activo y con una $P_{wf} > a$ la P_b . Este procedimiento fue aplicado en pozos con estas características, pero genera oportunidades de estudio en pozos con BSW < al 70% y con una $P_{wf} < P_b$.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M,Sc, Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: PROCEDURE FOR THE CALCULATION OF FORMATION DAMAGE IN PETROLEUM WELLS WITHOUT PRESSURE BUILDUP TESTS.³

AUTHOR: Luis Carlos Montufar Fonseca.⁴

KEYWORDS: Formation damage, skin, effective permeability, pressure with formation damage.

DESCRIPTION:

The main objective of this work is to build a procedure that allows the calculation of formation damage in oil wells without pressure buildup tests. For this, a research design with a investigative with approach quantitative.

The first step to follow was the analysis of current methods for calculating formation damage. With these models a procedure was established with which it was possible and by iteration of the original formation damage, calculation of K_o and P_s , to calculate the formation damage.

For the implementation of this procedure, the ANASOF.V1 file was programmed, which allows entering the general data of the field, reservoir information and real production tests. As a result ANASOF.V1 calculates the production curve, the formation damage and the variables K_o and P_s .

With this information it is possible to perform an analysis where the formation damage is crossed with different variables, such as: BSW, PIP, I_p and Fr. Finding a tool in the optimization and decision making in the production area.

Finally, the limits of the procedure for this investigation are established. The procedure results in an excellent fit in wells with a BSW greater than 70%, active aquifer and with $P_w > P_b$. This procedure was applied in wells with these characteristics, but it generates study opportunities in wells with BSW <at 70% and with $P_w < P_b$.

³ Master of Science Thesis.

⁴ Physic-chemist Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Magister of Petroleum and Gas, Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

La presente investigación se refiere al cálculo del daño de formación, este se define como el cambio de permeabilidad en las zonas aledañas al pozo.

El cálculo del daño de formación requiere periodos en los que un pozo debe estar apagado esperando la restauración de presión, generando pérdidas en la producción además de los riesgos operativos.

Para analizar esta problemática es necesario revisar las metodologías actuales con las que se calcula el daño de formación. Entre esas están el método de Horner, Van Everding y Hurst, entre otros.

El diseño metodológico con el cual fue desarrollado este proyecto fue investigativo y utiliza un enfoque cuantitativo. Teniendo en cuenta lo anterior el uso de los datos de producción real y el *match* con los datos calculados permiten el cálculo del daño de formación utilizando como insumo la curva histórica de producción.

Finalmente esta investigación utilizara la creación de la herramienta ANASOF.V1, para capturar la información del yacimiento, los datos históricos de producción y como producto calcular el daño de formación.

CAPITULO 1

1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS DE PRETRÓLEO

En este capítulo se realiza la descripción del problema, los objetivos y la justificación del presente trabajo.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El daño de formación es uno de los parámetros más importantes en la optimización de producción. Este nos permite encaminar junto al índice de productividad la estrategia de producción.

Los cambios en el índice de productividad dificultan la construcción de la estrategia de producción minimizando el uso eficiente del potencial productivo de un pozo. Uno de los actores en el cambio del índice de producción es el daño de formación, calcularlo es uno de los retos técnicos y económicos que afronta la industria.

Una prueba de restauración de presión permite cuantificar el daño de formación, permeabilidad y presión de yacimiento. Para esencial en el proceso de seguimiento de un yacimiento. Sin embargo, ejecutar estas pruebas de restauración de presión requiere el cierre del pozo por un periodo de tiempo. Cabe aclarar los diferentes riesgos que se tienen cuando un pozo es cerrado. Entre eso tenemos: las fallas mecánicas del sistema de levantamiento artificial, incremento en el BSW y/o decantación de sólidos en el pozo, entre otros.

Finalmente si se evalúa los riesgos y costos de realizar una prueba de restauración de presión, es posible que las compañías eviten o disminuyan la ejecución de este tipo de pruebas. El resultado es la toma equivocada de decisiones en la estrategia de optimización de producción.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 General

- ✓ Construir un procedimiento que permita el cálculo del daño de formación en pozos de petróleo sin realizar pruebas de restauración de presión.

1.2.2 Especifico

- ✓ Analizar los métodos de la literatura para calcular el daño de formación.
- ✓ Desarrollar un procedimiento a partir de modelos existentes que permita calcular el daño de formación.
- ✓ Construir un archivo en hojas de cálculo utilizando la programación de office y Microsoft Visual Basic, que permita llevar a cabo paso a paso y de manera practica el procedimiento para el cálculo del daño de formación en pozos de petróleo.
- ✓ Comparar los resultados obtenidos de pruebas de presión y corazones del mismo campo, con los resultados del procedimiento propuesto aplicado a los datos reales de producción en más de 30 pruebas de producción históricas.

1.3 JUSTIFICACIÓN.

Reducir el daño de formación es un aspecto crítico para mantener la productividad de los pozos y asegurar el incremento del factor de recobro. En la mayoría de los pozos el daño de formación se ve afectado por factores químicos y físicos que limitan la producción y disminuyen el potencial del pozo.

Históricamente identificar que existe y reducir el daño formación es una de las estrategias utilizadas para incrementar la productividad y reducir los costos operativos de los pozos durante la vida útil del activo en un campo maduro.

En cuanto al entendimiento de los factores que afectan el cálculo del daño de formación, se establecerán periodos productivos que garanticen representar las variables operativas del yacimiento. El presente trabajo de grado se desarrolla teniendo en cuenta la historia de producción de cada pozo, los cambios en la dinámica de producción de los fluidos, los diferentes trabajos de mantenimiento de producción además de las pruebas de restauración realizadas con anterioridad.

En definitiva el uso de la herramienta para el cálculo de daño de formación a partir de las curvas de producción, le brinda a la industria del petróleo una opción con la cual puede disminuir sus costos operativos e incrementar el seguimiento de la producción.

CAPITULO 2

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

El daño de formación es uno de los parámetros más importantes en la optimización de producción, este nos permite encaminar junto al índice de productividad la estrategia de producción.

Mayorga (2016) realizó un estudio del efecto de las variables operacionales sobre la pérdida de productividad en pozos fracturados hidráulicamente, cuyo objetivo general fue identificar las causas principales que genera el daño de formación. En este estudio el autor referencia un concepto importante “todos los pozos tienen un skin diferente aun que se encuentren en la misma arena productiva” además de generar una lista de variables que influyen en este concepto; Vale la pena decir que los anteriores dos conceptos enriquecen el presente estudio de investigación.

Lopez (2010) genera un estudio sobre la 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. Quien tuvo por objeto diagnosticar y evaluar los diferentes daños de formación a porta a este estudio las características de los diferentes daños de formación además de las prácticas convencionales para el cálculo del skin; vale la pena destacar que estos conceptos son fundamentales en el desarrollo de esta investigación.

Según Marco A Ruiz (2004) es posible realizar la caracterización del daño de formación utilizando la técnica de Marquardt Levenberg y Civan. El primero resuelve un modelo estadístico de regresión no lineal y el segundo simula el daño de formación en pruebas de desplazamiento en el laboratorio utilizando un modelo fenomenológico. El aporte más importante de esta investigación es entender que el modelo de Civan funciona únicamente si se conocen el valor de los parámetros del modelo.

Bennion (2002) en su artículo llamado Una Visión general de los mecanismos de daño de formación que causan una reducción en la productividad y la infectividad de las formaciones productoras de petróleo y gas. El presente artículo da un valor agregado a nuestra investigación cuando definen que el daño de formación se presenta como una reducción en la permeabilidad de la formación y puede aparecer durante las distintas etapas propias de un pozo.

En el año 1985 Van Everdinger autor del artículo La influencia del daño de producción en la capacidad productiva de un pozo. Pública el resultado de un trabajo de estimulación con ácido cuyo objetivo fue mostrar los efectos en el cálculo de K y S, antes y después de la estimulación. Este artículo enriquece el presente estudio con la confirmación del cálculo de Skin ratificando así que el objeto de esta investigación permitiría lo mismo sin necesidad de realizar paradas de producción.

Richard D Zabala realizo el artículo: Modelo fenomenológico para escalar a yacimiento el impacto sobre producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos en el año 2016. Con el cumplimiento del objetivo de este artículo, Richard Zabala referencia la caracterización, cuantificación y propone un modelo para pronosticar el daño de formación por migración de finos. Lo anterior suma a la presente investigación, la

metodología mediante la cual hace la aplicación del método fenomenológico y la información de cómo afecta la migración de finos el daño de formación.

En el estudio denominado la evaluación de modelos IPR para pozos Productores verticales de crudo extra pesado utilizando una herramienta de software, realizado por los ingenieros Castillo Cardona Castro Sánchez en el año 2015. En este se profundizó en el estudio de las variables utilizadas y de mayor influencia en los modelos IPR en pozos verticales.

Teniendo en cuenta las anteriores investigaciones y artículos se podrá mejorar la calidad de esta investigación además facilitar el proceso investigativo. Lo cual dará como resultado aumentar la eficacia en el cumplimiento de la estrategia de optimización de producción.

2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

2.2.1 Daño de formación⁵. Cuando las rocas de un reservorio han sido dañadas o afectadas por causas artificiales se dice que existe un daño de formación.

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad en las zonas aledañas al pozo. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada se denotan como K (skin).

