

**DETERMINACION DE POTENCIALES DE PRODUCCION A PARTIR DE
REGISTROS DE POZO. APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**WILSON EDUARDO TELLEZ ROMERO
ROBERTO JOSE VILLARREAL RUEDA**

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

2008

**DETERMINACION DE POTENCIALES DE PRODUCCION A PARTIR DE
REGISTROS DE POZO. APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**WILSON EDUARDO TELLEZ ROMERO
ROBERTO JOSÉ VILLARREAL RUEDA**

**Proyecto de grado para optar al título
de Ingeniero de Petróleos**

**ING. FERNANDO CALVETE GONZALEZ
DIRECTOR**

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

2008

DEDICATORIA

A Dios, Puesto que sin su voluntad nada se Habría logrado.

A mis Padres, Personas que siempre me apoyaron en los momentos más difíciles.

A la memoria de Octavio y Maritza, desde su partida dejaron un vacío muy grande, Nunca serán olvidados.

A Sergio, Gustavo, Fabio, Frank, John, Anderson, John Jairo, Andrés, Roberto, amigos con los cuales compartimos buenos momentos en la Universidad.

Wilson Eduardo Téllez Romero

DEDICATORIA

A Mis Padres, quienes siempre han sido el cayado en el cual me apoyo, me han brindado todo su amor y comprensión durante el transcurso de mi vida y a los cuales les debo todo lo que soy y lo que llegare a ser.

A Mi Hermana Diana, y demás familiares que de una u otra manera me brindaron su cariño, apoyo y ante todo han creído en mí.

A Eduardo y Javier quienes más que amigos de infancia son mis hermanos.

A Leidy Cardozo, sólo queda por repetir belleza se le quiere demasiado.

Al Paísa, Carlos la Gala Gélver, Janío, Gustavo, Pilín, Jhon, Chechí, Luís, los Toros Uís Rugby Club, y demás amigos, todos y cada uno son parte de la gran familia de amigos y compañeros los cuales me acompañaron afrontando tanto los momentos difíciles como los buenos momentos vividos en la universidad.

Roberto José Villarreal Rueda

AGRADECIMIENTOS

*Agradecimiento Especial al ingeniero **Aristóbulo Bejarano Wallens** Por su confianza y su colaboración durante el desarrollo del proyecto.*

*A los ingenieros **Fernando Enrique Calvete**, **Cesar Augusto Pineda** y a la ingeniera **Karen Pachano**, por el tiempo prestado y por la confianza brindada durante el desarrollo de nuestro proyecto.*

*A **Diego Andrés Castellanos** por la colaboración en el desarrollo de la herramienta **IPREG 1.0***

CONTENIDO

INTRODUCCION	19
1. EVALUACION DE FORMACIONES	20
1.1 CONCEPTOS BASICOS EN LA EVALUACION DE REGISTROS DE POZO	21
1.1.1 Porosidad	22
1.1.1.1 Tipos de Porosidad	23
1.1.1.2 Factores Que Afectan La Porosidad	24
1.1.1.3. Correlaciones para la porosidad	25
1.1.2 Saturación De Agua	26
1.1.3 Permeabilidad	27
1.1.3.1 Tipos De Permeabilidad	28
1.2 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO - SP	30
1.2.1 La Curva De SP	31
1.2.2 Factores que afectan la forma y amplitud de la curva SP frente a una zona permeable	34
1.2.3 Algunas Características Del Auto Potencial	35
1.2.4 Aplicaciones Y Usos De La Curva Del Auto Potencial SP	35
1.2.5 Potencial Total	36
1.2.6 Potencial Espontáneo Estático	36
1.3 REGISTRO DE RAYOS GAMMA	37
1.3.1 El Perfil De Rayos Gamma	38
1.3.2 Presentación Del Perfil De Rayos Gamma	39
1.3.3 Usos Del Perfil	40
1.4 REGISTRO DE RESISTIVIDAD	40
1.4.1 Dispositivo Normal	42
1.4.2 Dispositivo Lateral	44
1.4.3 Forma De Las Curvas Normales Y Laterales	46
1.5 REGISTRO SONICO	47
1.6 REGISTRO DE DENSIDAD DE LA FORMACION	50
1.6.1 Densidad Electrónica Y Densidad Total De La Formación	52
1.6.2 La Porosidad Del Perfil De Densidad	52
1.7 REGISTROS NEUTRONICOS	53

2. METODOS EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCION	56
2.1 EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD - J	56
2.2. IPR PARA POZOS CON GAS EN SOLUCIÓN	59
2.2.1 Método De Vogel	62
2.2.2 Método De Fetkovich	65
2.3. IPR SEGÚN EL TIPO DE PERFORACIONES PARA POZOS QUE PRODUCEN POR GAS EN SOLUCION	67
2.3.1 Desarrollo Del Modelo	68
2.3.2 Desarrollo De La Ecuación de Pérez y Kelkar	71
2.4 CALCULO DEL LA CURVA IPR PARA POZOS DE GAS	74
3. METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE POTENCIALES DE PRODUCCION A PARTIR DE REGISTROS DE POZO	78
3.1 IDENTIFICACIÓN DE LA LITOLOGIA Y DETERMINACION DE LA POROSIDAD	79
3.1.1 Calculo De Porosidad	79
3.1.1.1 <i>Determinación De La Porosidad Por Medio Del Registro Sónico</i>	79
3.1.1.2 <i>Determinación De La Porosidad Por Medio Del Registro Neutrón</i>	82
3.1.1.3 <i>Determinación De La Porosidad Por Medio Del Registro Densidad</i>	84
3.1.1.4 Corrección de la porosidad por compactación	84
3.1.1.5 <i>Calculo De Porosidad Efectiva</i>	86
3.2 CALCULO DE SATURACION DE AGUA	87
3.2.1 Método Del R_{WA} Mínimo	87
3.2.2 Método De Relación De Resistividades	89
3.2.3 Método De La Zona Lavada	90
3.3 CALCULO DE PERMEABILIDAD	92
3.3.1 Método De Timur	92
3.3.2 Método De Tixier Modificado	97
3.4 CALCULO DE POTENCIALES DE PRODUCCIÓN	98
3.5 ESQUEMA DE LA METODOLOGIA IMPLEMENTADA EN EL PROYECTO	100
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	114
4.1 ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DEL POZO COLORADO 38	114
4.1.1 Calculo De Los Índices De Productividad	121

4.1.2	Curvas IPR Para La Zona B Y C Del Pozo	124
4.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO COLORADO 75	128
4.2.1	Calculo De Porosidades.....	130
4.2.2	Calculo De Saturaciones De Agua.....	130
4.2.3	Calculo De La Permeabilidad.....	130
4.2.4	Calculo Del Espesor Neto	131
4.2.5	Calculo De Los Potenciales De Producción.....	132
4.2.6	Curvas IPR Para La Zona C Del Pozo	134
4.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO COLORADO 70	137
4.3.1	Calculo De Los Índices De Productividad	141
4.3.2	Curva IPR Para El Pozo.....	143
4.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO COLORADO 72	146
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	150
5.1	CONCLUSIONES	150
5.2	RECOMENDACIONES	151
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	154

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	29
FIGURA 2. EJEMPLO DE CONCEPTOS DE HETEROGENEIDAD Y ANISOTROPÍA	30
FIGURA 3: PERFILES DEL REGISTRO SP	32
FIGURA 4: PERFIL DE RAYOS GAMMA	39
FIGURA 5. PERFILES DE RESISTIVIDAD.	42
FIGURA 6. ESQUEMA DEL DISPOSITIVO NORMAL	43
FIGURA 7. ESQUEMA DEL DISPOSITIVO LATERAL	45
FIGURA 8: REGISTRO SONICO.	49
FIGURA 9. REGISTRO DE DENSIDAD.	50
FIGURA 10. REGISTRO NEUTRON	53
FIGURA 11. GRAFICA DE CAUDAL CONTRA EL CAMBIO DE PRESION O ABATIMIENTO	58
FIGURA 12. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	59
FIGURA 13. GRAFICA DE PWF CONTRA CAUDAL	60
FIGURA 14. IPR EN FUNCIÓN DEL OOIP RECUPERADO	61
FIGURA 15. EFECTO DE LA VISCOSIDAD EN LA CURVA DEL IPR	62
FIGURA 16 GRÁFICA LOG-LOG MÉTODO DE FETKOVICH	66

FIGURA 17. CURVA IPR PERFORACIÓN OVERBALANCED	72
FIGURA 18. CURVA IPR PERFORACIÓN UNDERBALANCED	73
FIGURA 19. PERMEABILIDAD VS. POROSIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA	93
FIGURA 20. PERMEABILIDAD VS. POROSIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA	94
FIGURA 21. PERMEABILIDAD DE LA RELACIÓN DE TIMUR	95
FIGURA 22. PERMEABILIDAD DE LA RELACIÓN DE TIXIER	96
FIGURA 23. PERFIL COLORADO 38.	115
FIGURA 24. VISCOSIDAD VS PROFUNDIDAD COLORADO 38	121
FIGURA 25. DIAGRAMA POZO COLORADO 38 CON ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD	123
FIGURA 26. CURVAS IPR ZONA B COLORADO 38.	125
FIGURA 27. CURVAS IPR ZONA C COLORADO 38.	127
FIGURA 28. PERFIL COLORADO 75.	128
FIGURA 29. VISCOSIDAD VS. PROFUNDIDAD COLORADO 75	132
FIGURA 30. DIAGRAMA POZO COLORADO 75 CON ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD	134
FIGURA 31. CURVA IPR J1 POZO COLORADO75.	136
FIGURA 32. PERFIL COLORADO 70.	137
FIGURA 33. VISCOSIDAD VS. PROFUNDIDAD COLORADO 70	141
FIGURA 34. DIAGRAMA POZO COLORADO 70 CON ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD	143

FIGURA 35. CURVA IPR J1 COLORADO70.	145
FIGURA 36. CURVA IPR J1 COLORADO70.	146
FIGURA 37. PERFIL COLORADO 72.	147

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. VELOCIDAD DEL SONIDO SEGÚN LITOLÓGÍA.	50
TABLA 2. INTERVALOS DE INTERÉS PARA LA ZONA B COLORADO 38	116
TABLA 3. INTERVALOS DE INTERÉS PARA LA ZONA C COLORADO 38	117
TABLA 4. PROPIEDADES PETROFISICAS PARA EL POZO COLORADO 38.	119
TABLA 5. ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE LA ZONA B COLORADO 38.	122
TABLA 6. ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN LOS INTERVALOS PRODUCTORES DE LA ZONA C COLORADO 38.	122
TABLA 7. INTERVALOS ARENOSOS DE INTERÉS COLORADO 75	129
TABLA 8. PROPIEDADES PETROFISICAS PARA EL POZO COLORADO 75.	131
TABLA 9. ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN LOS INTERVALOS PRODUCTORES DEL POZO COLORADO 75.	133
TABLA 10. INTERVALOS ARENOSOS DE INTERÉS COLORADO 70	138
TABLA 11. PROPIEDADES PETROFISICAS PARA EL POZO COLORADO 70.	140
TABLA 12. ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN LOS INTERVALOS PRODUCTORES DEL POZO COLORADO 70	142
TABLA 13. PROPIEDADES PETROFISICAS PARA EL POZO COLORADO 72.	148
TABLA 14. VALIDACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS.	149

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. RESEÑA CAMPO COLORADO	147
ANEXO B. IPREG V.0 1.0	153

RESUMEN

TITULO: DETERMINACION DE POTENCIALES DE PRODUCCION A PARTIR DE REGISTROS DE POZO. APLICACIÓN CAMPO COLORADO*.

AUTORES:

**WILSON EDUARDO TELLEZ ROMERO
ROBERTO JOSE VILLAREAL RUEDA****

PALABRAS CLAVE:

Índice de Productividad, IPR, Potencial del pozo, Potencial Espontáneo, Vogel, Permeabilidad, IPREG.

DESCRIPCION.

La determinación de potenciales de producción es un tema de gran importancia, debido a que este valor muestra realmente que tanto caudal de aceite o de gas puede producir el pozo y de esta manera tener una idea de que tan rentable o no será producir el mismo.

El cálculo de este valor anteriormente se realizaba teniendo en cuenta pruebas de presión o pruebas de formación. Con este trabajo se plantea una nueva opción de obtener el valor del potencial del pozo por medio de nuevas variables, pero sin dejar a un lado las pruebas de presión.

El cálculo de potenciales de producción a partir de los registros de pozo, se basa principalmente en relacionar las variables petrofísicas determinadas de la interpretación de los perfiles con variables PVT, para de esta manera hallar el índice de productividad y así llegar a las curvas IPR que en últimas son las que nos llevan a la respuesta del problema planteado.

Con este análisis no solo es posible el cálculo de los potenciales de producción si no además es factible realizar diseños de tubería de producción con ayuda del las curvas IPR y las correcciones realizadas por el método de Gilbert y así optimizar la producción.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

SUMMARY

TITLE: DETERMINATION OF WELL POTENTIALS FROM LOGS. APLICATION COLORADO FIELD*.

ATHORS:

WILSON EDUARDO TELLEZ ROMERO
ROBERTO JOSE VILLAREAL RUEDA**

KEY WORDS:

Productivity index, IPR, Well Potential, Spontaneous Potential, Vogel, permeability, IPREG.

DESCRIPTION.

The determination of well potential is a very important topic; due that this value shows really how much oil can produce the well, and for this way know which the rent and production of the well in a future.

The calculation of that value in the past was through of well test or test pressure. With this project there is a new way for to obtain the value of well potential through of new variables, but without to discard the well test or the pressure test.

The calculation of well potentials through the logs wells, basis principality in the relationship between variables obtain that interpretation logs like permeability or porosity and the PVT variables, for this way to find the productivity index and also can development the IPR graphics for next can to find the well potential that is the problem's answer.

With this non single analysis the calculation of the well potentials is possible if in addition is not feasible to make designs of production pipe with aid of IPR curves and the corrections made by the Gilbert's method and thus to optimize the production.

* Degree Project

** Physical-Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.

INTRODUCCION

Los registros de pozo son las herramientas más importantes para evaluar formaciones, es decir, para su caracterización, cálculo e identificación de reservas in situ y en la definición puntual de las zonas productoras de hidrocarburos.

La complejidad de los resultados obtenidos en la evaluación de dichos volúmenes reside en que tan acertada sea la interpretación que se haga de los perfiles, así como de la calidad de las lecturas tomadas.

La determinación de los potenciales de producción de un pozo es considerado uno de los temas de mayor relevancia en la industria de los hidrocarburos, debido a que permite entre otros, predecir el comportamiento de la presión contra el caudal a condiciones futuras y realizar análisis de viabilidad económica de proyectos y futuros trabajos en el pozo.

Este trabajo presenta una metodología completa para la determinación de potenciales de producción tomando como base el análisis de los registros de pozo, junto con una aplicación puntual a pozos del Campo Colorado, con el objetivo de identificar potenciales que permitan una mejor definición de zonas para futuros trabajos de reactivación y mejoramiento de la producción.

En la investigación se identifican datos de propiedades petrofísicas tales como porosidad (Φ) total y específica, saturación de agua (S_w) total y específica y Permeabilidades (K) para cada pozo que serán de gran utilidad para futuras investigaciones tanto en las áreas de producción como de ingeniería de yacimientos.

1. EVALUACION DE FORMACIONES

Los registros eléctricos son la principal herramienta a la hora de analizar formaciones en la búsqueda de hidrocarburos. En dicho análisis se tienen como principales objetivos la identificación de los yacimientos con mejores propiedades saturaciones de fluidos de interés, el cálculo e identificación de reservas in situ y la estimación de los hidrocarburos recuperables.

La estimación de los hidrocarburos “in situ” esta dada por las siguientes formulas:

Petróleo:

$$N = 7.758 * \phi * (1 - S_w) * h * A \dots\dots\dots Ec.1$$

Siendo:

- N: Petróleo inicial “in situ” (Barriles).
- Φ : Porosidad efectiva (Fracción).
- S_w : Saturación inicial de agua (Fracción).
- h: Espesor del intervalo productor (ft).
- A: Área de drenaje (Acres).

Para obtener un volumen de barriles en superficie es necesario dividir por el factor volumétrico de la formación B_o el cual es normalmente mayor que la unidad.

Gas:

$$G = 43.500 * \rho * (1 - S_w) * h * A \dots\dots\dots \text{Ec. 2}$$

Siendo:

G: Gas inicial "in situ" (ft³).

Para convertir pies cúbicos estándar de gas a 14.7 Psi y 60°F se debe multiplicar el valor calculado con la anterior formula por:

$$\frac{Pr}{14.7} * \frac{520}{(460 + Tt)} * \frac{1}{Z} * Rf \dots\dots\dots \text{Ec. 3}$$

P_r: Presión del yacimiento (Psi), si esta no es conocida se puede suponer como P_r = 0.46*d, donde d es la profundidad vertical del yacimiento en pies.

T_r: Temperatura de formación la cual se calcula del gradiente de formación del yacimiento.

$$\nabla T = \frac{T_F - T_S}{PT} * 100 \dots\dots\dots \text{Ec. 4}$$

$$T_F = T_S + GGT * P_Z \dots\dots\dots \text{Ec. 5}$$

Z: Factor de desviación del gas a °F, y presión de formación, este valor se puede obtener de las cartas, generalmente es muy cercano a la unidad. Estas se encuentran disponibles en el libro GPSA.

1.1 CONCEPTOS BASICOS EN LA EVALUACION DE REGISTROS DE POZO

La mayor parte del petróleo y gas se encuentra acumulado en los espacios porosos de las rocas del yacimiento. La matriz de estas rocas está generalmente

conformada por granos de arena, caliza, dolomita o por una mezcla de todos estos.

Cuando el medio es mojado por agua, entre los granos existen espacios porosos que pueden estar saturados de agua, aceite y gas. El agua existe como una película alrededor de los granos y como anillos finos en los puntos de contacto entre granos. El agua forma un medio continuo, pero muy tortuoso, a través de la estructura de la roca. El petróleo ocupa los espacios porosos de mayor tamaño; si está presente el gas, este ocupara los espacios mayores desplazando al petróleo a espacios intermedios.

Los parámetros de la formación de mayor interés en el momento de llevar a cabo el análisis de los perfiles, son principalmente la porosidad (Φ), la saturación de agua (S_w), y la permeabilidad (K). Con los dos primeros parámetros, es posible realizar el cálculo del volumen de hidrocarburos existente en el yacimiento y con la permeabilidad se puede obtener la razón a la cual estos hidrocarburos se puedan producir. Estos parámetros pueden ser normalmente derivados o inferidos de los registros eléctricos, nucleares y acústicos.

1.1.1 Porosidad. La porosidad (Φ) es considerada como la fracción de volumen total de roca correspondiente al espacio poroso o disponible para almacenar fluidos. La porosidad se clasifica de acuerdo al ordenamiento físico del material que encierra el poro, a la distribución y a la forma de los poros. Matemáticamente es definida como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se clasifica en porosidad absoluta, efectiva y no efectiva.

$$\phi = \frac{V_T}{V_\phi}$$

Φ = Porosidad.

V_T = Volumen Total.

V_{ϕ} = Volumen Poroso.

Adicionalmente los disequilibrios tectónicos pueden causar toda una red de fracturas a través de la formación. El volumen total de estas fracturas es por lo general pequeño, y normalmente no incrementa la porosidad de la roca de forma significativa, pero si puede ocasionar incrementos significativos de la permeabilidad.

- Tipos de Porosidad

Porosidad absoluta. Es aquella porosidad que considera el volumen poroso total de la roca, esté o no 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 que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

Geológicamente la porosidad se clasifica en:

A) Porosidad primaria o intergranular.

En una arena limpia, la roca matriz está formada por granos individuales de arena, de forma aproximadamente esférica, y compactados entre sí donde el espacio poroso existe entre los granos. Ésta es la porosidad intergranular, la cual se supone que ha existido en las formaciones desde el tiempo en que se depositaron los granos, y por esto se le conoce como porosidad primaria. Las rocas

sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).

B) Porosidad secundaria, inducida o vugular.

Esta porosidad es generada por la acción de las aguas de formación con iones en solución y fuerzas tectónicas sobre la roca matriz después de la depositación. Puede deberse a la solución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita).

- Factores Que Afectan La Porosidad

A) Tipo de empaque.

Idealmente se pueden formar los siguientes tipos de empaquetamientos los cuales tienen diferente valor de porosidad.

Cúbico, porosidad 47.6 %

Romboedral, porosidad 25.9 %

Ortorrómbico, porosidad 39.54 %

Tetragonal esfenoidal, porosidad 30.91 %

B) Material cementante.

Cemento que une los granos y que se forma posterior a la depositación ya sea por dilución de los mismos granos o por transporte. Son cementos: Sílice, CaCO_3 , Arcilla y FeO .

De la calidad del material cementante dependerá la firmeza y compactación de la roca. Se tiene, entonces, formaciones consolidados, poco consolidados y no consolidados.

C) Geometría y distribución de granos.

Cuando los granos son más redondeados proporcionan mayor homogeneidad al sistema y por ende la porosidad es mayor.

Presión de las capas suprayacentes.

Las capas suprayacentes pueden compactar el yacimiento y reducir el espacio poroso.

- Correlaciones para la porosidad

La porosidad se correlaciona con la compresibilidad del volumen poroso, C_f , de acuerdo con las siguientes expresiones tomadas del libro de Bendeck²

Para areniscas consolidadas

$$C_f = \frac{97.32 * 10^{-6}}{(1 + 55.871 * \phi)^{1.42859}} \dots\dots\dots \text{Ec. 6}$$

Para formaciones limosas

$$C_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.47664 * 10^6 * \phi)^{0.9299}} \dots\dots\dots \text{Ec. 7}$$

Distribución del tamaño del poro

Es imposible tener una descripción detallada del espacio poroso. Sin embargo, con respecto a los granos en un material granular, es posible contar con una descripción estadística de una clase u otra. La determinación de la distribución del tamaño de poro es de importancia especial en materiales consolidados donde no puede obtenerse una distribución del tamaño de grano. Puesto que los medios porosos poseen una estructura porosa más o menos aleatoria, no es sorprendente que las muestras pequeñas del mismo material no tengan la misma porosidad o permeabilidad.

Generalmente se observa que a mayor volumen, para muestras individuales, hay más probabilidad de que los mismos valores de permeabilidad y porosidad se observen.

En formaciones poco consolidadas la porosidad depende de la distribución del tamaño de grano, y no del valor absoluto del tamaño del grano. Será alta, en el rango de 0.35 - 0.4, si todos los granos tienen más o menos el mismo tamaño, será menor de alrededor de 0.25, si tiene una gran variedad en el tamaño de grano, de modo tal que los granos mas pequeños llenan los espacios porosos entre los mas grandes. A porosidades aun menores, las partículas que componen la matriz están generalmente cementadas con material silícico o calcáreo, dando lugar a una formación consolidada, estas pueden llegar a tener porosidades cercanas a cero.

1.1.2 Saturación De Agua. A la fracción del espacio poroso que contiene agua se le conoce como *SATURACION DE AGUA*, y se le denota por S_w .

Ya que la sumatoria de todas las saturaciones en una roca yacimiento debe ser 100%, la fracción remanente de petróleo o gas, denominada saturación de hidrocarburo (S_h), será igual a $(1 - S_w)$.

La teoría generalizada sobre el origen de los yacimientos de hidrocarburos plantea que el yacimiento se encontraba inicialmente lleno con agua y que a través de largos períodos de tiempo, el petróleo y el gas que se formaron en alguna otra parte migraron hacia estas formaciones, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Aun así, la migración de los hidrocarburos nunca logra desplazar toda el agua intersticial.

Existe una saturación de agua irreducible S_{wirr} , que representa el agua retenida por la tensión superficial en la superficie de los granos, en el contacto entre granos, y en los más pequeños intersticios. Su valor varía desde cerca de 0.05 en formaciones gruesas con poca área de superficie, hasta cerca de 0.40 o más en formaciones de grano muy fino y con una gran área de superficie. Se considera que el agua irreducible nunca fluirá cuando la formación sea puesta en producción.

1.1.3 Permeabilidad. La permeabilidad, denotada por la letra K, es el parámetro indicador de la capacidad de flujo de la formación. Es una medida de la razón a la cual un líquido puede fluir a través de cierta área de roca porosa sometida a un gradiente de presión específico. La permeabilidad usualmente se expresa en milidarcies (md); 1000 md es un valor muy alto y 1 md es un valor muy bajo para formaciones productoras.

En contraste con la porosidad, la permeabilidad depende fuertemente del valor absoluto del tamaño de grano de la roca. Sedimentos con gran tamaño de grano y poros grandes poseen normalmente altas permeabilidades, mientras que rocas de grano fino con poros pequeños y caminos de flujo más tortuosos presentan bajas

permeabilidades. Las porosidades en una misma formación pueden variar solamente por un factor de 3, mientras que la permeabilidad puede variar por valores incluso de 4000.

- Tipos De Permeabilidad

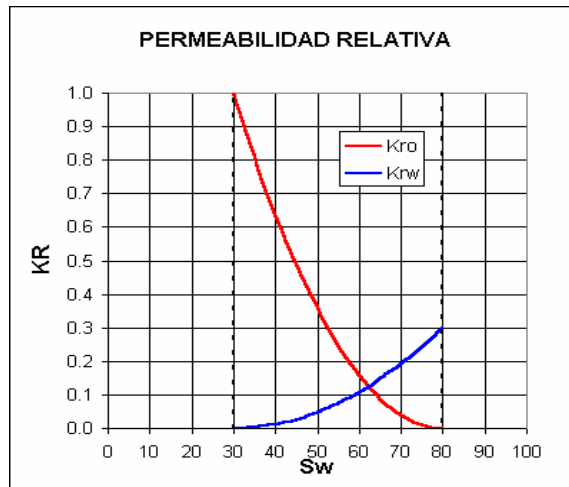
Permeabilidad absoluta. Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba para hallar este valor en el laboratorio puede ser aire o agua. Otra forma de definirla es como la propiedad que mide la capacidad que ofrece el medio poroso para el paso de fluidos a través de la formación.

La velocidad con la que estos fluidos atraviesan la formación depende de tres factores básicos, su porosidad su densidad y la formación.

Permeabilidad efectiva. Es una medida relativa de la conductividad de un medio poroso para un fluido cuando el medio esta saturado con mas de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva, es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento, por ejemplo gas, aceite y agua.

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

Figura 1. Curva de permeabilidades relativas



Fuente: Los Autores

Otras definiciones de particular interés en el estudio de las formaciones y de sus propiedades petrofísicas se detallan a continuación.

Homogeneidad: se puede definir como la imposibilidad de distinguir características especiales entre dos volúmenes de espacio deferentes dentro de una misma unidad.

Heterogeneidad: contrario a la homogeneidad, en la las heterogeneidad las propiedades varían con respecto a la posición y dirección en que se midan.

Anisotropía: las propiedades varían con respecto a la posición en que se midan.

Isotropía: en este caso las propiedades no dependen de la dirección en que estas se midan.

Para ilustrar mejor los anteriores conceptos se presenta a continuación un ejemplo.

Figura 2. Ejemplo de conceptos de heterogeneidad y anisotropía

Yacimiento estratificado
Heterogeneidad Vertical

$K_x=100 \text{ md}$ $K_y=200 \text{ md}$ $\phi=10\%$	$K_x=100 \text{ md}$ $K_y=150 \text{ md}$ $\phi=10\%$	Homogeneo en K_x y ϕ
$K_x=100 \text{ md}$ $K_y=80 \text{ md}$ $\phi=10\%$	$K_x=100 \text{ md}$ $K_y=100 \text{ md}$ $\phi=10\%$	Heterogeneo en K_y
		Anisotropico en K

Fuente: Los Autores

1.2 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO - SP

Esta curva representa el registro de un fenómeno físico natural que ocurre en las rocas de una formación. La curva SP registra el potencial eléctrico producido por la fracción del agua connata de la formación, fluidos de perforación conductivos y algunas rocas que actúan como membranas selectivas de iones (Lutitas). El registro eléctrico SP es relativamente simple pero presenta una utilidad muy amplia especialmente en pozos que fueron perforados con lodos dulces.

Sus principales usos son:

Detectar capas permeables.

Encontrar los límites entre capas y permitir correlacionarlas.

Determinar valores de la resistividad del agua de la formación.

Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa.

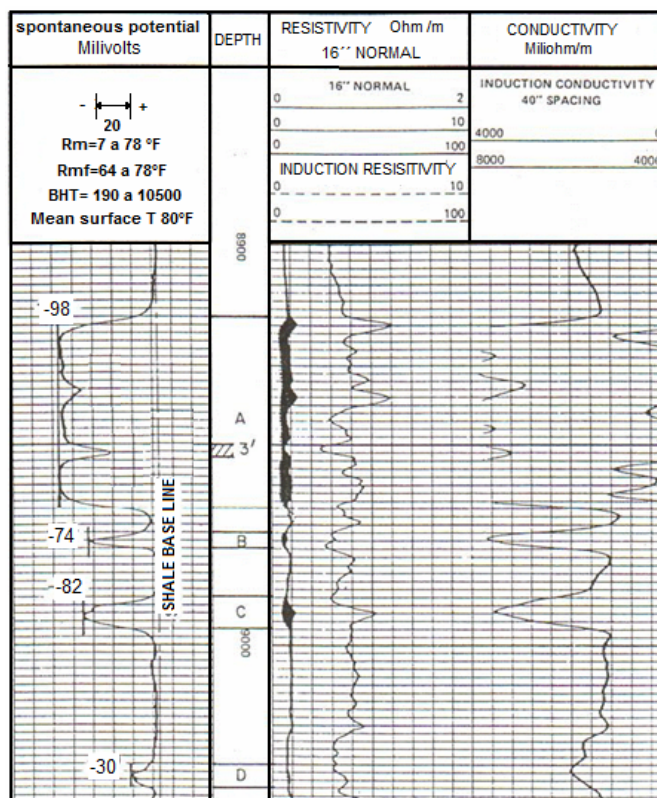
1.2.1 La Curva De SP. Este tipo de registro eléctrico está desarrollado en función de la profundidad. La curva del SP registra las diferencias de potencial existentes entre el electrodo colocado dentro del pozo y uno localizado en superficie. Esta curva es realmente una medida de los cambios de potencial en el hueco con respecto a la profundidad, la pendiente de la curva es la tasa de cambio del potencial.

La curva SP se registra en la pista 1 (izquierda, generalmente junto a otros perfiles). Frente a las lutitas, las lecturas son más o menos constantes y tienden a mantener una línea recta en el perfil, esta línea es conocida como *línea base de lutitas*.

Frente a formaciones permeables la curva SP se aleja de la línea base de lutitas. En capas de suficiente espesor tiende a alcanzar una desviación constante definiendo un alineamiento de arenas, esta desviación puede ser tanto a la izquierda (negativas) como a la derecha (positivas) dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo.

A continuación se observa un perfil del registro SP donde se observan las posiciones de la curva en las arenas y en las arcillas.

