

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL INCREMENTO DE PRODUCCION DE LA FORMACION LOWER SOCORRO EN LOS CAMPOS GUSTAVO GALINDO V, MEDIANTE REACONDICIONAMIENTOS”

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del Título de

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

MARIA DE LOURDES GARCIA MORAN

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2000

AGRADECIMIENTO

ING. WALTER ICAZA, por su invaluable colaboración en el desarrollo de esta tesis.

ING. GABRIEL COLMONT
Director de Tesis, por su ayuda para la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

A MI MADRE, mi ángel especial,
que guía y cuida mis pasos desde
el cielo.

A MI ABUELITA, cuyo infinito
amor, ha sido un eterno impulso
para mí.

A MIS HERMANOS, mi más
grande tesoro.

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

María de Lourdes García Morán

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Edison Navarrete
Decano de la facultad de I.C.T.

Ing. Gabriel Colmont
Director de tesis

Ing. Edgar Riofrío.
Vocal

Ing, José Cabezas
Vocal

CERTIFICO, QUE EL PRESENTE TRABAJO FUE REALIZADO EN SU
TOTALIDAD POR LA SEÑORITA MARIA DE LOURDES GARCIA MORAN

ING. GABRIEL COLMONT

DIRECTOR DE TESIS

SIMBOLOGÍA

- Φ = Porosidad
- μ = viscosidad del fluido, (cp).
- σ_{os} = energía interfacial entre el aceite y el sólido, dinas/cm
- σ_{ws} = energía interfacial entre el agua y el sólido, dinas/cm.
- σ_{ow} = energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el agua, dinas/cm.
- θ_c = ángulo en el interfase aceite-agua-sólido medido a través del agua, grados.
- η = Constante de difusividad.
- β_g = Factor volumétrico del gas.
- β_o = Factor volumétrico del petróleo.
- β_{ob} = Factor inicial volumétrico del petróleo al punto de burbujeo.
- β_{oab} = Factor volumétrico final del petróleo al abandono del campo.
- h = Espesor neto de arena.
- ρ_g = Peso molecular del gas.

ABREVIATURAS

C	=	Compresibilidad.
Cf	=	Compresibilidad de la formación.
Cg	=	Compresibilidad del gas.
Co	=	Compresibilidad de petróleo.
Cw	=	Compresibilidad del agua.
FC	=	Flujo de caja.
Fr	=	Factor de recobro.
GOR	=	Relación gas – petróleo.
HCl	=	Acido clorhídrico.
HFl	=	Acido fluorhídrico.
K	=	Permeabilidad
L	=	constante de proporcionalidad del flujo.
Ma	=	Peso molecular del aire.
Mg	=	Peso molecular del gas.
N	=	Petróleo original “n situ”.
Np	=	Petróleo producido.
P	=	caída de presión.
Rs	=	Solubilidad del gas.
Sg	=	saturación de gas.
So	=	saturación de aceite.
Sw	=	saturación de agua.
Psr	=	Presión pseudo-reducida.
TIR	=	Tasa interna de retorno.
Tsr	=	Temperatura pseudo-reducida.
v	=	velocidad del flujo, (cm/seg).

$VAN =$ Valor neto actual.

$V_p =$ Volumen poroso

$V_t =$ Volumen total

$Z =$ Factor de compresibilidad del gas.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	IX
DESCRIPCION DEL ENTORNO.....	1
1.1. Breve descripción geológica del campo Ancón.....	1
1.2. Descripción del área de estudio.....	5
1.2.1. Ubicación.....	5
1.2.2. Características de la formación de interés.....	6
PROPIEDADES DEL RESERVORIO.....	9
2.1. Propiedades básicas de la roca del yacimiento.....	10
2.1.1. Porosidad.....	11
2.1.2. Permeabilidad.....	13
2.1.3. Saturación de fluidos.....	15
2.1.4. Mojabilidad.....	17
2.1.5. Presión capilar.....	19
2.1.6. Compresibilidad de la roca.....	20

2.2. Propiedades de los fluidos.....	22
2.2.1. Densidad relativa al gas o gravedad específica.....	22
2.2.2. Solubilidad del gas.....	22
2.2.3. Factor de compresibilidad.....	23
2.2.4. Factor volumétrico del gas.....	23
2.2.5. Factor volumétrico del petróleo.....	24
2.2.6. Relación gas-petróleo.....	24
2.2.7. Compresibilidad de los fluidos.....	25
2.3. Determinación de propiedades P.V.T.....	25
CALCULO DE RESERVAS.....	32
3.1. Cálculo volumétrico.....	32
3.2. Cálculo empírico de reservas.....	39
3.2.1. Cálculo del petróleo fiscal recuperable por la expansión de petróleo subsaturado.....	40
3.2.2. Recuperación por depleción.....	41
3.2.3. Recuperación por empuje hidrostático.....	43
3.2.4. Recuperación por empuje de segregación.....	43
3.3. Balance de materiales.....	44
3.4. Determinación del pozo tipo del área.....	46
TIPOS DE REACONDICIONAMIENTOS.....	50
4.1. Punzados.....	51
4.2. Acidificación.....	53
4.3. Fractura.....	55

EVALUACION ECONOMICA.....	59
5.1. Conceptos generales.....	59
5.1.1. Indicadores económico.....	62
5.2. Inversiones e incremento de producción.....	65
5.2.1. Inversiones generales en un reacondicionamiento del campo “Gustavo Galindo Velasco.....	65
5.3. Análisis económico para determinar el pay-out.....	66
5.3.1. Cálculo ponderado.....	66
5.3.2. Análisis de sensibilidad.....	69

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE FIGURAS

Pag.

Figura 3.1	Volumen del área de estudio.....	38
Figura 3.2	Histograma de frecuencia.....	47
Figura 3.3	Declinación de producción, pozo tipo.....	49

INDICE DE TABLAS

Tabla I	Propiedades del gas.....	26
Tabla II	Propiedades del agua.....	27
Tabla III	Propiedades del petróleo.....	28
Tabla IV	Estimación de propiedades P.V.T.....	31
Tabla V	Datos obtenidos a partir del mapa isópaco.....	37
Tabla VI	Datos estadísticos.....	48
Tabla VII	Evaluación económica.....	68
Tabla VIII	Análisis de sensibilidad.....	70

RESUMEN

Este trabajo se llevó a cabo como respuesta a los positivos resultados del reacondicionamiento del pozo C-55 del Yacimiento Certeza en la formación Lower Socorro, y a la historia de producción de dicha formación en yacimientos vecinos. Es así que se decide hacer un estudio más detallado de la formación.

El objetivo de este trabajo es determinar la factibilidad de incrementar la producción a través de reacondicionamientos en la formación Lower Socorro.

Para esto se establece un área de estudio, la misma que servirá para establecer los parámetros más adecuados en cuanto a características y comportamiento del reservorio.