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado “S”. Este cuantifica la severidad del daño de la siguiente forma:

⁵ FARUK, Civan. Daño de formación en yacimientos: Fundamentos, modelado, evaluación y mitigación. Publicación profesional, Oxford, UK, 2007

S > 0 Pozo con daño de formación

S = 0 Pozo sin daño de formación

S < 0 Pozo estimulado

En la fórmula 1 se visualiza la correlación convencional del daño de formación:

$$q = \frac{k * h * (Pe - Pwf)}{141,2 * Bo * \mu * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}$$

En donde:

K: Permeabilidad

h: Espesor de la capa o nivel

Pe: Presión estática de la formación

P_{wf} Presión de fondo fluyendo

Bo: Factor volumétrico del petróleo

U: Viscosidad Absoluta

r_e: Radio de drenaje

r_w: Radio del pozo

S: Daño de formación

2.2.2 Cálculo del daño de formación por Van Everdingen y Hurst⁶

En 1949 realizaron una analogía entre el coeficiente de transmisión de calor y el efecto del daño de formación para explicar estos fenómenos. Básicamente generaron un número adimensional la cual describe una zona de extensión infinitesimal la cual causa una diferencia de presión en estado estacionario. La fórmula 2 permite visualizar como está definida la diferencia de presión en estado estacionario:

⁶ TOM AAGE, Jetmert. Hawkins's formula para el daño de formación. {En línea}. {07 julio de 2017} disponible en: (<http://www.ipt.ntnu.no/~tomj/Course1/wellperf/hawkins.pdf>).

$$\Delta P_s = \frac{q * \mu}{2\pi * k * h} + S$$

q: Caudal

μ : Viscosidad

k: Permeabilidad

h: Espesor o altura

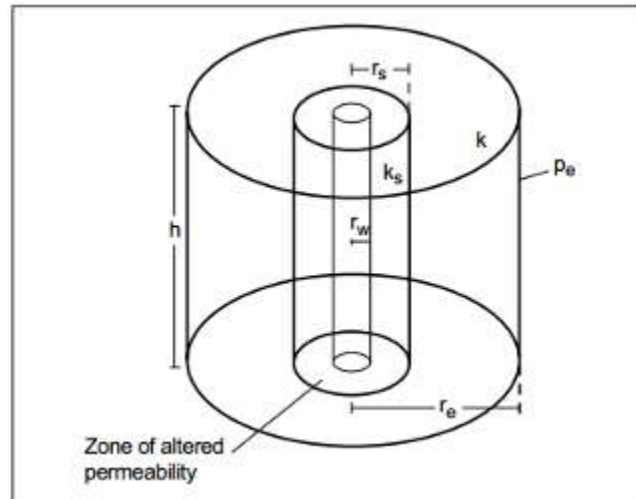
S: Daño de formación

ΔP_s : Diferencia de presión en estado estacionario.

2.2.3 Áreas de interés en un pozo con daño de formación⁷ En la siguiente figura se describe las áreas de interés en un pozo con alteraciones en las zonas cercanas al pozo:

⁷ Nolte, K. G. (2000). Estimulación de yacimientos (Vol. 18). M. J. Economides (Ed.). New York: Wiley. 1-11 p.

Figura 1: Zona de permeabilidad alterada



Fuente: TOM AAGE, Jetmert. Hawkins's formula para el daño de formación. {En línea}. {07 julio de 2017} disponible en: (<http://www.ipt.ntnu.no/~tomj/Course1/wellperf/hawkins.pdf>).

2.2.4 Daño de formación a partir de pruebas de restauración⁸ Para calcular el daño de formación por pruebas de restauración es necesario apagar el pozo y generar un disturbio de presión. El cálculo de este parámetro requiere conocer la siguiente información (formula 3):

$$S = 1.151 \left(\frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \text{Log} \frac{k}{\varphi * \mu * C_t * r_w^2} + 3.23 \right)$$

S= Daño de formación

P_i= Presión inicial o presión de yacimiento

P_{1 hr}= Presión a una hora

m= Pendiente

k= permeabilidad

μ= viscosidad

C_t= Comprensibilidad total.

⁸ Nolte, K. G. (2000). Reservoir stimulation (Vol. 18). M. J. Economides (Ed.). New York: Wiley. 2-1 p.

r_w = Radio del pozo.

2.3 MARCO PRÁCTICO

2.3.1 Contrato de exploración y Producción Este contrato fue firmado el 9 de Noviembre de 2004 entre Hupecol LLC ahora NEW GRANADA ENERGY CORPORATION y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El bloque se encuentra ubicado en el departamento de Casanare, en jurisdicción de los municipios de Trinidad y Paz de Ariporo, cubriendo un área de 20.676 hectáreas.

2.3.2 Geología del petróleo Dentro del área de evaluación del campo la unidad reservorio corresponde al C5 de la formación carbonera.

La siguiente información proviene de registros eléctricos y muestras laterales de pared. Los resultados de los análisis de estas muestras solo deben ser tomados como una guía, debido a las alteraciones que se pueden presentar en la porosidad y en la saturación, por la toma misma de las muestras.

En la Tabla 1 se presenta una información basada en los resultados del pozo estudio, los cuales se pueden tomar en cuenta para el área.

Tabla 1: Propiedades de la roca

Pozo	Zona	DEPTH (ft) HRI-GR (Logs)	Kair (mD)	POR (%) (Logs)	Sco (%)	Stw (%)
Pozo 1	C5	5510'-5607'	540	24	4.1	62.4

Fuente: NEW GRANADA ENERGY CORPORATIONS. Seguimiento a al contrato E&P.

Bogotá, 2001.

2.3.3 Equipo de levantamiento artificial El pozo 1 cuenta con un sistema de levantamiento artificial tipo bomba electro sumergible. Este equipo tiene un sensor de fondo SENSOR, OSIRIS 3 MAXIMUS ASSEMBLY SST con una exactitud de +/- 3%. Este dato es muy importante ya que es la clave en el cálculo de la presión de fondo.

CAPITULO 3

3. PROCESO METODOLÓGICO

3.1 ENFOQUE

Tanto el enfoque cuantitativo como el cualitativo, utilizan procesos rigurosos y sistemáticos para la producción de conocimiento. Hernández, Fernández y Baptista (2014,10), afirman que “El *enfoque cualitativo* busca principalmente la **dispersión o expansión** de los datos e información, mientras que el *enfoque cuantitativo* pretende **acotar** intencionalmente la información (medir con precisión las variables del estudio)”. El estudio cuantitativo se basa en investigaciones previas, mientras que el cualitativo se fundamenta primordialmente en sí mismo.⁹

A partir de la afirmación anterior, para el desarrollo de este estudio, se asumió un enfoque cuantitativo, teniendo en cuenta que la meta de la investigación es describir, explicar, predecir fenómenos, generar y probar teorías. Ubicando al investigador en una posición neutral e imparcial. Así mismo se intenta explicar lo empírico desde la teoría estableciendo y probando hipótesis. El análisis de datos es esencialmente numérico interpretativo, que habitualmente recurre al uso de instrumentos estandarizados, válidos, confiables, que se prueban y se ajustan teniendo como finalidad describir variables y explicar cambios.

3.2 DISEÑO METODOLÓGICO

Diseño Investigativo; Enfoque Cuantitativo

⁹ HERNÁNDEZ, Roberto, FERNADEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGraw-Hill, Sexta Edición 2010.p. 10

FASES METODOLÓGICAS
Se establecerán las variables que influyen en los modelos que permiten calcular el daño de formación. Analizando así las variables que se requieren modificar para lograr el objetivo.
Seleccionar los modelos establecidos para cálculo de daño de formación y permeabilidad presentes en la literatura, con el fin de tomarlos como base y sobre estos proponer las modificaciones respectivas, asumiendo condiciones que nos permitan minimizar la falta de información o parámetros para cumplir el objetivo.
Construir un archivo en hojas de cálculo utilizando la programación de office y Microsoft Visual Basic, que permita llevar a cabo paso a paso y de manera practica el procedimiento para el cálculo del daño de formación en pozos de petróleo además de la detección de periodos en los cuales aplique el procedimiento.
Comparar los resultados obtenidos de pruebas de presión y corazones del mismo campo, con los resultados del procedimiento propuesto aplicado a los datos reales de producción en más de 30 pruebas de producción históricas, logrando realizar un seguimiento al pozo sin necesidad de afectar su producción.

3.3 ALCANCE

Los estudios de tipo exploratorios trabajan un tema poco estudiado; los descriptivos buscan especificar propiedades, características y rasgos fundamentales del objeto de estudio analizado y el explicativo asocia variables y pretende establecer causas del evento o fenómenos que se estudian.

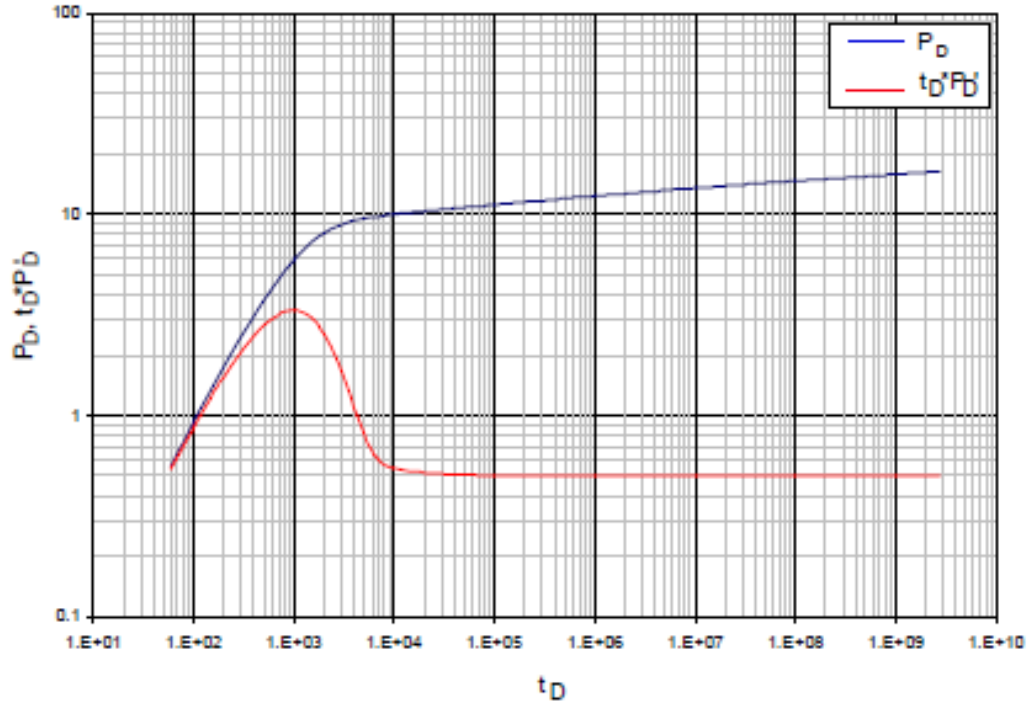
El presente trabajo de grado tendrá un alcance de tipo explicativo ya que desarrolla un procedimiento que permite el cálculo del daño de formación, teniendo en cuenta la falta de información en la caracterización del pozo. Esta información será calculada a partir de la producción histórica del mismo.