Figura 3: Perfiles del registro SP



Fuente: Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

La posición de la línea de lutitas tiene un significado útil para la interpretación, pues el ingeniero que corre el perfil elige la escala de sensibilidad del SP y la posición de la línea, de tal manera que las desviaciones permanezcan dentro de la pista del SP. Este tipo de perfil no es posible registrarlo en pozos con lodos no conductores (base-aceite), pues estos lodos no permiten la conexión eléctrica necesaria entre el electrodo del SP y la formación.

La forma y la amplitud de la curva SP se utilizan para diferenciar las capas permeables de las arcillas. Los cambios de pendientes de la curva se suceden en los límites entre las dos capas.

Cuando el electrodo usado para medir el SP está ubicado frente a una arcilla, la curva SP tendrá una pendiente específica representada con una línea vertical positiva que se desplaza hacia la derecha del registro. Cuando el electrodo está ubicado frente a la arena, la curva es de pendiente constante y se registra como una línea vertical desplazándose hacia el lado izquierdo del registro. Los cambios de pendiente de la curva se dan en los límites entre las capas.

Básicamente la pendiente de la curva del SP es una medida del cambio de la intensidad de corriente con respecto a la profundidad en el hueco abierto. Siempre se observa la mayor tasa de cambio de la intensidad en los límites de las capas, por esto es que allí se observa la máxima pendiente o punto de inflexión, este punto de inflexión se desplaza hacia la capa de más baja resistividad. La amplitud de la curva, representa la diferencia de potencial entre la línea base arcilla y la máxima deflexión en la parte central de la capa permeable, la deflexión máxima posible de la SP es una formación limpia y permeable, y está definida como SP estático o SSP.

La distribución de corriente alrededor de los límites de la capa determina la forma de la SP:

La resistividad de la arena es mayor que la resistividad de la lutita.

La resistividad de la arena y la lutita son iguales.

La resistividad de la arena es menor que la resistividad de la lutita.

1.2.2 Factores que afectan la forma y amplitud de la curva SP frente a una zona permeable

Espesor de capa: cuando el espesor disminuye la forma del SP es más redondeada y su amplitud disminuye. En capas muy delgadas la forma llega a ser de pico.

Resistividad de la capa: en la medida que la resistividad aumenta, la base de la curva SP se amplía.

Diámetro del hueco: el efecto de aumentos en el diámetro del hueco, es el mismo que se tiene cuando hay una disminución del espesor de la capa. La relación existente entre el espesor de la capa y el diámetro del hueco es la encargada de controlar tanto la forma como la amplitud de la SP.

Profundidad de invasión: La invasión de la formación por el filtrado de lodo, cuando es menos salino que las aguas de formación, genera un aumento en la resistividad de la roca alrededor del hueco, y esto se ve reflejado en la disminución de la amplitud y la mayor redondez de la forma de la curva.

Contenido de arcillas en zonas permeables: un aumento en el contenido de arcilla en zonas porosas y permeables, disminuye la amplitud de la curva del SP y hace que la forma sea un poco menos redondeada, esto debido a que el valor de la resistividad es menor ya que la conductividad de las arcillas es mayor.

Arenas arcillosas petrolíferas: en las arenas lutíticas o en las arenas limpias de poco espesor cuando hay presencia de petróleo, aumenta la resistividad y por ende se reduce el valor de SP registrado, sin embargo cuando las arenas son limpias y de gran espesor, las deflexiones en el perfil son amplias.

1.2.3 Algunas Características Del Auto Potencial

Las lecturas de SP no tienen relación con la permeabilidad o la porosidad de las rocas.

La amplitud de la curva del SP no es una medida del fenómeno total, excepto en el caso de capas gruesas y conductivas.

El límite entre una capa permeable y una impermeable se caracteriza por un punto de inflexión en el perfil del SP.

Este registro eléctrico tiene una naturaleza simétrica.

La curva del SP distingue contactos entre una roca reactiva y una roca no reactiva con el fluido del pozo.

1.2.4 Aplicaciones Y Usos De La Curva Del Auto Potencial SP

Entre las aplicaciones más importantes de la curva SP se encuentran:

La diferenciación entre capas porosas y no porosas.

Es de gran importancia para evaluar las resistividades o salinidades del agua de formación.

La deflexión de la curva de SP es generalmente un buen indicador del contenido de arcilla de la formación.

Se puede obtener una buena observación de la resistividad de la capa.

1.2.5 Potencial Total. El perfil del SP registra los valores de potencial espontáneo, medidos desde la línea base de las arcillas, este potencial corresponde a la suma de los potenciales de difusión o de unión líquida y de lutita.

Potencial de Difusión:

$$E_{ul} = -11.6 \log \left(\frac{a_w}{a_{mf}} \right) \dots\dots\dots Ec.8$$

a_w y a_{mf} = Actividades del agua y del filtrado de lodo.

Potencial de lutita:

$$E_m = -\frac{0.0591}{n} \log \left(\frac{a_1}{a_2} \right) \dots\dots\dots Ec.9$$

a_1 y a_2 = Actividades de las soluciones de NaCl

n = valencia de los iones, $n=1$ en el caso de NaCl

Entonces se tiene:

$$SP_{mv} = E_{ul} + E_m \dots\dots\dots Ec.10$$

1.2.6 Potencial Espontáneo Estático. Las corrientes del SP fluyen en cuatro medios diferentes: en el pozo, la zona invadida, la parte no invadida de la capa permeable y las arcillas vecinas. En cada uno de estos medios a pesar que la corriente del SP permanece constante, el potencial varía en proporción a la resistencia encontrada a lo largo de la línea de flujo de dicha corriente. La caída de potencial total será simplemente la suma algebraica de las variaciones de potencial en cada medio y esta es igual a la fuerza electromotriz total.

Es importante tener en cuenta que el movimiento de iones que produce el SP, solamente ocurre en capas con permeabilidad sin importar que tan mínima pueda ser esta.

La expresión que permite mostrar el caso en el cual no hay flujo de corriente dentro del pozo, Potencial Estático (SSP) es la siguiente:

$$SSP = -K \log \left(\frac{a_w}{a_{mf}} \right) = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}} \dots\dots\dots Ec 11$$

Donde:

K = factor litológico, es función de la temperatura.

Para soluciones de NaCl es:

$$K=61+0.133T$$

Es importante resaltar que la pendiente del registro SP mide la caída de potencial por nivel en el hueco, la cual es proporcional a la intensidad de la corriente del SP en el lodo al nivel correspondiente.

1.3 REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Los tres tipos de radiación emitidas por los materiales son: las partículas Alfa, Beta y los Rayos Gamma. Estos últimos son el más importante tipo de emisión posible de un material radioactivo o radiación electromagnética.

Los Rayos Gamma son ondas electromagnéticas de alta energía, como las de la luz que se propagan a menudo simultáneamente con la emisión de los Rayos

Beta. Estos Rayos son similares a los Rayos X pero su longitud de onda es más corta y pueden penetrar a mayores profundidades, estas características permiten que se puedan registrar perfiles nucleares en pozos con tubería de revestimiento ya que las radiaciones con Rayos Gamma emitidas por las formaciones detrás de la tubería de revestimiento pueden penetrarla y alcanzar a los detectores de Rayos Gamma en el pozo.

La energía de los Rayos Gamma se expresa en millones de electro-voltios (Mev) y en los estudios de perfiles nucleares la magnitud de las energías existentes varían por lo general de 0.1 a 10 Mev.

Se ha establecido que todas las rocas tienen cierta cantidad de material radioactivo, por pequeña que sea. Las rocas ígneas, ácidas o ligeramente coloreadas contienen mayores cantidades de material radioactivo que las del básico y oscuras. Ya que las rocas sedimentarias se formaron por la erosión de las rocas ígneas, también estas son radioactivas, sin embargo en las rocas sedimentarias las sustancias radioactivas están distribuidas de manera variada entre las diferentes rocas sedimentarias. Las arenas y las calizas limpias exhiben muy poca radioactividad, mientras que las lutitas exhiben alta radioactividad.

1.3.1 El Perfil De Rayos Gamma. Este perfil mide la actividad natural de Rayos Gamma en las formaciones. Es importante en la detección y evaluación de minerales radioactivos como potasio, thorio y uranio. En formaciones sedimentarias el perfil generado refleja el contenido de lutitas y arcillas en las formaciones.

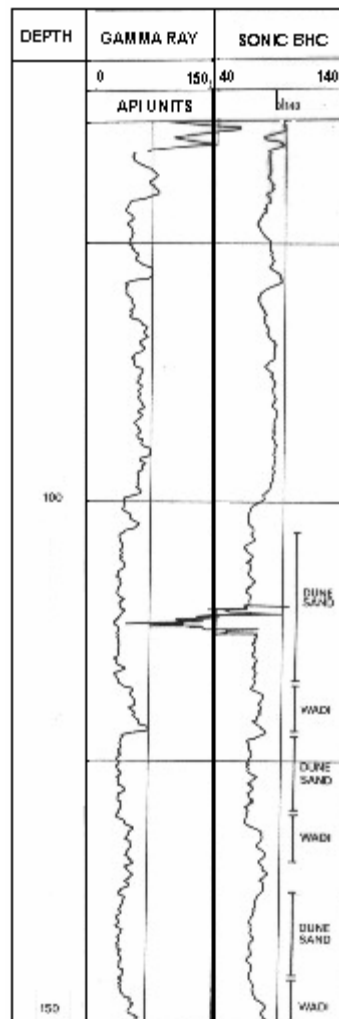
Las formaciones limpias tienen un nivel bajo de radioactividad, a menos que se encuentren contaminadas de cenizas volcánicas o que las aguas de la formación contengan sales de potasio. Este perfil puede ser registrado en pozos entubados

lo que lo hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos.

Es también usado para complementar el registro de potencial espontáneo y como sustituto de la curva SP en pozos perforados con lodos salados, vacíos o con lodos base aceite. En todos los casos es bastante útil en la ubicación de capas arcillosas.

1.3.2 Presentación Del Perfil De Rayos Gamma

Figura 4: Perfil de Rayos Gamma



Fuente: WWW.SPEC2000.COM

Los perfiles de Rayos Gamma se calibran en unidades API. En el campo se utiliza la referencia de calibración para normalizar cada herramienta al estándar API. En formaciones sedimentarias generalmente varían en unas pocas unidades API. Este perfil se presenta normalmente con escala de 0 a 150 o 200 unidades API según se requiera.

1.3.3 Usos Del Perfil

Definición de estratos de lutita.

Detección y evaluación de minerales radioactivos.

Delineación de minerales no radioactivos incluyendo estratos de carbón.

Es usado para correlaciones en pozos entubados.

Es usado en conexión con operaciones en que se usan trazadores radioactivos.

1.4 REGISTRO DE RESISTIVIDAD

Los dispositivos utilizados para medir la resistividad de la formación, utilizan corriente continua conmutada, pulsatoria, o corriente alterna con el fin de evitar la polarización de los electrodos el principio de medición se basa principalmente en la ley de Ohm.

La herramienta se debe correr en huecos con lodo base agua para que exista la conexión entre la roca y la herramienta, además de esto estos registros traen dispositivos capaces de medir tanto en la zona lavada con en la zona virgen, para

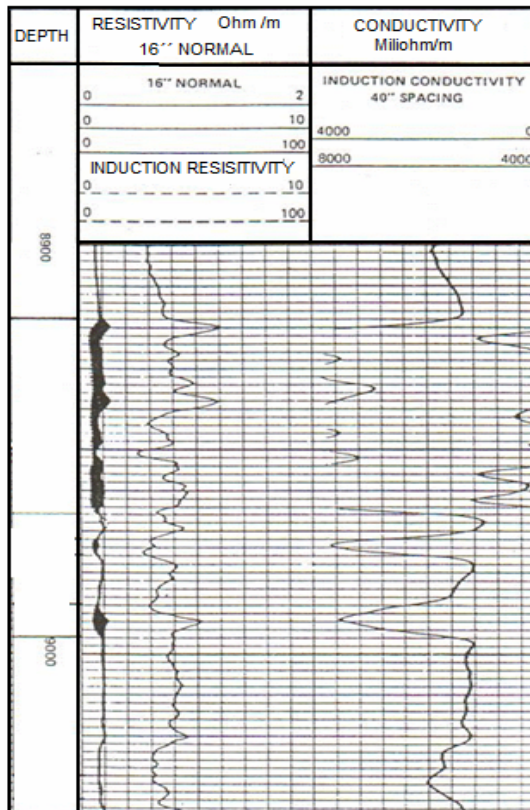
ello en la columna de la resistividad por lo general aparecen dos curvas con lecturas diferentes debido a que cada una pertenece a zonas diferentes dentro de la formación.

Este registro junto al registro de potencial espontáneo o junto a registro Gamma Ray son de gran ayuda para conocer que tipo de fluido existe dentro de la formación.

Con base en la información de los registros de resistividad se pueden conocer datos de gran importancia como pueden ser la saturación de agua en la formación o la resistividad de las mismas, debido a las correlaciones existentes en la literatura, este registro por lo general se presenta en escala logarítmica, la cual va de 0.02 a 200 Ohm/m.

En la figura 5 se presenta el perfil de los registros de resistividad.

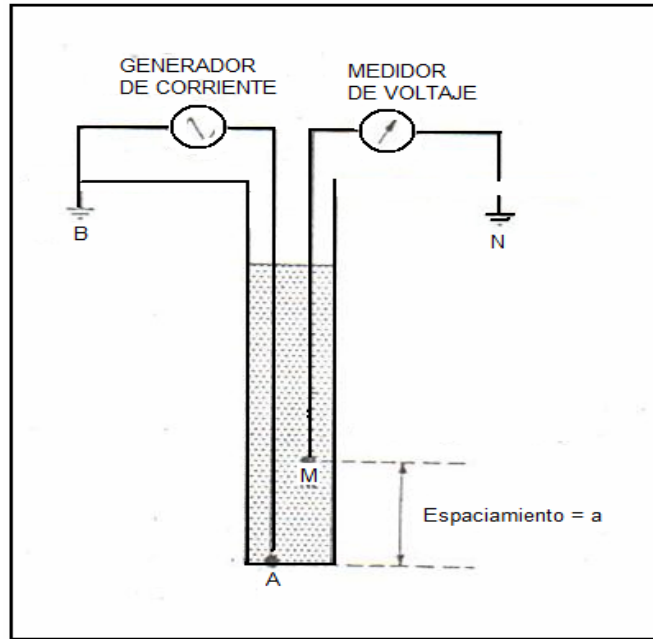
Figura 5. Perfiles de Resistividad.



Fuente: Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

1.4.1 Dispositivo Normal. En el sistema normal la corriente se aplica entre los electrodos A y B, la diferencia de potencial se mide entre electrodo y electrodo en una superficie cualquiera (N), y un electrodo en el pozo (M).

Figura 6. Esquema del dispositivo Normal



Fuente: Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

El potencial en el electrodo situado en una superficie, N, causado por A y B, lo mismo que el efecto de B sobre M, se puede ignorar debido a la larga distancia de los electrodos de corriente en comparación con la distancia A-M. Por consiguiente se obtiene la resistividad aparente a partir de:

$$R_a = 4\pi a \frac{V_{MN}}{I} \dots\dots\dots \text{Ec.12.}$$

En los perfiles convencionales de resistividad, se envían corrientes a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos entre otros. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades.

Para que haya una circulación de corriente entre los electrodos y la formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo o agua, conductores de electricidad.

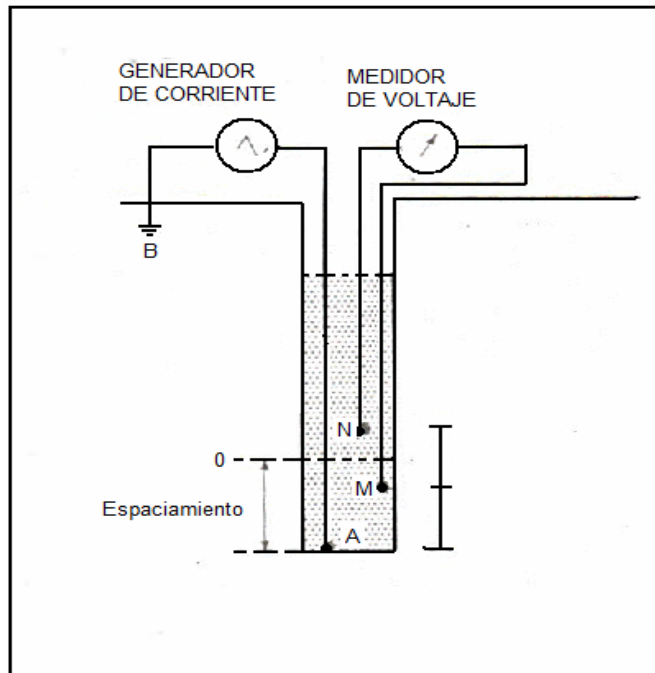
Se debe tener en cuenta que en una formación homogénea, isotrópica y de extensión infinita, las superficies que circundan un electrodo emisor de corriente (A) son esferas.

El potencial medido entre un electrodo (M) situado en una serie de estas esferas, y otro ubicado en el infinito, es proporcional a la resistividad de la formación homogénea.

De forma general se puede afirmar que a mayor longitud de espaciamiento corresponde a una investigación más profunda de la formación. En la práctica se observa que la resistividad aparente, R_a , registrada por cada dispositivo será afectada por las resistividades y las dimensiones geométricas de todos los medios que rodean al dispositivo; pozo, zona invadida y no contaminada y zonas adyacentes.

1.4.2 Dispositivo Lateral

Figura 7. Esquema del dispositivo Lateral



Fuente: Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

Este sistema también denominado sistema lateral, en donde una corriente I emitida por el electrodo A situado dentro del pozo, pasa a través de las formaciones y regresa por el electrodo B, ubicado en la superficie de la tierra. La diferencia de potencial, dV , se mide entre los electrodos M y N situados por encima del electrodo de energía. Se puede obtener la siguiente ecuación para el cálculo de la resistividad aparente:

$$R_a = 4\pi \frac{V}{I} \frac{a(a+b)}{b} \dots\dots\dots \text{Ec.13}$$

Donde:

V = Se obtiene de un galvanómetro de alta sensibilidad.

$$4\pi \frac{a(a+b)}{b} = \text{Constante del instrumento llamada coeficiente K del dispositivo.}$$

a = distancia entre los puntos A y M.

b = distancia entre los puntos M y N.

Esta ecuación es esencialmente de calibración para el dispositivo lateral.

1.4.3 Forma De Las Curvas Normales Y Laterales. Para la correcta interpretación de los perfiles de resistividad convencionales, es necesario conocer muy bien estas curvas típicas.

A) Capa más resistiva que las formaciones adyacentes:

Normal:

Capa gruesa: La curva es simétrica: se observa un máximo en el centro de la capa, el espesor aparente de la capa en la curva normal es menor que el espesor real, en una cantidad igual al espaciamiento.

Capa mas delgada que el espaciamiento: la curva también es simétrica, se observa un mínimo menor que la resistividad de la formación adyacente, se presenta la aparición de dos picos, uno encima y otro debajo de la capa.

Lateral:

En este caso las curvas no son simétricas, en el caso de una curva de alto espesor se observa una meseta relativamente larga con lecturas semejantes a Rt, en el caso de una capa delgada se observa un pico agudo de resistividad frente a la capa, seguido de lecturas bajas y luego un pico.

B) Capa menos resistiva que las formaciones adyacentes:

Normal:

Las capas gruesas y delgadas tienen mayor resistividad que las formaciones adyacentes. Las curvas son simétricas. El espesor aparente de las capas es mayor que el espesor real.

Lateral:

Las curvas no son simétricas. En ambos casos la anomalía se extiende por debajo de la capa a una distancia mayor que A-O.

1.5 REGISTRO SONICO

El principio físico que gobierna a este registro es el de que las ondas acústicas se pueden propagar en cualquier medio que sea sólido. Para nuestra comprensión lo principal es conocer que por medio de una herramienta que se introduce al hueco se emite una onda que viaja a través de la formación y de esta manera nos da una idea de la porosidad de las formaciones.

La forma como se propagan las ondas se conocen como propagación de ondas en un medio infinito, y este tipo de propagación se puede dar de dos maneras principalmente:

Ondas Compresionales.

Ondas de Cizallamiento.

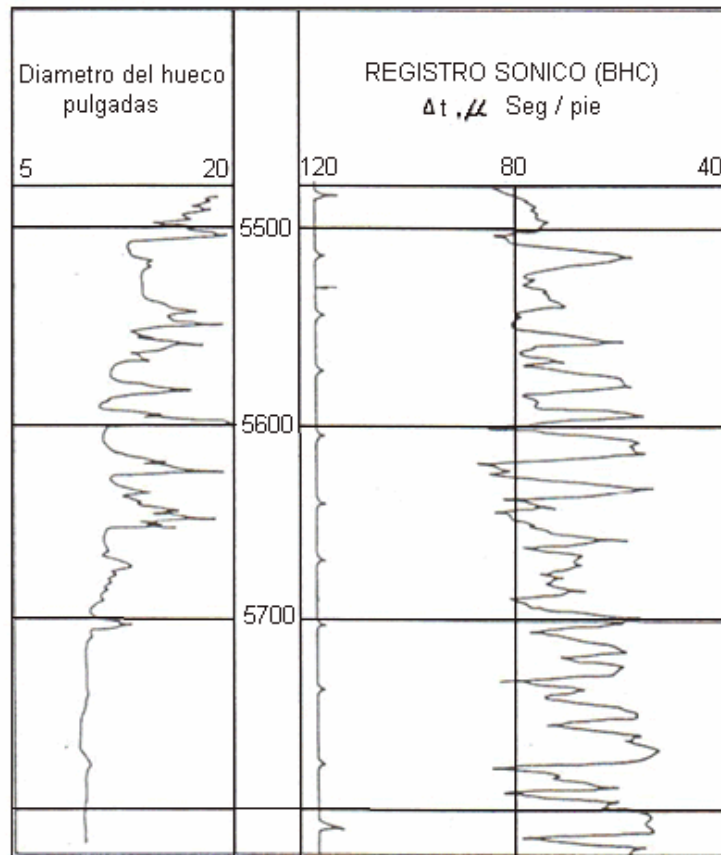
Las ondas compresionales tienen como principal característica que su propagación es paralela en la dirección de las partículas, además que los gases líquidos y sólidos tienden a oponerse a la compresión, como consecuencia las ondas tienden a propagarse a través de ellos.

Caso contrario ocurre con las ondas de cizallamiento en donde la propagación ocurre en la dirección perpendicular al desplazamiento y a causa de la rigidez de los sólidos tienden a oponerse al esfuerzo cortante o cizallamiento, es por esta razón de que este tipo de ondas se propagan a través de los sólidos y no a través de los líquidos y los gases.

En muchas formaciones la velocidad de las ondas de cizallamiento es 1,6 a 2,4 menor que la velocidad de las ondas compresionales. La medición de las ondas de cizallamiento puede ser de gran utilidad para el cálculo de propiedades mecánicas de las rocas.

A continuación se presenta el perfil del registro sísmico:

Figura 8: Registro Sonico.



Fuente: Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

La velocidad del sonido depende principalmente del tipo de litología que exista y además de la porosidad, a continuación se pueden observar algunos rangos de estos valores para diferentes tipos de litología.

Estos, están dados para sustancia no porosas, hay que tener en cuenta que la adición de la porosidad necesariamente disminuirá el valor de la velocidad.

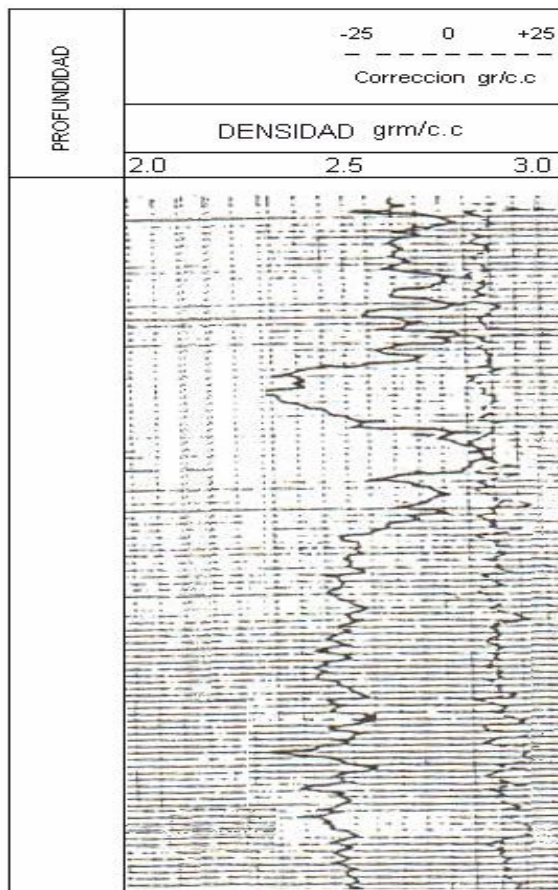
Tabla 1. Velocidad Del Sonido Según Litología.

	Vma(pies/s)	$\Delta t_m(\mu\text{s/g/pe})$
Areniscas	18000-19500	55,5
Calizas	21000-23000	47,5
Dolomitas	23000	43,5
Anhidrita	20000	50
Sal	15000	67
Tubería (Hierro)	17500	57

Fuente: Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

1.6 REGISTRO DE DENSIDAD DE LA FORMACION

Figura 9. Registro de Densidad.



Fuente: Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

Este tipo de perfil o de registro se utiliza principalmente en la evaluación de la porosidad de las formaciones. Adicionalmente, la medición de la densidad es de gran ayuda en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas. Así mismo, cuando se hace una combinación de este registro con el registro neutrón se pueden encontrar depósitos de gas.

Otras de las aplicaciones del registro de densidad son la de calcular la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas de litologías complejas y del rendimiento de lutitas petrolíferas. El principio físico² que rige a este registro es el de las diferentes formas de interacción entre los rayos gamma y la materia, las cuales dependen básicamente del nivel de energía de aquellos.

1. El efecto fotoeléctrico ocurre con rayos Gamma de baja energía, menor de 100 Kev. El fotón inicialmente es absorbido y su energía transferida a un electrón del átomo en forma de energía cinética. Este electrón, expulsado del átomo, se denomina fotoelectrón.
2. El efecto Compton ocurre en todo el rango de energía de los rayos gamma, pero predominantemente entre 75 Kev y 2 Mev y es la base de la medida de densidad. En este rango el fotón choca con un electrón del átomo y le transfiere parte de su energía en forma de energía cinética. El rayo gamma continua interactuando hasta que su energía disminuye lo suficiente para ser absorbido por el medio del efecto fotoeléctrico. El fenómeno, como puede verse, es proporcional a la cantidad e electrones presentes.
3. La producción de pares ocurre solamente cuando la energía del rayo gamma incidente es superior a 1,02 Mev. El rayo gamma choca con el núcleo y su energía se transforma en la masa de un electrón y un positrón y su energía cinética, como había sido demostrado por Einstein.

4. Este tipo de interacción no tiene hasta ahora ninguna aplicación en la evaluación de formaciones.

1.6.1 Densidad Electrónica Y Densidad Total De La Formación. El registro de densidad (FDC), es el más usado y responde a la densidad de electrones de la formación. Para una sustancia constituida de un solo elemento, el índice de densidad electrónica ρ_e se relaciona con el de densidad de formación ρ_b mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_e = \rho_b * \left(\frac{2z}{A}\right) \dots\dots\dots \text{Ec.14.}$$

Donde:

ρ_b = la densidad del bulk o total

Z= numero atómico o numero de electrones por átomo

A= el peso atómico

1.6.2 La Porosidad Del Perfil De Densidad. Para una formación limpia de densidad de matriz conocida (ρ_{ma}) y que tiene una porosidad Φ , y está saturada con un líquido de densidad promedio ρ_f , la densidad total de la formación estará dada por la ecuación

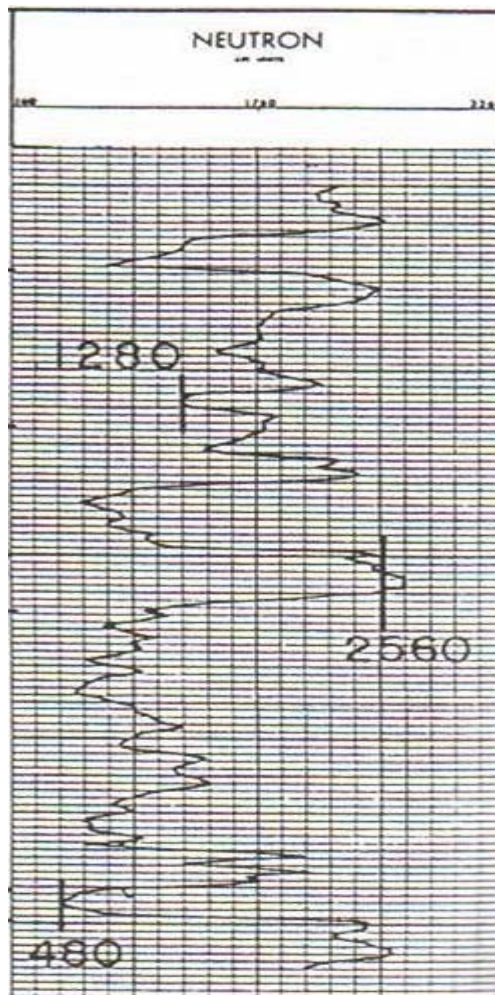
$$\rho_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_{ma} \dots\dots\dots \text{Ec.15}$$

Para los fluidos que se encuentran en los poros más comunes excepto de gas e hidrocarburo la diferencia entre la densidad aparente leída por el registro y el valor de densidad de formación es mínima, entonces la porosidad será:

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \dots\dots\dots Ec.16$$

1.7 REGISTROS NEUTRONICOS

Figura 10. Registro Neutron



Fuente: B, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos

Este tipo de registros son utilizados para ubicar formaciones porosas y establecer cuantitativamente esta propiedad. Principalmente responden a la cantidad de hidrogeno presente en los poros de una formación, lo que indica que cuando hay presencia de hidrocarburos o de agua pueden proveer valores muy aproximados

al valor real de la porosidad, debido a que está dando un valor de la cantidad de fluidos que están llenando el espacio poroso.

Cuando se quiere encontrar gas, lo adecuado es combinar este perfil con otro perfil de porosidad o con datos de porosidad obtenidos de núcleos. Adicionalmente, la combinación de registros permite obtener valores más exactos de porosidad y facilita la evaluación del contenido de lutitas.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, cuya masa es casi idéntica a la de un átomo. Por su condición eléctrica, puede penetrar sustancias compuestas ignorando las capas de electrones para interactuar solamente con el átomo. Para la evaluación de formaciones por este tipo de registros, se emiten continuamente neutrones de alta energía desde una fuente radioactiva, estos chocan con los materiales de la formación semejante a una colisión elástica entre bolas de billar. Con cada colisión el neutrón pierde algo de energía, la cual depende de la relación de masas entre los núcleos. En pocos microsegundos los núcleos han sido frenados debido a las sucesivas colisiones, luego se esparcen aleatoriamente sin perder más energía, hasta que son capturados por el núcleo de átomos tal como el cloro, hidrogeno o silicio, dicho núcleo se excita y emite un rayo gama de captura.