Dicha área comprende más de 400 pozos, de los cuales la mayoría produjeron de la formación Socorro. A pesar de esto los datos obtenidos en cuanto a propiedades físicas y de los fluidos son bastante deficientes, debido a la escasa información encontrada en los legajos de los pozos. El tiempo y el cambio de compañía operadora se consideran podrían ser las causas por las que la información es incompleta.

De acuerdo con la historia de producción, esta formación muestra una declinación rápida de la producción, y la mayor parte de los pozos cerrados de esta formación han alcanzado producciones bajas, por debajo de un límite económico normal, considerándose para esto cuando el costo operativo supera la ganancia de producción.

Para el análisis de factibilidad, con datos históricos se estableció un pozo tipo para la formación de Socorro con una acumulada de 5000 a 15000 barriles aproximadamente y con una tasa de declinación de producción del orden del 20% en los cinco primeros años, para luego disminuir al valor del 4% en el período reciente.

Debido a la baja presión existente en el yacimiento es necesario estimular a la formación mediante disparos, pero sin llenar la tubería, es decir sin que

exista fluido en ella, esto se lo realiza con el fin de ocasionar una presión diferencial, la misma que estimulará la producción, facilitando el flujo de la formación al pozo. Cuando existe esta presión diferencial mientras se dispara, es llamada comunmente “underbalanced perforating”. No hay que descartar la idea de realizar limpieza de punzados, esto ha dado buenos resultados anteriormente. Otro tipo de reacondicionamiento como lo es el fracturamiento no sería factible realizar debido a que la formación Socorro está compuesta de numerosas intercalaciones delgadas de arenas y arcillas y se considera que este tipo de formación no responderá bien al fracturamiento, dado que cualquier fractura que se induzca probablemente ocurrirá en la interface arcilla-arena. Considerándose esta la razón por la cual al fracturar esta formación se encontró un pequeño incremento en la producción seguido por una rápida declinación de la tasa de producción.

Del análisis económico realizado se desprende que la producción inicial mínima para que el pozo satisfaga un TIR del 20% y un Pay out no mayor a 18 meses es de 10 bbl/dia. Es necesario señalar que el proyecto es rentable pero muy sensible al precio del crudo. Para un pozo tipo que implica una inversión global de US\$ 23745 y considerando un precio de US\$ 19 por barril, el TIR resulta del 62% y el VAN/Inv de 0.88.

Resulta necesario realizar un seguimiento y un análisis más detallado de los pozos reparados, con el fin de tener una idea más clara del comportamiento de la formación.

CAPÍTULO I

DESCRIPCION DEL ENTORNO

1.1. BREVE DESCRIPCION GEOLOGIA DEL CAMPO ANCON (1,2)

El campo Ancón comprende un área aproximada de 120000 hectáreas y la producción se la obtiene casi en su totalidad de 2 formaciones: la Socorro y la Atlanta, ambas pertenecientes al período Eoceno.

La geología de la Península de Santa Elena es bastante compleja, debido a que el área fue sometida a fuertes tensiones compresionales y tensionales producidas por el efecto de subducción entre la placa Pacífica y Atlántica. Produciéndose como resultado un fuerte fallamiento y fisuramiento de los reservorios existentes.

Esto se lo puede apreciar claramente en la columna estratigráfica (ver Anexo A1), la cual ha sido confeccionada en base a las formaciones que atraviesa cada pozo.

La estratigrafía de los campos de la Península se caracteriza por cuatro secuencias sedimentarias:

- Formación Pinón: Formado por rocas volcánicas y calcáreas, perteneciente al período Cretácico, representa el basamento de la Península. Esta formación toma el nombre del río Piñón que cruza aproximadamente 3 Km. de afloramientos a 20 Km. de Jipijapa.

- Formación Wildflysh: Nombre introducido a la formación que ocurre entre las rocas cretácicas y el grupo azúcar en el campamento de Santa Paula y que aflora en la playa de Petrópolis. Antes fue conocido como Formación Santa Elena y en parte como la Formación Seca. Descansa sobre la formación Piñón. La litología de la matriz varía, pero en las zonas de Santa Paula y Petrópolis es material con evidencia de flujo plástico y muchos espejos de fricción. Litológicamente la formación está compuesta por lutitas silicificadas, rocas ígneas y areniscas. En pozos la

matriz es una arcilla suave de baja resistividad (5 ohms). Su espesor varía entre 180' y 1170'.

- Grupo Azúcar: Descansa discordantemente sobre la Fm. Wildflysh o Santa Elena. Se divide en 3 formaciones: Atlanta, la cual constituye la principal productora de hidrocarburos en el campo Ancón. Se presenta entre los 1000' a 5500' de profundidad, estando formada por conglomerados, areniscas de grano fino a medio, fracturada con inclusiones de lutita y conglomerados de cuarzo, vetas de calcita. La formación San José se caracteriza por su dureza, estando constituida por arenisca de grano medio, fracturado con pocas intercalaciones de lutita. Litológicamente está compuesta por arcillas silíceas, chert y limolitas arenosas finas. La formación Passage beds o Lutita Atlanta yace sobre la formación Atlanta y está constituida por lutita arenisca de color gris con presencia de fragmentos pequeños de cuarzo. Su espesor varía entre 0 y 800 metros

- Grupo Ancón: El grupo Ancón comprende varios miembros que de base a tope son: Clay Pebble Beds (C.P.B.), dentro del cual se encuentra la arenisca Sto. Tomás uno de los más importantes reservorios productor de petróleo en el Campo Ancón; Fm. Socorro; Seca y Punta Ancón.

El miembro Santo Tomás, está definido como una arenisca conglomerática dura, arenisca sucia de grano medio con intercalaciones de lutita. El miembro Santo Tomás consiste en una lengua de arenisca y conglomerados del tipo Atlanta, que se encuentra dentro de Clay Pebbles Bed (C.P.B.), su espesor oscila entre 0 y 220 metros.

La formación C.P.B. aflora a lo largo de los acantilados de la bahía de Ancón al sur de la península de Santa Elena. Está formada por lutita intercaladas de arena fina y limolita.

La formación Socorro, litológicamente se trata de turbiditas típicas con intercalaciones de areniscas tipo grauvacas y lutitas.

La Fm. Socorro produce petróleo a muy baja profundidad en Ancón, contiene abundante microfauna, alternando lutitas con areniscas. Su espesor promedio es de 1300' aproximadamente. Los demás miembros no son de interés económico.

La formación Seca lleva su nombre de la quebrada Seca, situada al SE del campamento petrolero de Ancón. Esta formación se divide en dos miembros: Seca y Punta Ancón. El miembro Seca yace

discordantemente sobre la formación Socorro, tiene un espesor promedio de 600 m. Está constituida por lutitas con intercalaciones de arenisca de grano fino. El miembro Punta Ancón yace discordantemente sobre el miembro Seca, tiene un espesor promedio de 600 m. , litológicamente está constituido por grauvacas de color amarillo-naranja, granulación de fina a media.