3.4 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

3.4.1 CÁLCULO DEL DAÑO MEDIANTE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN El análisis cuantitativo del daño a la formación se hace mediante análisis de pruebas de presiones. Existen varios métodos de interpretación de presiones, principalmente para pruebas de restauración. Los más usados son el de Horner y los que emplean el método de la curva tipo, como los de Bourdet y Gringarten (Figura 2).

Del análisis de prueba de restauración de presión, por el método de Horner, se halla la presión estática promedio del yacimiento, la presión de fondo fluyente, la permeabilidad efectiva al petróleo, la pendiente de la sección recta y un factor del daño total. Este factor de daño está compuesto del daño verdadero y de los pseudo-daños.

Figura 2: Método de análisis para restauración de presión



Fuentes: ESCOBAR, Freddy. "Análisis moderno de presiones de pozo". Colombia, Neiva. Noviembre 2003, p75.

Calculo del daño de formación tota (formula 4):

$$S_t = 1.151 \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \text{Log} \frac{k}{\varphi * \mu * C_t * r_w^2} + 3.23 \right)$$

S_t : Daño de formación total.

$P_{1 \text{ hora}}$: Presión a una hora

P_{wf} : Presión de fondo fluvente

m : Pendiente

K : Permeabilidad

\emptyset : Porosidad

μ : Viscosidad

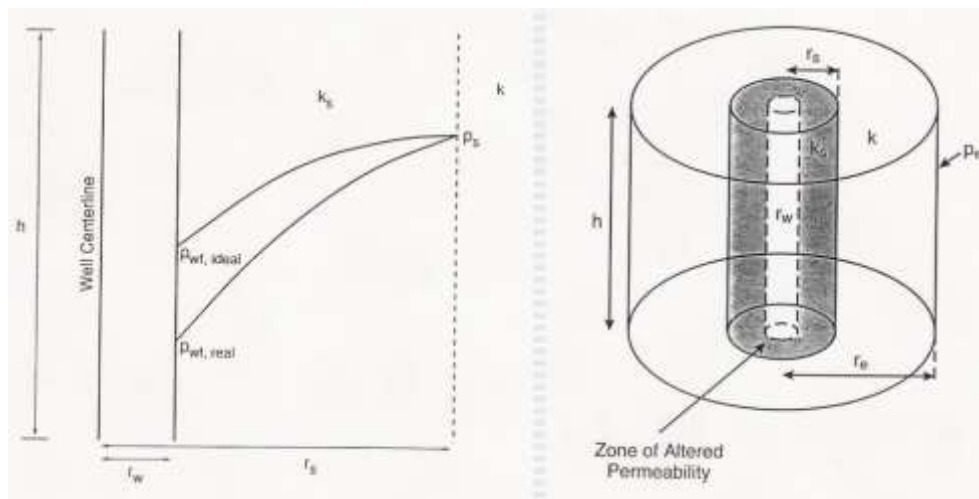
Ct: Compresibilidad

r_w : Radio del pozo

3.4.2 CALCULO DE DAÑO DE FORMACIÓN POR VAN EVERDING AND HURST La figura 3 describe las áreas de interés en un pozo con una zona alterada cercana a él. Donde “K” es la permeabilidad del yacimiento sin alteración y K_s es la permeabilidad de la zona alterada.

Van Everdingen and Hurst (1949) describieron el efecto del skin como causante de una diferencia de presión en estado estacionario:

Figura 3. Descripción variables pozo con zona alterada



Fuentes: TOM AAGE, Jetmert. Hawkins's fórmula para el daño de formación. {En línea}. {07 julio de 2017} disponible en: (<http://www.ipt.ntnu.no/~tomj/Course1/wellperf/hawkins.pdf>).

La caída de presión ideal, sin daño de formación se expresa mediante la fórmula 05:

$$\Delta P_{ideal} = P_s - P_{wf\ ideal} = \frac{q * \mu}{2\pi * K * h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)$$

En esta ecuación podemos visualizar que la permeabilidad no está afectada por el daño de formación. Lo que quiere decir que K es igual durante toda la línea de presión desde r_w hasta r_e . Además que la no afectación del daño de formación nos permite calcular el punto óptimo de producción del pozo, mediante una $P_{wf \text{ Ideal}}$.

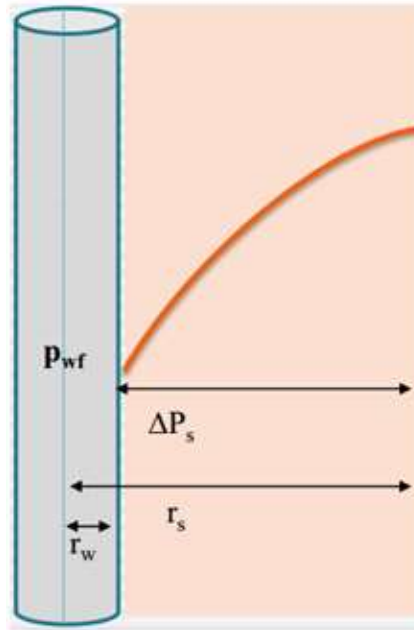
Por otro lado la caída de presión afectada por el daño de formación se expresa mediante la fórmula 06:

$$\Delta P_{real} = P_s - P_{wf \text{ real}} = \frac{q * \mu}{2\pi * K_s * h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)$$

En este caso es la permeabilidad afectada se denomina K_s . El perfil de presión se afecta dando como resultado $P_{wf \text{ real}}$.

Si combinamos las condiciones ideales y reales, es posible calcular la caída de presión por el daño de formación. El resultado de este cálculo se puede representar como ΔP_s .

Figura 4. Descripción variables pozo con zona alterada



Fuentes: TOM AAGE, Jetmert. Hawkins's fórmula para el daño de formación. {En línea}. {07 julio de 2017} disponible en:(<http://www.ipt.ntnu.no/~tomj/Course1/wellperf/hawkins.pdf>).

En la fórmula 2 es posible visualizar matemáticamente la representación de la zona altera:

$$\Delta P_s = \frac{q * \mu}{2\pi * k * h} S$$

Donde:

q: Caudal (bbls / día)

u: Viscosidad (Centipoise)

k: Permeabilidad (milidarcy)

h: Espesor de la formación (pies)

S: Skin (adimensional)

Lo más importante es que esta ecuación requiere conocer el daño de formación para poder calcular la caída de presión debido al daño de formación.

3.4.3 CALCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR CRAFT AND HAWKINS

El daño de formación es matemáticamente adimensional. Sin embargo, como se muestra en la figura 3, este refleja la permeabilidad K_s a una distancia r_s , por lo que una relación entre el daño de formación, la permeabilidad reducida y el radio de la zona alterada puede ser obtenida. Asumiendo que P_s es la presión en el límite externo de la zona alterada se puede obtener las relaciones de la zona no alterada y de la zona alterada a partir de la ecuación de Darcy, usando los respectivos valores para la presión de fondo tanto para la zona alterada ($P_{wf \text{ real}}$) como para la zona inalterada ($P_{wf \text{ ideal}}$):

Relación para zona no alterada (7):

$$q = \frac{k * h * (P_s - P_{wf \text{ ideal}})}{141.2 * \beta * \mu * \ln \frac{r_s}{r_w}}$$

Relación para zona alterada (8)

$$q = \frac{k_s * h * (P_s - P_{wf \text{ real}})}{141.2 * \beta * \mu * \ln \frac{r_s}{r_w}}$$

Teniendo en cuenta la definición de efecto del skin, descrita en la ecuación Van Everding y Hurst (formula 2), las ecuaciones de caudal para una zona alterada y una zona no alterada y la relación a continuación descrita:

$$\Delta P_s = P_{wf \text{ ideal}} - P_{wf \text{ real}}$$

Se obtiene la siguiente formula (9):

$$\Delta P_s = \frac{141.2 * q * \beta * \mu}{h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \left(\frac{1}{k_s} - \frac{1}{K}\right)$$

De las ecuaciones de la zona alterada y la no alterada se puede obtener K y K_s respectivamente, tanto para la zona alterada como para la zona inalterada:

Permeabilidad para zona no alterada (10):

$$K = \frac{q * 141.2 * \beta * \mu * \ln\frac{r_s}{r_w}}{h * (P_s - P_{wf\ ideal})}$$

Permeabilidad para zona alterada (11):

$$K_s = \frac{q * 141.2 * \beta * \mu * \ln\frac{r_s}{r_w}}{h * (P_s - P_{wf\ real})}$$

Si se combinan las ecuaciones de Everding y la relación dada por Craft y Hawkins en 1959.

$$\Delta P_s = \frac{q * \mu}{2\pi * k * h} S \quad V_s \quad \Delta P_s = \frac{141.2 * q * \beta * \mu}{h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \left(\frac{1}{k_s} - \frac{1}{K}\right)$$

Se obtiene la siguiente formula (12):

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1\right) * \ln\frac{r_s}{r_w}$$

Finalmente para calcular el skin, se reemplaza la permeabilidad tanto de la zona alterada (10) como de la zona inalterada (11), en la ecuación resultante de la combinación de Everding y Hawkins.

3.5 PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El proceso para calcular el daño de formación se realiza en los siguientes pasos:

1. De la data de pruebas históricas se debe seleccionar un periodo de pruebas, teniendo en cuenta que el índice de productividad, BSW, PIP y frecuencia, tengan un comportamiento estable o constante. En la Figura 5. se visualiza el comportamiento del índice de productividad calculado mediante el método de Darcy-Empírico (Es posible utilizar este método ya que el pozo opera muy por encima de la presión de burbuja y su contenido de BSW es tan alto que no puede ser afectado por gas).