El principio básico de la herramienta se basa en identificar la cantidad de hidrógeno presente alrededor de esta. El hidrogeno está presente principalmente en los fluidos, de forma tal que el índice de hidrogeno está directamente relacionado con la porosidad.

La radiación neutrónica es inducida en la formación usando una fuente radioactiva; su interacción con la formación se registra con la ayuda de un detector.

Los dispositivos neutrónicos detectan todas las aguas presentes en la formación aun aquellas que no correspondan a porosidad alguna. Por ejemplo el agua irreducible asociada a las lutitas, por este motivo las lutitas tienen un apreciable índice de hidrogeno y en formaciones arcillosas la porosidad derivada de perfiles neutrónicos será mayor que la efectiva. Este tipo de registros también detectan el agua de cristalización mostrando una porosidad muy alta en casos donde la porosidad es nula (yeso).

2. METODOS EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCION

2.1 EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD - J

Se conoce como el abatimiento al cambio de presión entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo, es decir, *abatimiento* = $P_s - P_{wf}$. Por otra parte la relación que existe entre el gasto de producción de un pozo y el abatimiento, se denomina índice de productividad - IP, el cual se simboliza con la letra J; si la producción q está en Bbls/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en lb/ in² el IP se expresa de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots\text{Ec.17}$$

A menos que se especifique otra cosa el IP se basa en la producción neta de líquidos (aceite y agua).

El IP específico J_s es el número total de de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/ in² de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora, es decir,

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots\text{Ec.18}$$

La ecuación anterior se puede definir para el flujo radial de la producción de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que esta contenido en un yacimiento horizontal y uniforme, su ecuación es:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_o * \mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots Ec.19$$

Donde:

q=Caudal de liquido en Bbls/d

P_s=Es la presión estática del yacimiento en Psi

P_{wf}= Es la presión de fondo fluyendo en Psi

K= Permeabilidad md

h= Espesor ft

B_o = Factor Volumétrico Rb/STB

μ= Viscosidad Cp

r_e=radio de drenaje ft

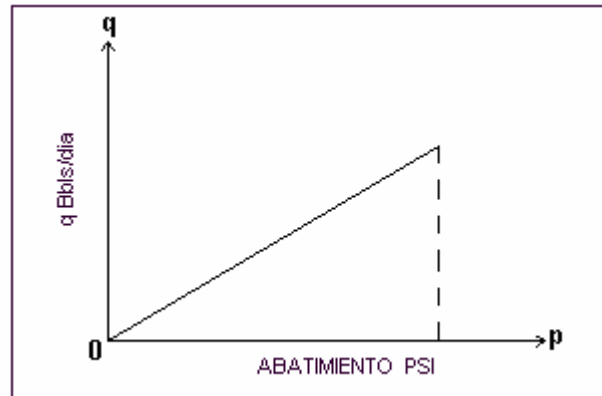
r_w = radio del pozo ft

De igual manera se puede expresar el índice de productividad específico para un flujo radial.

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0.007082k}{B_o * \mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots Ec.20$$

Si el valor del IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede decir que q=J*Δp, en la que Δp es el abatimiento. Así es evidente que la relación entre q y Δp es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J (Ver figura 11).

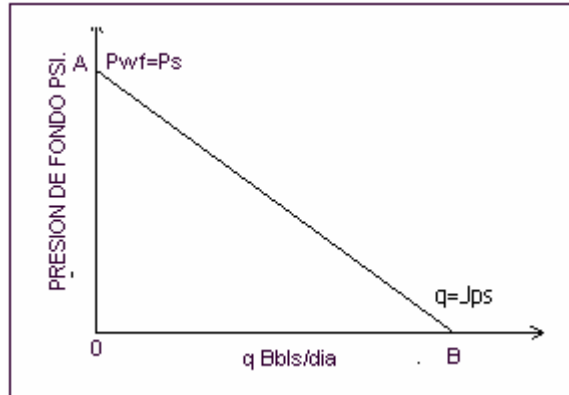
Figura 11. GRAFICA DE CAUDAL CONTRA EL CAMBIO DE PRESION O ABATIMIENTO



Fuente: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

En un momento particular de la vida del yacimiento, P_s tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta, como se observa en la figura 12.

Figura 12. Comportamiento de la presión de fondo fluyendo



Fuente: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

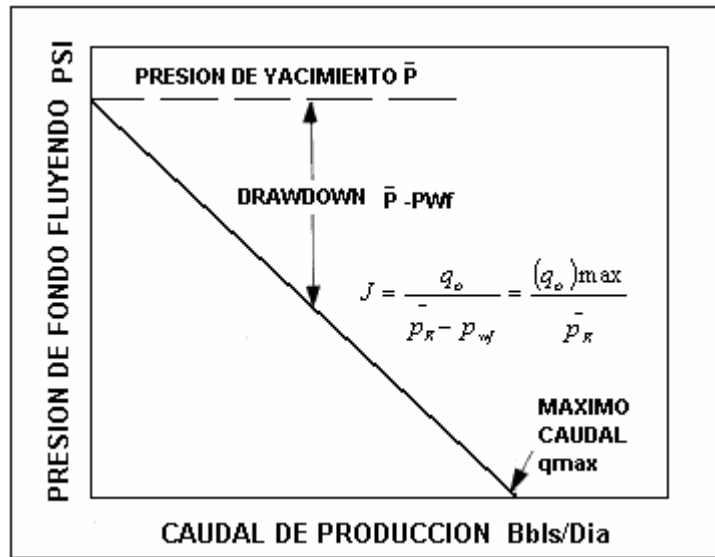
El valor de q en el punto B, es decir, J_{PS} , se conoce como el potencial del pozo y se representa con el símbolo q . Se debe hacer énfasis que lo anterior se refiere al comportamiento de la formación, es decir a la relación de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, luego se está hablando realmente del potencial de la formación, el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta cuando la P_{wf} es cero.

2.2. IPR PARA POZOS CON GAS EN SOLUCIÓN

La relación del comportamiento de flujo corresponde al IPR (Inflow Performance Relationship). En los cálculos de producción de pozos de petróleo es común suponer que el flujo que ingresa al pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y la cara del pozo. La constante de proporcionalidad de esta relación se conoce como el índice de productividad J .

Para los casos en los cuales esta relación se mantiene, al graficar la presión versus la tasa de producción se deriva una línea recta como se observa en la Figura 13.

Figura 13. Grafica de Pwf contra caudal



Fuente: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

Sin embargo Muskat¹¹ planteó que cuando existen dos fases en el yacimiento, la anterior relación ya no se mantendría, y que en lugar de la línea recta existiría una curva debido a que en cada punto el valor de la pendiente J variará con respecto a un cambio de presión entre el yacimiento y la cara del pozo.

Cuando en el gráfico de presión de fondo contra caudal del pozo es una curva no se puede decir que existe un solo valor de IP debido a que no hay una sola pendiente, además esta varía con la presión, por lo que algunos autores propusieron métodos alternativos para estos casos en que la caída de presión contra el caudal de un pozo fuese una curva IPR

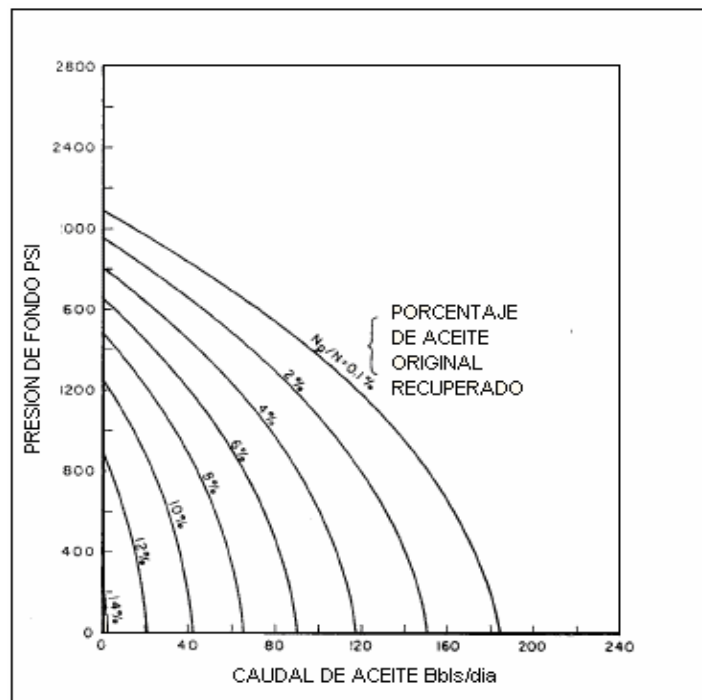
Para el desarrollo de esta metodología, Muskat y Vogel¹¹ parten de las siguientes suposiciones:

1. Yacimiento circular con un pozo centrado.
2. El medio poroso es uniforme e isotrópico.
3. No se tienen en cuenta efectos gravitacionales
4. La compresibilidad de la roca y del fluido se toman como despreciables.

5. La composición y el equilibrio para el gas son constantes.
6. Existe la misma presión en ambas fases.

La producción en un pozo con gas en solución decrece principalmente porque la presión del yacimiento se reduce y porque el incremento del gas en solución ocasiona una resistencia al flujo de aceite hacia la cara del pozo, estas dos causas hacen que las curvas IPR cada vez corten el eje X en un valor menor, lo que hace que el valor del caudal máximo cada vez se reduzca, como se observa en la figura 14.

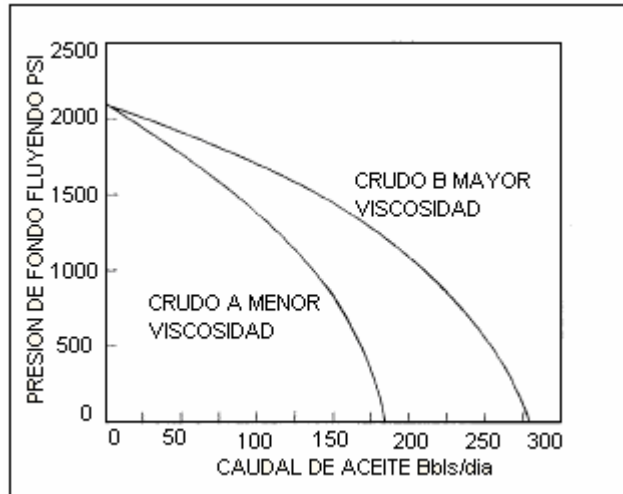
Figura 14. IPR en función del OOIP recuperado



Fuente: Vogel J.V., "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well"

Las curvas también dependen de otros efectos como el que causa la viscosidad, en la cual al tener un crudo de menor viscosidad ocasiona que la curva tenga una mayor extensión con respecto a una curva con un crudo de viscosidad mayor como se observa en la figura 15.

Figura 15. Efecto de la viscosidad en la curva del IPR



Fuente: Vogel J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well"

2.2.1 Método De Vogel

Dentro de las diferentes técnicas utilizadas para el cálculo del potencial de producción de un pozo de aceite con gas en solución, aparece el propuesto por Vogel¹¹ en el año 1968, el cual plantea una serie de correlaciones para determinar a ciencia cierta el comportamiento actual del pozo, además de su posible comportamiento futuro.

Vogel¹¹ propone el método partiendo de la ecuación que rige el comportamiento de la curva del IPR.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.20 * \frac{P_{wf}}{p} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{p}\right)^2 \quad \dots \dots \dots \text{Ec.21}$$

Donde:

q_o = Caudal de aceite del pozo

q_{omax} = Caudal máximo del pozo

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P = Presión promedio del yacimiento

Con esta ecuación se halla J , la cual es una relación de caudales y presiones, dada por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{P - P_{\text{wf}}} \dots\dots\dots\text{Ec.22}$$

Luego se reemplaza esta ecuación en la primera para encontrar una relación de J con respecto al caudal máximo del pozo el cual quedo de la siguiente manera:

$$J = \frac{q_{\text{max}}}{P} \left(1 + 0.8 * \frac{P_{\text{wf}}}{P} \right) \dots\dots\dots\text{Ec.23}$$

Además de lo anterior el autor planteo una relación para la cual el valor de J seria variable, puesto que cuando se trabaja con yacimientos en los cuales se tiene gas disuelto el valor de J cambiara gradualmente con la presión, es así que la ecuación quedaba de la siguiente manera:

$$J^* = \frac{1.8 * q_{\text{max}}}{P} \dots\dots\dots\text{Ec.24}$$

Esta ecuación se planteó de igual manera para flujo radial debido a que la aplicación del caso está dada para estas condiciones de flujo.

$$J^* = \frac{0.007082 * k_o * h * q_o}{B_{oF} * \mu_{oF} * \left(\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)} \dots\dots\dots\text{Ec.25}$$

A la hora de buscar condiciones futuras de los pozos o comportamientos hacia el futuro se tendría que buscar una correlación para J hacia que tuviera que ver con ese tiempo es por eso que el autor planteo la misma correlación de J pero en esta ocasión las variables de la correlación serian las propiedades PVT pero hacia futuro, con estas consideraciones se obtuvo la siguiente expresión:

$$J_F^* = \frac{0.007082 * k_o * h * q_o}{B_{oF} * \mu_{oF} * \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right)} \dots\dots\dots Ec.26$$

Donde:

J_F^* = Índice de productividad variable a futuro

K_{oF} = Permeabilidad al aceite futura

h = Espesor de la formación

q_o = Caudal de aceite del pozo

B_{oF} = Factor volumétrico de formación

μ_{oF} = Viscosidad del aceite

r_e = Radio de drenaje del pozo

r_w = Radio del pozo

Haciendo la relación entre el índice de productividad a las condiciones en del momento y el índice de productividad se puede dejar a uno en función del otro, para luego remplazarlo en la ecuación que representa la curva IPR y encontrar la correlación que representa un comportamiento a futuro del pozo.

$$q_{oF} = \frac{J_F^* * P}{1.8} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right) \dots\dots\dots Ec.27$$

Donde:

- q_{oF} = Es la producción futura del pozo
- J_F^* = es índice de productividad Futuro
- P = Es la presión del yacimiento a futuro
- P_{wf} = Es la presión de fondo fluyendo

La idea de esta metodología es la de ir dando posibles valores de presión de fondo fluyendo para encontrar los respectivos caudales y poder hacer un análisis detallado a futuro de la productividad del pozo, como para conocer su respuesta a la instalación de un posible sistema de levantamiento artificial.

2.2.2 Método De Fetkovich

MJ. Fetkovich⁴ demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = c * (P_{ws} - P_{wf})^n \dots\dots\dots Ec.28$$

Donde:

- q_o = Caudal máximo de aceite correspondiente a la P_{wf}
- $q_{o\max}$ = Caudal máximo de aceite cuando la P_{wf} es igual a cero
- P_{ws} = Presión de Fondo estática.
- P_{wf} = presión de fondo fluyendo
- C = coeficiente de la curva
- n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

2.3. IPR SEGÚN EL TIPO DE PERFORACIONES PARA POZOS QUE PRODUCEN POR GAS EN SOLUCION

A la hora de la aplicación de análisis nodal en sistemas de producción la perforación juega un papel muy importante, así en las anteriores metodologías no se halla nombrado.

Diferentes técnicas de perforación, diferentes longitudes de las perforaciones, diferentes diámetros de pozo se tendrán en cuenta a la hora de hacer un pronóstico del comportamiento de la producción de un pozo por medio de esta técnica.

En los sistemas de análisis nodal es necesaria una buena ecuación del comportamiento del flujo, por esta razón Blound y Glaze¹² han desarrollado una ecuación que predice el comportamiento el flujo por medio de la perforación, para el caso de una sola fase (gas o aceite), aunque las ecuaciones¹² no son aplicables para pozos que producen en yacimientos con gas en solución.

Pérez y Kelkar¹² han desarrollado una ecuación que predice la caída de presión a través de las perforaciones para un flujo multifásico. En la aplicación de esta ecuación es necesario conocer la permeabilidad relativa de la zona de interés, el numero de perforaciones que tendrá el pozo, el tamaño de las perforaciones, longitud, la viscosidad, factor volumétrico del crudo que se produce en esta zona y la presión de la formación, aunque para propósitos prácticos Pérez y Kelkar¹² combinaron su método con otro para de esta manera poder conocer los valores de permeabilidad relativa del aceite y la presión en la zona de interés y la presión en la perforación.

Las metodologías descritas no tenían en cuenta el efecto de la perforación del pozo para observar el comportamiento de la producción, es por esta razón que Pérez y Kelkar¹² plantearon su metodología basada principalmente en esta operación. Esta expresión está basada principalmente en modelos matemáticos, numéricos y además por la corrida de un simulador en donde se modela un solo pozo en donde coexisten dos fases.

En la corrida del simulador se supuso que en la zona cercana al pozo el efecto del daño era insignificante, el modelo fue corrido para un gran rango de propiedades de yacimiento, técnicas de perforación y tamaños de perforaciones, para de esta manera obtener la relación entre la tasa de flujo de aceite y la presión de fondo fluyendo a cierta presión de yacimiento.

La ecuación de Vogel¹¹ fue utilizada como punto de partida para representar la ecuación general del modelo.

2.3.1 Desarrollo Del Modelo. El modelo matemático que representa la productividad de un pozo de petróleo con gas en solución, consiste de modelos matemáticos tanto para el flujo de gas como para el del aceite entre el yacimiento y la cara de la arena,

Las características que tenía el modelo matemático eran que podía modelar un flujo trifásico y radial para un pozo que producía aceite con gas en solución, el modelo fue validado para una fase (oil), dos fases (gas, aceite) y tres fases (aceite, agua y gas), por la comparación de la relación de pendientes entre la caída de presión del wellbore y el tiempo dimensional. La grafica de este modelo produjo una línea con una pendiente de 1,151 en un periodo de tiempo temprano. Wiggins¹² desarrolló el modelo trifásico con resultados muy cerrados comparados con el modelo presentado. Usando el modelo de Wiggins la distribución de la

presión y de la saturación a lo largo del yacimiento a cierta rata de producción podían ser calculadas.

Un pozo perforado penetra la formación y cada una de las perforaciones penetra la formación con una longitud L_p , medida a partir de la cara de la arena.

La perforación en la formación produce un hueco de radio r_p , además de que la penetración de las perforaciones en la zona de interés producen un agujero de radio r_c medido desde el centro de las perforaciones. Se asume que la entrada de todas las perforaciones en la zona de interés tiene un radio semejante.

Pérez y Kelkar¹² basaron el desarrollo de su modelo de acuerdo a las siguientes suposiciones:

El flujo está en estado estable y es isotérmico.

El flujo es perpendicular a la longitud de las perforaciones.

El gas y el aceite fluyen simultáneamente por las perforaciones.

La tasa de flujo a través de cada perforación es la misma e igual a la suma total del caudal dividido por el número de perforaciones.

La presión fuera de los límites de la zona de interés se asume constante.

La permeabilidad relativa de la zona de interés es función de la saturación.

Los efectos gravitacionales y capilares son despreciables.

Las anteriores suposiciones fueron similares a las que se utilizaron en el simulador trifásico.

Las ecuaciones diferenciales parciales para el gas y para el aceite fueron derivadas de la ley de la conservación de la masa combinado con la ecuación de Forchimmer¹², siendo esta ecuación la que representa el flujo turbulento en el medio poroso entre la zona de interés y la perforación. Desarrollando las ecuaciones diferenciales Pérez y Kelkar¹² llegaron a la ecuación de pseudo caída de presión, la cual se describe a continuación:

$$\Delta P_{PD} = P_{PD}(P_C) - P_{PD}(P_P) \dots\dots\dots Ec.29$$

$$\Delta P_{PD} = \frac{L_p n_p K_C}{1695 * q_o} \int_{P_c}^{P_p} \frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} dp \dots\dots\dots Ec.30$$

Para desarrollar la caída de pseudo presión en las perforaciones (ecuación 30.) se necesita la relación entre $(K_{ro}/\mu_o * B_o)$ versus la presión.

Para propósitos más simples, se asume una relación lineal, entre $(K_{ro}/\mu_o * B_o)$ versus la presión, a presión promedio podría representarse la relación de la siguiente manera:

$$\frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} = \left\{ \frac{1}{P} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \right\}_{P=\bar{P}} \dots\dots\dots Ec.31$$

Sustituyendo la ecuación 31 en la ecuación 30 se produce la simplificación de la ecuación de la caída de pseudo presión como es mostrado a continuación:

$$\Delta \bar{P}_{PD} = \frac{L_p n_p K_C}{1695 * q_o} \left\{ \frac{1}{2P} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} \right) \right\}_{P=\bar{P}} (P_C^2 - P_P^2) \dots\dots\dots Ec.32$$

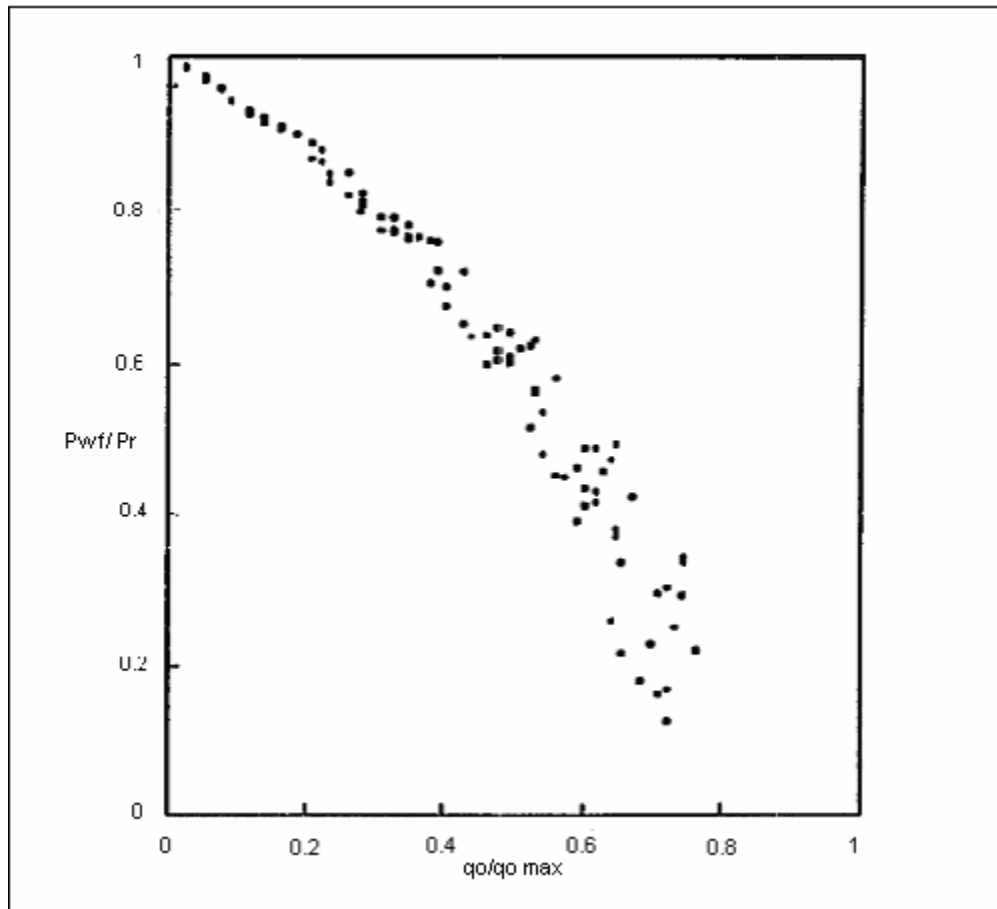
2.3.2 Desarrollo De La Ecuación de Pérez y Kelkar . El modelo matemático fue corrido en un amplio rango de valores de propiedades de roca y de fluido, también para diferentes tamaños de yacimientos y perforaciones.

Aplicando la ecuación de Pérez y Kelkar¹² para cierto diámetro, longitud y numero de perforaciones se puede determinar la caída de presión a través de ellas, luego la presión de fondo fluyendo se puede obtener a partir de la diferencia entre la presión en la cara de la arena y la caída de presión en las perforaciones.

Vogel¹¹ se aplica entonces para encontrar la relación entre la presión y el caudal de aceite en donde al graficar la relación de $q_o / q_{o\max}$ Vs. la relación de presiones P_{wf} / P_r para cierto rango de datos, sería posible obtener el IPR.

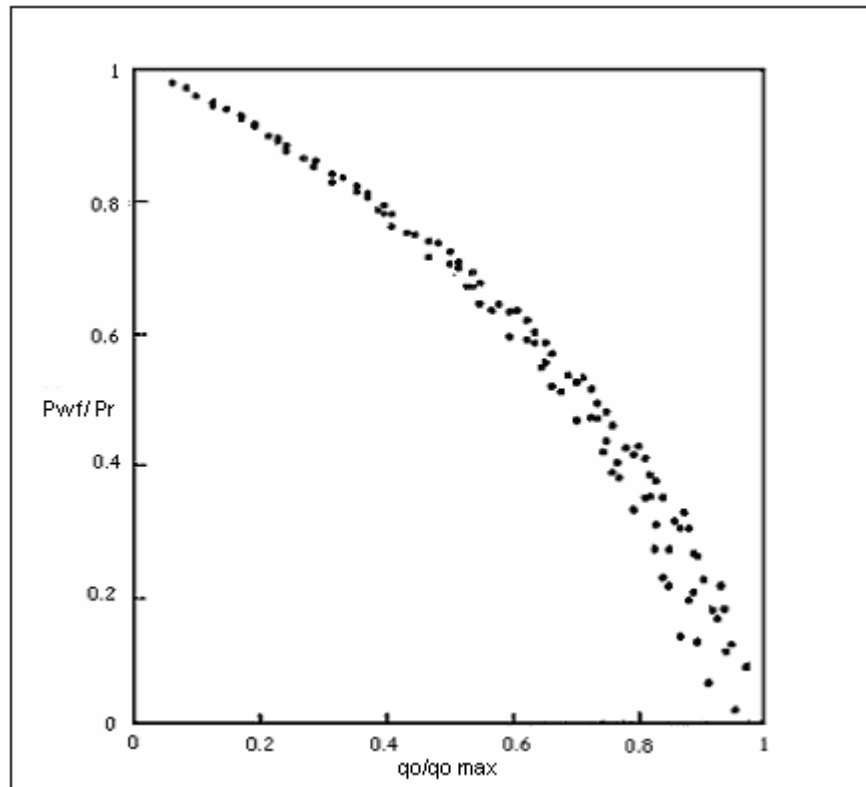
En este caso el q_{\max} es el flujo a condiciones de hueco abierto sin perforaciones. Las figuras 17 y 18 representan las curvas IPR para $r_p < 0.3$ y $r_p > 0.19$ para perforación overbalance y perforación underbalance respectivamente.

Figura 17. Curva IPR perforación Overbalanced



Fuente: Zukamo P; Tobing Edward, "Inflow Performance Relationship for Perforated Well Producing From Solution Gas Drive"

Figura 18. Curva IPR perforación Underbalanced



Fuente: Zukamo P; Tobing Edward, "Inflow Performance Relationship for Perforated Well Producing From Solution Gas Drive"

Basados en los resultados de los estudios realizados por Pérez y Kelkar¹² se pudo concluir lo siguiente:

Para una densidad mayor a 12 tiros por pie, la caída de presión es despreciable y el pozo podría comportarse como si fuera hueco abierto.

Para el rango de longitud de perforaciones entre 3 y 13 in, el efecto de las perforaciones es despreciable.

La curva IPR obtenida del modelo fue realizada basad en las técnicas de perforación y radios de perforaciones.

Un análisis de regresión para los datos corridos en el simulador arroja la curva que representa el modelo propuesto por Pérez y Kelkar¹² para el IPR.

$$\frac{q_o}{q_o \max} = a_0 + a_1 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) + a_2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.33$$

Donde a_0 , a_1 y a_2 son las constantes las cuales dependen de las técnicas de perforación y los radios de las perforaciones.

$q_o \max$ = máxima producción de aceite sin perforaciones.

Como conclusión de esta metodología se puede decir que tomando el dato de una sola presión y varios datos de pruebas de producción, se puede desarrollar la curva IPR para un pozo perforado que produce aceite con gas en solución, aplicando la anterior ecuación.

2.4 CALCULO DEL LA CURVA IPR PARA POZOS DE GAS

Aunque es preferible encontrar el IPR a partir de las pruebas isócronas, en algunos casos esto no es factible. Esta metodología hace el cálculo del IPR partiendo principalmente de una prueba de presión como lo es un Build up o un Drawdown.

Mishra y Caudle⁹ expandieron el término de IPR de pozos de aceite por el método de Vogel¹¹ a flujo de gas en pozos no fracturados. Comenzaron con las definiciones de los coeficientes de *flujo laminar a* y de *flujo turbulento b*, para la ecuación LIT (usando pseudos presión), (ecuación 34), expresada en términos de parámetros de yacimiento. Lo nuevo consiste en ingresar una serie de parámetros

a las ecuaciones como diferencias de temperatura, gravedades específicas de gas, permeabilidades, radios de wellbore, áreas de drenaje entre otros, para de esta manera encontrar los valores de los coeficientes a y b.

$$\psi_r - \psi_{wf} = aQ + bQ^2 \dots\dots\dots Ec.34$$

$$a = \frac{1495.6 * T}{k * h} \left(\text{Log} \left[\frac{A}{rw^2} \right] + \log \left[\frac{2.2458}{C_A} \right] + 0.87 * s \right) \dots\dots\dots Ec.35$$

$$b = \frac{1299.15 * T * D}{K * h} \dots\dots\dots Ec.36$$

$$D = \frac{0.00003004 * G}{\mu * h * rw * K^{0.33}} \dots\dots\dots Ec.37$$

Para cada una de la serie de datos de entrada en las ecuaciones, Mishra y Caudle⁹ computaron el máximo caudal de flujo posible, utilizando una Pwf de 0.

Para cierta presión de yacimiento dada, utilizaron la ecuación 38 para encontrar la relación de caudales (Q/Q_{max}), y de esta manera relacionar estos datos con los datos de presiones (ψ_{wf}/ψ_r) para realizar la curva IPR.

Los cálculos se repitieron varias veces para los diferentes set de datos y de esta manera se tomo el mejor ajuste para todos los parámetros que se introdujeron en las correlaciones, de esta manera este ajuste quedó representado en la ecuación 39.

$$\frac{Q}{Q_{max}} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(\psi_r - \psi_{wf})}}{-a + \sqrt{a^2 + 4b\psi_r}} \dots\dots\dots Ec.38$$

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = \frac{5}{4} \left[1 - 5 \left(\frac{\psi_{wf}}{\psi_r} - 1 \right) \right] \dots\dots\dots \text{Ec.39}$$

Esta metodología además de calcular el IPR de un pozo productor de gas, puede calcular el Q_{\max} para las presiones futuras, ellos tomaron la ecuación 37, tomando seis diferentes niveles de presión, para de esta manera hallar la relación que predijera caudales futuros la cual se presenta en la ecuación 41.

$$\frac{Q_{\max f}}{Q_{\max}} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b\psi_{rf}}}{-a + \sqrt{a^2 + 4b\psi_r}} \dots\dots\dots \text{Ec.40}$$

$$\frac{Q_{\max f}}{Q_{\max}} = \frac{5}{3} \left[1 - 0.4 \left(\frac{\psi_{wf}}{\psi_r} \right) \right] \dots\dots\dots \text{Ec.41}$$

Billiter y Lee⁹ extendieron el análisis hecho por Mishra y Caudle⁹ utilizando un simulador de yacimientos unidimensional (con un espacio geométrico radial, de grillas 16*1*1), para predecir la presión de fondo fluyendo para un flujo pseudo estable de un pozo no fracturado.