- Formación Tablazo: Pertenece al período Cuaternario y está compuesta por areniscas gruesas y calizas arenosas con bancos de conchillas marinas.

1.2. Descripción del área de estudio

1.2.1. Ubicación.

El área de estudio se encuentra ubicada al sur de la Península de Santa Elena, cubre aproximadamente 6 Km² (600 hectáreas), aunque solo en un área de 350 hectáreas han sido perforados someramente pozos en Lower Socorro. Abarca parte de los Yacimientos de Emporio, Certeza,

Santo Tomás, Perito y el área de Dinamarca. (ver Anexo A2).

Esta área comprende aproximadamente unos 434 pozos. La mayoría de los cuales atraviesan las formaciones: Socorro, y/o Sto. Tomás y/o Atlanta. Todos los pozos han sido perforados con un espaciamiento de 2 a 3 acres, debido al sistema complejo de fallas, ya que si bien este espaciamiento limita la recuperación por pozo, un espaciamiento mayor podría haber resultado en una menor recuperación. Como objeto de este trabajo se analizará solo la formación de interés para nuestro caso, es decir, la Fm. Socorro.

1.2.2. Características de la formación de interés.

La formación Socorro aflora al sur-este del campo petrolero de Ancón, en la quebrada Socorro, de donde toma su nombre, presentándose a lo largo de 4.5 Kms. Se encuentra en profundidades que varían desde la superficie hasta casi los 2000 pies de profundidad.

Litológicamente está compuesta por una secuencia interestratificada de areniscas turbidíticas, arcillas impuras, lutitas y limos. Se encuentra infrayeciendo a Seca y suprayeciendo a Clay Pebbles Beds (C.P.B.), consistiendo en turbiditas de ambiente batial medio, encontrada solo en la Península.

Las turbiditas de Socorro han sido poco estudiadas, ya que, los pozos perforados anteriormente eran completados con linner perforado casi en la totalidad de su profundidad, sin determinar a ciencia cierta los niveles de interés hidrocarburífero. Debido a esto no se cuenta con información suficiente para un análisis adecuado de la formación.

En esta formación el petróleo ocurre en las capas de areniscas las cuales son bien delgadas desde unos pocos pies, hasta las revelaciones más espesas, 40 pies aproximadamente, son encontradas como intercalaciones compuestas de lutita arcillosa y areniscas. Por medio de registros eléctricos se ha podido establecer la presencia

de 2 arenas más desarrolladas, posiblemente las que más aportan de la formación, las cuales se denominarán como A_1 y A_2 .

El petróleo producido de esta formación es del tipo L.C.T. ("Low cold test oil") con características nafténicas, mayor densidad y menor capacidad migratoria en comparación con el crudo H.C.T. ("High cold test oil") producido por la arenisca Atlanta.

CAPITULO II

PROPIEDADES DEL RESERVORIO

2.1. Propiedades básicas de la roca del yacimiento (3,4).

Con el fin poder determinar la presencia y cantidad de hidrocarburos “in situ” es necesario conocer las características de la formación. Todas las rocas madres poseen cuatro propiedades básicas en común:

- Todos tienen espacios vacíos o porosidad de algún tipo.
- Diferentes tipos de fluidos pueden circular a través de los espacios vacíos.
- Cada una de las rocas tiene una característica de mojabilidad.

- Todas tienen características físicas medibles como resistividad, capilaridad y compresibilidad.

Estas propiedades son de 2 tipos principales:

- Propiedades de la roca propiamente dicha, es decir, porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de los poros y área de su superficie.
- Propiedades combinadas de la roca y fluidos, como lo son la presión capilar (presión estática) y características de permeabilidad relativa al flujo.

Las características de la formación pueden ser obtenidas de:

- La columna geológica, si se encuentra disponible de la región o el yacimiento.
- La recolección de cuttings durante la perforación.
- Los cores o Side Wall Samples obtenidos en la perforación.

Debido a la poca información existente se vio la necesidad de asumir algunas características de la roca en base de los datos registrados en ciertas carpetas y documentos.

2.1.1 Porosidad (ϕ)

Se define a la Porosidad como la relación entre los espacios vacíos o abiertos en la roca y su masa total. Por lo general se expresa en forma de porcentaje.

La porosidad depende de la distribución o arreglo del tamaño del grano y no solo del tamaño del grano.

La porosidad se la expresa por medio de la siguiente ecuación:

$$\Phi = V_p / V_t$$

Donde: V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total

La porosidad puede determinarse mediante dos sistemas: Análisis en el laboratorio de muestras o núcleos de la roca, y análisis de registros de pozos (Densidad, Sónico, Neutrón).

En la práctica existen dos tipos de porosidad:

- Porosidad Total o Absoluta : Es la definida anteriormente, es decir el porcentaje total de espacios abiertos en una roca. La porosidad total incluye, Porosidad Primaria, la misma que depende del tipo y tamaño de los sólidos y del arreglo presentado, y la Porosidad Secundaria, la que se adquiere por disolución o una fractura creada mecánicamente.
- Porosidad Efectiva : Es la cantidad de los poros que se hallan interconectados. Por lo tanto esta será la característica más importante de la formación.

La porosidad vertical puede tener grandes variaciones al contrario de lo que sucede con la porosidad horizontal, esto se debe a la variación en las condiciones de sedimentación. La porosidad promedio se obtendrá de diversas muestras representativas de diversas partes del reservorio.

Debido a la escasa información existente la porosidad de la formación Socorro se la obtuvo del promedio de datos registrados en diversas carpetas de pozo, correlacionando estos datos con algunos obtenidos por medio de registros de densidad y neutrón.

De ahí que se estimó como porosidad de la formación el valor del 20%

2.1.2. Permeabilidad (k)

Se define a la Permeabilidad como la habilidad de un fluido o gas para fluir a través de una formación. En contraste con la porosidad, la permeabilidad depende del tamaño del grano de la roca. Granos grandes sedimentados tienen permeabilidades altas, rocas de granos finos tienen baja permeabilidad.

La permeabilidad de una roca se expresa en milidarcys, y se puede determinar mediante el siguiente sistema: Por medio de análisis de muestras o núcleos de roca en el laboratorio, Por medio de valores obtenidos del análisis de registros de pozos; mediante fórmulas empíricas; y por medio de análisis de registros de restauración de presión.

La permeabilidad se la puede expresar con la siguiente fórmula:

$$K = (v \cdot \mu \cdot L) / P$$

Donde: v = velocidad del flujo, (cm/seg).

μ = viscosidad del fluido, (cp).

L = constante de proporcionalidad del flujo.

P = caída de presión en el sistema (atmósferas).

Esta fórmula se la conoce como La ley de Darcy y para que la ley sea válida debe cumplirse ciertas condiciones fundamentales:

- Todos los poros deben estar llenos de líquido.
- El fluido debe ser un fluido Newtoniano, es decir la viscosidad debe ser independiente del caudal del flujo.
- El flujo debe ser lineal.