Figura 5. Grafica del Índice de productividad



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

2. Asignar valores de daño de formación ($S_{inicial}$) desde cero, permitirá el cálculo de permeabilidad efectiva usando la siguiente formula (10):

$$k_o = \frac{q(\text{bopd}) * 141.2 * \beta \left(\frac{bbl}{STB} \right) * \mu(cP) * \left(\ln \frac{r_e(ft)}{r_w(ft)} + S_{inicial} \right)}{h(ft) * (P_e(\text{psi}) - P_{wf}(\text{psi}))}$$

A continuación se desarrollara la ecuación con los datos tomados en la última iteración:

$$k_o = \frac{235 * 141.2 * 1.099 * 1.538 * (9.0851772 + 114)}{32 * (2056 - 1899)}$$

$$k_o = 1375.5 \text{ milidarcy}$$

Los datos utilizados como caudal y presión de fondo fluente son los datos promedio, establecidos en el primer paso:

$$q = 235 \text{ bopd y } P_{wf} = 1899 \text{ psi}$$

En este caso se utilizó un $S_{inicial}$ de 114 y como resultado se calculó una permeabilidad efectiva al aceite (k_o) de 1375.5 milidarcy.

Este mismo ejercicio se realiza con todos los datos deseados para iterar, calculando así un K_o para cada daño de formación, como se puede visualizar en la siguiente tabla:

Tabla 2. Calculo del K_o a partir de $S_{iniciales}$

S inicial	Ko
0	101.5
5	157.4
10	213.3
40	548.5
80	995.5
114	1375.5

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

3. Calcular la P_s (presión en el límite de la zona dañada), es posible partiendo de la iteración de $S_{inicial}$ y la K_o . Con la aplicación de la fórmula 14 se calcula P_s :

$$P_s = \frac{q(\text{bopd}) * 141.2 * \beta \left(\frac{\text{bbl}}{\text{STB}} \right) * \mu(\text{cP}) * \left(\ln \frac{r_s(\text{ft})}{r_w(\text{ft})} \right)}{k_o(\text{md}) * h}$$

A continuación se desarrollara la ecuación con los datos tomados en la última iteración:

$$P_s = \frac{235 * 141.2 * 1.099 * 1.538 * (2.2847805)}{1.375.5 * 32}$$

$$P_s = 2047 \text{ psi}$$

El dato utilizado como caudal fue tomado del promedio de datos establecidos en el primer paso: $q = 235$ bopd.

El K_o utilizado en esta ecuación fue el resultado del paso anterior 1375.5 milidarcy.

El r_s se tomó como 3.34 pies. Este número está compuesto por el r_w y por el radio de penetración del daño de formación original. Este se estima en tres pies y se origina normalmente durante los procesos de perforación.

Este mismo ejercicio se realiza con todos los datos de K_o y se calcula un P_s respectivamente. El resultado lo podemos visualizar en la siguiente tabla:

Tabla 2. Calculo del P_s a partir de $S_{iniciales}$ y K_o

$S_{inicial}$	K_o	P_s
0	101.5	1939
5	157.4	1980
10	213.3	2000
40	548.5	2034
80	995.5	2044
114	1375.5	2047

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Hasta esta parte del procedimiento fue calculado K_o y P_s para cada $S_{inicial}$. Partiendo de una prueba de producción que represente un periodo con un índice de productividad estable. Con los anteriores parámetros, es posible calcular K_{os} (Permeabilidad efectiva al aceite afectada por el daño de formación), para cada prueba real de producción.

4. En este paso se inician los cálculos con los datos reales de producción. Esto permitirá construir la data con la que se realiza el *match* de las curvas reales de producción. La información se almacenará en la siguiente tabla:

Tabla 3. Relación de las pruebas reales de producción y K_{os} para cada $S_{inicial}$

			S=0	S=5	S=10	S=40	S=114
Fecha Prueba	BOPD	PWF	K_{os}	K_{os}	K_{os}	K_{os}	K_{os}
1/01/2017							
1/02/2017							
1/03/2017							
1/04/2017							

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

EL K_{os} es posible calcularlo mediante la siguiente fórmula (11):

$$k_{os} = \frac{q_{real}(bopd) * 141.2 * \beta \left(\frac{bbl}{STB} \right) * \mu(cP) * \left(\ln \frac{r_s(ft)}{r_w(ft)} \right)}{h(ft) * (P_s - P_{wf\ real})}$$

A continuación se desarrollara la ecuación tomando como datos reales q_{real} , P_{wfreal} y P_s (calculada en el anterior paso):

$$k_{os} = \frac{214,9 * 141.2 * 1,099 * 1,538 * 2,2847805}{32 * (2047 - 1905,8)}$$

$$k_{os} = 25,87\ md$$

Esta es la permeabilidad al aceite afectada por el daño de formación. Es importante resaltar que K_{os} puede verse afectado por otros fenómenos como la producción de gas y el BSW. Sin embargo para este trabajo los pozos a analizar deben estar operando muy por encima de la Presión de burbuja y su BSW preferiblemente mayor al 85%.

5. El objetivo de esta tesis es calcular el daño de formación. Esto es posible gracias al cálculo realizado de los anteriores parámetros. En esta parte del procedimiento se calcula el daño de formación para el día de la prueba, como se puede visualizar en la Tabla 4:

Tabla 4. Relación de las pruebas reales de producción y S para cada $S_{inicial}$

Fecha Prueba	BOPD	PWF	S=0		S=5		S=10		S=40		S=114	
			Kos	S	Kos	S	Kos	S	Kos	S	Kos	S
1/01/2017												
1/02/2017												
1/03/2017												
1/04/2017												

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

EL S es posible calcularlo mediante la siguiente formula (12):

$$S = \left(\frac{k_o}{k_{os}} - 1 \right) * \ln \frac{r_s}{r_w}$$

A continuación se desarrollara la ecuación a partir de los datos calculados en los anteriores procesos:

$$S = \left(\frac{1375}{25,87} - 1 \right) * 2,2847805$$

$$S = 119,19$$

El anterior cálculo permite visualizar el daño de formación para un dato de prueba real.

6. Finalmente utilizando la fórmula (1) de Darcy y con los datos de caudal de aceite, presión de fondo fluyente real y daño de formación obtenida en el paso anterior, se calcula barriles de aceite:

$$q = \frac{k_o * h * (P_e - P_{wf \text{ real}})}{141,2 * \beta * \mu * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

En esta parte de la fórmula es posible visualizar que todo el procedimiento se enfocó en calcular Ko y S. El resto de incógnitas en la fórmula se encontraban resueltas. A continuación se ejecutara la fórmula teniendo en cuenta que el valor de producción real es de 214.9 bopd:

$$q = \frac{1375,5 * 32 * (2056 - 1906)}{141,2 * 1,099 * 1,538 * (9,0851772 + 119,19)}$$

$$q = 215,97 \text{ bopd}$$

Tabla 5. Calculo del caudal para cada $S_{inicial}$

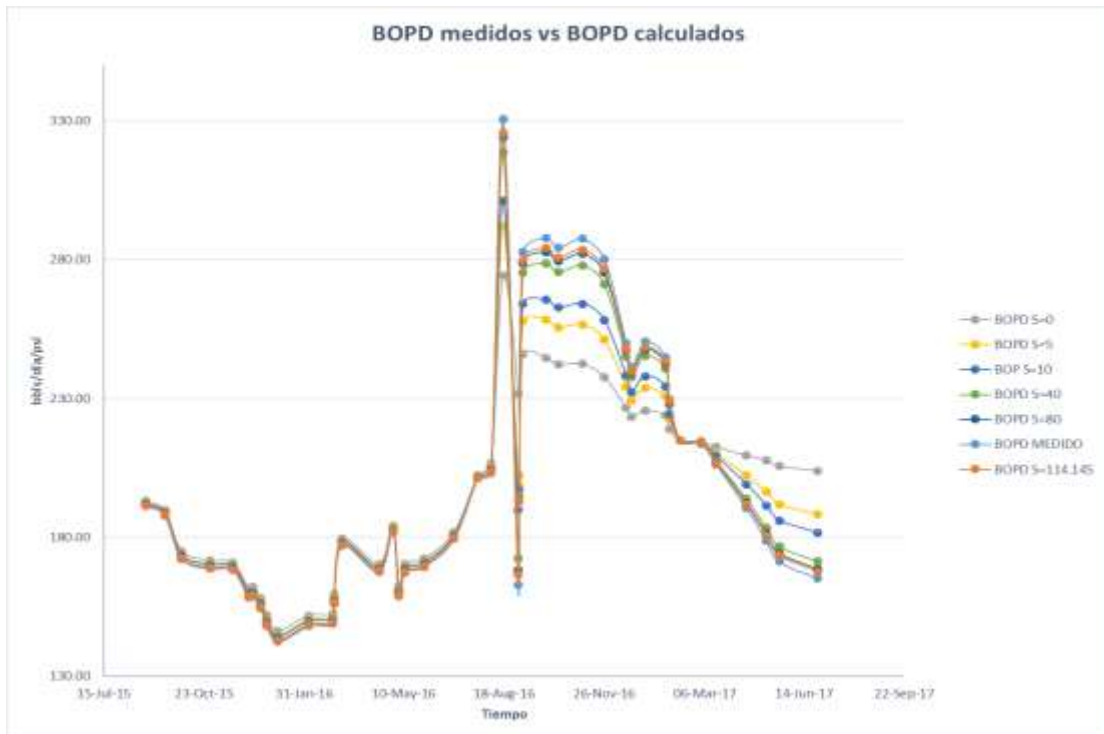
Fecha Prueba	BOPD	PWF	S=0			S=5			S=10			S=114		
			Kos	S	q	Kos	S	q	Kos	S	q	Kos	S	q
1/01/2017														
1/02/2017														
1/03/2017														
1/04/2017														

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

7. En esta parte del procedimiento se debe comparar los barriles calculados por el modelo HAWKINS con los barriles de aceite calculados por los modelos numéricos en cada periodo de tiempo.