Ellos asumieron que el flujo pseudo estable ocurría cuando la rata del cambio de presión con el tiempo era aproximadamente el mismo en todo el radio del yacimiento.

La anterior definición para el flujo pseudo estable es diferente a la definición normal, la cual se define como el suceso dado tan pronto la onda de presión alcanza los límites del yacimiento.

Billiter y Lee⁹ utilizaron la ecuación LIT o ecuación Houpuert, la cual daba resultados similares a los que arrojaba el simulador. Encontraron que solo la permeabilidad tiene un efecto significativo en la forma de la curva de comportamiento de flujo adimensional (IPR), la cual se puede hacer partiendo de la siguiente ecuación:

$$\frac{Q}{Q_{Max}} = 1 - C_1 \left(\frac{\psi_{wf}}{\psi_r} \right) - C_2 \left(\frac{\psi_{wf}}{\psi_r} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.42$$

Donde:

$$C_1 = - 0.00931363 \ln(K) + 0.739838$$

$$n1 = 0.0165169 \ln(K) + 1.13383$$

$$C_2 = 0.00929474 \ln(K) + 0.259288$$

$$n2 = 1.16945 \ln(K) + 8.38895$$

Las ecuaciones anteriores son basadas de acuerdo a un análisis de regresiones usando permeabilidades promedio del orden de 0.05 a 100 md.

3. METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE POTENCIALES DE PRODUCCION A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

Siempre que se lleve a cabo una interpretación de los perfiles eléctricos, el ingeniero debe asegurarse primero que los registros sean de buena calidad, es así, que inicialmente se aconseja hacer un amarre a profundidad de los diferentes registros para saber que tan desfasados están unos de otros tomando como punto de partida los registros de resistividad, pues generalmente estos son los que presentan mayor calidad en la lectura. Además, es necesario considerar el DCAL o corrección por diámetro de hueco, el cual refleja la calidad con la cual fueron tomados los registros. El procedimiento para clasificar los registros buenos se basa principalmente de dos pasos, el primero es hacer la diferencia entre el diámetro de la broca y el CALIPER, y el segundo paso es tomar una condición que solo tome los valores para los cuales la diferencia es menor a una pulgada, puesto que con este valor se descartan problemas tanto de hinchamiento como de derrumbes y se garantiza que las lecturas en estas zonas son acertadas.

La interpretación de los registros de pozo tiene como objetivo principal la evaluación de las formaciones, para de esta forma pronosticar su producción y al mismo tiempo hacer una evaluación de las reservas. Para ello se necesita determinar variables tales como la porosidad efectiva (Φ_e), y la saturación de agua (S_w).

La interpretación de registros de pozo normalmente comienza por la determinación de la litología de la formación, esto con ayuda de los registros de Potencial Espontáneo (SP), y Gamma Ray.

3.1 IDENTIFICACIÓN DE LA LITOLOGIA Y DETERMINACION DE LA POROSIDAD

Uno de los primeros pasos en la interpretación de los registros, es la determinación de la litología, puesto que a la hora de hacer una interpretación de los perfiles Sónicos, Densidad y Neutrón, hay que tener en cuenta que su medición no solo dependerá de la porosidad sino también de otras variables tales como la litología de la formación, los fluidos que contiene la roca y en ocasiones de la geometría de la estructura porosa.

Cuando se conocen los parámetros de la matriz que se está evaluando tales como densidad (ρ_{mtz}), pueden derivarse de los registros valores correctos de porosidad, apropiadamente corregidos por efectos ambientales, en formaciones limpias saturadas de agua. Si esto sucede puede usarse tan solo un registro para determinar la porosidad.

En el caso en el que la litología de la matriz es desconocida o consiste de dos o más minerales es más difícil la evaluación de la porosidad de la formación.

3.1.1 Calculo De Porosidad

- **Determinación De La Porosidad Por Medio Del Registro Sónico.** Dentro de la interpretación del registro Sónico M.R. Wyllie² propuso después de numerosos experimentos de laboratorio una relación lineal entre el tiempo de transito y la porosidad, esta relación está dada de forma general por la siguiente ecuación:

$$\Delta_{Tlog} = \Delta_{Tfluido} * \phi + \Delta_{Tma} * (1 - \phi - Vsh) + \Delta_{Tsh} * Vsh \quad \dots\dots\dots Ec.43$$

Donde:

Δ_{Tlog} = lectura del perfil Sónico ($\mu seg / pie$)

Δ_{Tma} = tiempo de transito en la roca matriz

$\Delta_{Tfluido}$ = velocidad del sonido en el fluido alrededor de 189 ($\mu seg / pie$).

Φ = porosidad.

Δ_{Tsh} = tiempo de transito en las lutitas.

V_{sh} = contenido de lutitas.

Arenas compactas:

En arenas consolidadas y compactas cuando las formaciones son limpias y con pequeños poros distribuidos uniformemente, la ecuación propuesta inicialmente por Wyllie² se reduce a la siguiente:

$$\Delta_{Tlog} = \Delta_{Tfluido} * \phi + \Delta_{Tma} * (1 - \phi) \dots\dots\dots Ec.44$$

La cual se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\phi_s = \frac{\Delta_{Tlog} - \Delta_{Tma}}{\Delta_{Tfluido} - \Delta_{Tma}} \dots\dots\dots Ec.45$$

Normalmente en este tipo de arenas se alcanzan porosidades del orden del 18% al 25%. En estas formaciones la lectura del perfil Sónico parece ser independiente del contenido de los poros sea cual sea este. Sin embargo, en algunas regiones las porosidades pueden alcanzar valores un poco mayores cercanos al 35%. En yacimientos que tienen muy baja saturación de agua, alta saturación de hidrocarburos residuales y poca invasión del filtrado de lodo existirán valores de Δt

mayores que aquellos que existen frente a las mismas formaciones cuando están saturadas por el agua.

Si en las areniscas existen laminas de lutita, la porosidad aparente del perfil Sónico se verá aumentada por una cantidad proporcional a la fracción del volumen total ocupada por estas laminas. Los valores de Δt aumentarán debido a que Δt de la lutita generalmente es mayor que Δt de la arenisca o matriz.

Arenas no compactas:

Cuando se calcula la porosidad por la ecuación de Wyllie² en arenas no compactas los valores obtenidos son demasiado altos y se alejan del valor real. Esto ocurre principalmente en arenas geológicamente más recientes y a poca profundidad. Sin embargo, aun en formaciones profundas, estas arenas recientes no están compactadas en aquellos casos en que la diferencia entre la presión de las capas superpuestas y la del fluido de la formación es menor de 4000 a 5000 Psi. Esta falta de compactación puede quedar indicada en lutitas adyacentes cuando estas muestran valores de $\Delta T > 100 \mu_{\text{seg}}/\text{ft.}$

Generalmente, la ecuación de Wyllie², suministra valores de porosidad aceptables y su simplicidad ciertamente contribuye a su continua aceptación en la evaluación de formaciones. Sin embargo, como puede notarse, existen algunas deficiencias en ella. En particular, en los extremos del rango de porosidad 0 y 100%, el tiempo de transito parece que varia menos de lo predicho. Además para arenas no compactadas, la porosidad transformada debe modificarse usando el llamado factor de compactación.

Otro problema asociado con la transformación del tiempo de transito o velocidad acústica en porosidad, involucra la selección del valor de velocidad de matriz apropiado. Mientras que las medidas de densidad pueden usualmente

transformarse en valores de porosidad usando un valor característico único de densidad del grano, por ejemplo 2.65 gr/cc para areniscas, 2.71 para calizas, y 2.87 para dolomitas, no parecen existir valores característicos de velocidad de matriz. La velocidad en la roca matriz puede variar desde menos de 18000 ft/seg a más de 19500 ft/seg para arenas, desde menos de 21000 ft/seg a más de 23000 ft/seg para calizas, y desde 23000 ft/seg a más de 26000 ft/seg para dolomitas. Las mezclas existentes en la roca podrían explicar estas aparentes variaciones en su valor de velocidad, notándose en todos los casos que las velocidades de roca matriz parecen ser considerablemente más variables que sus componentes en densidad de grano.

- Determinación De La Porosidad Por Medio Del Registro Neutrón. Los valores de porosidad que se calculan del perfil Neutrónico pueden ser aparentes siempre y cuando se tomen ciertas suposiciones y correcciones. Sin embargo, ciertos efectos, tales como litología, contenido de arcilla, calidad y tipo de hidrocarburo pueden ser reconocidos y corregidos solamente si se dispone de información adicional de porosidad de los perfiles sínicos y o de densidad. Cuando se hace una interpretación basada en el solo perfil Neutrón hay que darse cuenta de las incertidumbres involucradas.

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al del agua. En cambio el gas tiene una concentración mucho menor que varía con la temperatura y la presión; debido a este fenómeno se observa que en la zona de investigación la lectura de porosidad es demasiado baja, esta característica nos ayuda a identificar zonas de gas por medio del registro Neutrón. En el caso donde se están investigando zonas de porosidad uniforme un registro Sínic nos indica claramente contactos gas-liquido. Una combinación entre registro de densidad y Neutrón nos dará un valor más exacto de porosidades.

Cuando se quiere tener una respuesta cuantitativa en el registro Neutrón acerca del gas o hidrocarburos livianos se debe tener en cuenta el índice de hidrogeno también conocido como efecto de excavación. El índice de hidrogeno está relacionado con la composición y densidad del hidrocarburo. Se puede calcular el índice de hidrogeno de un hidrocarburo de formula molecular CH_x con ayuda de la siguiente ecuación:

$$H_h = \frac{9 * X}{(12 + X)} * \rho h \quad \dots\dots\dots Ec.46$$

Para hidrocarburos livianos como el metano (CH_4), la ecuación anterior nos se convierte en:

$$H_{CH_4} = 2.25 * \rho CH_4 \quad \dots\dots\dots Ec.47$$

Para hidrocarburos más pesados asumiendo que la composición es nCH_2 encontramos que $H_h=1.28*\rho h$, de manera que si la densidad del petróleo es equivalente a 0.85 entonces encontramos que el índice de hidrogeno del petróleo será igual a 1,09.

Si se desea despreciar el efecto de excavación y el efecto de litología, la porosidad en el perfil Neutrón en una formación con saturación de hidrocarburo residual se puede encontrar una correlación como la siguiente:

$$\phi_N = \phi [H_h S_{hr} + H_w (1 - S_{hr})] \quad \dots\dots\dots Ec.48$$

Donde:

Φ_N = Porosidad de un perfil Neutrón

S_{hr} = Saturación de hidrocarburo residual

H_w = Índice de hidrogeno del agua

H_h = Índice de hidrogeno del hidrocarburo

- Determinación De La Porosidad Por Medio Del Registro Densidad. El cálculo de porosidad por medio del registro de densidad para una formación limpia con densidad de matriz ρ_{ma} conocida y Φ , esta dado por la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_{ma} \dots\dots\dots Ec.49$$

La diferencia entre la densidad aparente ρ_a leída por el registro de densidad, y la densidad de formación ρ_b , es tan poca que se desprecia, esto para los casos en los cuales se encuentran fluidos porosos diferentes de gas e hidrocarburos ligeros y para los minerales de matriz comunes, se puede escribir la siguiente correlación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots Ec.50$$

Donde:

ρ_f = densidad del fluido

$\rho_b = \rho_a$

ρ_{ma} = densidad de la matriz, los valores comunes de estas densidades son los siguientes: 2,65 para arenas, areniscas, cuarcitas. 2,68 para arenas calcáreas o calizas arenosas. 2,71 para calizas y 2,87 para dolomitas.

- Corrección de la porosidad por compactación. Como se mencionó en el cálculo de porosidad por medio de la interpretación del perfil Sónico, los valores calculados por la ecuación de Wyllie² serán mayores a los reales en arenas poco consolidadas. Por esta razón se hace necesario realizar una corrección por

compactación en este tipo de arenas, por lo que se introduce un término conocido como el factor de compactación.

Los pasos para hacer la corrección por compactación en arenas poco consolidadas se muestran a continuación:

Primero se calcula la porosidad normalmente, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\phi_a = \frac{\Delta_T - \Delta_{Tma}}{\Delta_{Tfluido} - \Delta_{Tma}} \dots\dots\dots Ec.51$$

Donde:

Φ_a = Es un valor aparente de porosidad, debido a que no se ha hecho la respectiva corrección por compactación.

$\Delta_T - \Delta_{Tma}$ = Es la diferencia entre el tiempo de transito tomado del registro menos en tiempo de transito de la matriz.

$\Delta_{Tfluido} - \Delta_{Tma}$ = Es la diferencia entre el tiempo de transito del fluido menos el tiempo de transito en la matriz.

Luego este valor se corrige aplicando la siguiente ecuación:

$$\phi_C = \frac{\phi_a}{C_P} \dots\dots\dots Ec.52$$

En este caso C_P es el factor de compactación y Φ_C es la porosidad real ya corregida. C_P es siempre mayor que la unidad. Los valores más comunes van

desde 1 a 1,3. Ocasionalmente estos valores son superados llegándose a observar valores cercanos a 1,8. Para estimar C_P se usa una variedad de métodos. El más simple es usar el tiempo de transito del sónico observado cerca de la lutita dividido por 100 ($C_P = \Delta T / 100$).

Una técnica más precisa es la descrita por Bendeck², en la cual se compara el tiempo de transito del sónico con un registro de porosidad conocido. En la práctica del análisis de registros esto usualmente significa ir a una arena acuífera limpia. Conociendo la resistividad del agua de la formación R_w , del SP o de otra fuente, el factor de formación F puede computarse a partir del valor de resistividad verdadera registrada del perfil de inducción o Laterolog. El factor de formación se convierte luego a porosidad utilizando la relación apropiada. La comparación de esa porosidad con el tiempo de transito del sónico, Δt , define la corrección por falta de compactación para obtener el valor de porosidad correcto. Este procedimiento será llamado el método de R_o .

- Calculo De Porosidad Efectiva. Siempre que se trabaje con los valores de porosidad, es conveniente hacer el cálculo de la porosidad efectiva debido a que esta corresponde a la porosidad accesible a los fluidos libres excluyendo la porosidad no conectada, es decir, el espacio ocupado por el agua absorbida a las arcillas. Esto dará un valor más real a la hora de hacer el cálculo de los potenciales de producción.

La ecuación para el cálculo de la porosidad efectiva depende principalmente de la de arcilla existente. Para este trabajo se propone la siguiente correlación¹ en la cual se calcula una fracción de arcilla y a través de esta la porosidad efectiva.

$$\varphi_e = \varphi_T * f(Xsh) \dots\dots\dots Ec.53$$

$$\varphi_e = \varphi_T * (1 - Xsh) \dots\dots\dots Ec.54$$

La característica más importante de esta técnica para calcular la porosidad efectiva es su simplicidad, puesto que únicamente se debe calcular la fracción de arcilla de la roca.

3.2 CALCULO DE SATURACION DE AGUA

La saturación de cualquier fluido en un espacio poroso, corresponde al espacio del volumen de dicho fluido presente en el espacio poroso total. Por ejemplo una saturación de agua del 10% significa que 1/10 del espacio poroso es llenado con agua y el resto puede ser ocupado por otro tipo de fluido (aceite, gas, aire, etc.). Los datos de saturación son reportados en porcentaje o en fracción.

3.2.1 Método Del R_{WA} Mínimo. Ante la ausencia de datos de resistividad del agua de la formación se encontró que el método más adecuado para el cálculo de esta variable fue el método del R_{wa} mínimo.

En este método el cálculo de la saturación de agua se basa en el cálculo de la R_{wa2} , la cual es la resistividad del agua de formación aparente, que se puede definir de la siguiente manera:

$$R_{wa} = \frac{Rt}{F} \dots\dots\dots Ec.55$$

Donde:

R_{wa} = Es la resistividad del agua aparente.

R_t = Es la resistividad real de la formación.

F = Es el factor de formación.

O se puede expresar también de la siguiente manera:

$$R_{wa} = \frac{R_w}{S_w^2} \dots\dots\dots Ec.56$$

Siendo:

R_w = resistividad del agua.

S_w = saturación de agua.

Si se calcula entonces R_{wa} para todas las zonas de interés, a las capas acuíferas les corresponderá un valor mínimo de R_{wa} , que se puede tomar igual a R_w .

Generalmente cuando la formación es una arenisca, para calcular el R_{wa} se utiliza la siguiente expresión:

$$R_{wa} = \frac{R_t * \phi^2}{0.81} \dots\dots\dots Ec.57$$

Después de calculado el valor de R_{wa} para todas las zonas de interés, se debe encontrar el valor del R_{wa} mínimo entre todos los R_{wa} calculados anteriormente.

Con este valor de R_{wa} mínimo y el valor de R_{wa} para cada intervalo se encuentra el valor de S_w , esto con ayuda de la siguiente expresión:

$$S_w^n = \frac{R_{wa \text{ min}}}{R_{wa}} \dots\dots\dots Ec.58$$

n = exponente de saturación que se determina empíricamente, usualmente es tomado igual a 2.

El calculo de la saturación de agua refleja un efecto compensado entre la porosidad y la resistividad de la zona virgen, en el cual se observa que los valores

obtenidos de porosidad y corregidos por las arcillas disminuyen, mientras que los valores de resistividad de la zona virgen aumentan.

En el caso tal que los datos sean de buena calidad se debe conocer en que proporción disminuye la porosidad y en que proporción aumenta la resistividad para de esta manera hacer las respectivas correcciones a la ecuación 57.

3.2.2 Método De Relación De Resistividades. Para el cálculo de saturación de agua por este método se debe contar con valores de porosidad y del factor de formación. Como limitaciones del método se encuentra que ninguna herramienta puede medir R_{xo} ó R_t totalmente, lo que significa que los valores calculados son aproximados al valor real, mas no exactos.

El método se basa principalmente en las siguientes suposiciones:

- $R(\text{Profunda}) = R_t$
- $R(\text{MSFL}) = R_{xo}$
- Formación limpia (Arcillosidad < 5%)
- Formación permeable con invasión moderada
- RW constante

De acuerdo a las anteriores suposiciones se obtiene la expresión para el cálculo de saturación de agua:

$$S_{xo} = S_w^{1/5} \dots\dots\dots \text{Ec.59}$$

Donde:

S_{xo} = Es la saturación de agua en la zona lavada.

S_w = Es la saturación de agua en la zona virgen.

3.2.3 Método De La Zona Lavada. Este método se basa principalmente en la investigación de la resistividad tanto en la zona lavada como en la zona virgen. La saturación de agua se puede calcular a partir de una relación entre las resistividades, para ello Bendeck² plantea la siguiente ecuación.

$$\left[\frac{S_w}{S_{xo}} \right]^2 = \left[\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right] \dots\dots\dots \text{Ec.60}$$

Donde:

S_w = Es la saturación de agua.

S_{xo} = Es la saturación de agua en la zona lavada.

R_{xo} = Es la resistividad en la zona lavada.

R_t = Es la resistividad en la zona virgen.

R_{mf} = Es la resistividad del filtrado de lodo, la cual se reporta en los cabezotes de los perfiles.

R_w = Es la resistividad del agua de formación.

La relación que se obtiene en la ecuación anterior expresión favorece el cálculo de la movilidad de aceite. Si esta relación es igual a 1, puede concluirse que no ha habido movimiento de hidrocarburos, por el contrario si la relación es menor que 1 (cercana a 0,7 o menos), indica que existen hidrocarburos móviles.

Para una invasión moderada y para una saturación promedio de aceite, Bendeck² propone la ecuación empírica 59.

Esta ecuación al aplicarse a la ecuación de la relación de saturaciones nos da una expresión para la saturación de agua.

$$S_w = \left[\frac{R_{xo} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right]^{5/8} \dots \dots \dots \text{Ec.61}$$

Donde:

R_{xo} = Es la resistividad en la zona lavada.

R_t = Es la resistividad en la zona virgen.

R_{mf} = Es la resistividad del filtrado de lodo, la cual se reporta en los cabezotes de los perfiles.

R_w = Es la resistividad del agua de formación

3.2.4 Calculo De La Saturación De Agua Efectiva. Después de realizar el cálculo de saturación de agua para las zonas de interés, se procede a realizar el cálculo de la saturación de agua efectiva. Al igual que en el cálculo de la porosidad efectiva nos da el valor con respecto a los fluidos libres de los poros que están interconectados.

Para este propósito el cálculo de la saturación de agua efectiva se realiza de acuerdo a la función de arcilla de igual forma como fue realizado con el cálculo de la porosidad efectiva.

$$S_{we} = S_w * f(Sh) \dots \dots \dots \text{Ec.62}$$

$$S_{we} = S_w * (1 - X_{sh}) \dots \dots \dots \text{Ec.63}$$

Donde:

S_{we} = Es la saturación de agua efectiva.

S_w = Es la saturación de agua.

$(1-X_{sh})$ = Es la función de la fracción de arcilla presente.

El manejo de la saturación de agua efectiva ayudará a que el valor calculado del potencial de pozo este más cercano al real.

3.3 CALCULO DE PERMEABILIDAD

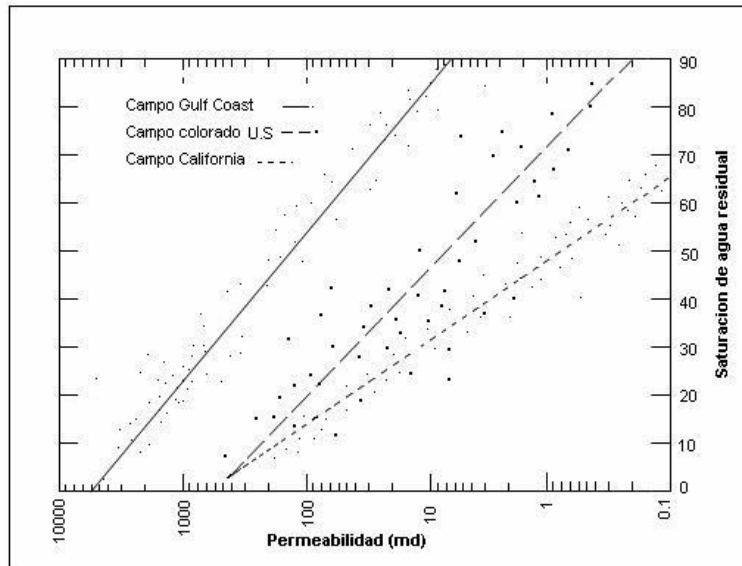
En este trabajo el cálculo de la permeabilidad representa el principal amarre entre los registros de pozo y su potencial de producción. Es por ello que para el cálculo de esta propiedad física se plantean diferentes correlaciones, entre las cuales se destaca una en particular, con la cual se realiza la aplicación a los pozos del Campo Colorado, debido al ajuste de características que serán expuestas más adelante.

3.3.1 Método De Timar. Timur³ plantea en general que para cierto tipo de formaciones la permeabilidad se incrementa con la porosidad. Sin embargo, esta también depende de otros factores como el tipo de grano.

La relación que tiene la saturación de agua irreducible con el área de superficie ha llevado a que se desarrollen correlaciones empíricas para el cálculo de la permeabilidad. A partir de la relación anterior Timur³ desarrollo ciertas correlaciones a través de sus mediciones de laboratorio para más de 150 cores tomados de diferentes arenas de California, Colorado y la Costa del Golfo. Los

resultados de sus correlaciones entre porosidad, saturación de agua irreducible y permeabilidad, se muestran en la siguiente figura.

Figura 19. Permeabilidad Vs. Porosidad y Saturación de Agua



Fuente: Dewan Jhon, Essentials of Modern open Hole Interpretation

De acuerdo a los datos medidos de las diferentes arenas Timur³ propuso la siguiente relación para el cálculo de permeabilidad.

$$K = \left(\frac{93 * \phi^{2.2}}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.64$$

Donde:

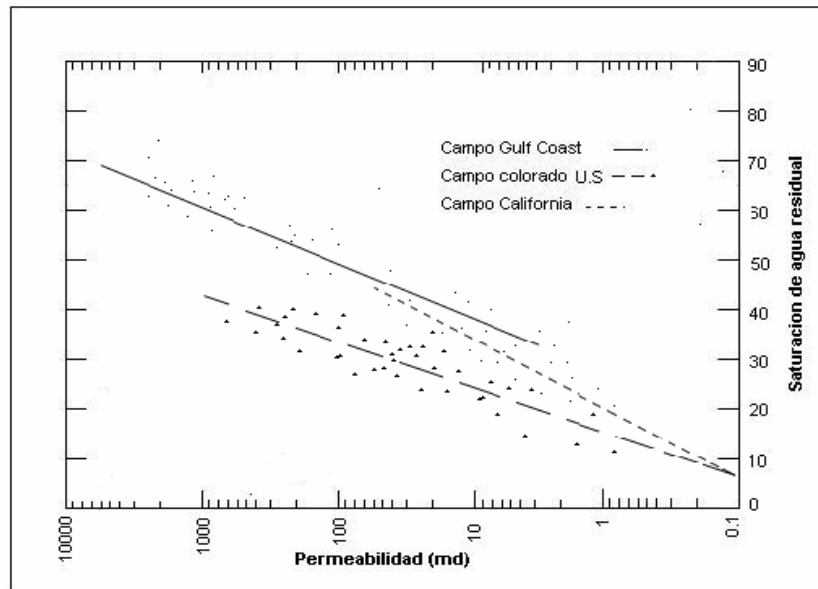
k = Permeabilidad (md).

Φ= Porosidad (Fracción).

S_{wi}= Saturación de agua irreducible.

Donde K está en md y tanto la porosidad como la saturación de agua irreducible en fracción. Esta relación predice la medida de la permeabilidad con un factor de desviación de 2, lo cual es una buena estimación de dicho valor.

Figura 20. Permeabilidad Vs. Porosidad y Saturación de Agua



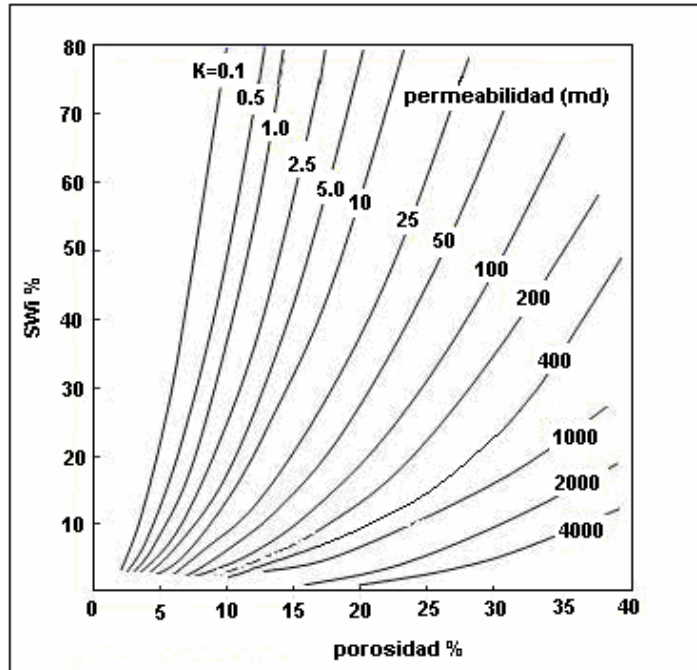
Fuente: Dewan Jhon, Essentials of Modern open Hole Interpretation

Por otra parte, Tixier³ propuso una relación empírica alternativa para el cálculo de permeabilidad, expresión que se muestra a continuación:

$$K = \left(\frac{250 * \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.65$$

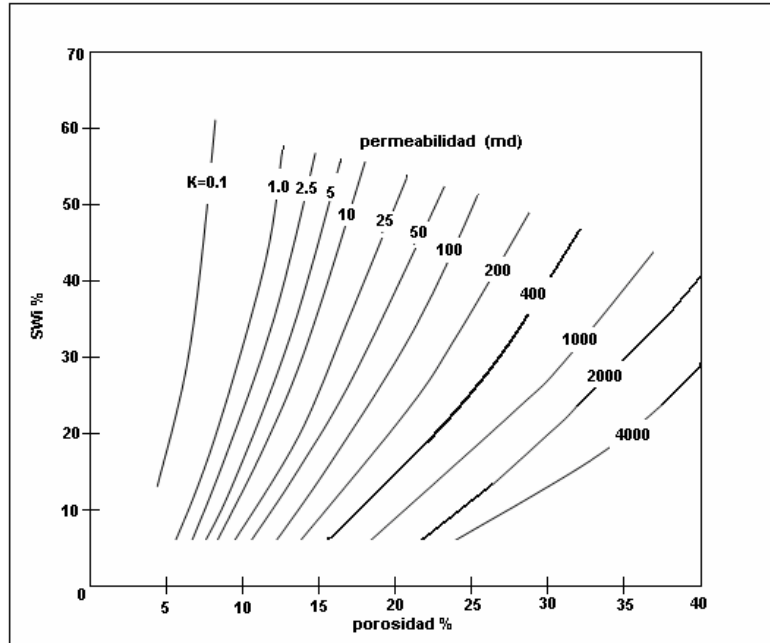
Las dos relaciones se grafican a continuación.

Figura 21. Permeabilidad de la relación de Timur



Fuente: Dewan Jhon, Essentials of Modern open Hole Interpretation

Figura 22. Permeabilidad de la relación de Tixier



Fuente: Dewan Jhon, Essentials of Modern Open Hole Interpretation

Se observa en las anteriores graficas que para los mismos valores de porosidad y de saturación de agua irreducible se obtienen las mismas respuestas de permeabilidad excepto en los extremos de la permeabilidad. En general tanto la ecuación de Timur (64) como la de Tixier (65) muestran las mismas aplicaciones tanto para pozos productores de aceite y productores de gas.

Los valores de permeabilidad obtenidos de las ecuaciones se pueden disminuir en un orden de 3 a 10 cuando se espera que la producción sea gas. Esto puede deberse a que el flujo de gas cerca a la cara del pozo es normalmente turbulento, y estas relaciones aplican para flujo laminar. En este caso se recomienda utilizar la siguiente expresión para el cálculo de K:

$$K = \rho_g \left(\frac{93 * \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Ec.66}$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas en *gr/cc*

Φ = Porosidad

S_{wi} = Saturación de agua inicial.

3.3.2 Método De Tixier Modificado. Para yacimientos con empuje de gas en solución, caso Campo Colorado, se concluyó que la ecuación de Tixier³ es aplicable modificando el término de la saturación de agua irreducible por el término de saturación de agua. Esto se puede afirmar puesto que todos los puntos de la formación de interés están por encima de la tabla de agua, es decir, que estos se encuentran a la saturación de agua irreducible.

Dentro de la ecuación las variables de porosidad y de saturación de agua deben ser efectivas para aproximarse mas al valor real de permeabilidad puesto que no es posible descartar el contenido de arcilla en la formación.