Debido a que en el yacimiento, por lo general, se encuentran presentes más de un fluido, se consideran los siguientes conceptos de permeabilidades:

- Permeabilidad absoluta : Se la puede definir como la permeabilidad a un fluido cuando este ocupa el 100% del espacio poroso.
- Permeabilidad efectiva : Es la permeabilidad a un fluido cuando este satura parcialmente a la roca (ver Anexo B1). La permeabilidad efectiva depende de la saturación relativa de los fluidos que se hallan presentes, las presiones capilares, la tensión superficial, la mojabilidad de la roca y la permeabilidad absoluta.

En términos generales se puede afirmar que a una saturación más baja de un fluido en un reservorio menor será su permeabilidad efectiva.

- Permeabilidad relativa : Es definida como la permeabilidad efectiva a un fluido dividido por la permeabilidad absoluta, es decir la relación de la permeabilidad al fluido actual a la permeabilidad en caso de que un fluido se hallara presente. Es también de utilidad la relación de permeabilidad relativa. Esto se define como la relación de la permeabilidad efectiva o relativa a dos fluidos en un sistema de fluidos múltiples (ver Anexo B2), p.ej.: gas/petróleo, petróleo/agua, gas/agua .

2.1.3. Saturación de Fluidos.

La saturación del fluido se lo puede definir como el volumen de fluido dividido por el volumen de poros en los cuales la saturación que corresponda a las fases gas, aceite y agua pueden variar de una manera amplia. Por lo tanto se lo puede expresar por la siguiente ecuación matemática:

$$S_o + S_g + S_w = 100\%.$$

Donde: S_o = saturación de aceite.

S_g = saturación de gas.

S_w = saturación de agua.

La saturación de la roca con cada fluido que se encuentre en ella se puede determinar mediante dos sistemas básicos: Por medio de análisis en el laboratorio de muestras y núcleos de roca reservorio, y por medio de análisis de registros de pozos.

En la práctica la saturación de agua no es nunca cero, ya que los hidrocarburos que migran nunca pueden desplazar de una forma total al agua connata de la formación. Agua connata se define como el agua presente de una forma original en la formación. A su vez agua intersticial es el agua presente actualmente en la formación. Si en el proceso de desplazamiento del aceite/agua de la formación la saturación de agua se reduce a un punto donde no se observa flujo de agua, la saturación resultante se denomina saturación irreductible de agua. Esta saturación irreductible de agua puede ser tan baja como 10% en algunos casos, y tan alta como 70% o más en formaciones de granos muy finos y con gran área superficial.

La relación entre el contenido de diferentes aguas para una formación es como sigue:

Agua intersticial \geq agua connata \geq agua irreductible

Si la roca es hidrófila, es decir, el agua va a mojar la roca de manera de una capa fina, y el petróleo y gas ocuparán los espacios de poros.

La saturación de agua se calculó por medio de registros eléctricos y cuyo valor aproximado fue de 50%. En cuanto a la saturación del gas, esta se estimó en el orden de 40%, por medio de datos recopilados en la historia de ciertos pozos.

2.1.4. Mojabilidad

Puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Para demostrar este concepto se ilustrará en el Anexo B3, en forma idealizada un sistema típico agua-aceite-sólido.

Las energías de superficie en un sistema de este tipo se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre, en la siguiente forma:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta_c$$

Donde: σ_{os} = energía interfacial entre el aceite y el sólido, dinas/cm

σ_{ws} = energía interfacial entre el agua y el sólido, dinas/cm.

σ_{ow} = energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el agua, dinas/cm.

θ_c = ángulo en el interfase aceite-agua-sólido medido a través del agua, grados.

Si el ángulo de contacto es menor a 90° medidos a través de la fase agua, es una indicación de mojabilidad preferentemente por agua, siendo por lo tanto un ángulo mayor a 90° indicativos de condiciones de mojabilidad preferentemente por aceite. Un ángulo de contacto exactamente de 90° indica que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua y por el aceite.

2.1.5. Presión Capilar

Las presiones capilares en un reservorio son el resultado combinado de las tensiones superficiales e interfaciales de la roca y fluidos, tamaño de los poros, geometría de los mismos y las características de mojabilidad del mismo. Cualquier superficie curvada entre 2 líquidos inmiscibles va hacer que los fluidos se contraigan en el área más pequeña posible por volumen. Si la presión se mide en las dos fases a través de la superficie de separación se va a determinar una diferencia, siendo esta presión la presión capilar. La presión más alta siempre pertenece al líquido con las tendencias más elevadas de mojabilidad y la presión capilar va a ser la fuerza con que este líquido va a desplazar al otro. Esta tendencia va a seguir hasta que las presiones se hallan balanceado..

La presión capilar es directamente proporcional a la tensión interfacial e indirectamente proporcional al radio de curvatura. La curvatura depende de la cantidad de los líquidos que se hallan presentes, además del diámetro de los poros y saturación de fluido. En términos prácticos la presión capilar de un reservorio se denomina con base en la diferencia de presión de una interfase de fluidos a un nivel particular de saturación de la fase que causa mojabilidad, siendo este por lo general agua.

2.1.6. Compresibilidad de la roca.

El espacio poroso de una roca reservorio puede ser disminuido cuando los fluidos que se encuentran en este espacio poroso disminuyen su volumen o salen de la roca, esto debido a la presión por el peso de los sedimentos suprayacentes.

Esta reducción de volumen se expresa como: reducción del espacio poroso por unidad de espacio poroso por cambio unitario de la presión.

Cuando la reducción del volumen se expresa, como un cambio del volumen poroso sobre el volumen total, habrá que dividirlo para el valor de la porosidad de la roca.

En la ecuación de la constante de difusividad, aparece el producto

$C\phi$:

$$\eta = K / c * \phi * \mu$$

Donde: η = Constante de difusividad

K = Permeabilidad.

C = Compresibilidad.

ϕ = Porosidad.

μ = Viscosidad.

La compresibilidad del fluido móvil se la denomina Compresibilidad efectiva, cuyo valor se determina dividiendo la compresibilidad promedio, para la saturación del fluido considerado.

La compresibilidad promedio se la obtiene ponderando la compresibilidad de cada fluido por la correspondiente saturación, agregándose además la compresibilidad de la formación o sea:

$$C_{prom} = C_g * S_g + C_o * S_o + C_w * S_w + C_f$$

Donde: C_g = Compresibilidad del gas.

S_g = Saturación de gas.

C_o = Compresibilidad de petróleo.

S_o = Saturación de petróleo.

C_w = Compresibilidad del agua

S_w = Saaturación de agua.

C_f = Compresibilidad de la formación.

La compresibilidad de la roca se puede determinar por medio de los siguientes métodos:

Por medio de análisis en el laboratorio de muestras o núcleos de roca.