Si la desviación entre ambos cálculos supera el 3%, regresar al numeral 2 para asignar otro valor de $S_{inicial}$ y recalcular.

Figura 6. Grafica de BOPD reales vs BOPD Calculados



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

En la figura 6 se visualiza el resultado del cálculo de BOPD para cada $S_{inicial}$. Para este caso de estudio el $S_{inicial} = 114$ genera una diferencia entre los datos calculados y los reales de 0,5%.

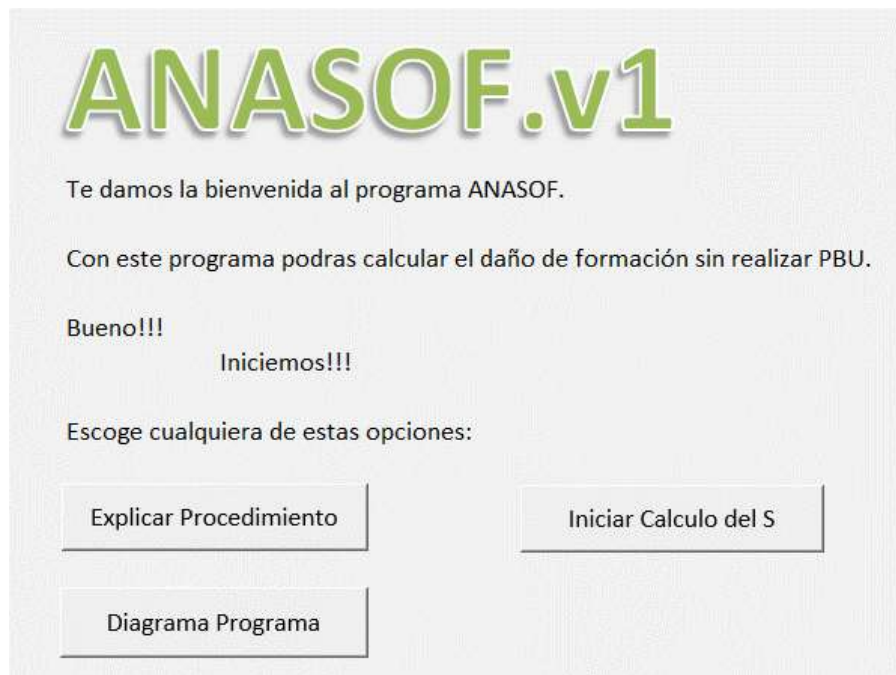
3.6 PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

En la figura 7 es posible observar el software diseñado para esta investigación con el cual es posible calcular el daño a la formación. El programa ANASOF.V1 se desarrolló mediante la siguiente interface:

Inicia la aplicación con el nombre del programa, además de las primeras tres opciones con la que puedes trabajar:

- a. Explicar el procedimiento
- b. Ver el diagrama del proceso
- c. Iniciar el cálculo del daño de formación.

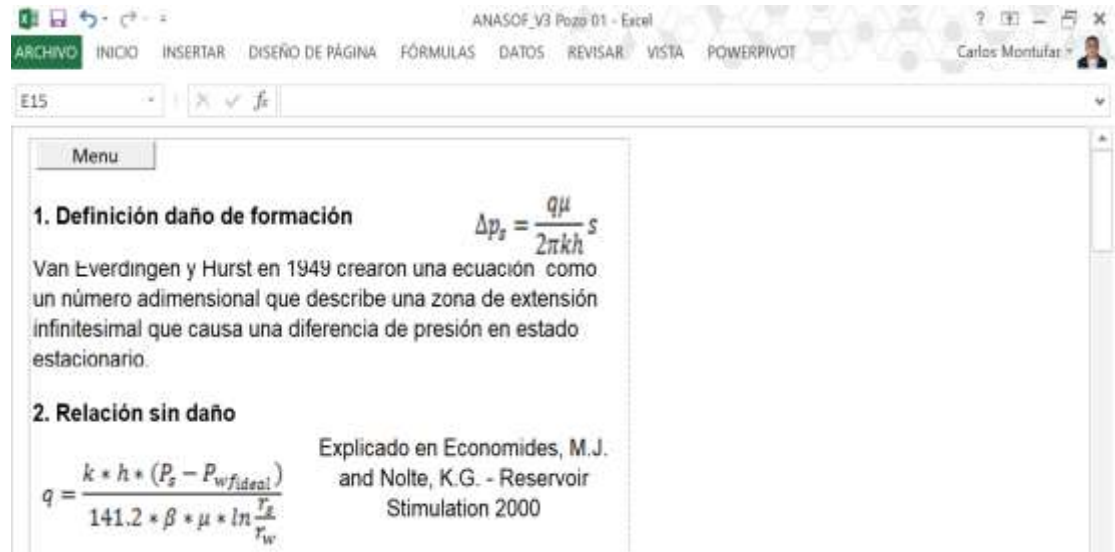
Figura 7. Interfaz principal de ANASOF.V1



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

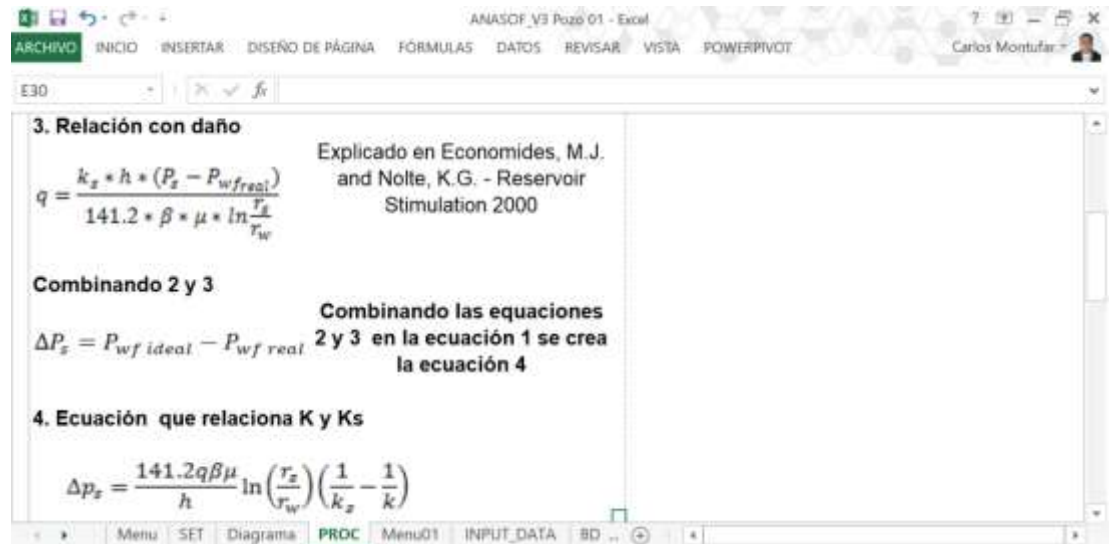
Al inicio en la explicación del procedimiento, es posible ver en 7 pasos el resumen del proceso matemático mediante el cual se llega al cálculo del daño de formación:

Figura 8. Interfaz resumen del proceso matemático paso 1 y 2



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Figura 9. Interfaz resumen del proceso matemático paso 3 y 4



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

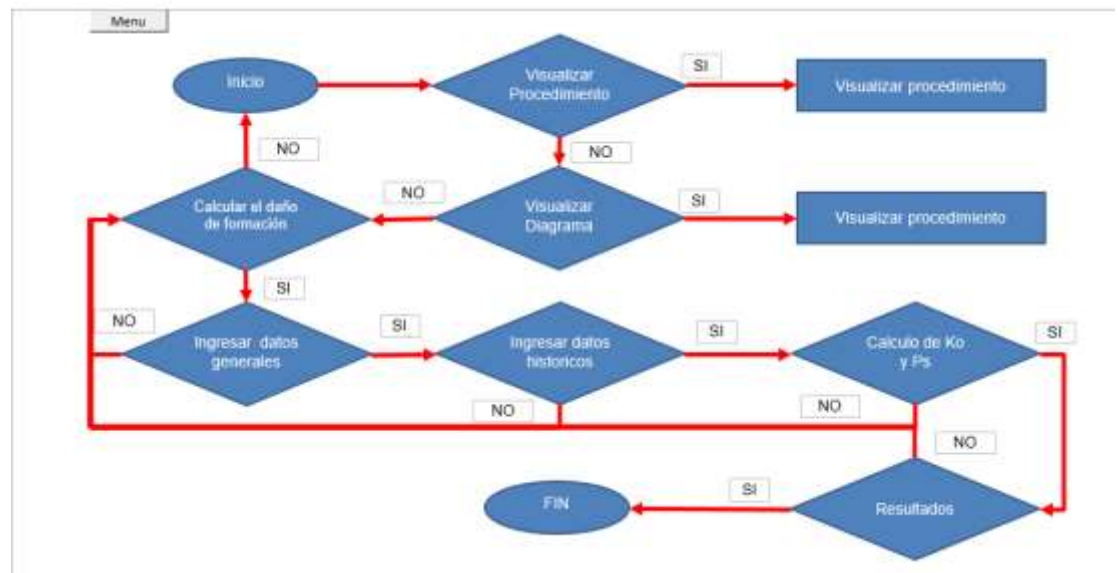
Figura 10. Interfaz resumen del proceso matemático paso 5,6 y 7



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, “Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Con el objetivo de entender cómo funciona el programa, el usuario puede ingresar al diagrama de flujo de la herramienta, como se evidencia en la figura 11:

Figura 11. Interfaz Diagrama del programa ANASOF.V1



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, “Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

En la figura 12 se inicia con el paso que permitirá calcular el daño de formación. Es importante tener en cuenta que se deben llenar los datos acorde al orden definido.