La ecuación se presenta de la siguiente manera:

$$K^{1/2} = \left[\frac{250 * \phi_e^3}{S_{we}} \right] \dots\dots\dots Ec.67$$

Donde:

K= Es la permeabilidad de la formación (md).

Φ_e = Es la porosidad efectiva e la formación.

S_{we} = Es la saturación de agua efectiva.

3.4 CALCULO DE POTENCIALES DE PRODUCCIÓN

Luego de identificar los datos de permeabilidad, la porosidad, la saturación de agua entre otros a través de la interpretación de los perfiles, es necesario realizar un proceso de validación de los mismos con ayuda de datos recopilados de otras fuentes como las pruebas de presión y las pruebas de laboratorio.

La validación de la porosidad y la permeabilidad puede tomarse de pruebas de laboratorio. En el caso de la permeabilidad, esta puede validarse a través de la interpretación de pruebas de presión, si se cuenta con estas. La saturación de agua puede obtenerse con ayuda de la resistividad del agua de formación y de cartas.

Una forma acertada y sencilla para validar los datos de permeabilidad obtenidos a partir de los registros de pozo, es realizar el cálculo del caudal de producción inicial de aceite para cada pozo, con ayuda de la siguiente expresión:

$$q = \frac{K * h}{\mu} \dots\dots\dots Ec.68$$

Donde:

q= Es el caudal de cada pozo $(\frac{STB}{Dia})$

K= Es la permeabilidad obtenida de los registros.

h= Es el espesor de la formación de interés.

μ = Es la viscosidad del petróleo.

Este valor de q se compara con el valor de caudal inicial reportado de los informes de producción y si estos dos valores son cercanos, quiere decir que el valor obtenido de permeabilidad a partir de los registros de pozo es el adecuado.

Después de realizada la validación de los datos, el siguiente paso es realizar el cálculo de los potenciales de producción. Para esto se debe investigar más a fondo el pozo para conocer en que estado se encuentra. La siguiente expresión representa el cálculo del potencial de producción para un pozo que se encuentra en el estado pseudo estable.

$$\frac{q}{P_e - P_{wf}} = J = \frac{K_J * h}{141,2 * B_o * \mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right]} \dots\dots\dots\text{Ec.69}$$

Donde:

J= Es el potencial del pozo (BPD/Psi)

K= Permeabilidad (md), obtenida de registros de pozo.

h = Espesor de la formación. (ft).

μ= Viscosidad del aceite (cp).

B_o= Factor volumétrico del Aceite (RB/STB).

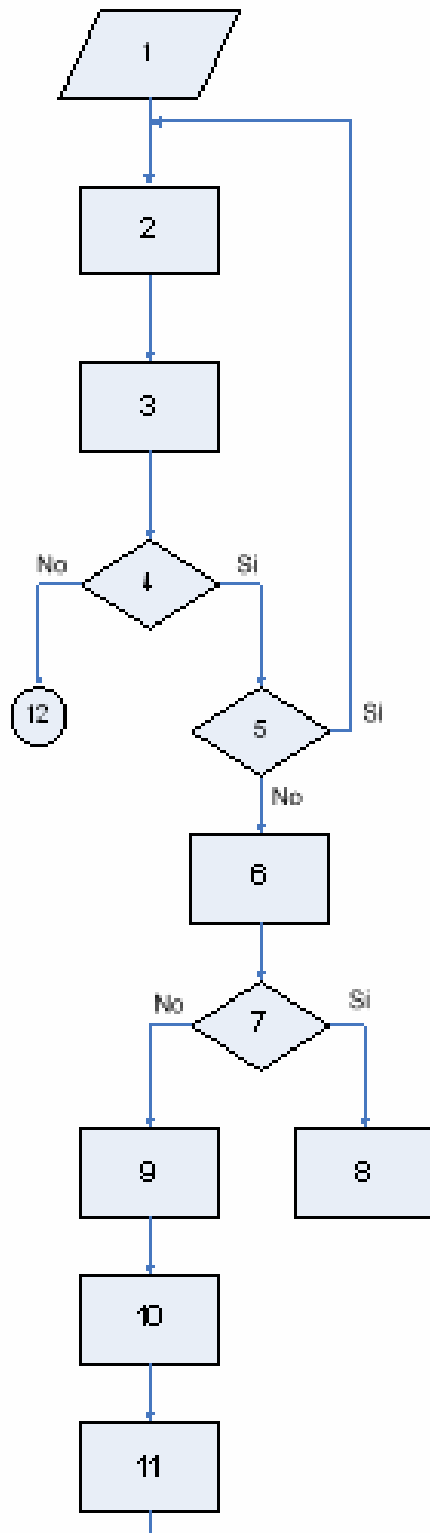
r_w = Radio del Pozo (ft).

r_e= Radio de Drenaje del Pozo (ft), si no es conocido este dato se asume un valor estándar para el área de drenaje de 10 Acres.

Esta expresión es la más recomendada para el cálculo de potenciales de producción puesto que relaciona las variables calculadas a partir de los registros de pozo, como la permeabilidad y el espesor productor, con las variables de producción, lo que conlleva a ser una herramienta que relaciona dos áreas importantes en la industria de los hidrocarburos.

3.5 ESQUEMA DE LA METODOLOGIA IMPLEMENTADA EN EL PROYECTO

En el diagrama de flujo que se encuentra a continuación se hace una muestra de la metodología empleada en la elaboración de este proyecto, para el cálculo de potenciales de producción a partir de la interpretación de registros de pozo.



1. Cargar los registros de los pozos a analizar

2. Hacer las correcciones necesarias en los registros, tales como corrección por hueco y ajuste a profundidad.

3. Hallar las propiedades petrofísicas.

4. Cuento con registro sísmico.

5. Revisar el ajuste a profundidad.

$$6. \phi_s = \frac{DT - 55.5}{189.5 - 55.5}$$

7. ¿Es consolidada la arena?

$$8. \phi_s = \phi_{Total}$$

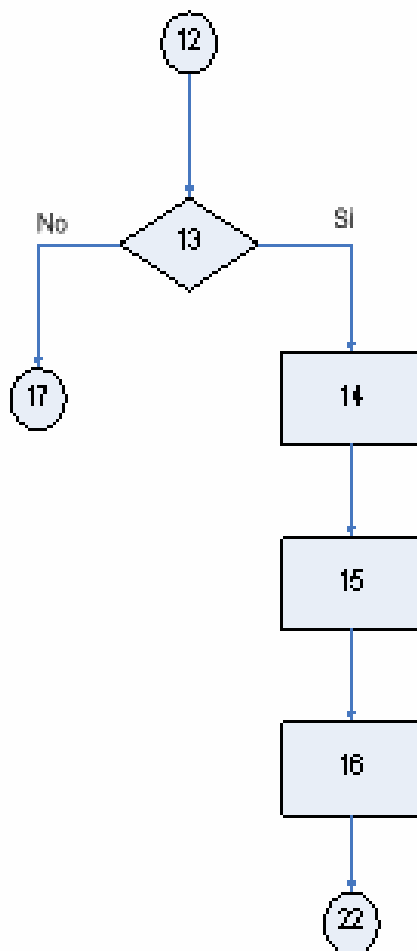
$$9. \phi_A = \frac{\Delta F - \Delta F_{Max}}{\Delta F_{Total} - \Delta F_{Max}}$$

$$10. C_p = \frac{\Delta F}{100}$$

$$11. \phi_c = \frac{\phi_A}{C_p}$$

22. Conector.

|



12. Conectar.

13. ¿Cuenta con registro de densidad?

14. revisar el ajuste a profundidad.

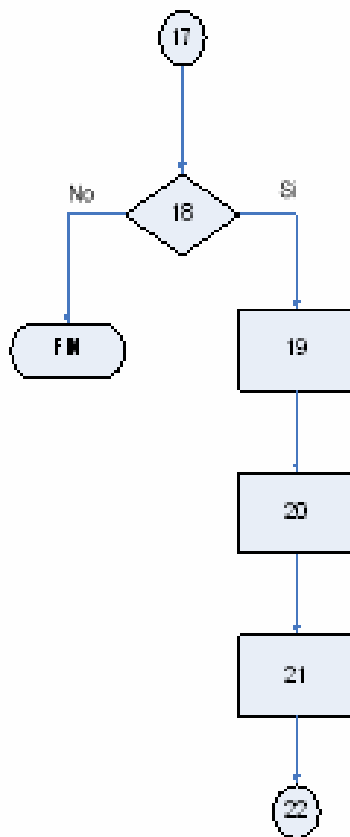
$$15. \phi_D = \frac{P_{ms} - P_b}{P_{ms} - P_f}$$

16. Corregir por efectos de pozo.

- Lutitas.
- Hidrocarburos.
- Compactación.

17. Conector.

22. Conector.



17. Conector.

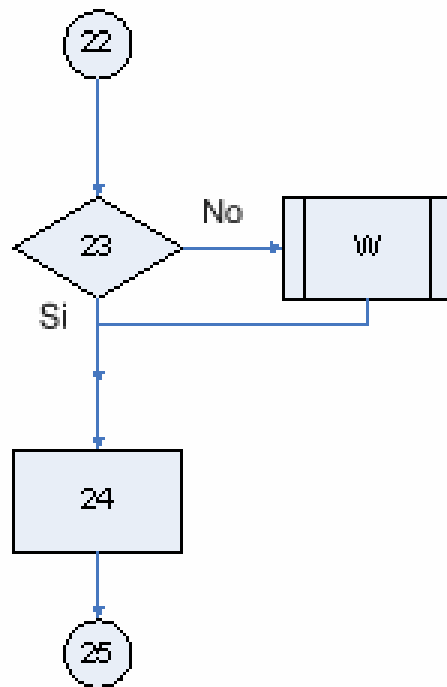
18. Cuenta con registro Neutrón.

19. Revisar el ajuste a profundidad.

20. Hallar el índice de hidrogeno e índice de agua.

$$21. \phi_V = \phi(H_{\text{roca}} + H_w(1 - S_w))$$

22. Conector.



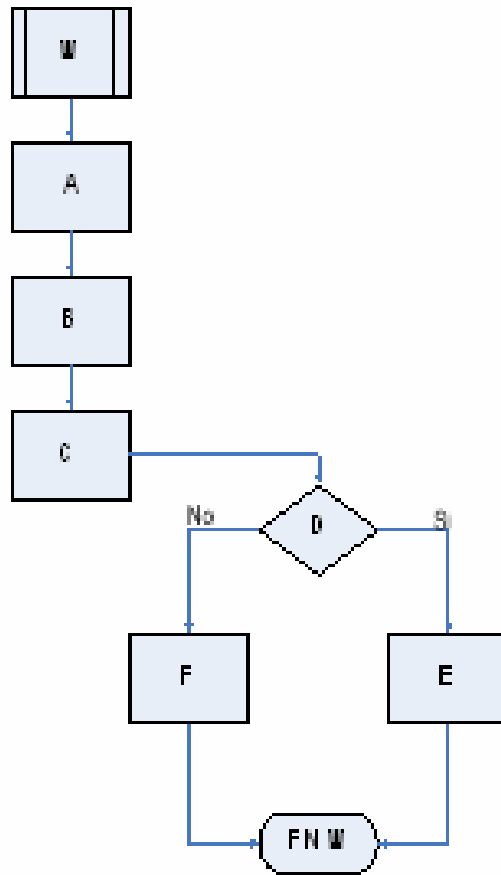
22. Conector

23. $SP > 0$ y $RT < 0$?

W. Subproceso.

24.

25. Conector.



W. Subproceso.

A. $\alpha = \frac{SP}{SP_{\max}}$

B. $X_{\text{shca}} = 1 - \alpha$

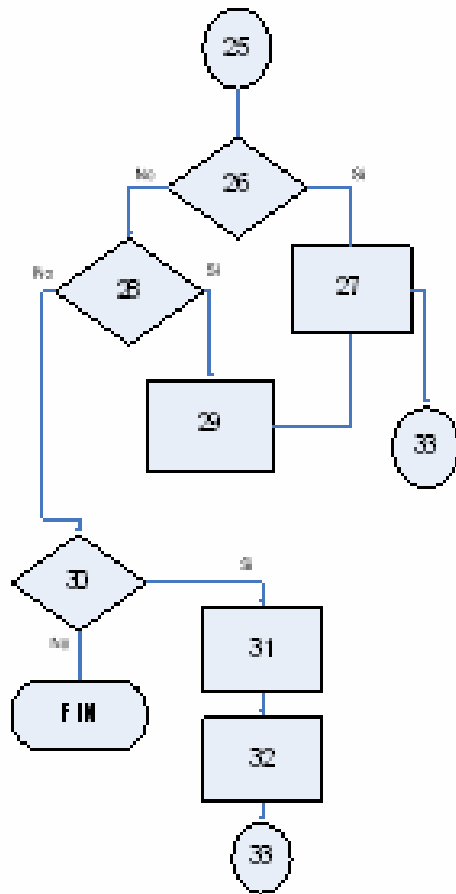
C. $X_{\text{shFT}} = \frac{RF_{\min}}{RF}$

D. $X_{\text{shca}} > X_{\text{sh}}$

E. $X_{\text{shca}} = X_{\text{sh min}} = X_{\text{sh}}$

F. $X_{\text{shFT}} = X_{\text{sh min}} = X_{\text{sh}}$

Fin W.



25. Conector.

26. ¿Cuenta con datos de R_{wo} tomados de muestras?

$$27. S_v = \frac{R_w}{\phi_r RF}$$

28. ¿Cuenta con datos de R_{mf} ?

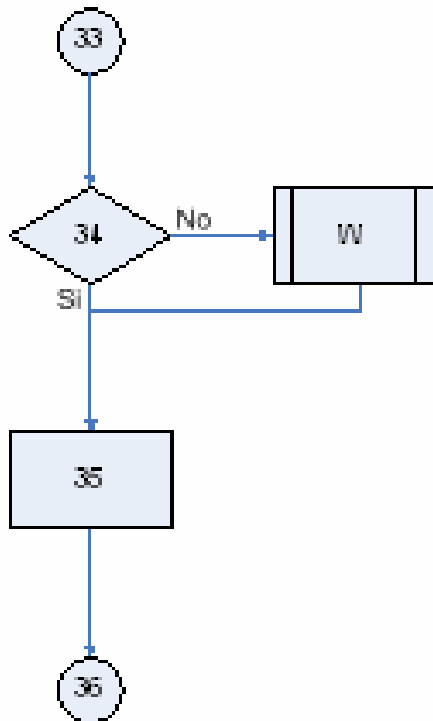
$$29. R_w = \frac{R_w RF}{RXO}$$

30. ¿La litología es conocida?

31. Calcular R_{wa} y hallar el valor mínimo.

$$32. S_v^2 = \frac{R_{wamin}}{R_{wad}}$$

33. Conector.



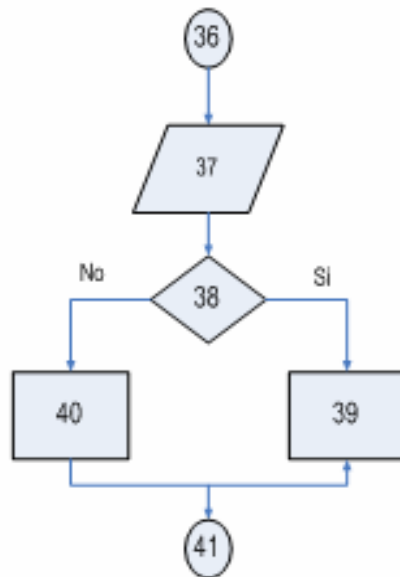
33. Conector.

34. ¿SP>0 y
RT<0?

W. Subproceso.

35. $S_{\text{ver}} = S_{\text{or}}(1 - X_{\text{ver}})$

36. Conector.



36. Conector.

37. Entrada de los datos.

- Porosidad
- Sw
- Swe

38. ¿El yacimiento produce por gas en solución?

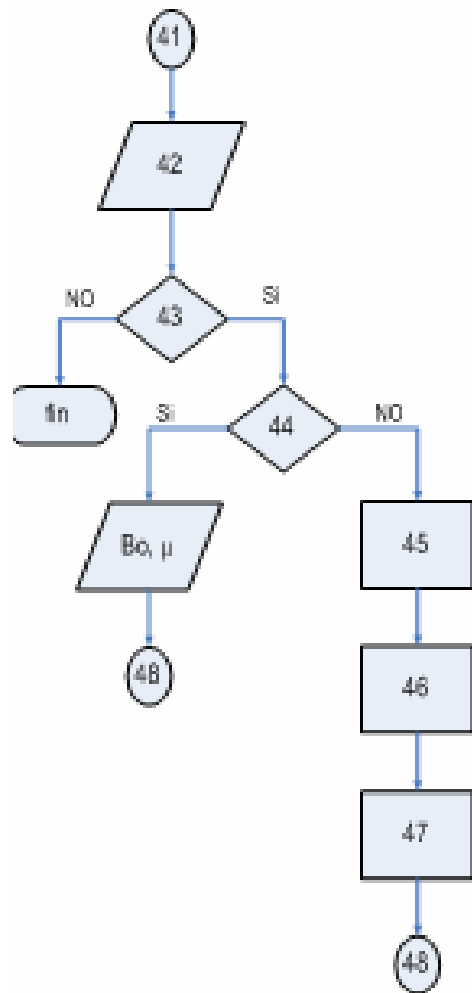
39.

40.

o

$$K = \left(\frac{250 \phi_r^3}{S_{worr}} \right)^2$$

41. Conector.



41. Conector

42. Entrada de datos K , S_{we} , ϕ , espesores.

43. ¿cuento con pruebas PVT?

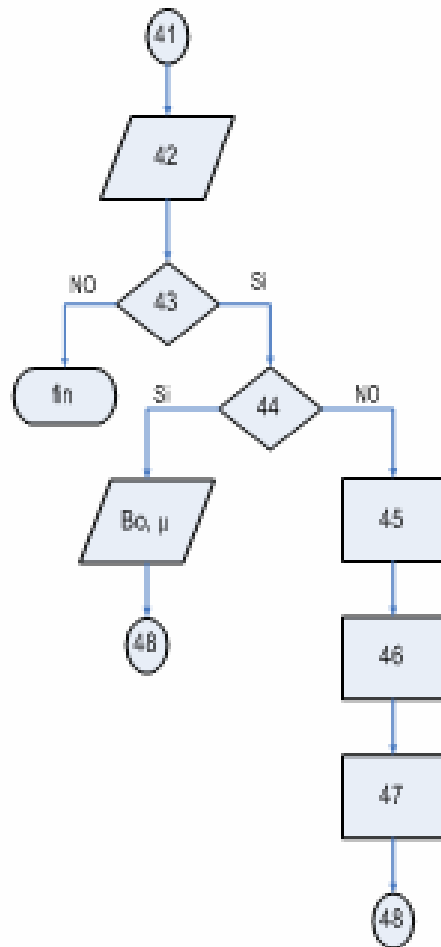
44. ¿La prueba es de un crudo vivo?

45. Buscar el dato de R_s .

46.

47. Hallar B_o por Correlaciones.

48. Conector.



41. Conector

42. Entrada de datos K , S_{we} , Φ , espesores.

43. ¿cuento con pruebas PVT?

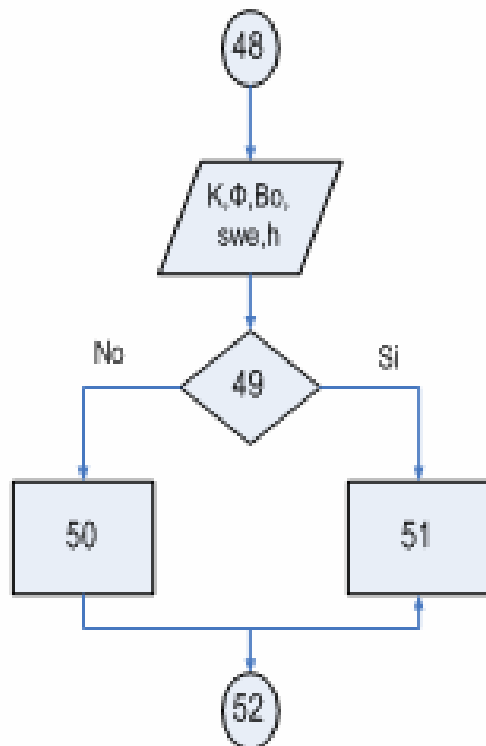
44. ¿La prueba es de un crudo vivo?

45. Buscar el dato de R_s .

46.

47. Hallar B_o por Correlaciones.

48. Conector.



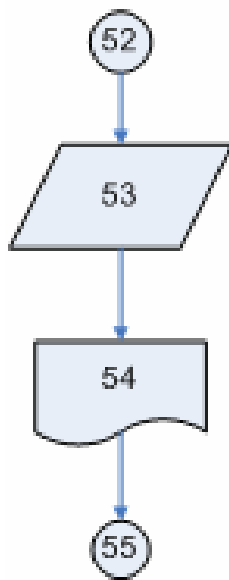
48. Conector

49. ¿Es flujo está en estado pseudo estable?

50.

51.

52. Conector.



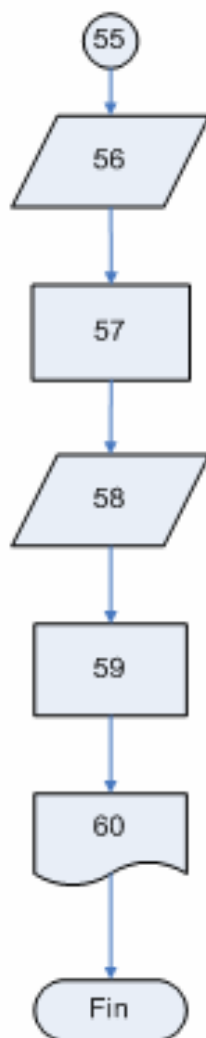
52. Conector

53. Entrada de datos para realizar las curvas IPR.

Presión de yacimiento y tablas de Pwf.

54. Curvas IPR.

55. Conector.



55. Conector

56. Entrada de datos característicos de la tubería de producción.

Diámetro de la tubería y longitud.

57. Ir a las curvas de Gilbert+ y hallar la P_{wf} a diferentes caudales Con una PTH supuesta.

58. Tabla de caudales con Presión de fondo fluyendo hallada.

59. Observar el valor de caudal donde se intercepte la curva IPR con la curva de Gilbert.

60. Reportar el potencial del pozo.

Fin.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Todos los cálculos de los potenciales de producción realizados en este trabajo, fueron hechos a partir de las condiciones iniciales del campo, por tal motivo los resultados serán una aproximación de la producción inicial de cada pozo

4.1 ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DEL POZO COLORADO 38

El pozo colorado 38 cuenta con un set de registros digitalizados en formato .LAS, de los cuales para la aplicación de la metodología se utilizaron los siguientes:

Potencial espontáneo SP.

Laterolog.

Caliper

Registro de resistividad en la zona lavada RXO.

Registro Sónico DT

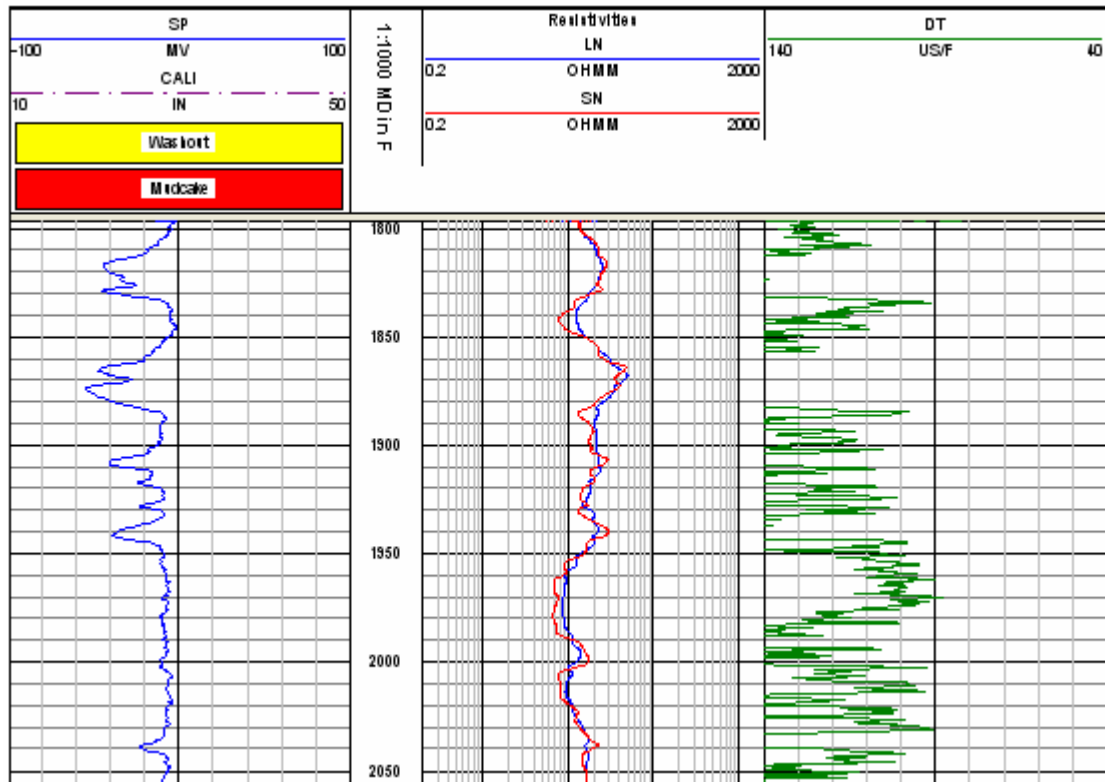
Inicialmente se hizo un ajuste a profundidad, tomando como base los registros de resistividad, para de esta manera corregir a los demás registros utilizados en la aplicación.

La calidad de los registros se analizó tomando como punto de partida el registro CALIPER, y con este se corrigió por diámetro de hueco (DCAL), este valor se calculó tomando el valor absoluto de la diferencia entre el diámetro de la broca y el valor del CALIPER. Como criterio se tomó que el registro era de buena calidad

si esta diferencia era menor a 1 pulgada, debido a que valores superiores a esta diferencia no garantiza una buena calidad de los registros (Bejarano, A. notas personales interpretación de registros de pozo).

Con base a la interpretación se encontraron varias zonas de interés tanto en la zona B como en la zona C. De esta interpretación se pudo constatar las zonas de interés encontradas en la interpretación realizada en junio de 1954 (Well Files Colorado 38), pero, además de estas zonas se muestra otros intervalos que pueden ser de cierta importancia. A continuación se muestra el perfil de los registros usados:

Figura 23. Perfil Colorado 38.



Fuente: Lesa 7.1.

Es pertinente aclarar que debido a la mala calidad del registro sonico en este pozo, no es posible garantizar resultados correctos.

Los topes y las bases de las zonas B y C de acuerdo a los informes reportados son:

Zona B:

Tope: 1240 pies

Base: 3380 pies

Zona C:

Tope: 3380 pies

Base: 4218 pies

Los intervalos de interés y posibles intervalos en la zona B son:

Tabla 2. Intervalos de Interés para la Zona B Colorado 38

ARENA DE INTERES	INTERVALO CAÑONEADO	NET PAY (PIES)
1476-1511	-	-
1556-1571	-	-
1804-1839	1812-1829	12
1905-1909	1904-1909	4
1929-1953	1938-1943	1,5
2021-2042	-	-
2100-2128	2100-2118	8
2547-2556	-	-
2632-2660	-	-
3180-3195	-	-

Fuente: Los Autores

Intervalos de interés para la zona C:

Tabla 3. Intervalos de Interés para la Zona C Colorado 38

ARENA DE INTERES	INTERVALO CAÑONEADO	NET PAY (PIES)
3380-3408	3383-3396	-
3453-3459	3453-3459	-
3481-3522	3488-3506	2,5
3568-3583	-	-
3678-3690	-	-
3704-3725	3705-3713	6,5
3787-3812	-	2
3991-4025	4006-4018	27,5
4044-4100	-	6,5

Fuente: Autores

Los cálculos de las propiedades petrofísicas como porosidad, porosidad efectiva, saturación de agua total y efectiva y la permeabilidad, se realizaron partiendo de la corrección que se hizo por diámetro de hueco con el CALIPER, luego la porosidad se calculó por medio de la ecuación de M.R.J. Wyllie tomando los datos de tiempo de transito del registro SONICO, y se realizó la respectiva corrección por compactación para los valores de porosidad que estuviesen por encima de 0,35 tomando los valores del tiempo de transito en la arcilla aledaña a la arena, esta corrección se hizo tomando la siguiente ecuación:

$$\phi_c = \phi_L * \frac{100}{\Delta Tsh} \dots\dots\dots Ec.70$$

Donde:

ϕ_c = Se define como la porosidad corregida

ϕ_a = Es la porosidad aparente

ΔT_{sh} = Es el tiempo de transito en la arcilla aledaña a la arena

La saturación de agua se calculó utilizando el método del RWA mínimo nombrado en la descripción de la metodología. El valor de la RWA mínima se obtuvo de los valores más pequeños en las arcillas. Los valores de porosidad y de saturación de agua se corrigieron por la fracción de arcilla calculada del SP y del RT para de esta manera hallar la porosidad efectiva y la saturación de agua efectiva, las ecuaciones utilizadas fueron la ecuación (54) y la ecuación (63) respectivamente. Posteriormente, se procedió a calcular la permeabilidad, este cálculo se realizó tomando la ecuación que se ajusto para el Campo Colorado (Ec 67).

Estos valores por el momento no han sido validados debido a la falta de información, como el análisis de corazones o pruebas de presión, por tal motivo es recomendable correr una prueba de presión en este pozo ya que es uno de los más importantes del campo, y con los valores que se obtengan de esta se puede ajustar la ecuación para el cálculo de la permeabilidad y obtener un valor más acertado de esta variable. Por último, el espesor neto se calculó tomando como base las variables de Saturación de agua y la fracción de arcilla. Se clasificaron los espesores para valores de saturación de agua por debajo del 60% y valores de fracción de arcilla por debajo del 30%. En la tabla 4 se muestran los intervalos con sus respectivas propiedades petrofísicas, que fueron el resultado de la interpretación realizada en este proyecto.

Tabla 4. Propiedades Petrofísicas para el Pozo Colorado 38.

Intervalo pies	Φ Total	Φ Efectiva	Sw Total	Sw Efectiva	K md
1476-1511	0.243	0.151	0.476	0.298	14.99
1556-1571	0.275	0.183	0.373	0.325	13.12
1804-1839	0.234	0.164	0.422	0.294	14.24
1859-1884	0.272	0.226	0.284	0.232	15.45
1905-1909	0.238	0.155	0.432	0.283	15.37
1929-1953	0.236	0.157	0.433	0.280	15.46
2021-2042	0.220	0.139	0.566	0.333	9.28
2100-2128	0.232	0.178	0.438	0.350	12.11
2547-2556	0.227	0.142	0.505	0.310	6.49
2632-2660	0.253	0.140	0.537	0.301	10.37
3180-3195	0.236	0.121	0.616	0.322	3.69
3380-3408	0.242	0.154	0.489	0.284	10.10
3453-3459	0.246	0.105	0.727	0.325	1.18
3481-3522	0.226	0.152	0.447	0.303	13.03
3568-3583	0.264	0.162	0.455	0.279	15.56
3678-3690	0.273	0.154	0.504	0.272	9.91
3704-3725	0.203	0.175	0.593	0.501	23.19
3787-3812	0.268	0.166	0.526	0.322	15.60
3991-4025	0.208	0.148	0.466	0.322	10.18
4044-4100	0.269	0.176	0.412	0.263	30.10

Fuente: Los Autores

Luego de calculadas las diferentes propiedades petrofísicas, se procedió a identificar los datos PVT, tales como la viscosidad del aceite y el factor volumétrico de formación, además de la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo, para de esta manera entrar a realizar el cálculo de los potenciales de pozo.