2.2. Propiedades de los fluidos. (5,6)

A continuación se describirán algunas propiedades de los fluidos que serán útiles en la determinación de las reservas del área de estudio.

2.2.1. Densidad Relativa al gas o Gravedad específica (ρ_g)

Es la relación entre el peso molecular de un gas y el peso molecular del aire. Es así que se lo expresa por la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{M_g}{M_a}$$

Donde: ρ_g : Peso molecular del gas.

M_a : Peso molecular del aire.

M_g : Peso molecular del gas

2.2.2. Solubilidad del gas (R_s)

Es la cantidad de gas que se encuentra en solución con un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Se lo expresa en pies cúbicos de gas a condiciones normales por un barril de petróleo a condiciones normales.

R_s = Pies cúbicos de gas a condiciones normales / Barril de petróleo a condiciones normales = PCN / BN

2.2.3. Factor de compresibilidad (Z)

Llamado también factor de desviación. Se lo define como, la razón de volumen que ocupa un gas a determinadas condiciones de presión y temperatura, al volumen que ocuparía el mismo gas si se comportara como gas ideal.

Z = Volumen actual de n moles de gas a PVT / Volumen ideal de n moles de gas a PVT

$$Z = V_a / V_i$$

2.2.4. Factor volumétrico del gas (β_g)

Es la relación del volumen de gas libre, a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por unidad de volumétrica de gas libre a condiciones normales. En otras palabras, es el factor que representa el volumen a condiciones de yacimiento que ocupa un pie cúbico de gas a condiciones normales. Sus unidades son PCCY / PCCN

$$\beta_g = PCCY / PCCN \quad \beta_g < 1$$

2.2.5. Factor volumétrico del petróleo (β_o)

Es el factor que representa el volumen de petróleo saturado como gas, a condiciones de presión y temperatura de yacimiento por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. Se expresa en barriles de yacimiento por barriles normales.

$$\beta_o = BCY / BCN \quad \beta_o > 1$$

2.2.6. Relación gas-petróleo (GOR)

Son los pies cúbicos de gas producidos por cada barril de petróleo producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar

$$GOR = PCCN / BCN$$

2.2.7. Compresibilidad de los fluidos

El concepto de compresibilidad, se refiere a una reducción del volumen de un fluido dentro de un rango de variación de presión, por lo tanto se puede escribir:

$$C = -1/V (dV/dP)$$

Donde : C = Compresibilidad.

V = volumen en función de un cambio de presión.

DV/dP = variación de volumen para variación de presión.

El signo negativo se debe a que la pendiente dV/dP es negativa.

Esta fórmula se la puede expresar también por la siguiente expresión:

$$V = V_i (1+C (P_i-P))$$

2.3. Determinación de propiedades P.V.T. (6,7,8)

Como se mencionó anteriormente existen muy pocos datos iniciales de las características de la formación, esto hace que sea más difícil el análisis de la misma.

Para la determinación de las propiedades del fluido fue necesario utilizar los datos existentes en algunos pozos, promediarlos y generalizarlo para toda el área de estudio. Mediante el análisis de una muestra de gas, se

pudo determinar, algunas características del mismo, esto se detalla en la siguiente tabla

Tabla I
Propiedades del gas

Componente	F.Molar (%)	Peso Molecular	$X_i \cdot M_i$	T_c	$T_{ci} \cdot X_i$	P_c	$P_{ci} \cdot X_i$
O2	1,01	32,00	0,32	278,60	2,81	736,90	7,44
N2	13,60	28,02	3,81	227,00	30,87	492,20	66,94
CO2	0,76	44,01	0,33	547,50	4,16	1070,20	8,13
C1	71,68	16,04	11,50	343,20	246,01	673,10	482,48
C2	4,69	30,07	1,41	549,90	25,79	708,30	33,22
C3	3,38	44,09	1,49	666,00	22,51	617,40	20,87
iC4	1,12	58,12	0,65	734,60	8,23	529,10	5,93
nC4	1,24	58,12	0,72	765,70	9,49	550,10	6,82
iC5	0,65	72,15	0,47	829,60	5,39	483,50	3,14
nC5	0,45	72,15	0,32	846,20	3,81	489,80	2,20
C6+	1,42	86,17	1,22	914,20	12,98	440,10	6,25
	100,00		22,26		372,06		643,42

Densidad del Gas (Relativa al Aire)

$\delta_g = \text{Peso molecular del gas} / \text{Peso molecular del aire}$

$$\delta_g = 22.26 / 29$$

$$\delta_g = 0.77$$

Factor de Compresibilidad del gas (Z)

Condiciones Standard:

Pstd: 14.7 psi.

Tstd: 60°F

Psr: 0.02

Tsr: 1.40

Zsc (*): 0.997

Condiciones de reservorio:

Pres: 300 psi.

Tres: 95°F

Psr: 0.47

Tsr: 1.49

Z (*): 0.95

Factor volumétrico del Gas (β_g): β_g (**): 0.0089 Bbl/sCF o 0.0497 CF/sCF**Compresibilidad Isotérmica del Gas en el reservorio:**

Cr (***) : 2

 $C_g = C_r/P_{sc} = 0.003108369 \text{ psi}^{-1}$ **Tabla II****Propiedades del Agua**

Densidad:	1.02 g/l
Salinidad:	12000 ppm
Rw:	0.38 ohm * m
Cw:	3.0e-06 psi
Viscosidad:	0.8 cp

Tabla III
Propiedades del Petróleo

Pe= 0,8483213

Condiciones de Reservorio:

Pres= 300 psi
Tres= 95 °F

Condiciones iniciales de reservorio:

Pres= 1300 psi
Tres= 95 °F

Presión de Burbuja:

De la correlación de Standing

Para:

D.Po= 35 °API
GE.Gas= 0,77
RGP= 300 sCF/Bbl
T.fdo= 95 °F
Tenemos:
Pbub= 1200 psi

Solubilidad del gas en el petróleo (Rs),

Para:

D.Po= 35 °API
GE.Gas= 0,77
P.fdo= 300 psi
T.fdo= 95 °F
Tenemos:
Rs= 60 sCF/Bbl

Para:

D.Po= 35 °API
GE.Gas= 0,77
P.fdo. inicial= 1300 psi
T.fdo= 95 °F
Tenemos:
Rsi= 260 sCF/Bbl

P.fdo=	300 psi	P.fdo=	1300 psi
T.fdo=	95 °F	T.fdo=	95 °F
Rs=	60 sCF/Bbl	Rsi=	260 sCF/Bbl
Tenemos:		Tenemos:	
Bo=	1,03 Bbl/stdBbl	Boi=	1,142 Bbl/stdBbl

Viscosidad del Petróleo:

a) Condiciones Standard:

6 cp

b) Condiciones de Reservorio (Rs=63):

4,5 cp

Compresibilidad isotérmica del petróleo:

3.5e-05 psi-1

Para la estimación de las propiedades PVT se utilizaron diversas correlaciones y ecuaciones, las cuales se indican a continuación.