Figura 12. Interfaz resumen del proceso Cálculo del daño de formación

Procedimiento para el calculo del daño de formación:	Menu
1. Ingresar datos generales	Ingresar datos
2. Ingresar data historica de pruebas de pozo	Ingresar datos
3. Calculo de Ko y Ps	Ir
4. Resultados	Ir

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

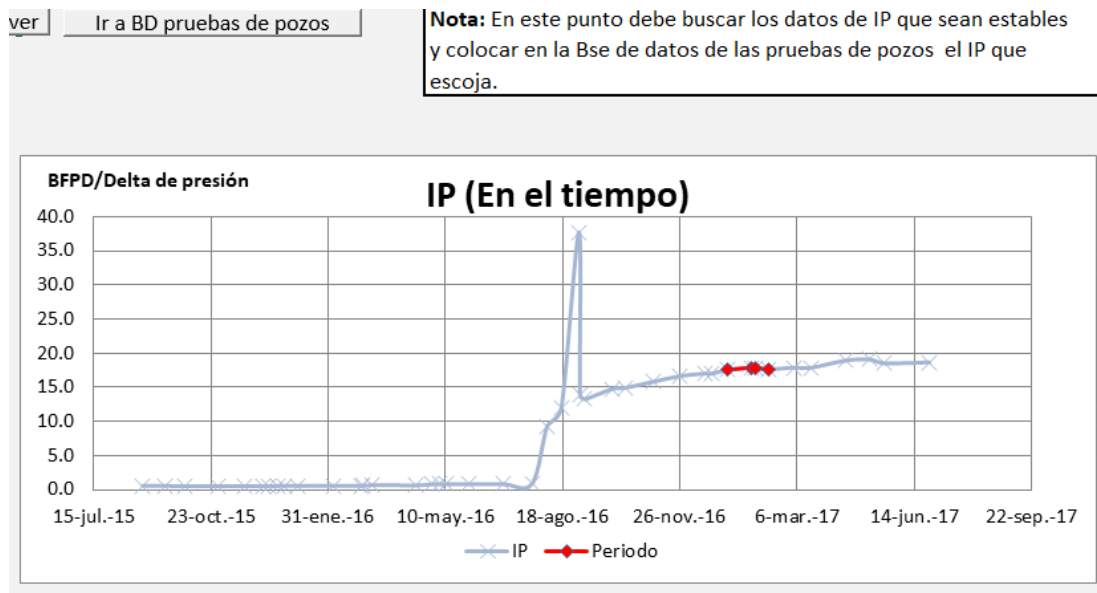
En el primer punto, el usuario deberá ingresar datos generales como: Nombre del pozo, ingeniero, compañía y formación. Además de datos necesarios para el cálculo del daño de formación como: Presión de yacimientos, factor volumétrico, viscosidad, radio de drenaje, radio del pozo, espesor de la formación y radio del daño de formación.

Cabe aclarar que esta información general, puede obtenerse de un PVT, registros petrofísicos y en el caso del radio del daño de formación se asumirá 3 ft. El daño de formación varía entre 2 y 4 ft, dependiendo la presión sobre balance en la perforación y el diámetro de garganta entre otros.¹⁰

¹⁰ VARGAS, Johanna. Variables que afectan la magnitud del radio de invasión y la pérdida de permeabilidad por efecto de la variación de esfuerzos durante la perforación. Colombia, Universidad Nacional 2015. p. 42

gris el IP histórico y en color roja, el periodo seleccionado para el cálculo inicial K_0 .

Figura 15. Interfaz gráfica del índice de productividad



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Con el ingreso de datos generales y pruebas históricas del pozo, el siguiente paso es el cálculo de la permeabilidad y la presión con daño de formación. Los anteriores son datos necesarios en el proceso de iteración. En la interface relacionada a continuación se puede visualizar una prueba de pozo. Esta prueba es el resultado del promedio de los datos seleccionados en la data histórica de las pruebas de pozo.

Figura 16. Interfaz prueba de producción promedio

Volver

1 Promedio de datos del periodo seleccionado:

Well: Pozo_01

2 Prueba de Pozo (La prueba de pozo es el promedio de las pruebas en las que colocaste el IP en la columna periodo)

BFPD	%BSW	BWPD	BOPD	PIP [psi]	IP	Pwf	Pe
2782	91.41%	2543	235	1742	17.74	1899	2056

Prueba de Pozo

Re (ft)	Drill diameter (in)	Rw (ft)	ln(Re/Rw)	ft (Daño de formación)	Rs (ft)	ln(Rs/Rw)	h
3000	8.5	0.34	9.085	3	3.34	2.285	32

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Esta parte del programa relaciona 3 formulas importantes mediante las cuales se calcula la permeabilidad, presión con daño de formación y presión de fondo fluvente.

Figura 17. Interfaz fórmulas para el cálculo del daño de formación

3 Formulas

$$K\sigma = \frac{q \cdot 141.2 \cdot \beta \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{re}{rw} + S_{inicial} \right)}{h \cdot (Pr - P_{wf})}$$

$$P_s = \frac{q \cdot 141.2 \cdot \beta \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{rs}{rw} + S_{inicial} \right)}{K\sigma \cdot h} \rightarrow P_{wf}$$

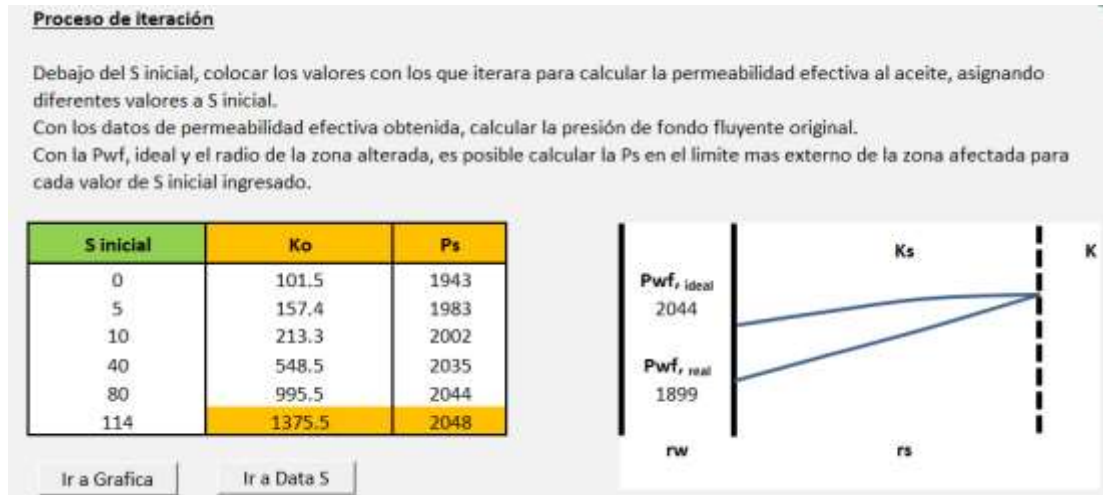
$$P_{wf} = Pr - \frac{q \cdot 141.2 \cdot \beta \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{rs}{rw} \right)}{K\sigma \cdot h}$$

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

El siguiente paso del programa permite realizar la iteración del daño de formación inicial para el periodo establecido como estable.

Después de definir el rango de daños de formación para iterar, se debe seleccionar el botón de Ir a Grafica.

Figura 18. Interfaz proceso de iteración



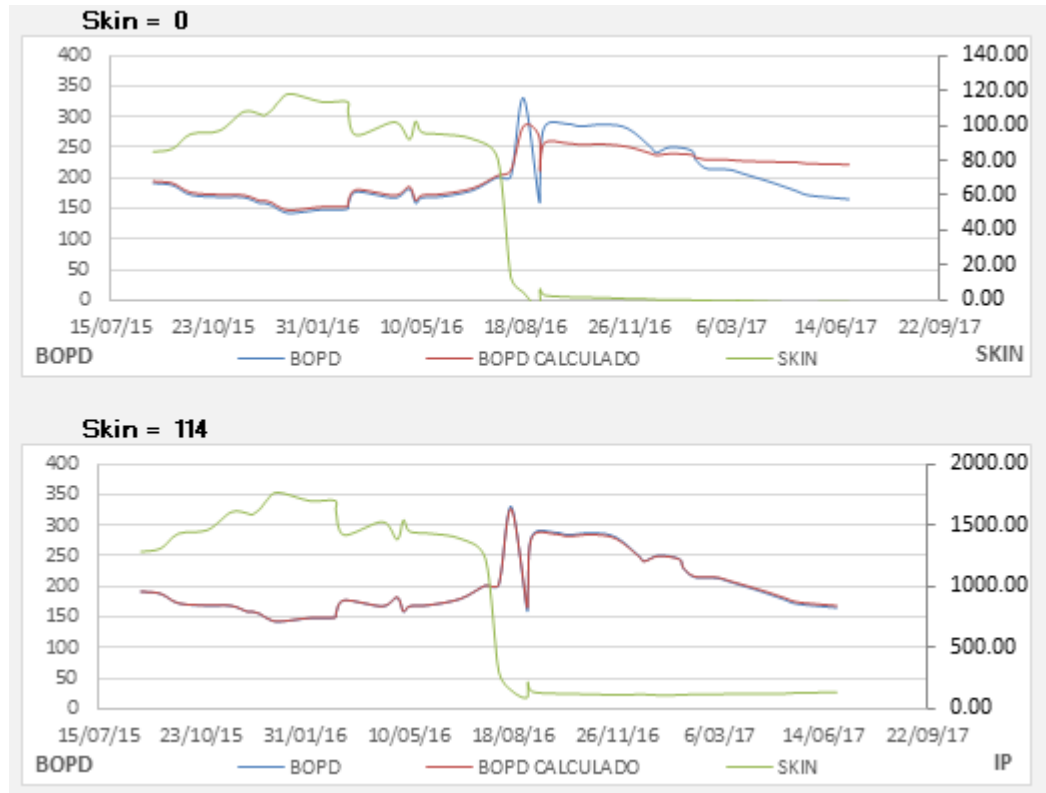
Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

En esta sección podrá visualizar y seleccionar el daño de formación. Las siguientes dos curvas muestran el resultado con daño de formación cero y el máximo daño de formación seleccionado.