Los datos de presión con los que se contó para el desarrollo de la metodología no son considerados datos del todo confiables, puesto que el dato de la presión en la zona B se sacó del informe realizado por ECOPETROL para el cálculo de las

reservas, en donde no se referencia en ningún momento que se realizara una prueba de presión. Por otra parte el dato de la zona C se obtuvo de una prueba de formación en donde lo que se obtuvo realmente fue una presión estática a la profundidad de 3715 pies en el año de 1996. La presión de fondo fluyendo se calculó por medio de los niveles de flujo que arrojó un Echometer, esta prueba fue corrida en el año 1996 y dio un valor de presión de fondo fluyendo de 475,9 psi.

Debido a esta incertidumbre en la calidad de los datos de presión, se optó por realizar una sensibilidad tomando varios valores de diferencias de presión entre la presión de cada zona y la presión de fondo fluyendo, para luego compararla con los datos de los informes de producción y tomar el valor más cercano.

Los datos PVT utilizados en la metodología se obtuvieron de los informes de ECOPETROL para el pozo colorado 49, debido a que estas muestran fueron en superficie, se hizo el cálculo de la viscosidad del crudo vivo basándonos en la correlación propuesta por Trijana⁶.

$$\mu_L = -0.0006821 + (0.9824 * f) + (0.0004034 * f^2) \dots \dots \dots \text{Ec.71}$$

Donde:

$$f = \left[\left(0.2001 + 0.8428 * \left(10^{-0.000845 * R_s} \right) * \mu_{OD} * (0.43 + 0.5165 * y) \right) \right]$$

$$y = 10^{-0.00081 * R_s}$$

Figura 24. Viscosidad Vs Profundidad Colorado 38

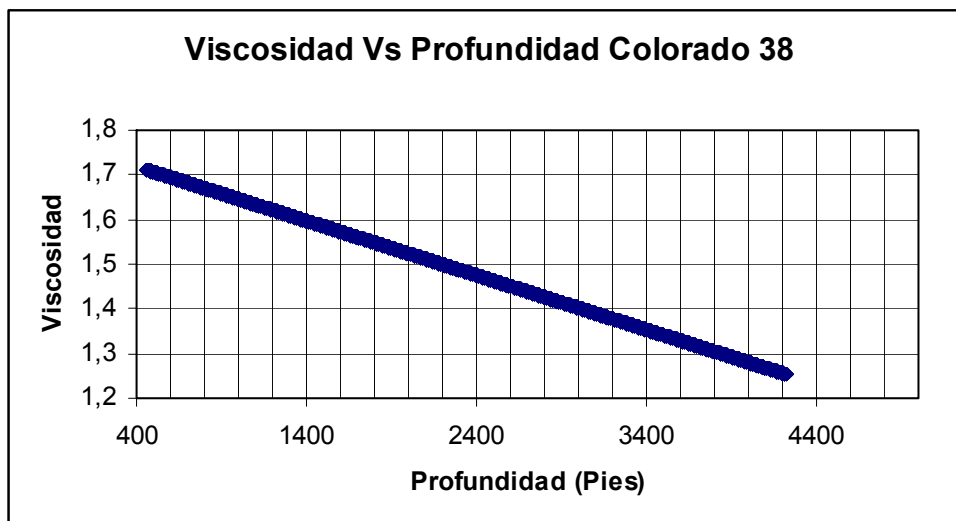


Figura 24: Los Autores

4.1.1 Calculo De Los Índices De Productividad. En el momento de realizar los cálculos para el índice de productividad en las diferentes zonas, se asumió que el pozo estaba en estado pseudo estable y por esta razón se utilizó la ecuación 69, la cual fue aplicada en cada uno de los intervalos de interés en donde se encontró que fluía petróleo. Los resultados de los índices tanto en la zona B como en la zona C se muestran en la siguiente tabla.

Índices de productividad en la zona B

Tabla 5. Índices de productividad en los intervalos productores de la zona B Colorado 38.

ZONA B	
INTERVALO	J1 Bbls/Psi
1812-1829	0,148
1905-1909	0,052
1938-1943	0,014
2110-2118	0,291

Fuente: Los Autores

Índices de productividad en la zona C.

Tabla 6. Índices de productividad en los intervalos productores de la zona C Colorado 38.

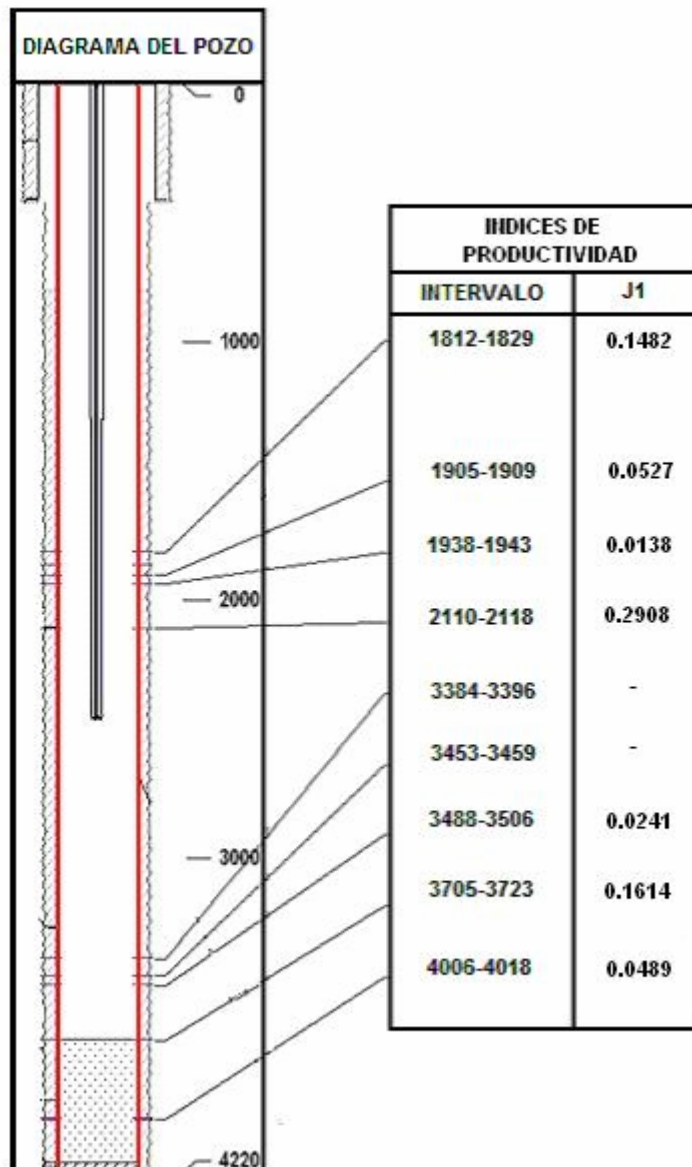
ZONA C	
INTERVALO	J1 Bbls/Psi
3384-3396	-
3453-3459	-
3488-3506	0,024
3705-3713	0,161
4006-4018	0,049

Fuente: Los Autores

Diagrama del pozo Colorado 38.

El diagrama muestra los intervalos en donde se conoce que hay producción, con su respectivo valor de potencial de producción.

Figura 25. Diagrama pozo Colorado 38 con índices de productividad



Fuente: Los Autores

4.1.2 Curvas IPR Para La Zona B Y C Del Pozo. Cuando se realizaron las curvas IPR de este pozo se consideró principalmente que la presión del pozo estaba por debajo de la presión de burbuja, lo que indicaba que en el análisis el comportamiento de la producción se debía tener en cuenta las dos fases, gas y aceite.

Se partió del modelo de VOGEL para estudiar el comportamiento de la presión versus la producción de aceite. Es importante anotar que para utilizar este modelo los datos deben ser de una calidad aceptable, por tal motivo es recomendable que en trabajos futuros en este pozo se corra una prueba de presión para conocer un valor más acertado de la misma.

Zona B

Luego de calculado el potencial en los diferentes intervalos de interés, en la zona B se realizó una revisión en los informes de producción del pozo para conocer cuales intervalos producían, identificándose 4 intervalos. Con base a estos se hizo el cálculo del potencial en la zona B.

La sumatoria de los índices de productividad de la zona B arrojó un valor total para la zona de 0,5058 Barriles/PSI.

La presión de fondo fluyendo fue 475,9 PSI, como resultado del nivel de aceite en el pozo.

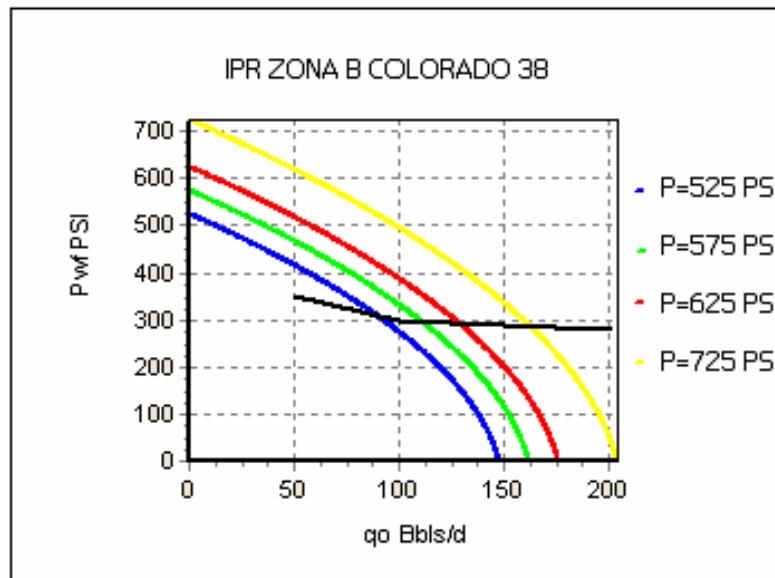
El reporte de la presión en la zona B es de 566 PSI. Considerando que este valor puede no ser del todo confiable se decidió realizar una sensibilidad respecto a cuatro rangos de presión entre la presión de fondo fluyendo y la presión del yacimiento. Estos fueron:

- $\Delta P1 = 50 \text{ PSI}$
- $\Delta P2 = 100 \text{ PSI}$
- $\Delta P3 = 150 \text{ PSI}$
- $\Delta P4 = 250 \text{ PSI}$

Se tabularon las diferentes presiones de fondo fluyendo, iniciando con el valor de la presión que se calculaba en la zona con el delta de presión y terminando con el valor de 0 PSI. Estos valores fueron reemplazados en la ecuación de VOGEL (Ec. 24) y se hallaron los respectivos caudales. Las curvas IPR que representan el posible comportamiento de la producción en la zona B se presentan a continuación.

Curva IPR zona B para un índice de productividad $J = 0.5058 \text{ Barriles/PSI}$.

Figura 26. Curvas IPR zona B Colorado 38.



Fuente: Los Autores

Con base en la información de la grafica se observan valores de caudal que no superan las 200 Barriles/día, con esta información y tomando como punto de partida que la presión en la zona B está por el orden de los 600 PSI, de acuerdo a

los reportes de las pruebas de formación, se podría escoger la curva IPR que hace referencia a la presión de 625 PSI (curva color rojo) como la mas apropiada.

Teniendo en cuenta que la curva del método uno de Gilbert representa las pérdidas de presión por tubería de producción, al interceptarse con la curva IPR de 625 PSI arroja un potencial en la zona B del orden de los 120 Barriles/día,

Esta curva muestra que el potencial calculado esta un pozo alejado de los datos reportados inicialmente en los informes de producción, puesto que el valor reportado fue de 85 Barriles/día para la zona B.

Zona C

Con base en los informes de pozo, existen 5 intervalos de la zona C registrados como productores. Partiendo de ellos se calculó el índice de productividad para la zona C, dando como resultado 0.2293 Barriles/PSI.

Como el campo se encuentra por debajo de la presión de burbuja, se procedió a realizar las curvas IPR con base en la metodología planteada por VOGEL.

Los datos de la zona C fueron:

Presión de la zona 980 PSI

$P_{wf} = 475,9$ PSI

Debido a que en esta zona el valor de la presión se tomó de una presión estática y no de una prueba estándar de presión, se realizó el mismo procedimiento que en la zona B. Las diferencias de presión tomadas en esta zona fueron:

$\Delta P_1 = 50$ PSI

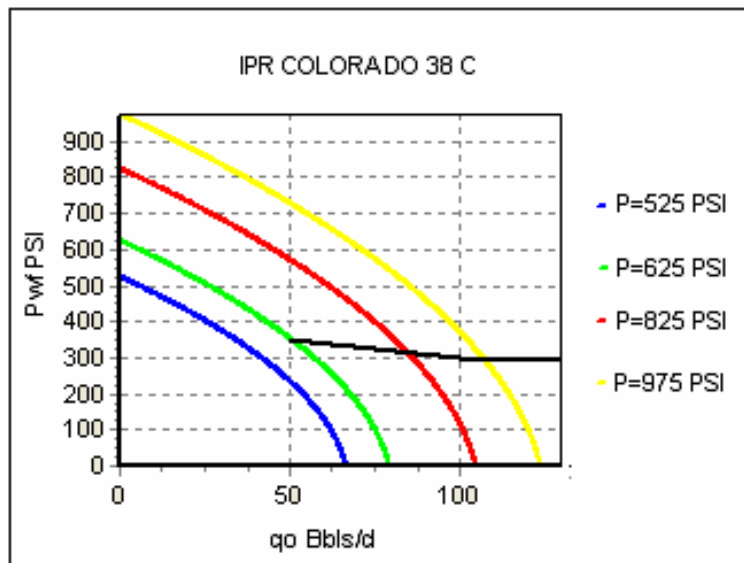
$\Delta P_2 = 150 \text{ PSI}$

$\Delta P_3 = 250 \text{ PSI}$

$\Delta P_4 = 500 \text{ PSI}$

Curva IPR zona C para un índice de productividad $J_1 = 0.2293 \text{ Bbls/PSI}$.

Figura 27. Curvas IPR zona C Colorado 38.



Fuente: Los Autores

La grafica muestra las curvas IPR para la zona C del pozo colorado 38, para los 5 intervalos reportados como productores.

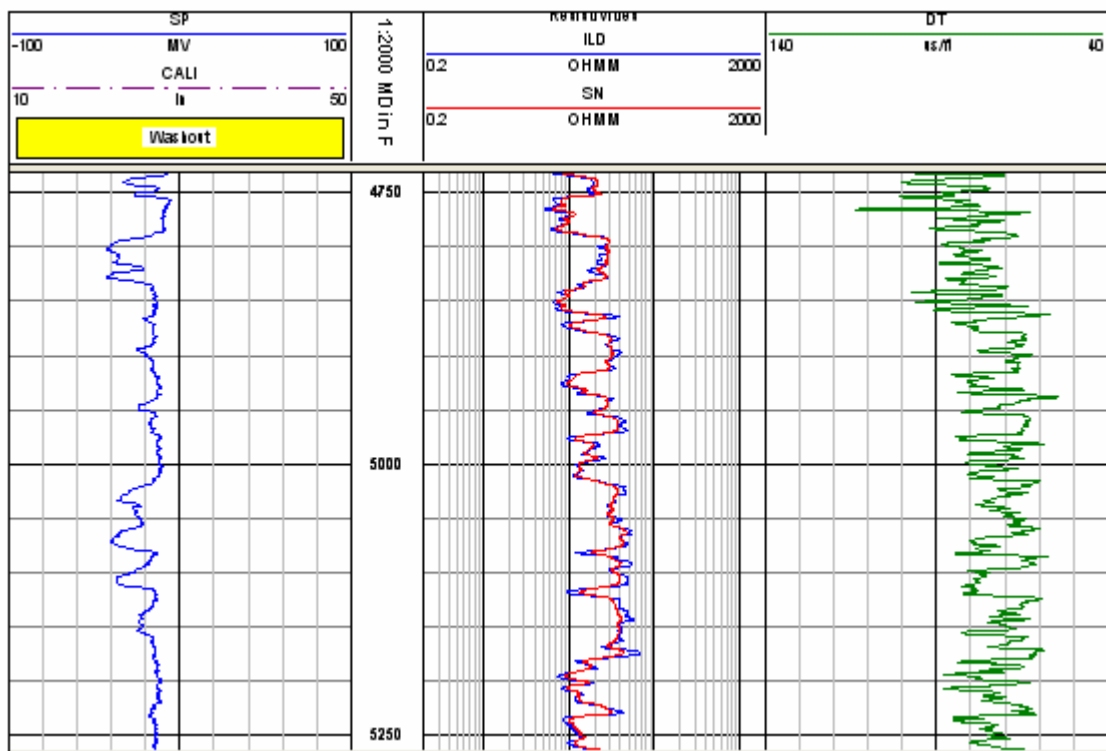
De acuerdo con los informes de las pruebas de formación, la presión en la zona C esta por el orden de los 980 PSI. Es así como la curva IPR que mejor se ajusta a estas condiciones es la más alejada del origen (de color amarillo). Al interceptar esta curva con las curvas del método de Gilbert, se obtiene un potencial de producción para la zona C de aproximadamente 125 Barriles por día, que seria el potencial representativo en la zona.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO COLORADO 75

Al igual que el pozo Colorado 38, el pozo Colorado 75 cuenta con el siguiente set de registros digitalizados en formato .LAS que se utilizaron para la aplicación de la metodología. Los registros utilizados fueron: Potencial espontáneo SP, Laterolog, Caliper, Registro de resistividad en la zona lavada RXO, Registro Sónico DT.

Los registros de este pozo en general son de buena calidad. Luego de realizar la corrección por diámetro de hueco hallando el DCAL, casi todos sus valores están dentro del rango de aceptación de 1 pulgada. La presentación del perfil del pozo colorado 75 se hace en la siguiente grafica.

Figura 28. Perfil Colorado 75.



Fuente: Lesa 7.1.

Con base en los marcadores geológicos del pozo, se identificaron 2 zonas de interés, la zona C y La zona D.

A continuación se muestran los topes y bases para estas 2 zonas.

Zona C:

Tope 4724 pies

Base 5550 pies

Zona D:

Tope 5550

Base: No reporta.

De acuerdo a la interpretación realizada a los perfiles se encontraron los siguientes intervalos arenosos de interés.

Tabla 7. Intervalos arenosos de interés Colorado 75

ARENA DE INTERES	INTERVALO CAÑONEADO	NET PAY (PIES)
4736-4755	4736-4743	3.5
4778-4842	4796-4806	9.5
4778-4842	4824-4832	8
4862-4913	4892-4900	2
4929-4976	-	-
5011-5116	5025-5038	10.5
5011-5116	5062-5078	12,5
5011-5116	5100-5114	4
5120-5180	5122-5158	-
5281-5313	5294-5304	4,5
5344-5365	-	-
5366-5406	5388-5398	3.5
5424-5480	-	-
5509-5550	5522-5534	7

Fuente: Los Autores

4.2.1 Calculo De Porosidades. Para el cálculo de la porosidad de este pozo se realizó una corrección por compactación para aquellas arenas donde la porosidad superaba el valor de 0,35. Esta corrección tomó como punto de partida el tiempo de tránsito en las arcillas adyacentes. La ecuación utilizada fue la misma que para los demás pozos (ecuación 70).

Luego de obtenerse este valor se realizó el cálculo de la porosidad efectiva. Para ello se empleó la fracción de arcilla mínima obtenida a través de la comparación de la fracción de arcilla calculada por medio del registro de potencial espontáneo SP y la del registro LN.

Con el valor de la fracción de arcilla mínima se hizo el cálculo de porosidad efectiva a partir de la ecuación 54 (Ver tabla 8).

4.2.2 Calculo De Saturaciones De Agua. Para el cálculo de las saturaciones de agua, primero se calculó el valor del RWA (resistividad del agua aparente), con estos valores se procedió a calcular el valor del RWA mínimo en las arcillas, puesto que en estas zonas se asume que el valor mínimo de RWA será igual al valor de la resistividad del agua.

Con estos dos valores se calcula la saturación de agua total en los diferentes intervalos del pozo utilizando la ecuación 58. Luego de calculada la saturación de agua, se pasa a calcular la saturación de agua efectiva tomando como punto de partida la cantidad de arcilla en las arenas, es decir, se calculó con la fracción de arcilla de igual forma como se hizo con la porosidad efectiva. Para estos cálculos se utilizó la ecuación 63.

4.2.3 Calculo De La Permeabilidad. El cálculo de la permeabilidad se realizó partiendo de la porosidad y de la saturación de agua, la correlación utilizada fue la del modelo que se adaptó específicamente al Campo Colorado (ecuación 64), esto

debido a que en este pozo el corte de agua es despreciable lo que supone que todos los puntos están por encima de la tabla de agua, es decir, a la saturación de agua irreducible.

4.2.4 Calculo Del Espesor Neto. En el cálculo del espesor neto sencillamente se utilizó la condición de que los puntos que fuesen inferiores al 60% de agua y menores al 30% de fracción de arcilla contribuirían con este valor. Todos los valores hallados de las diferentes propiedades petrofísicas para este pozo se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 8. Propiedades Petrofísicas para el Pozo Colorado 75.

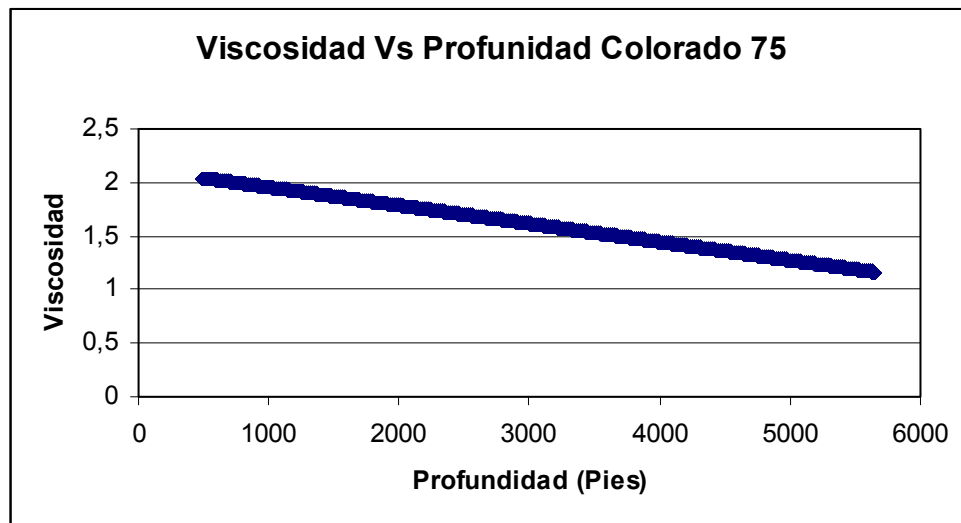
Intervalo (Pies)	Porosidad Total	Porosidad Efectiva	Sw Total (Fraccion)	Sw Efectiva (Fraccion)	K md
2906-2940	0.167	0.089	0.534	0.291	0.881
2960-3000	0.172	0.087	0.525	0.266	2.712
3028-3067	0.221	0.134	0.452	0.274	27.12
3100-3156	0.218	0.125	0.496	0.286	40.35
3188-3220	0.184	0.981	0.523	0.275	5.485
3312-3352	0.249	0.154	0.407	0.235	86.32
3589-3608	0.193	0.126	0.514	0.262	33.64
3620-3625	0.234	0.086	0.531	0.194	2.441
3747-3760	0.145	0.067	0.703	0.323	0.283
4428-4453	0.158	0.071	0.668	0.332	3.605
4736-4755	0.184	0.123	0.342	0.217	21.12
4778-4842	0.143	0.134	0.314	0.299	6.325
4862-4913	0.137	0.115	0.381	0.346	2.841
4929-4976	0.071	0.057	0.556	0.371	0.152
5011-5116	0.086	0.066	0.463	0.352	0.135
5121-5180	0.095	0.084	0.337	0.135	0.896
5281-5313	0.126	0.093	0.228	0.244	1.312
5344-5406	0.09	0.062	0.336	0.318	0.161
5424-5480	0.09	0.071	0.382	0.255	0.241
5509-5555	0.112	0.081	0.341	0.222	0.813

Fuente: Los Autores.

4.2.5 Calculo De Los Potenciales De Producción. El calculo de los potenciales de producción en el pozo colorado 75 se realizo teniendo en cuenta que la presión en la zona ya estaba por debajo de la presión de burbuja, por tal motivo fue posible utilizar la metodología planteada por Vogel a la hora de realizar las curvas IPR.

Los datos PVT utilizados en la metodología se obtuvieron de los informes de ECOPETROL para el pozo colorado 49, debido a que estas muestras fueron en superficie, se hizo el cálculo de la viscosidad del crudo vivo basándonos en la correlación propuesta por Trijana⁶.

Figura 29. Viscosidad Vs. Profundidad Colorado 75



Fuente: Los Autores

El método utilizado para el cálculo del índice de productividad fue el mismo que para el pozo anterior. Primero se halló el índice de productividad para cada arena y luego se calculó el total teniendo en cuenta todos los intervalos que produjeron aceite. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 9. Índices de productividad en los intervalos productores del pozo Colorado 75.

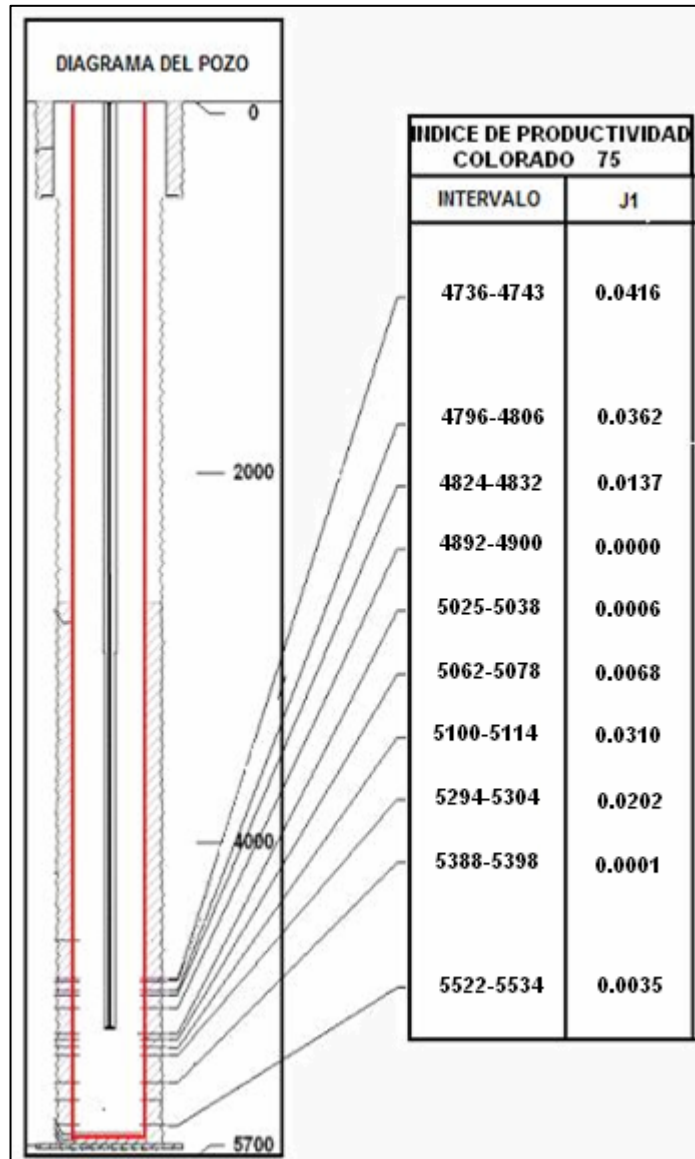
ZONA C	
INTERVALO	J1 Bbls/PSI
4736-4743	0,0416
4796-4806	0,0362
4824-4832	0,0137
4892-4900	0
5025-5038	0,0006
5062-5078	0,0068
5100-5114	0,0031
5294-5304	0,0201
5388-5398	0,0001
5522-5534	0,0035

Fuente: Los Autores

Diagrama del pozo Colorado 75.

El diagrama muestra los intervalos en donde se conoce que hay producción, con su respectivo valor de índice de productividad.

Figura 30. Diagrama pozo Colorado 75 con índices de productividad



Fuente: Los Autores

4.2.6 Curvas IPR Para La Zona C Del Pozo. Al igual que en los demás pozos se empleó el método de VOGEL para realizar las curvas que regían el comportamiento del pozo, debido a que la presión se encontraba por debajo de la presión de burbuja e intervenían las dos fases.

Los pasos para realizar las curvas IPR se desarrollaron de forma similar que para el pozo anterior. Como no se encontraron reportes de pruebas de presión para el colorado 75 y tampoco valores de permeabilidad del aceite, el valor de la presión de fondo fluyendo se tomó de los reportes del nivel de fluido del pozo, dando como resultado un valor de 731,86 PSI.

Con base en los anteriores datos se realizaron las curvas IPR, tomando 4 valores de diferencia de presión entre la presión de fondo fluyendo y la presión en la zona C del bloque V del Campo Colorado. Los valores utilizados fueron:

$$\Delta P1 = 100 \text{ PSI.}$$

$$\Delta P2 = 250 \text{ PSI.}$$

$$\Delta P3 = 350 \text{ PSI.}$$

$$\Delta P4 = 450 \text{ PSI.}$$

Con esta información se calculó una presión de yacimiento con base en la presión de fondo fluyendo de 731,86 PSI y al delta de presión. Los valores calculados de presión fueron:

$$P1 = 832 \text{ PSI.}$$

$$P2 = 982 \text{ PSI.}$$

$$P3 = 1082 \text{ PSI.}$$

$$P4 = 1182 \text{ PS}$$

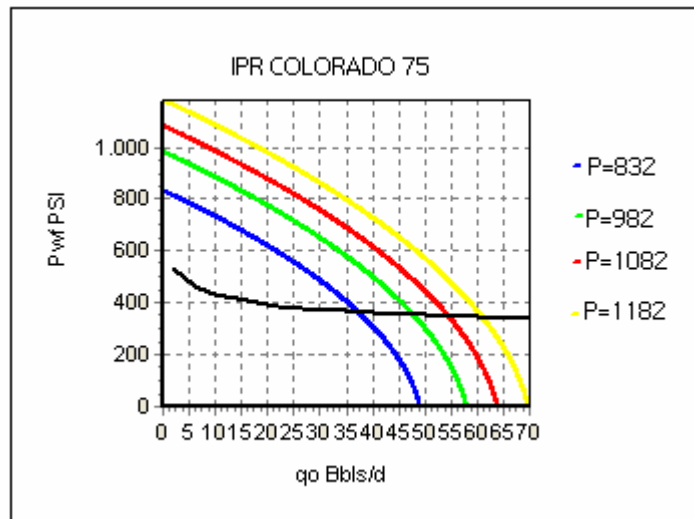
Con base en los datos anteriores se obtuvo el siguiente valor de índice de productividad tomando como punto de partida una permeabilidad relativa al aceite de 1.

$$J1 = 0,1064 \text{ Bbls/PSI}$$

Con base en los datos anteriores se realizaron las curvas IPR para el valor de índice de productividad y cada diferencia de presión.