Rs se lo obtiene del Anexo B4

$$\% \text{ Shrinkage} = 30 (Rs) - 40] / 614$$

Z se lo obtiene del Anexo B5

$$\beta_o = 0.972 + 0.000174 F^{1.175}$$

Siendo $F = Rs (\delta_g/\delta_o)^{0.5} + 1.25 T$, estando T en °F

$$\beta_g = 0.00502 (\text{Tyac}) (Z) / P, \text{ estando Tyac en } ^\circ\text{R} (^\circ\text{R} = ^\circ\text{F} + 460)$$

μ_o se lo obtiene del Anexo B6 y B7

$$\beta_t = \beta_o + \beta_g (R_{si} - R_s)$$

CAPITULO III

CALCULO DE RESERVAS

3.1. Cálculo volumétrico (9).

Para el cálculo del volumen poroso de yacimiento existen dos clases de mapas en particular: mapas isópacos mapas isovolumétricos.

El mapa isópaco (ver Anexo C1) como su nombre lo indica, es un mapa donde se representa las líneas de igual espesor de la zona neta productiva h . Sin embargo, esta representación no permite obtener una idea exacta del volumen disponible en el yacimiento para la acumulación de gas y petróleo debido a las posibles variaciones en porosidad entre los pozos.

El mapa isovolumétrico, se obtiene a partir de información de porosidad (ϕ) y espesor neto (h), lográndose tener una mejor idea sobre el volumen del yacimiento a partir de un mapa cuyas curvas de nivel sean los valores iguales del producto (ϕh).

El siguiente paso consiste en computar a partir del mapa isovolumétrico el volumen disponible en el yacimiento para la acumulación de petróleo y gas.

El método fue presentado originalmente por J. Turner. Con un planímetro se miden las áreas entre las curvas de nivel junto con una integración gráfica, bien sea por medio de la regla trapezoidal o por la regla de Simpson.

El área comprendida por cada curva de nivel se obtiene fácilmente con un planímetro. El planímetro debe ser calibrado para cada mapa. Esto puede hacerse midiendo con el planímetro una superficie de área conocida.

Después de obtener las áreas comprendidas por las curvas de nivel, la determinación del volumen poroso del yacimiento se reduce a leer, con una escala adecuada, el área bajo la curva obtenida al dibujar el área

comprendida entre dos curvas de nivel y la altura promedia de las mismas.

El área comprendida por cada curva de nivel se determina con un planímetro y con los resultados obtenidos se construye un gráfico entre las áreas dentro de las curvas de nivel vs. altura. El volumen de yacimiento de la zona de petróleo V se obtiene ahora por medio de la siguiente integración:

$$V = \int_0^H f(h) dh.$$

En donde H es el espesor total del yacimiento y $f(h)$ es la ecuación de la curva V .

Debido a que sería prácticamente imposible obtener una expresión analítica para esta curva, el área bajo la curva determinarse por medio de una integración gráfica.

Hay dos métodos empleados para la evaluación de esta área: la regla trapezoidal y la regla de Simpson. La regla trapezoidal está expresada en la siguiente forma:

$$V = h \left[\left(\frac{1}{2} \right) a_0 + a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_{n-1} + \left(\frac{1}{2} \right) a_n \right]$$

En donde: V = volumen de yacimiento de la zona de petróleo, acre-pie.

a_0 = área comprendida por la curva de nivel cero, acres.

a_1 = área comprendida por la primera curva de nivel.

a_n = área comprendida por la enésima curva de nivel.

h = intervalo de las curvas de nivel, pies.

La regla de Simpson proporciona el área de curvas irregulares en una forma más exacta que la regla trapezoidal, pero tiene la desventaja de que requiere la división del intervalo a lo largo de la abscisa en un número par de intervalos iguales (es decir un número impar de áreas). Sin embargo, el área final puede ser cero.

A continuación se presenta la fórmula de la regla de Simpson:

$$V = h/3 (a_0 + 4a_1 + 2a_2 + 4a_3 + \dots + 2a_{n-2} + 4a_{n-1} + a_n)$$

El espesor del intervalo entre el tope de la estructura y la curva de nivel más alta es, como máxima, igual aunque generalmente menos que el espesor regular de las curvas de nivel. Este volumen se debe evaluar por separado. Si los intervalos regulares de las curvas de nivel son suficientemente pequeños, el error que resulta es también muy pequeño cuando se presume el mínimo intervalo entre el tope de la estructura y la curva de nivel más alta.

Es evidente que cuanto más pequeño sea el intervalo entre las curvas de nivel más exacta será la respuesta obtenida.

Cuando se trazan suficientes curvas de nivel o cuando la relación entre la extensión superficial y el cierre estructural es alta, cualquiera de los dos métodos da una medida suficientemente exacta del volumen.

Si se conoce el volumen del yacimiento V en acres-pie ocupado por el petróleo, lo mismo que la porosidad del yacimiento y la saturación de agua innata, entonces la cantidad de petróleo existente en el yacimiento se puede calcular fácilmente. El petróleo inicial en el yacimiento viene dado por la expresión $N\beta_{oi}$. El factor volumétrico del petróleo β_{oi} , multiplicado por el volumen de petróleo N , a condiciones standard o normales, toma en cuenta la contracción que ocurre cuando el petróleo que existe en el yacimiento se somete a una reducción en presión (es decir, de la presión de la formación a presión atmosférica). El volumen original de petróleo N , a condiciones normales existentes en el yacimiento viene dado por la siguiente ecuación:

$$N = 7758 (V\phi(1-S_w)/\beta_{oi})$$

Otro método para evaluar el volumen del yacimiento es por medio de la regla piramidal. Esta regla se basa en que cada segmento o corte horizontal del yacimiento se puede considerar como el tronco de una pirámide o cono de altura h , siendo las superficies superiores e inferiores, a_1 y a_2 respectivamente. El volumen se obtiene de:

$$V = h/3 (a_1 + \sqrt{a_1 a_2} + a_2)$$

Para una serie de cortes n a través de la estructura y separados entre sí por un espaciamiento h , el volumen total es

$$V = h/3 (a_1 + \sqrt{a_1 a_2} + 2a_2 + \sqrt{a_2 a_3} + 2a_3 + \dots + \sqrt{a_{n-1} a_n} + a_n)$$

Sea cual fuere la regla empleada, el volumen pequeño de la parte superior de la estructura se debe tomar en cuenta. Una aproximación del valor de este volumen se puede obtener considerando una pirámide de base a_n y altura h , (evaluada por interpolación). Dicho volumen es

$$V = 1/3 (h_n a_n)$$

TABLA V

DATOS OBTENIDOS A PARTIR DEL MAPA ISOPACO

H (Pies)	A (cm)	A (acre)
0	3166	1956
20	2971	1835
40	2481,8	1533
60	1701	1051
80	1029,4	636
100	447	276
120	190,6	118
140	39,65	24