Las curvas de la figura 19 representan las siguientes variables: La curva azul es la data histórica de pruebas de producción, la curva roja es la producción calculada a partir del daño de formación ingresado en la iteración y la curva verde es el daño de formación calculado a partir del daño de formación, K_o y P_s resultante de la iteración.

Cuando la producción calculada hace *match* con la producción real, el usuario puede tomar la decisión de seleccionar este dato o continuar realizando la iteración, hasta que el resultado represente la producción real del pozo.

Figura 19. Interfaz comparación de la curva S = 0 y S = 114



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

3.7 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DATOS CALCULADOS Y LA INFORMACIÓN EXISTENTE

El pozo _01 fue iterado con valores de daño de formación de 0 a 114. La permeabilidad calculada a partir de un daño de formación de 114 es de 1375.5 md y la presión con daño de formación es de 2048 psi.

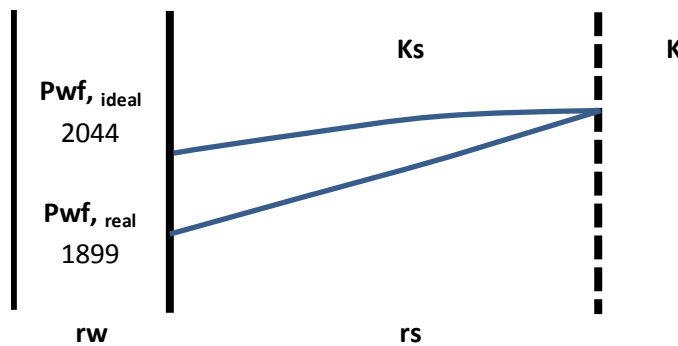
Tabla 7. Calculo del P_s a partir de $S_{iniciales}$ y K_o

S inicial	K_o	P_s
0	101.5	1939
5	157.4	1980
10	213.3	2000
40	548.5	2034
80	995.5	2044
114	1375.5	2047

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

La P_{wf} real es de 1899 psi y la P_{wf} ideal es de 2044 psi. Esta P_{wf} ideal fue calculada teniendo en cuenta un daño de formación de 114 y una permeabilidad de 1375 md. Cabe aclarar que los datos de prueba seleccionados, son el promedio del periodo estable.

Figura 20. Diferencia grafica de la P_{wf} ideal VS P_{wf} real



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

En la siguiente grafica es posible visualizar como el caudal calculado y el caudal real hace *match*. Por otro lado es posible ver que en la historia de producción el pozo presenta una ruptura en las mayas de fondo. Cuando el control de arena falla la gráfica de color verde muestra como el daño de formación disminuye, representando así el comportamiento real del pozo.

Figura 21. Grafica de Caudal real vs calculado vs daño de formación



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

En la siguiente tabla se compara la permeabilidad efectiva al aceite tomada de un corazón, un PBU y la resultante del proceso en el software ANASOF.V1. Como se puede evidenciar las tres permeabilidades tienen un rango muy cercano. Además es posible comparar el daño de formación calculado mediante un PBU y el cálculo mediante el procedimiento de ANASOF.V1. Esta comparación muestra que los datos de daño de formación son muy cercanos. Validando así los buenos resultados del procedimiento establecido en esta investigación.

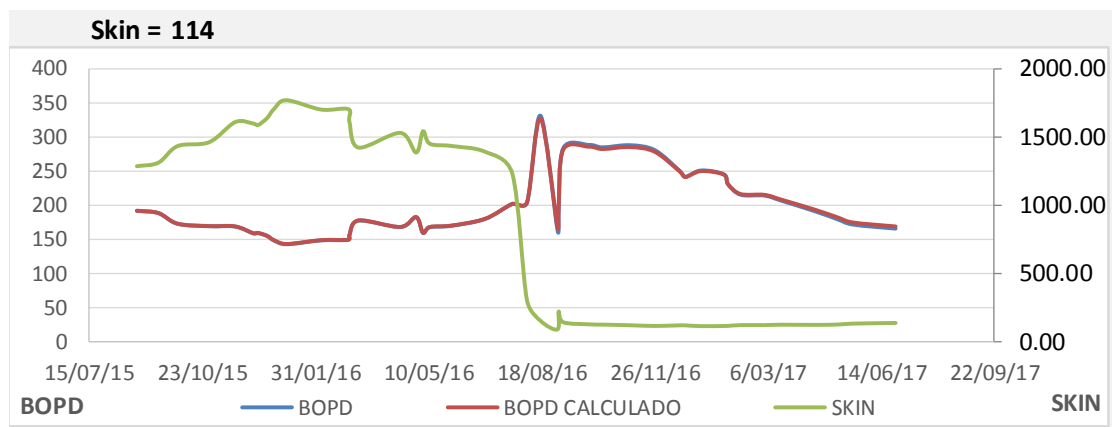
Tabla 8. Comparación PBU, Corazón y ANASOF

	PBU (C3)	CORAZON (C5)	MODELO ANASOF
Ko (md)	1040	1315	1375.5
Kw (md)	382	280	356.84
Profundidad (ft)	4973	4946.3	4950
SKIN	112		114.0
FECHA	6/06/2012		10/02/2017

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

A continuación realizaremos la sensibilidad con las variables de BSW, PIP e índice de productividad:

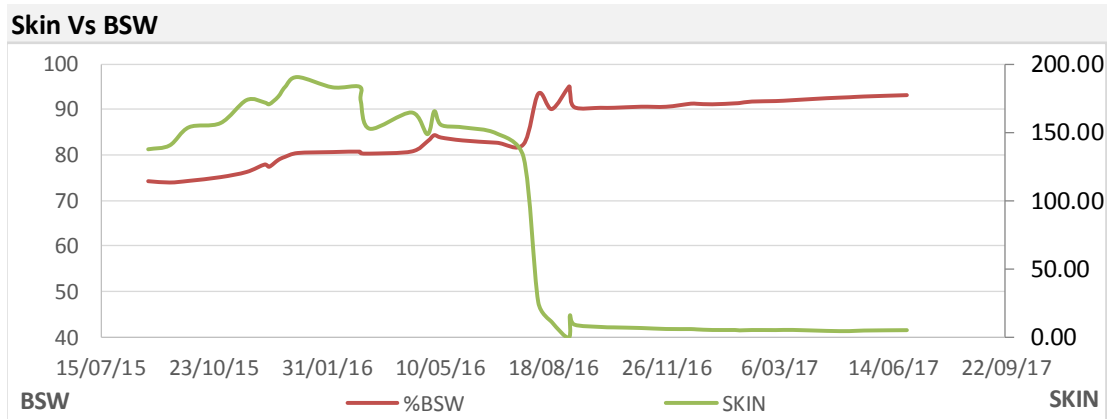
Figura 22. Grafica S = 114 vs caudal



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

En línea roja podemos confirmar el incremento constante de BSW hasta el momento en que falla el control de arena. En ese momento el BSW incrementa aproximadamente un 10%.

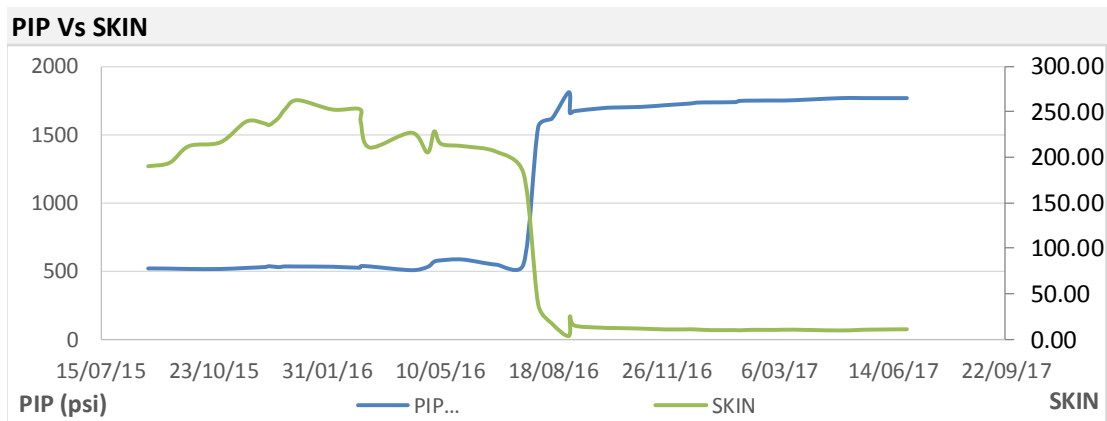
Figura 23. Grafica S vs comportamiento BSW



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Cuando el sistema de control de arena falla, el daño de formación causado por la saturación de arena en las mallas desaparece. Puede visualizarse en la curva que antes de fallar el sistema de control de arena la pip empieza a incrementar levemente y seguido a esto falla el control de arena.

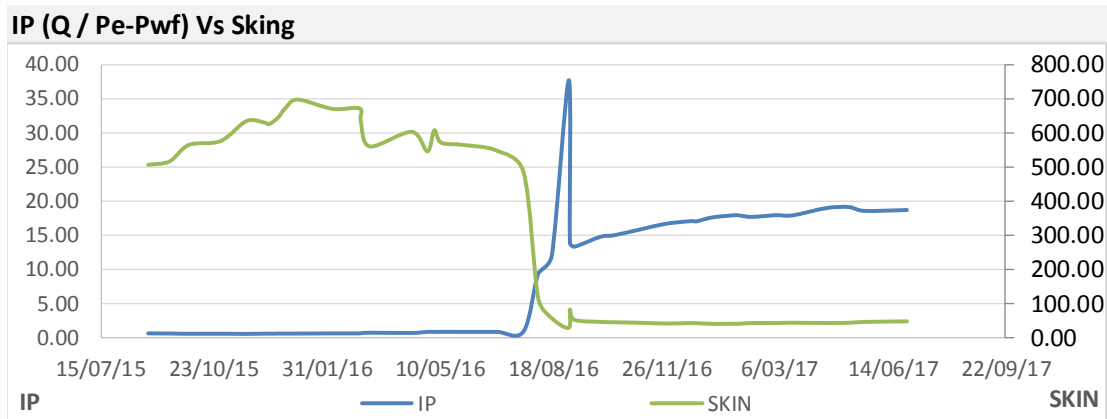
Figura 24. Grafica Comportamiento PIP vs S



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

En la siguiente grafica se evidencia el resultado de reducir el daño de formación en el pozo. El índice de productividad incrementa y estabiliza.