Curva IPR con un índice de productividad de 0,1064 Barriles/PSI.

Figura 31. Curva IPR J1 pozo Colorado75.



Fuente: Los Autores

Se observan valores de caudal de aceite entre 0 y 75. Cada curva IPR representa un valor de presión que se encuentra dentro del rango de la zona C.

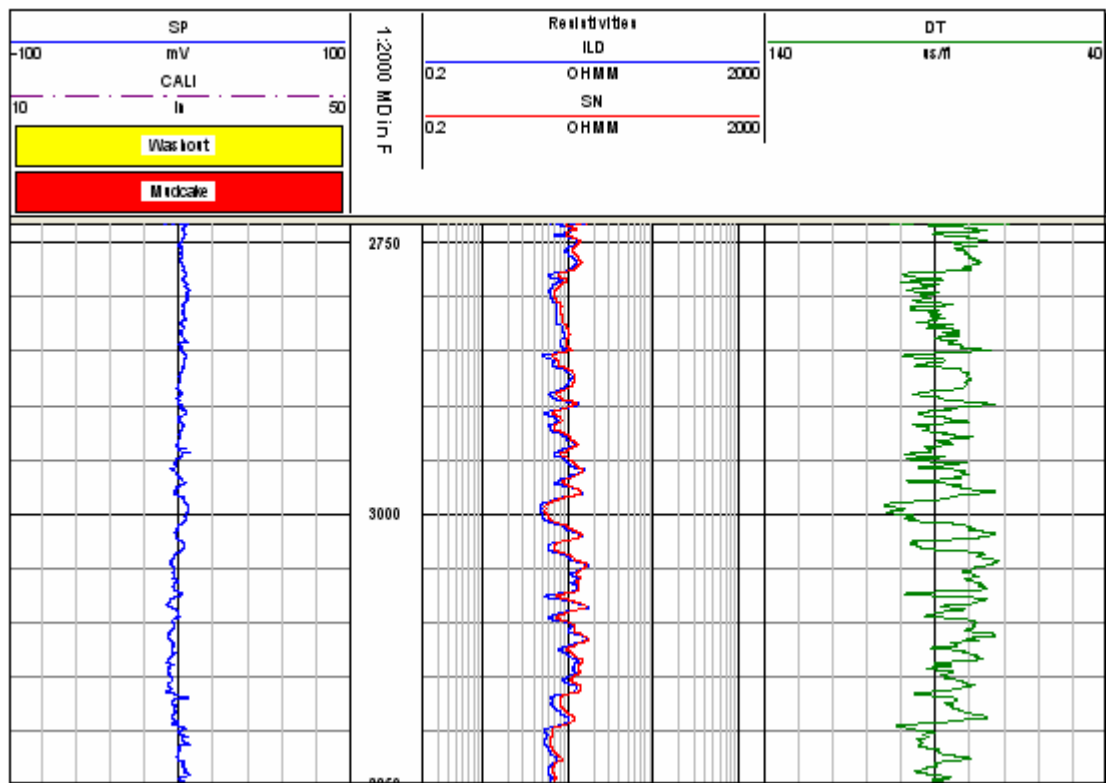
De acuerdo a las pruebas de formación realizadas en las zona C se concluye que el valor de presión de 1182 PSI puede ser representativo para esta zona, por lo cual la curva de color amarillo sería la curva IPR que representaría el comportamiento del pozo, dando como resultado, un valor de potencial de producción de 61 Barriles en esta zona, de la cual ha proveniendo históricamente el 100% de la producción del pozo.

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO COLORADO 70

El pozo colorado 70 cuenta con un set de registros digitalizados en formato .LAS, de los cuales los mostrados a continuación fueron empleados para la aplicación de la metodología los siguientes: Potencial espontáneo SP, LN, Caliper, Registro de resistividad en la zona lavada RXO, Registro Sónico DT.

La calidad de los registros se evaluó tomando como punto de partida el registro Caliper. De esta forma se calculó el DCAL, el cual se obtuvo tomando el valor absoluto de la diferencia entre el diámetro de la broca y el valor del Caliper. Como criterio se tomo que el registro es de buena calidad si esta diferencia es menor a 1 pulgada. A continuación se muestra el perfil de los registros utilizados.

Figura 32. Perfil Colorado 70.



Fuente: Lesa 7.1

Este pozo fue perforado hasta una profundidad de 3802 pies todos dentro de la zona B. Con base a la interpretación de los registros se encontraron varias zonas de interés en el pozo. Se logró constatar las zonas de interés encontradas en la interpretación realizada en junio de 1954 (Well Files Colorado 70), dejando como aporte otros intervalos arenosos que pueden llegar a ser de importancia para el pozo y que no fueron tenidos en cuenta en ese entonces. Estos intervalos arenosos de interés se detallan a continuación:

Tabla 10. Intervalos arenosos de interés Colorado 70

ARENA DE INTERES	INTERVALO CAÑONEADO	NET PAY (PIES)
1140-1191	-	2
1256-1262	1256-1262	-
1336-1342	-	-
1412-1449	1418-1426	4,25
1585-1608	-	-
1814-1876	-	-
1916-1954,5	1920-1928	1,25
2034-2042	2034-2042	-
2126-2134	2126-2134	-
2296-2361	2296-2304/2339-2349	15,5
2422-2445	2434-2442	6,5
2526-2608	2538-2543	-
2620-2654	2630-2640	4,5
2952-2984	2957-2964/2976-2984	8,25
3015-3029	3015-3029	2,5
3042-3095	3044-3054/3080-3090	12,75
3108-3171	3112-3120/3133-3142/3154-3166	7
3262-3316	-	1,5

Fuente: Los Autores

Los cálculos de las propiedades petrofísicas como porosidad, porosidad efectiva, saturación de agua total y efectiva y la permeabilidad, se realizaron partiendo de la corrección que se hizo por diámetro de hueco con el CALIPER. Posterior a esta corrección se calculó la porosidad por medio de la ecuación de Willye² tomando los datos de tiempo de transito del registro SONICO, y se realizó la respectiva corrección por compactación para los valores de porosidad que estuviesen por encima de 0,35 tomando los valores del tiempo de transito en la arcilla aledaña a la arena. Esta corrección se hizo a partir de la ecuación 70.

La saturación de agua se obtuvo utilizando el método del RWA mínimo nombrado en la descripción de la metodología. El valor de la RWA mínima se obtuvo de los valores más pequeños en las arcillas.

Los valores de porosidad y de saturación de agua se corrigieron por la fracción de arcilla calculada del SP y del RT, de esta forma se halló la porosidad efectiva y la saturación de agua efectiva. Las expresiones utilizadas fueron la ecuación (54) y la ecuación (63) respectivamente. Se procedió posteriormente a calcular la permeabilidad a través de la ecuación ajustada para el Campo Colorado (Ec.67).

El NET PAY se calculó tomando como base las variables de Saturación de agua y la fracción de arcilla, se clasificaron los espesores para valores de saturación de agua por debajo del 60% y valores de fracción de arcilla por debajo del 30%.

En las siguiente tabla se muestran los intervalos arenosos con sus respectivas propiedades petrofísicas, estos fueron el resultado de la interpretación realizada en este proyecto.

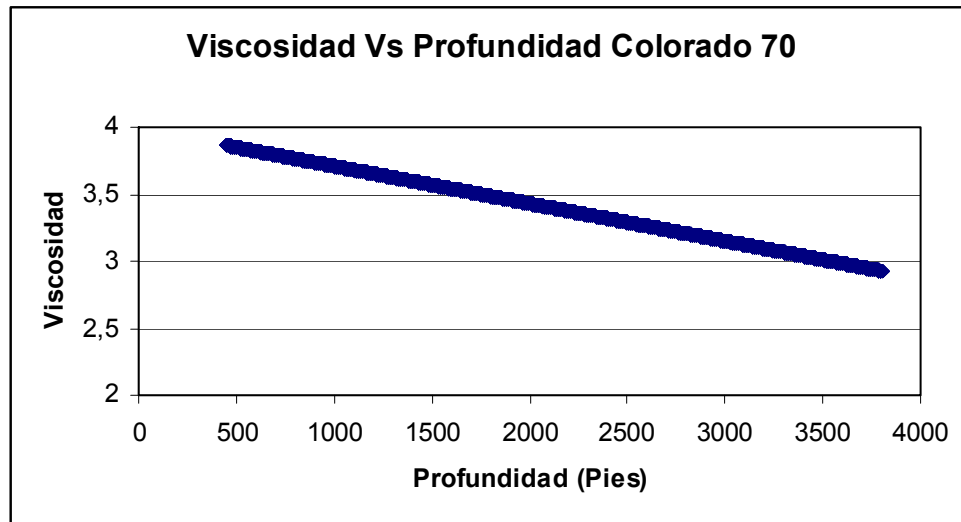
Tabla 11. Propiedades Petrofísicas para el Pozo Colorado 70.

Arena de Interés (Pies)	Porosidad Total (Fracción)	Porosidad Efectiva (Fracción)	Sw Total (Fracción)	Sw Efectiva (Fracción)	K (md)
1140-1191	0,178	0,11	0,389	0,239	9,673
1256-1262	0,158	0,107	0,388	0,263	1,415
1336-1342	0,165	0,106	0,374	0,244	0,232
1412-1449	0,15	0,096	0,478	0,303	14,128
1585-1608	0,13	0,082	0,49	0,31	0,286
1814-1876	0,159	0,093	0,448	0,266	1,13
1916-1954,5	0,13	0,087	0,5	0,336	3,762
2034-2042	0,113	0,075	0,57	0,376	0,084
2126-2134	0,151	0,099	0,431	0,284	0,809
2296-2361	0,156	0,095	0,477	0,295	29,624
2422-2445	0,159	0,101	0,452	0,287	4,933
2526-2608	0,159	0,101	0,452	0,287	14,121
2620-2654	0,156	0,103	0,474	0,306	56,451
2952-2984	0,14	0,092	0,431	0,284	1,355
3015-3029	0,148	0,089	0,471	0,296	1,729
3042-3095	0,137	0,089	0,442	0,291	0,907
3108-3171	0,131	0,083	0,535	0,342	1,569
3262-3316	0,1398	0,09	0,45	0,289	1,254

Fuente: Los Autores

Luego de calculadas las diferentes propiedades petrofísicas, el paso a seguir es realizar el cálculo de los potenciales de pozo con ayuda de los datos provenientes de pruebas PVT, tales como la viscosidad del aceite, el factor volumétrico de formación, además de la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo,.los cálculos de las propiedades del fluido se realizaron de la misma manera que los pozos anteriormente nombrados, pero con relación al las pruebas PVT del colorado 43, puesto que los dos pozos producen de la misma zona (B).

Figura 33. Viscosidad Vs. Profundidad Colorado 70



Fuente: Los Autores

Los datos de presión con los que se contó no son precisamente los más indicados. El dato de la presión en la zona (B) se tomó del informe realizado por ECOPETROL para el cálculo de las reservas, en donde no se referencia en ningún momento que se realizara una prueba de presión, $P = 425$ Psi.

La presión de fondo fluyendo se calculó por medio de los niveles de flujo de una prueba Echometer, con nivel de fluido de 1360 ft, dando como resultado un valor de P_{wf} de 290 psi.

Debido a la poca fiabilidad en los datos de presión se optó por realizar una sensibilidad tomando varios valores de diferencias de presión entre la presión de cada zona y la presión de fondo fluyendo, para luego compararla con los datos de los informes de producción y tomar el valor más cercano.

4.3.1 Calculo De Los Índices De Productividad. En el momento de realizar el cálculo del potencial del pozo al igual que con los otros pozos se asumió que estaba en estado pseudo estable y por esta razón se utilizó la ecuación que rige este estado, Ec 69.

Esta ecuación fue aplicada en cada uno de los intervalos de interés en donde se encontró que fluía petróleo, los resultados de los potenciales de pozo se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 12. Índices de productividad en los intervalos productores del pozo Colorado 70.

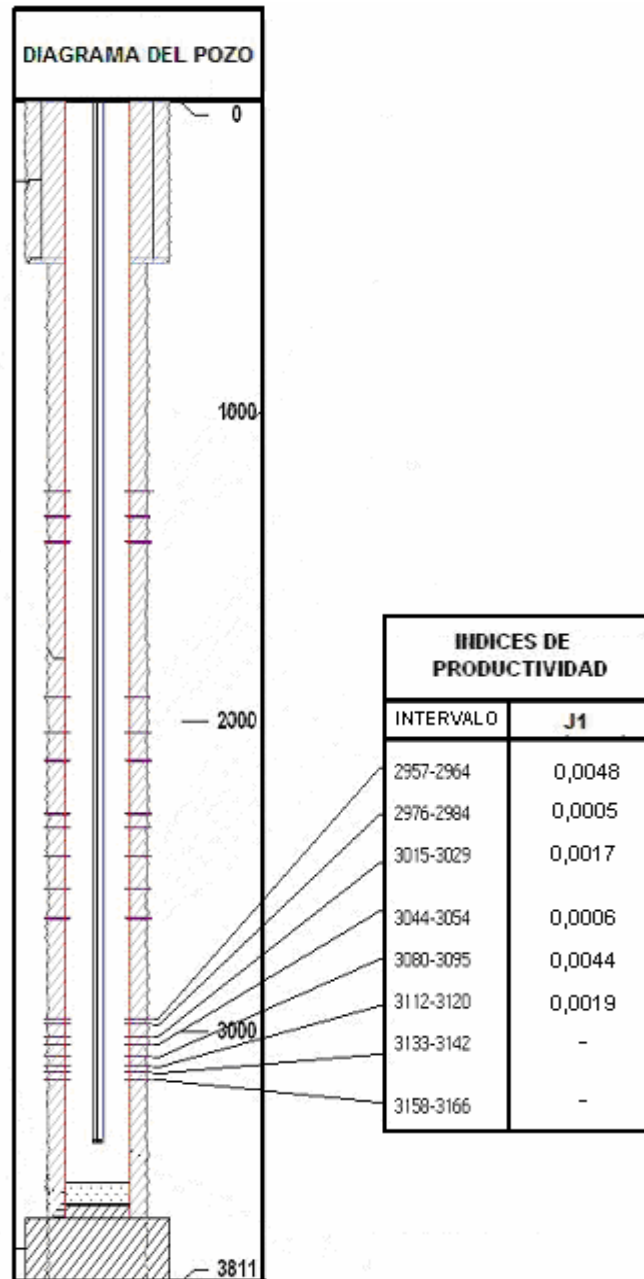
Intervalo (Pies)	J1 Bbls/Pie
2957-2964	0,0048
2976-2984	0,0005
3015-3029	0,0017
3044-3054	0,0006
3080-3095	0,0044
3112-3120	0,0019
3133-3142	-
3158-3166	-

Fuente: Los Autor.

Diagrama del pozo Colorado 70

El diagrama muestra los resultados de los índices en los intervalos en donde se conoce que hay producción.

Figura 34. Diagrama pozo Colorado 70 con índices de productividad



Fuente: Los Autores.

4.3.2 Curva IPR Para El Pozo.

Cuando se hicieron las curvas IPR del pozo, se consideró que la presión del pozo estaba por debajo de la presión de burbuja, lo que implica que para analizar el comportamiento de la producción se debe tener en cuenta tanto la fase de gas

como la de aceite. Por tal motivo se partió del modelo de VOGEL¹¹ (Ec.21) para estudiar el comportamiento de la presión contra la producción de aceite.

Luego de que se calculó el potencial en los diferentes intervalos de interés en el pozo se hizo una revisión de los informes de producción del pozo para conocer cuales intervalos producían, se encontró que 8 de los 19 intervalos cañoneados resultaron productores, y con estos se hizo el cálculo de el potencial para el pozo, encontrándose tan solo 6 intervalos productores de los 8 reportados en los informes.

La sumatoria de los índices de productividad arrojó los siguientes resultados:

$$J_1 = 0.014 \text{ Bbls/PSI. Con } K_{ro} = 1$$

La presión de fondo fluyendo fue de 290 PSI, y la presión en la zona fue 425 PSI. Nuevamente se realizó una sensibilidad asumiendo diferentes rangos de diferencia de presión entre la presión de fondo fluyendo y la presión del yacimiento. Los valores tomados fueron los siguientes:

$$\Delta P_1 = 50 \text{ PSI}$$

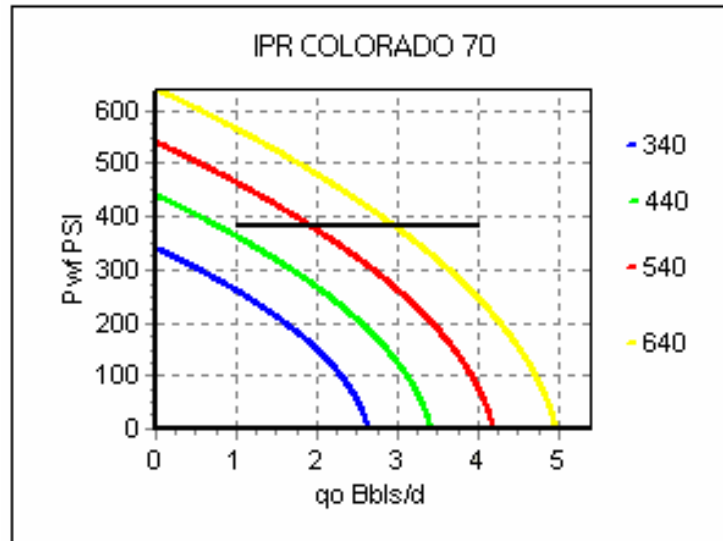
$$\Delta P_2 = 150 \text{ PSI}$$

$$\Delta P_3 = 250 \text{ PSI}$$

$$\Delta P_4 = 350 \text{ PSI}$$

La curva IPR que representa el comportamiento de la producción en el pozo para un Índice de Productividad $J_1 = 0.014 \text{ Bbls/PSI}$ se presenta a continuación:

Figura 35. Curva IPR J1 Colorado70.



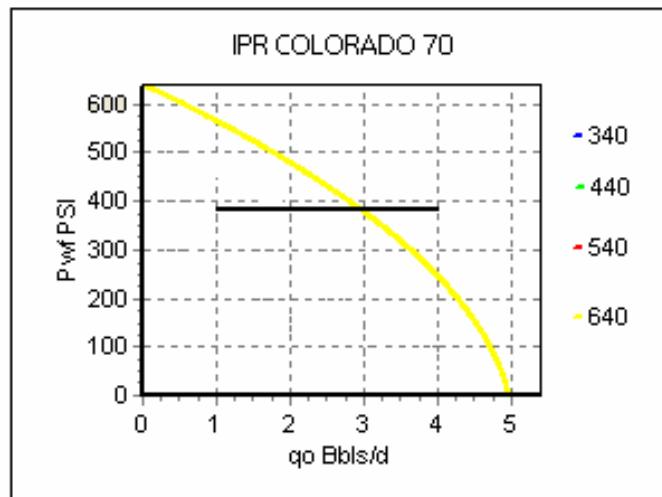
Fuente: Los Autores

La curva representada por la línea negra es la debida a las pérdidas de presión por tuberías de producción, calculada con ayuda del método propuesto por Gilbert⁴. Los caudales observados con las 4 diferencias de presión son los siguientes, teniendo una Pwf de 290 PSI:

- ΔP=50 PSI, la curva no se intercepta.
- ΔP=150 PSI, la curva no se intercepta.
- ΔP=250 PSI, caudal de aceite= 2 Bbbls/d.
- ΔP=350 PSI, caudal de aceite= 3 Bbbls/d.

Observados estos valores es posible afirmar que el valor más acertado de diferencia de presión es de 350 psi, el cual es un valor muy cercano al real observado en las graficas de producción realizadas por ECOPEPETROL de 2.5 Barriles aproximadamente, por lo cual se realizó una nueva grafica de IPR teniendo en cuenta un nuevo ΔP=350 Psi.

Figura 36. Curva IPR J1 Colorado70.



Fuente: Los Autores

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZO COLORADO 72

El pozo Colorado 72 cuenta con un set de registros digitalizados en formato .LAS relativamente completo exceptuando la ausencia de Gamma Ray. De este set los registros utilizados para la aplicación de la metodología fueron:

Potencial espontáneo SP.

Laterolog.

Caliper.

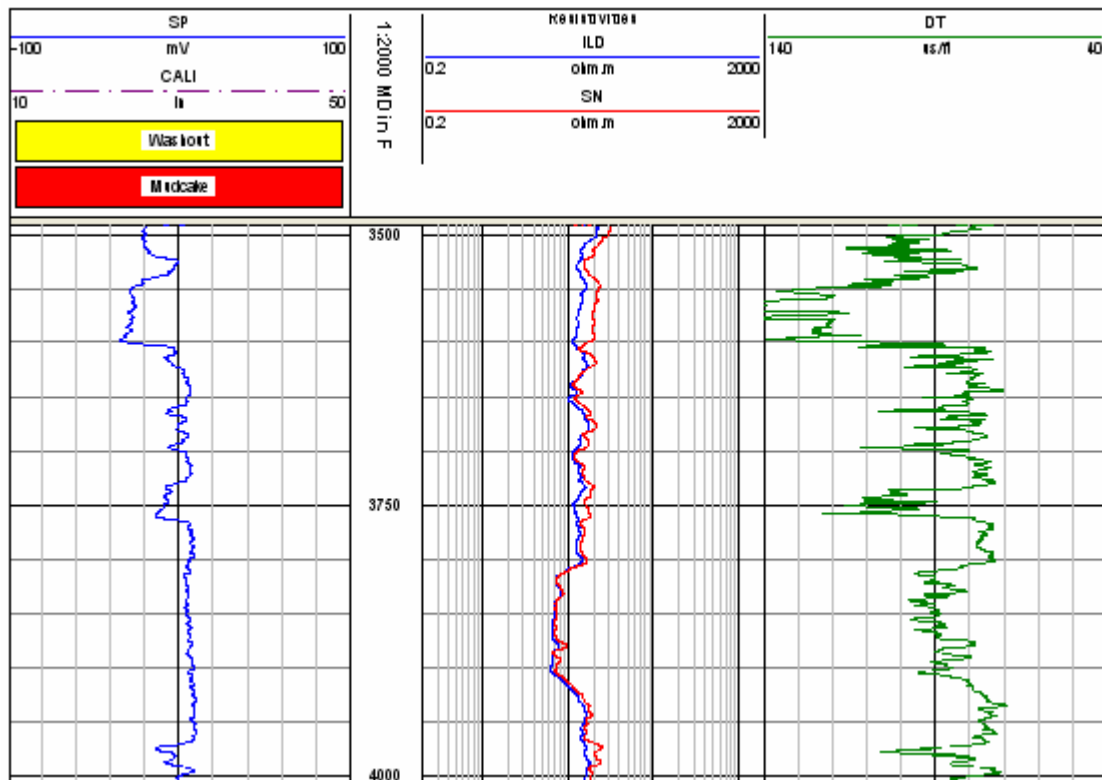
Registro de resistividad en la zona lavada RXO.

Registro Sónico DT

Los registros para este pozo no son en términos generales de buena calidad, por eso es conveniente realizarles las respectivas correcciones, comenzando con la

corrección por diámetro de hueco hallando el DCAL, con el cual se observa que pese a que la mayoría de los valores están dentro del rango de aceptación de 1 pulgada, hay muchas zonas intermedias con valores superiores a este límite lo cual obliga a descartar gran cantidad de datos. La presentación del perfil del pozo colorado 72 se hace en la siguiente grafica:

Figura 37. Perfil Colorado 72.



Fuente: Lesa 7.1

Con base a los marcadores geológicos del pozo colorado 72 se pudo constatar que se encuentra todo en la zona B, fue perforado hasta una profundidad de 4470 pies, y se estima que el tope de la zona C se encuentra 930 pies más abajo.

En la siguiente tabla se muestran los intervalos arenosos de interés tanto los ya cañoneados como los nuevos intervalos que no fueron considerados en anteriores interpretaciones.

Tabla 13. Propiedades Petrofísicas para el Pozo Colorado 72.

INTERVALO (PIES)	Φ Total	Φ Efectiva	Sw Total	Sw Efectiva	K (md)
564-570	0,278	0,202	0,373	0,271	60,091
724-732	0,276	0,237	0,342	0,293	141,894
1030-1042	0,217	0,117	0,41	0,215	60,091
1299-1306	0,245	0,113	0,425	0,178	19,108
2065-2071	0,256	0,18	0,302	0,21	75,511
2258-2266	0,23	0,127	0,355	0,195	8,217
2422-2428	0,204	0,121	0,368	0,223	8,594
2694-2704	0,205	0,121	0,377	0,221	10,493
3175-3185	0,243	0,157	0,304	0,195	32,542
3298-3314	0,202	0,141	0,417	0,285	17,883
3422-3432	0,225	0,256	0,381	0,154	15,886
3498-3504	0,177	0,112	0,382	0,24	0,174
3580-3590	0,252	0,209	0,333	0,276	70,192
3754-3764	0,182	0,096	0,487	0,261	2,101
3970-3980	0,167	0,097	0,477	0,273	1,649
3984-3992	0,135	0,081	0,538	0,324	0,216

Fuente: Los Autores.

Para el cálculo de estas propiedades se aplicó la misma metodología y las mismas ecuaciones que en los anteriores pozos.

El cálculo de potenciales de producción en este pozo no se muestra puesto que ninguno de los 16 intervalos cañoneados resultó productor, reportándose el pozo como seco, sin embargo se resaltan nuevas zonas de interés que no fueron tenidas en cuenta en anteriores evaluaciones y que muestran algunos intervalos posiblemente productores.

La forma en la cual se validaron todos los cálculos anteriores se desarrolló, tomando como punto de partida los datos iniciales de producción de cada uno de los pozos a los que se les aplicó la metodología, para calcular su índice de

productividad real inicial, por medio de la ecuación de Vogel y compararlos luego con los datos que arroja el programa IPREG 1.0.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos.

Tabla 14. Validación de los Datos Obtenidos.

Propiedades	Pozo			
	38	75	70	72
Porosidad Total	0,243	0,154	0,148	0,218
Porosidad Efectiva	0,157	0,14	0,094	0,148
Sw Total (Fraccion)	0,485	0,452	0,458	0,392
Sw efectiva (Fraccion)	0,31	0,275	0,294	0,238
K (md)	12,971	11,842	7,97	32,79
J real (Bbls/Psi*dia)	0,638	0,107	0,019	-
J IPREG 1,0 (Bbls/Psi*dia)	0,506	0,106	0,014	-

Fuente: Los Autores.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La información de registros de pozo en el campo Colorado es bastante limitada y tan solo en 4 pozos existe registro sonico el cual no es de muy buena calidad.

Con base en análisis de los registros de los pozos Colorado 38, Colorado 70, Colorado 72 y Colorado 75, se encontró que debido a la forma del los registros SP y los resistivos, el yacimiento esta conformado por una serie de capas de arena delgadas, separados por grandes capas de arcilla, lo que indica que la producción en un pozo está dada por varias zonas dentro del yacimiento, y a su vez pueden existir dos o mas tipos de fluido en un mismo pozo.

Para estimar el IPR hay varios mecanismos de los cuales el método planteado por Vogel¹¹ es el mas practico y es tomado como base por la mayoría de los autores mencionados en el trabajo y también tiene gran aplicabilidad en el caso Colorado debido a la ausencia de información en este campo

Debido a que el corte de agua del campo es demasiado bajo, aproximadamente del 0,9%, y que el mecanismo de empuje esta dado por de gas en solución, es correcto asumir que todos los puntos están por encima de la tabla de agua, por lo cual se aproximan a la saturación de agua irreducible.

Dada la incertidumbre asociada a las lecturas de los registros se optó por emplear la técnica Rwa, que en este caso particular permitió hacer la medición en la cual la saturación de agua calculada se asemeja a la saturación de agua verdadera, esto asociado a un efecto compensado entre la porosidad y la resistividad de la zona virgen (RT).

El análisis de los registros muestra la existencia de varias zonas en los pozos evaluados, que pueden ser de interés y no fueron tenidas en cuenta en análisis previos, estos nuevos intervalos fueron especificados en este trabajo y se encuentran con sus respectivas propiedades petrofísicas anexos en las tablas de los análisis de resultados.

Ante la ausencia de información de datos petrofísicos y la baja confiabilidad de los resultados en las pruebas existentes, la metodología para el cálculo de los potenciales de producción a partir de los registros de pozo se presenta como una herramienta alternativa para el campo colorado, que permite validar o refutar los datos existentes y ante la falta de estos mostrar resultados aproximados.

5.2 RECOMENDACIONES

Es recomendable correr nuevos registros, tales como Gamma Ray CCL y registros Neutrónicos en hueco entubado, o en su defecto elaborar registros sintéticos de porosidad a partir de los existentes para recalcular con mayor certeza las propiedades petrofísicas del campo.

Desarrollar la metodología presentada para el cálculo de potenciales de producción por medio de otras técnicas diferentes a la planteada por Vogel, como es el caso de Fetkovich.

Para el cálculo de las variables petrofísicas saturación de agua efectiva y porosidad efectiva es recomendable definir el tipo de arcilla presente por medio de correlaciones de arcillosidad diferentes a la utilizada en la metodología planteada.

Debido a la poca certeza que se tiene con los datos de presión, es recomendable correr pruebas de presión en al menos el pozo colorado 38 puesto que este es el de mayor importancia para el campo.

Validar los datos de permeabilidad obtenidos de esta investigación con base en nuevas interpretaciones de las pruebas de presión con las que se cuenta a la fecha, para de esta manera reajustar la ecuación que se utilizo para el cálculo de permeabilidades el campo Colorado.

Con base en la interpretación de los registros de pozo, se encontraron zonas de alto interés, que aun no han sido explotadas. Por tal motivo se recomienda realizar un estudio, o un proyecto de grado con el fin de estudiar la viabilidad para cañonear estas arenas.

Revisar las propiedades del pozo Colorado 38 puesto que los datos de registros con los que se cuenta no son de buena calidad y los resultados obtenidos generan mucha incertidumbre o no son muy confiables.

Aplicar la metodología realizada en este proyecto a todos los pozos de interés basados en los registros de porosidad creados sintéticamente, con el fin de tener un adecuado conocimiento tanto de propiedades petrofísicas como de potenciales de producción.