Regla Trapezoidal

$$V = (h/3) * (a_0 + 4 * a_1 + 2 * a_2 + 4 * a_3 + \dots + a_n)$$

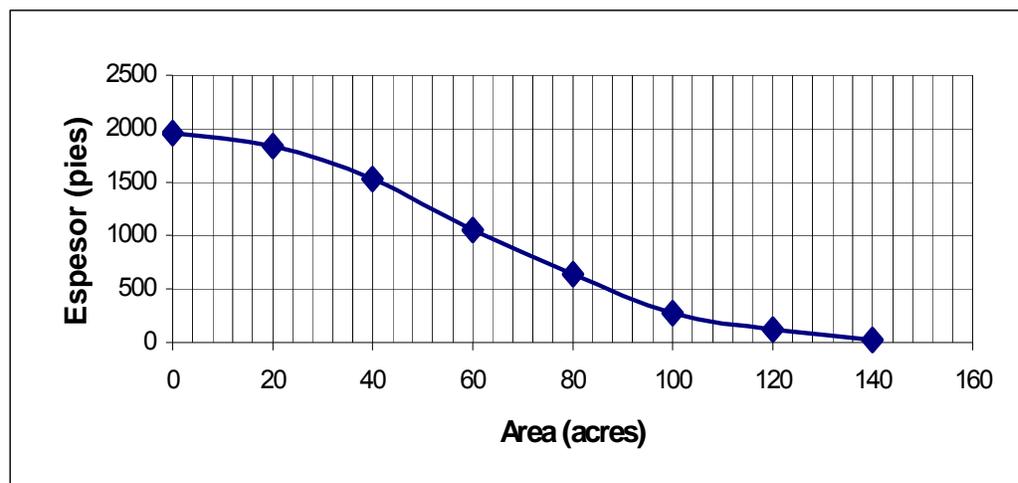
$$V = 128017,7 \text{ (acre-pie)}$$

Regla Simpson

$$V = h * (0,5 * a_0 + a_1 + a_2 + a_3 + \dots + 0,5 * a_n)$$

$$V = 128782,1 \text{ (acre-pie)}$$

FIGURA 3.1
VOLUMEN DEL AREA DE ESTUDIO



El área bajo la curva medida por el planímetro es de 132100 Acre-pie.

CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU

$$N = (7758 \cdot (1 - S_w) \cdot V \cdot \Phi) / \beta_{oi}$$

Donde: $S_w = 0.5$

$$\beta_{oi} = 1.242$$

$$\Phi = 0.2$$

$$V = 128782,1$$

$$N = 79964658,9 \text{ bbls}$$

CALCULO DE RESERVAS REMANENTES

$$N_r = (N \cdot F_r) - N_p$$

Donde: F_r es el factor de recobro del área y es aproximadamente 13.46%

N_p es el petróleo a condiciones standard producido hasta ahora y es aproximadamente 7456873 bbls

$$N_r = 3.31 \text{ MMbbls}$$

3.2 Cálculo empírico de reservas (9).

Las reservas de petróleo se obtienen por lo general aplicando factores de recuperación de petróleo en el yacimiento. También se calculan por el método de las curvas de declinación, aplicando valores apropiados de recuperación en barriles / acre-pie obtenidos por experiencia o por estudios estadísticos.

La recuperación depende naturalmente de las presiones que prevalecen, del estado y propiedades de los fluidos existentes y de la clase de empuje preponderante en el campo.

3.2.1. Cálculo del petróleo fiscal recuperable por la expansión de petróleo subsaturado.

Si la presión del yacimiento es considerablemente mayor que la presión del punto de burbujeo, el yacimiento contiene solamente agua innata y petróleo. Debido a las expansiones del agua innata, de la roca reservorio y más importante aún, del petróleo subsaturado, el volumen de petróleo a condiciones del yacimiento permanece constante a partir de la presión inicial del yacimiento hasta la presión del punto de burbujeo.

La recuperación por expansión se calcula en barriles de petróleo fiscal por medio de la siguiente ecuación:

$$N = 7758 \phi (p_i - p_b) / \beta_{ob} [(1 - S_w) c_o + S_w c_w + ((1 - \phi) / \phi) c_f]$$

en donde:

ϕ = porosidad en porcentaje.

β_{ob} = factor volumétrico del petróleo a la presión del punto de burbujeo.

p_i = presión inicial del campo, lbs/plc.

p_b = presión de punto de burbujeo, lbs / plc.

S_w = saturación de agua de formación, fracción.

c_o = compresibilidad del petróleo (lbs/plc)⁻¹.

c_w = compresibilidad del agua (lbs/lpc)⁻¹.

c_f = compresibilidad de la formación (lbs/lpc)⁻¹.

3.2.2. Recuperación por depleción.

La recuperación por unidad volumétrica del yacimiento (acre-pie) en barriles de petróleo fiscal obtenida por medio de depleción (DR) se puede calcular por medio de

$$DR = 7758 \phi [((1 - S_w) / \beta_{ob}) - ((1 - S_w - S_g) / \beta_{oab})] \text{ petróleo fiscal /}$$

acre-pie

En donde β_{ob} es el factor inicial volumétrico del petróleo al punto de burbujeo y β_{oab} es el factor volumétrico final del petróleo al abandono del campo ($\beta_{oab} \approx 1.03$).

La saturación residual de gas libre S_{gr} se puede evaluar por medio de la correlación de Arps obtenida con los datos de la API de Buckley y Craze, en donde el promedio de S_{gr} resulta ser del 30 por ciento. Deben hacerse ciertos ajustes de acuerdo con el gas disuelto originalmente R_{si} y con la viscosidad del petróleo μ_o .

Cálculo del petróleo original in situ

$$N = 7758 \phi [((1-S_w)/\beta_{ob}) - ((1-S_w-S_g)/\beta_{oab})] V$$

$$N = 61042327 \text{ bbls}$$

Cálculo de reservas remanentes

$$N_r = (N \cdot Fr) - N_p$$

$$N_r = 2,92E+06 \text{ bbls}$$

3.2.3. Recuperación por empuje hidrostático (WR).

La recuperación por unidad volumétrica del yacimiento (acre-pie) en barriles de petróleo fiscal obtenido por medio de un empuje hidrostático se puede calcular de

$$WR = 7758 \phi [((1-S_w)/\beta_{oi}) - S_{or}] \text{ petróleo fiscal / acre-pie}$$

3.2.3. Recuperación por empuje de segregación (SR).

La recuperación por unidad volumétrica del yacimiento (acre-pie) en barriles de petróleo fiscal obtenida por medio de un empuje por segregación se puede calcular de:

$$SR = 7758 \phi [((1 - S_w)/\beta_{oi}) - S_{or}]$$

donde S_{or} es el petróleo residual fiscal en término de fracción del espacio poroso que se obtiene de un empuje por segregación.