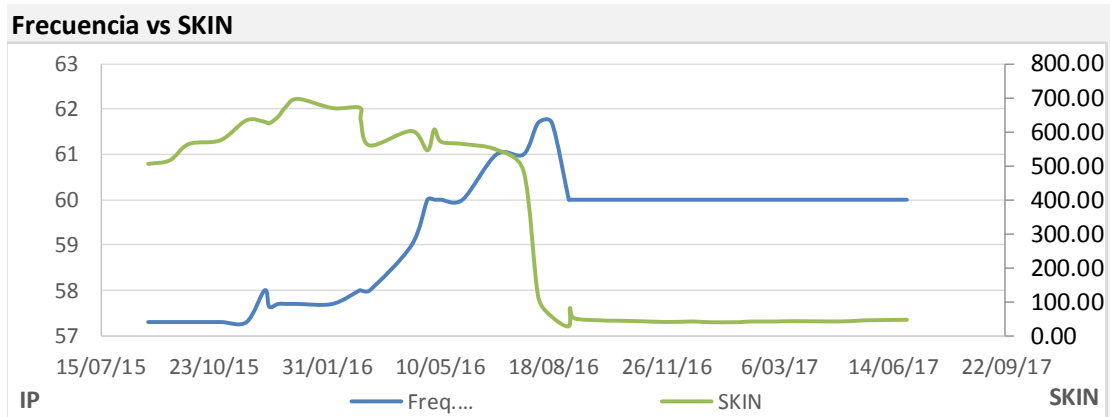
Figura 25. Grafica IP Vs S



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Por ultimo podemos ver que el incremento de frecuencia que se realizaba para mantener la misma tasa de aceite en el tiempo, fue total mente negativo. Primero incremento el BSW con una mayor pendiente, segundo cada vez que se subía frecuencia se esperaba la disminucion de la pip, pero al no tener este resultado se le exigía más al pozo, logrando así incrementar la falla en las mallas, hasta finalizar perdiendo su integridad.

Figura 26. Grafica frecuencia Vs S



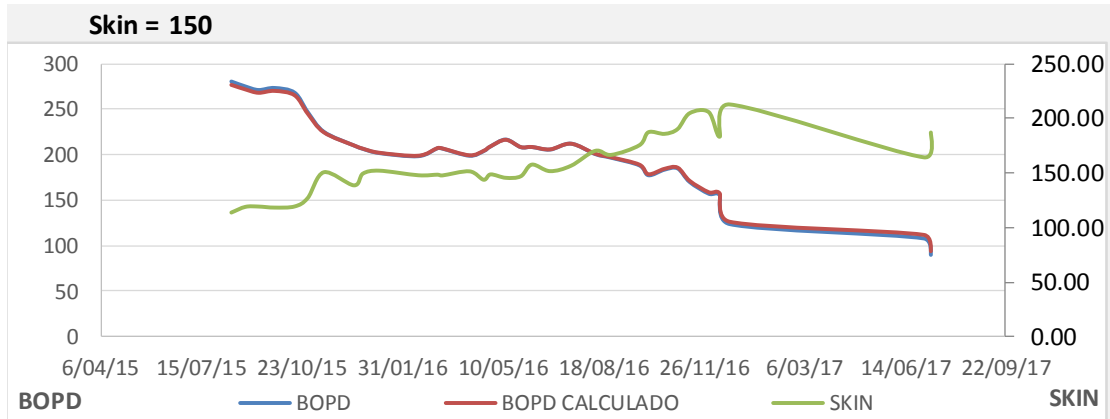
Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Para el Pozo 2 del mismo campo y la misma formación,

Se realizó la misma iteración y se logró hacer un *match* del histórico de producción, con un skin de 150 md.

En este caso la curva calcula de skin logra representar la tendencia inversa del pozo. Cuando el skin sube la producción baja. Hasta el mes 11 de 2016 cuando las mallas fallan y el daño de formación cae representativamente.

Figura 27. Grafica S =150 Vs Caudal



Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

Para finalizar es posible comparar el PBU realizado en el pozo C3, el corazón (Core) del pozo C5 y el resultado del modelo ANASOF.V1. En estos el dato de K_o se obtiene o calcula en un rango desde 1315 a 1040. Al igual que el daño de formación.

Tabla 9. Comparación PBU, Corazón y ANASOF

	PBU (C3)	CORAZON (C5)	MODELO ANASOF
Ko (md)	1040	1315	1317.2
Kw (md)	382	280	378
Profundidad (ft)	4973	4946.3	4946
SKIN	112		155.0
FECHA	6/06/2012		13/05/2016

Fuentes: MONTUFAR, Carlos, "Software ANASOF.V1. Colombia. 2018

4. CONCLUSIONES

Esta investigación propuso un nuevo procedimiento para determinar el daño de formación en pozos de petróleo sin realizar pruebas de restauración de presión. Teniendo en cuenta que es posible aplicarlo a pozos con alto BSW y que produzcan a presiones muy por encima de la presión de burbuja.

Se analizaron diferentes autores, pero el trabajo propuesto por Van Everdingen y Hurst combinado con el trabajo de Hawkins da un nuevo aporte a la comunidad científica. Lo anterior teniendo en cuenta que sin la combinación de sus trabajos no se hubiera podido cumplir el objetivo de esta investigación.

Los resultados de análisis de sensibilidad con las diferentes variables (BSW, PIP, IP y frecuencia) versus la curva de daño de formación calculada, muestra que el procedimiento propuesto para el cálculo del daño de formación sin realizar pruebas de restauración de presión entrega resultados lógicos y coherentes. Como se puede visualizar en el pozo 1 cuando el equipo de control de sólidos falla y el programa permite ver cómo fue el S antes y después.

Al comparar los resultados del software ANASOF versus corazón y pruebas PBU se encontró que el cálculo de permeabilidad y daño de formación entregado por ANASOF estaba en el rango entre PBU y corazón. Validando nuevamente los buenos resultados del software.

La implementación en todos los campos de la compañía debe ser inmediata, para validar el estado actual de cada pozo y corregir la estrategia de producción para el 2018.

5. RECOMENDACIONES

Los límites del procedimiento para esta investigación fueron establecidos en pozos con un BSW mayor al 70%, acuífero activo y con una $P_{wf} > P_b$. Se recomienda para futuras investigaciones implementar el procedimiento en pozos con BSW < al 70% y con una $P_{wf} < P_b$. Lo anterior permitiría realizar otro estudio con el objetivo de adaptar el procedimiento, extender los límites y aplicación establecidos en esta investigación.

Se recomienda aplicar esta metodología para el cálculo de la K_{ws} , calculando así los barriles de agua. El resultado debe mostrar un daño de formación similar cuando se calcula en función del caudal de aceite.

La investigación actual fue realizada en pozos convencionales y de aceite. Se recomienda adaptar el procedimiento a pozos horizontales y de gas con el objetivo de estudiar su comportamiento.

BIBLIOGRAFÍA

Bennion, D. B. (2002). Overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(11).

CASTILLO CARDONA, Gibran. CASTRO SANCHEZ, Jorge. Evaluación de modelos IPR para pozos Productores verticales de crudo extra pesado utilizando una herramienta software. Bucaramanga, 2015, 36 p. Trabajo de investigación, Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas.

ESCOBAR MACUALO, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. Neiva, Huila, 2003, 72 p.

EVERDINGER, VAN. The skin Effect and its influence on the productive capacity of a well. En: SPE, Vol. 189, No 1985

FARUK, Civan. Daño de formación en yacimientos: Fundamentos, modelado, evaluación y mitigación. Publicación profesional, Oxford, UK, 2007

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNADEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGraw-Hill, Sexta Edición 2010.p. 10

LOPEZ RUIZ, Yeniffer. Metodología aplicada para el diagnóstico y evaluación de los mecanismos de daño de formación en los pozos pertenecientes a los campos morrocoy, caricare y canaguey de occidental de Colombia, llanos norte. Bucaramanga 2010, 41 p. Trabajo de práctica, Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas.

MAYORGA BALLESTEROS, Renso. Efecto de las variables operacionales sobre la pérdida de productividad en pozos fracturados hidráulicamente. Bucaramanga 2016, 30-79 p. Trabajo de investigación, Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas.

MONTUFAR, Carlos. ANASOF.V1. Bogota. Colombia. 2018

Nolte, K. G. (2000). Estimulación de yacimientos (Vol. 18). M. J. Economides (Ed.). New York: Wiley. 1-11 p.

Ruiz Serna, M. A., Barreto Álvarez, D. L., & Contreras, D. I. Construcción de un modelo para caracterizar daño por procesos de partículas en formaciones productoras. Energética; núm. 32 (2004); 35-49 Energética; núm. 32 (2004); 35-49 2357-612X 0120-9833.

TOM AAGE, Jetmert. Hawkins's formula para el daño de formación. {En línea}. {07 julio de 2017} disponible en: (<http://www.ipt.ntnu.no/~tomj/Course1/wellperf/hawkins.pdf>).

VARGAS, Johanna. Variables que afectan la magnitud del radio de invasión y la pérdida de permeabilidad por efecto de la variación de esfuerzos durante la perforación. Colombia, Universidad Nacional 2015. p. 42

ZABALA ROMERO, Richard. Modelo fenomenológico para escalar a yacimiento el impacto sobre producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos. {En línea}. {01 enero 2 de 2016}. Disponible en: <http://ezproxy.uis.edu.co:2091/eds/pdfviewer/pdfviewer?sid=24882e10-1da6-4df8-89f7-9d10e8349842%40sessionmgr104&vid=1&hid=117>