Aprovechar la herramienta software IPREG 1.0, como apoyo al estudiante en la consolidación de los conceptos de petrofísica, registros de pozo y potenciales de producción.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Bassiouni Zaki; Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs, Richardson Texas, 1994
2. BENDECK, Jorge. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos. Santa Fe de Bogotá, Octubre de 1992.
3. Dewan Jhon, Essentials of Modern open Hole Interpretation, Pennwell Books, Tulsa Oklahoma, 1983
4. T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, Editorial Limuza México 1987.
5. Cadena J, “A dissertação Desenvolvimento analítico das curvas IPR a partir de um simulador de reservatórios”, Tesis de Maestria Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo Dezembro de 1995.
6. Jiménez, Luis; Medina Jorge. Determinación de Correlaciones para Estimar la Viscosidad de Crudos Colombianos por Encima y por Debajo del Punto de Burbuja. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander, 1993.
7. Gallice F; Wiggins M,” A Comparison of Two-Phase Inflow Performance Relationship” SPE 52171, Año 1999.
8. McCain. W D, “Reservoir Fluid Property Correlations-State of The Art” SPE Reservoir Engineering mayo 1991.

9. Palmai. Frank J, Chase. Robert W, "Comparison of Dimensionless Inflow Performance Relationships for Gas Wells" SPE 75719, Año 2002.
10. Standing M.B, "Concerning the Calculation of Inflow Performance of Well Producing from Solution Gas Drive Reservoirs" SPE 3332, Año 1971.
11. Vogel J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well" Shell Oil Co. Bakersfield California. SPE 1476, Año 1968.
12. Zukamo P; Tobing Edward, "Inflow Performance Relationship for Perforated Well Producing From Solution Gas Drive", SPE 29312, Año 1995.

ANEXO A. RESEÑA CAMPO COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander).

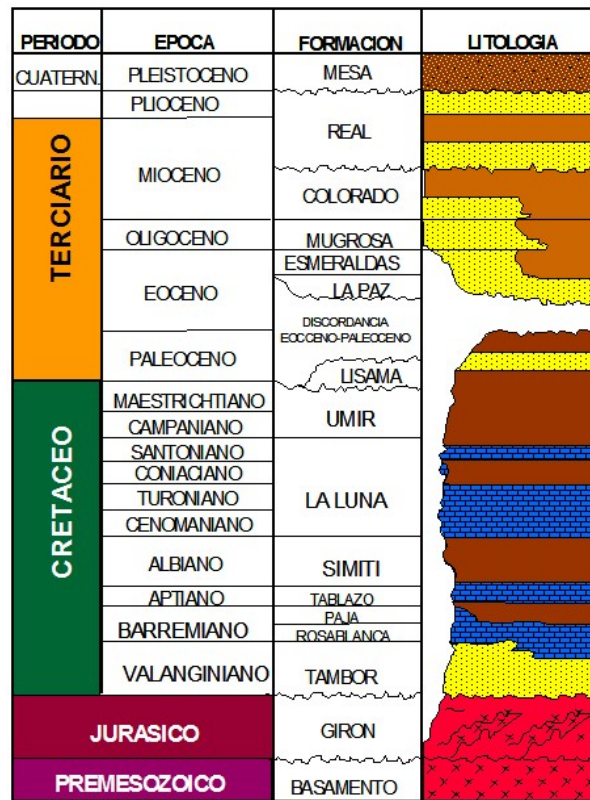
Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Colorado.



Fuente: Proyecto Campo Escuela – Convenio UIS – Ecopetrol S.A.

El petróleo se extrae principalmente de la Formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en la cuenca (Ver figura 2).

Figura 2. Columna Estratigráfica Cuenca del Valle del Magdalena Medio.



Fuente: ECOPETROL - ICP.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hacen que la producción acumulada de los pozos sea baja también.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API.

En cuanto a sus fases de desarrollo y explotación, la etapa de exploración fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company - Troco (perforó 15 pozos). Entre 1953-1964 fue la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL quien desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 BOPD (Ver figura 59).

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

Las producciones iniciales de los pozos oscilan entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años. En ese sentido, la mayoría de los pozos perforados han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

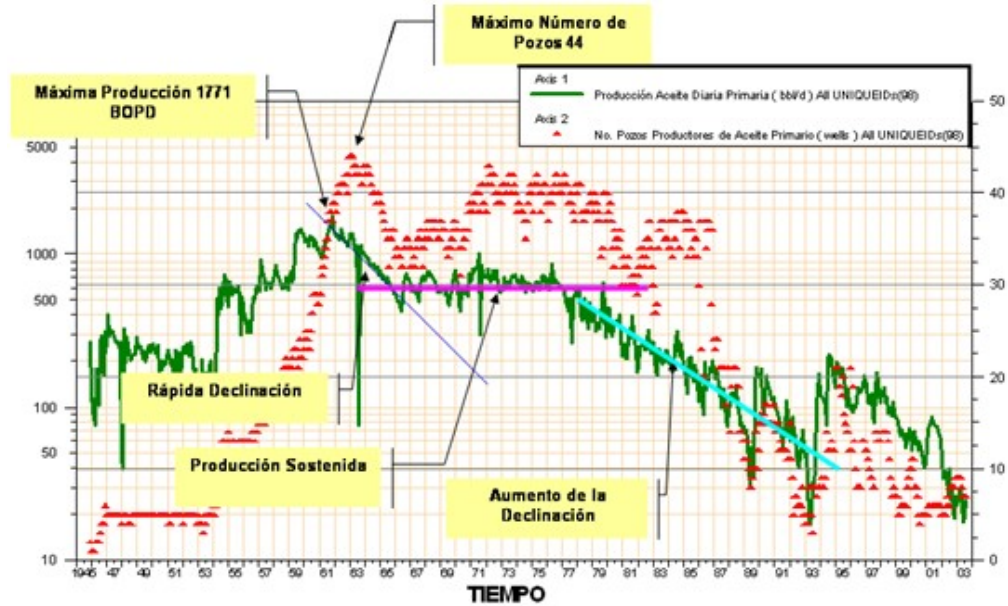
El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando recuperar la producción del área, pero la continua declinación de los pozos por la precipitación de parafinas repercutía rápidamente sobre la pérdida de los trabajos realizados.

Históricamente se implementaron en el campo dos sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico y Plunger Lift. Este último fue retirado de aquellos pozos en que fue instalado, por pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas.

De acuerdo a esto, es aconsejable realizar análisis de ingeniería con métodos alternativos de levantamiento artificial que puedan disminuir los costos de recuperación de los pozos inactivos.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.6 MMBls con un factor de recobro actual de 14.57 %. En la actualidad, el campo tiene 7 pozos activos con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD.

Figura 3. Historia de Producción del Campo Colorado.



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander.

En síntesis, este campo está clasificado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

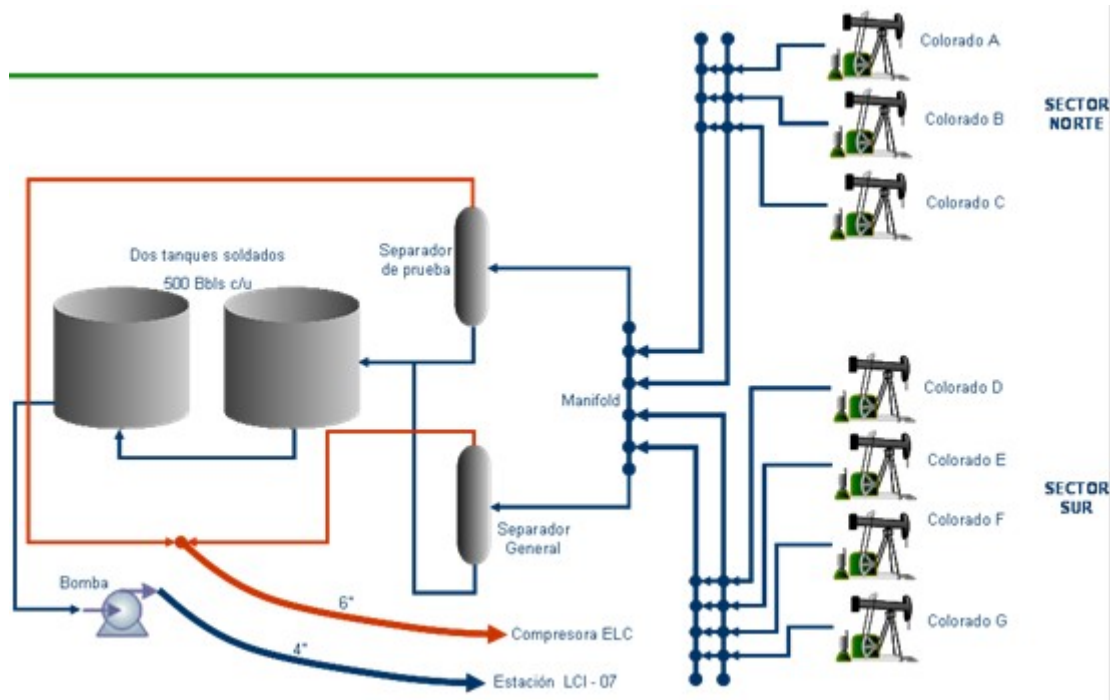
Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.

Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Para este caso, gas en solución).

Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

Dadas las condiciones del campo algunas de las variables requeridas para realizar un análisis completo no están disponibles, considerando que campos tan antiguos y con producciones pobres como este, no cuentan precisamente con suficiente disposición en cantidad y calidad de información para todos los pozos.

Figura 4. Facilidades actuales de producción en el Campo Colorado



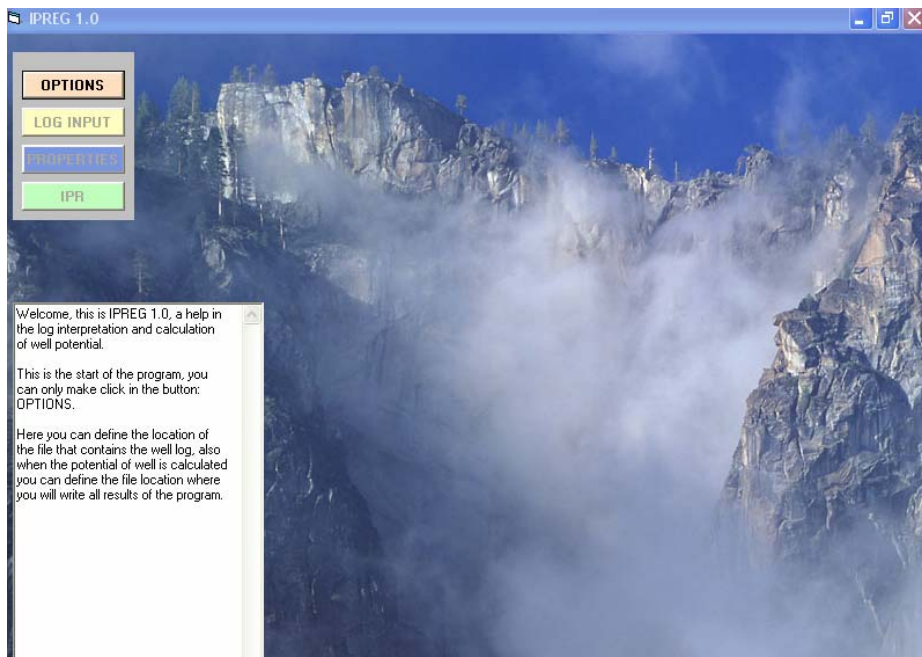
Fuente: Coordinación de Producción, Proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander.

ANEXO B. IPREG

En la herramienta sistematizada diseñada en el proyecto, conocida como IPREG 1.0, se encuentra resumida la metodología desarrollada, de forma tal que se pueda administrar la información de registros de pozo, calcular propiedades petrofísicas, realizar las respectivas curvas IPR por medio del método de Vogel, y calcular el potencial de pozo con ayuda del método de Gilbert.

A continuación se muestra el ambiente gráfico del inicio de IPREG 1.0.

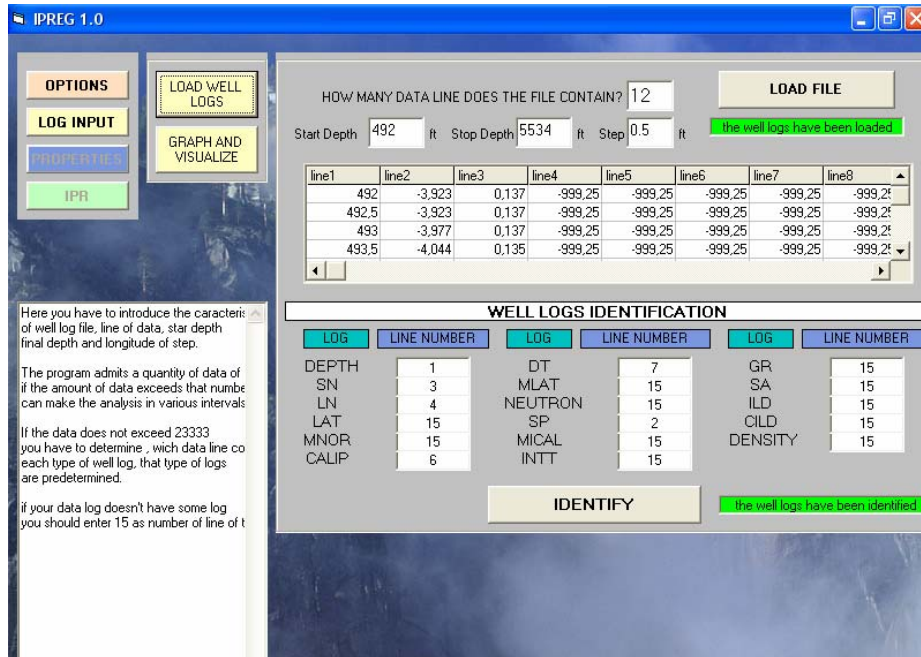
Figura 1: Ventana Inicio. IPREG1.0



Fuente: Los Autores

La siguiente figura muestra la ventana en la cual se cargan e identifican los registros en formato .LAS o .TXT de IPREG 1.0.

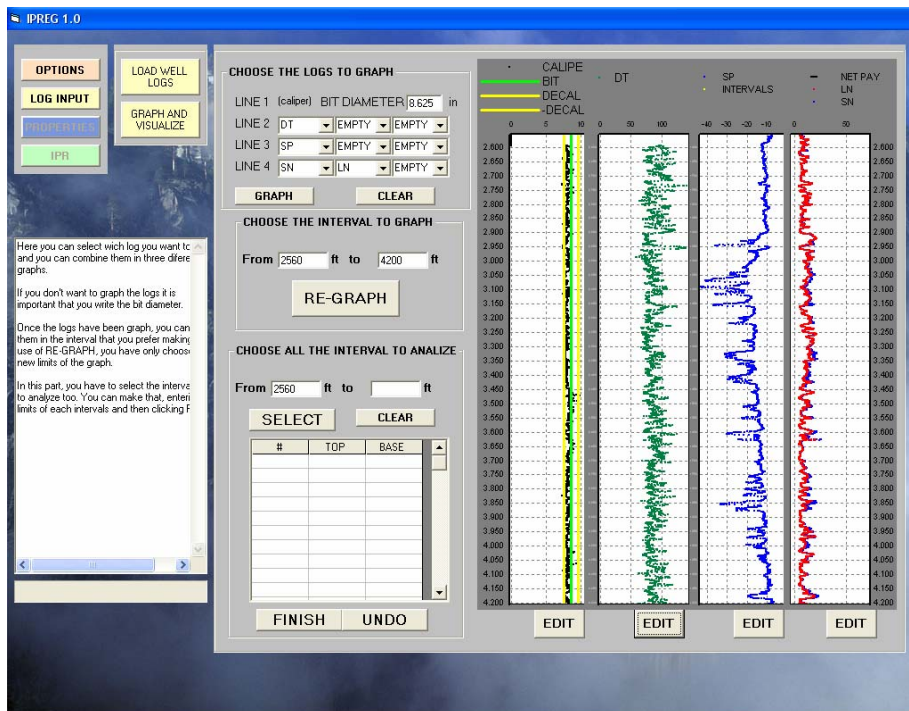
Figura 2: Ventana de carga e identificación del registro. IPREG1.0



Fuente: Los Autores

La siguiente figura muestra la ventana en la cual se visualizan los registros de pozo.

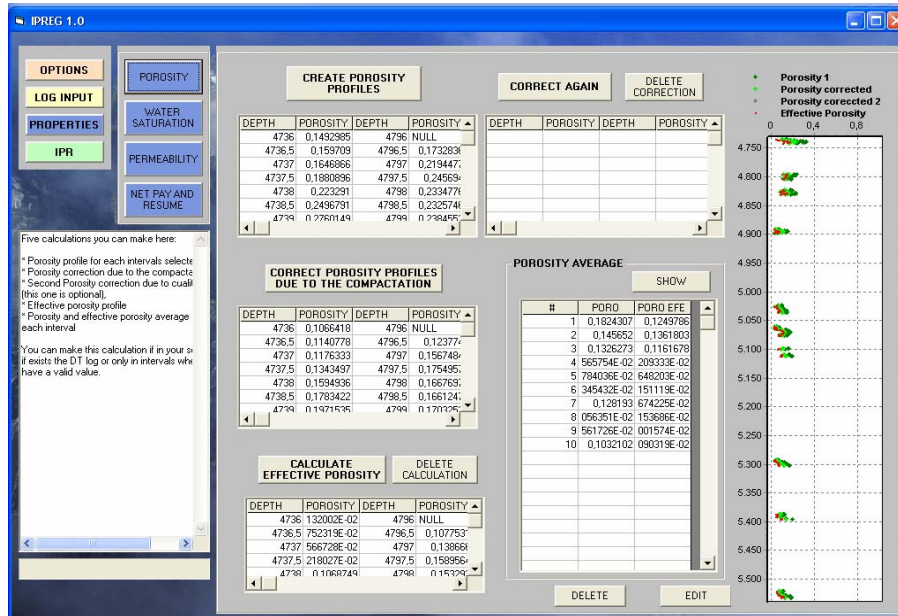
Figura 3: Visualización de los registros de pozo. IPREG1.0



Fuente: Los Autores

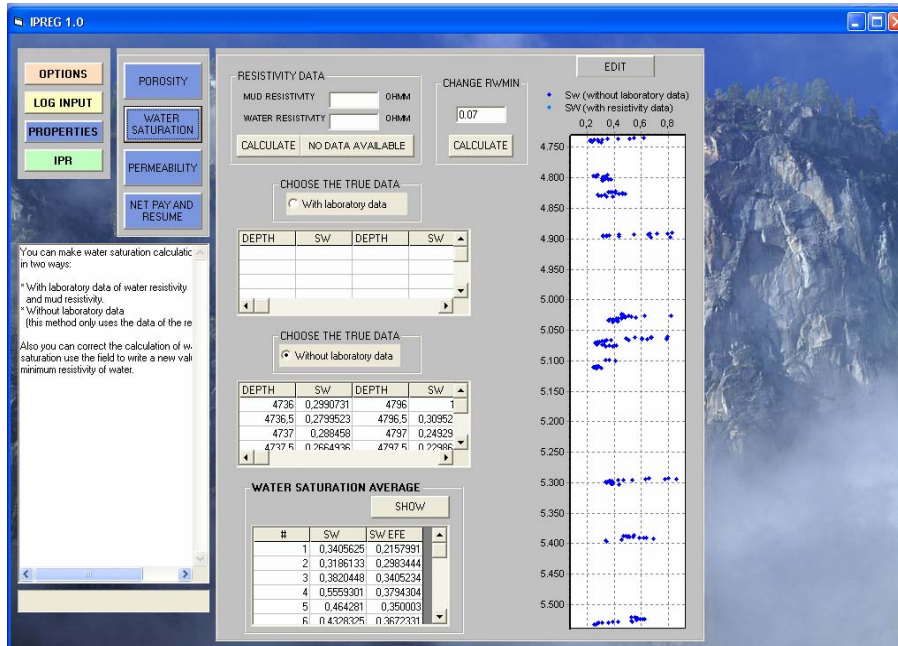
En las siguientes dos figuras se observan las ventanas en las cuales se realizan las curvas IPR y se calcula el potencial del pozo.

Figura 4: Calculo Porosidades. IPREG1.0



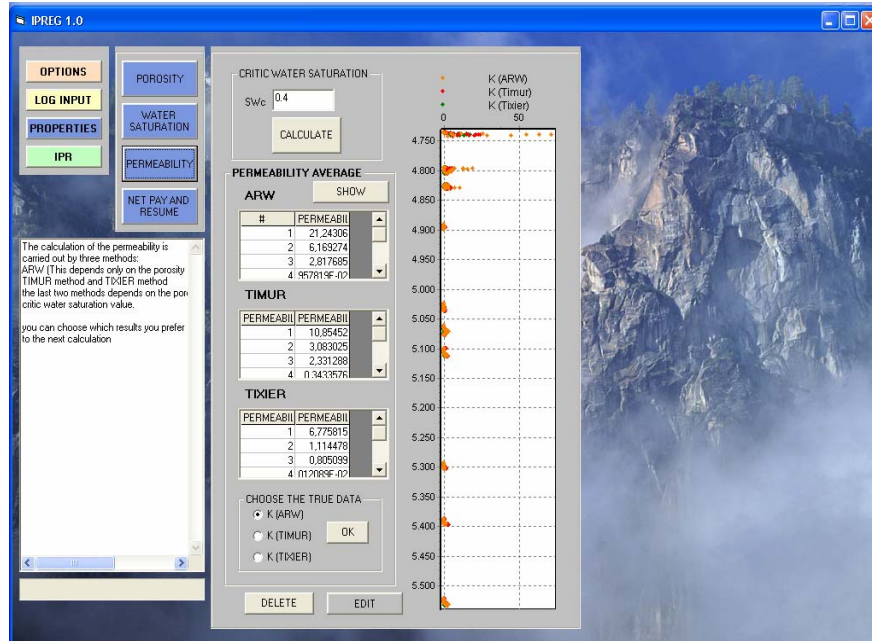
Fuente: Los Autores

Figura 5: Calculo Saturaciones de Agua. IPREG1.0



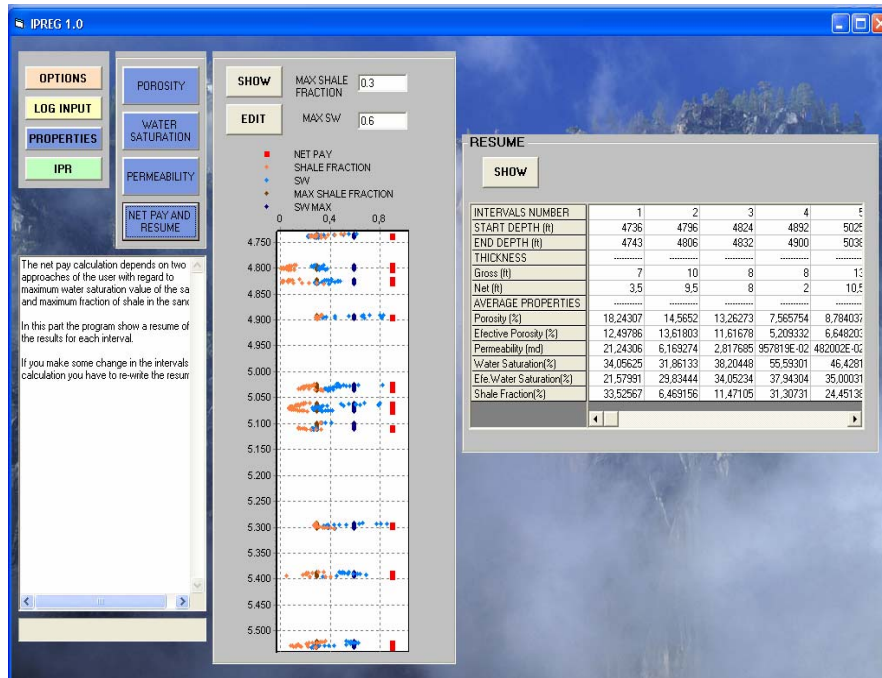
Fuente: Los Autores

Figura 6: Calculo Permeabilidades. IPREG1.0



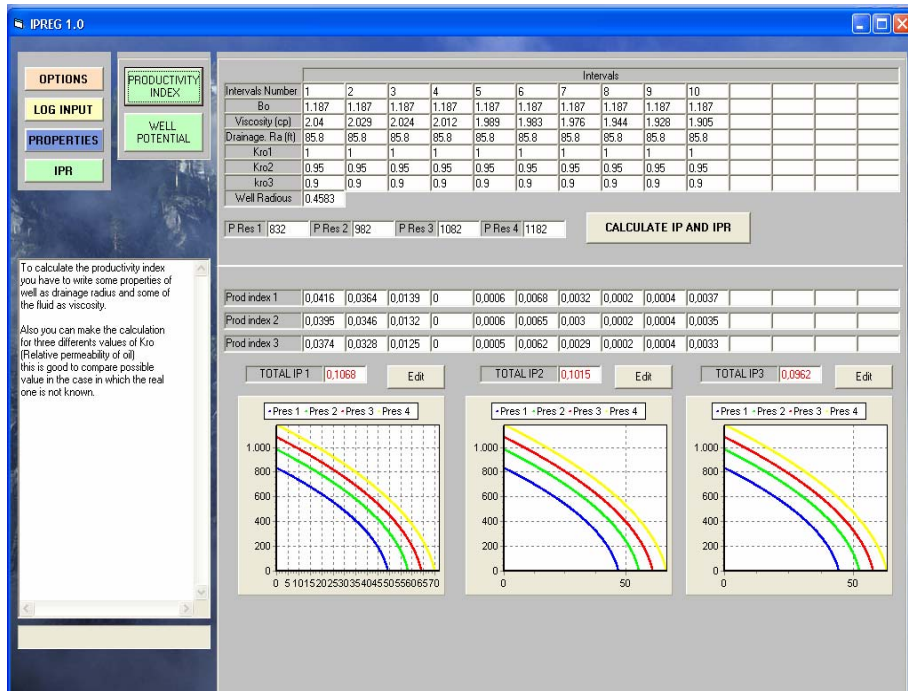
Fuente: Los Autores

Figura 7: Espesores Netos. IPREG1.0



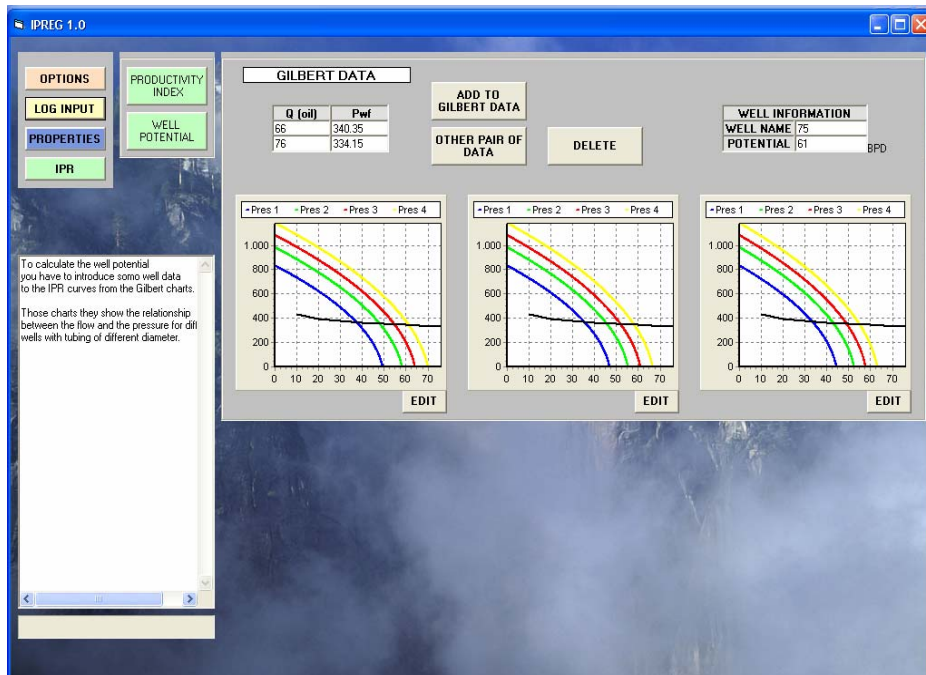
Fuente: Los Autores

Figura 8: Curvas IPR. IPREG1.0



Fuente: Los Autores

Figura 9: Potencial de pozo. IPREG1.0



Fuente: Los Autores

Como valor agregado IPREG 1.0 genera un reporte con todos los cálculos realizados durante la corrida, dichos cálculos se muestran en un archivo .TXT.

Figura 10: Reporte de resultados. IPREG1.0

OUTPUT DATA							
The potential of the well is: 61 b / d							
The total indexes of productivity are: 0,1064 0,0957 0,0851							
These values was calculated for three values of kro:							
Intervals	kro1	kro2	kro3				
1	1	0,9	0,8				
2	1	0,9	0,8				
3	1	0,9	0,8				
4	1	0,9	0,8				
5	1	0,9	0,8				
6	1	0,9	0,8				
7	1	0,9	0,8				
8	1	0,9	0,8				
9	1	0,9	0,8				
10	1	0,9	0,8				
THICKNESS DATA							
INTERVALS NUMBER	START DEPTH (FT)	FINAL DEPTH (FT)	GROSS THICKNESS (FT)	NET PAY (FT)	PRODUCTIVITY INDEX (Kro1)	PRODUCTIVITY INDEX (Kro2)	PRODUCTIVITY INDEX (Kro3)
1	4736	4743	7	3,5	0,0416	0,0373	0,0333
2	4796	4806	10	9,5	0,0362	0,0326	0,0289
3	4824	4832	8	8	0,0137	0,0124	0,0111
4	4892	4900	8	2	0	0	0
5	5025	5038	13	10,5	0,0006	0,0005	0,0005
6	5062	5078	16	12,5	0,0068	0,006	0,0054
7	5100	5114	14	4	0,0031	0,0028	0,0024
8	5294	5304	10	4,5	0,0001	0,0001	0,0001
9	5388	5398	10	3,5	0,0003	0,0003	0,0003
10	5522	5534	12	7	0,0035	0,0032	0,0028
AVERAGE PROPERTIES DATA							
INTERVALS NUMBER	AVERAGE TOTAL POROSITY (%)	AVERAGE EFFECTIVE POROSITY (%)	AVERAGE ABSOLUTE PERMEABILITY (md)	AVERAGE WATER SATURATION (%)	AVERAGE WATER SATURATION (%)	AVERAGE SHALE FRACTION (%)	
1	18,24307	0,1249786	21,24306	34,05625	21,57991	33,52567	
2	14,5652	0,1361803	6,169274	31,86133	29,85444	6,469156	
3	13,26273	0,1161678	2,817685	38,20448	34,05234	11,47105	
4	7,565754	5,209333E-02		9,957819E-02		55,59301	37,94304
5	8,784037	6,648203E-02		9,482002E-02		46,4281	35,00031
6	9,345432	8,151119E-02		0,8541546	43,28325	36,72331	13,92505
7	12,8193	9,674225E-02		1,37678	30,05715	22,42128	24,63093
8	9,056351	6,153686E-02		0,1070932	48,22267	33,38763	31,10602
9	9,561727	7,001574E-02		0,2406227	51,07547	38,30618	25,71038
10	10,32102	8,090319E-02		0,8163898	45,07004	34,33236	22,53644
							31,30731
							24,45138

Fuente: Los Autores