El petróleo residual a la presión de abandono es $\beta_{oab}S_{or}$ en donde β_{oab} es el factor volumétrico del petróleo al tiempo de abandono.

El porcentaje de petróleo residual depende del funcionamiento del yacimiento. Sin embargo, el petróleo residual en este tipo de operación es bastante bajo, $S_{oab}S_{or} = 10$ por ciento, siendo una cifra aproximada.

3.3. Balance de materiales

Cuando se termina un pozo ocurre una reducción de presión, liberándose gas en solución, en forma de burbujas, las cuales al unirse irán formando canales por donde fluirá simultáneamente petróleo y gas. La producción de petróleo resulta por la expansión volumétrica del gas en solución y por la expansión volumétrica del petróleo. A medida que la presión disminuye, se necesita una mayor cantidad de expansión de gas para movilizar el petróleo, esto se debe a que ya se ha alcanzado la saturación crítica de gas, por lo tanto comienza a fluir el gas libre. En el empuje interno de gas (gas en solución) la presión cae a medida que la producción avanza y las viscosidades y factores volumétricos del petróleo y del gas cambian continuamente, complicando aún más el mecanismo.

Debido a esto se hacen varias suposiciones:

- a)** Uniformidad del yacimiento a todo tiempo respecto a porosidad, saturaciones de fluidos y permeabilidades relativas.
- b)** Presión uniforme en el yacimiento tanto en la zona de petróleo como en la de gas. Esto quiere decir que los factores volumétricos del gas y del petróleo, las viscosidades del gas, del petróleo y del gas disuelto serán los mismos a través del yacimiento.
- c)** Las fuerzas de segregación gravitacional son despreciables.
- d)** A todo tiempo se mantiene equilibrio entre las fases de gas y de petróleo.

e) No ocurre intrusión de agua y la producción es insignificante.

Para un yacimiento cuyo mecanismo de producción es gas en solución se toman en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$N = N_p [\beta_o + \beta_g (R_p - R_s)] / [\beta_g (R_{si} - R_s) - (\beta_{oi} - \beta_o)]$$

$$N = N_p [\beta_t + \beta_g (R_p - R_s)] / [\beta_t - \beta_{ti}]$$

Ecuación de la relación instantánea gas-petróleo

$$R = R_s + (\beta_o / \beta_g) (k_{rg} / k_{ro}) (\mu_o / \mu_g)$$

Debido a la poca información existente en cuanto a datos de permeabilidad y cantidad acumulada de gas producido es prácticamente imposible realizar el cálculo de reservas remanentes por medio de este método.

3.4. Determinación del pozo tipo del área.

Es necesario determinar el pozo tipo para el área de estudio, el mismo que al considerarse representativo del área, indicará el comportamiento de la formación.

Las curvas de declinación de producción constituyen el método más comunmente utilizado para pronosticar el comportamiento de una formación, a partir de datos de producción ya obtenidos.

En el área estudiada existen 434 pozos aproximadamente, de los cuales alrededor de 200 produjeron de la formación Socorro. Debido a la gran cantidad de datos se ha realizado un cálculo estadístico de la producción acumulada por pozo de la formación Socorro, con el fin de estimar el intervalo de valores de producción más representativos para la posterior estimación de la curva tipo de declinación de producción.

A continuación se muestra el histograma de frecuencia (figura 3.2) obtenido a partir de los datos que se encuentran en el Anexo C2.

**TABLA VI
DATOS ESTADÍSTICOS**

RANGO	FRECUENCIA	PROBABILIDAD	MEDIO	MEDIO*PROB
0-5000	17	0,07	2500	185,59
5000-10000	43	0,19	7500	1408,30
10000-15000	39	0,17	12500	2128,82
15000-20000	32	0,14	17500	2445,41
20000-25000	31	0,14	22500	3045,85
25000-30000	13	0,06	27500	1561,14
30000-35000	14	0,06	32500	1986,90
35000-40000	14	0,06	37500	2292,58
40000-45000	4	0,02	42500	742,36
45000-50000	12	0,05	47500	2489,08
50000-55000	3	0,01	52500	687,77
55000-60000	2	0,01	57500	502,18
60000-65000	3	0,01	62500	818,78
65000-70000	2	0,01	67500	589,52
				20884,28
				VALOR ESPERADO

Este constituye el valor de acumulada más probable que se obtendría de un pozo que produjera de la formación Socorro.

A partir de estos datos se seleccionaron el rango de pozos a utilizar en la estimación del pozo tipo.

Es necesario aclarar que es en los primeros cinco años en que se recupera la mayor cantidad de petróleo. De la figura 3.3 se tiene que es en esos primeros años en los que la declinación de producción es mayor, del orden del 20% aproximadamente, para luego disminuir al valor del 2% en el período reciente.

CAPITULO IV

TIPOS DE REACONDICIONAMIENTOS

La reparación de pozos es un negocio lucrativo si se emplea el máximo de habilidad creativa y la imaginación en la Indagación. Análisis, experimentación. Ejecución y evaluación de la obra. Basicamente los trabajos de reparación tienen como finalidad aumentar la producción estimulando las formaciones.

Las razones comunes de productividad baja son:

- Daños de formación.
- Permeabilidad baja.
- Presión baja del yacimiento.
- Producción excesiva de agua.
- Producción excesiva de gas en pozos de petróleo.

- Depositación de costras, parafina y otros en la cara de las arenas.
- Fluidos con viscosidades altas.

4.1. Punzados (10).

En la mayoría de los casos, un buen trabajo de disparos puede reparar la mayoría del daño de formación hecho durante la perforación y cementación.

Un mal trabajo de disparos puede provocar más daño que el beneficio que debería acarrear. El éxito de la operación de punzados depende de la efectividad de los punzados para conectar la zona productiva con el pozo. La profundidad de los disparos debería exceder al espesor del daño de formación.

La efectividad de los punzados, en orden de reducir el daño de formación y optimizar el contacto más allá del daño de formación, incluye algunos factores. La mayoría de estos factores son los siguientes:

Fluido de perforación

Selección del tipo de carga

Profundidad de penetración

Presión del pozo.

Diámetro de las perforaciones.

Características de la formación

Densidad de disparos.

Perforations debris.

Debido a la baja presión existente en el yacimiento es necesario estimular a la formación mediante disparos, pero sin llenar la tubería, es decir sin que exista fluido en ella, esto se lo realiza con el fin de ocasionar una presión diferencial, la misma que estimulará la producción, facilitando el flujo de la formación al pozo. Cuando existe esta presión diferencial mientras se dispara, es llamada comunmente “underbalanced perforating”.

Algunos de los beneficios de este método de punzados son:

- A menudo supera el daño de formación sin utilizar acidificación o fractura.
- Producciones altas de tasas de inyeccion en yacimientos de gas

- Pueden perforarse largos intervalos, permitiendo limpiar los punzados sin lavarlos
- El proceso de empaquetamiento por grava es mejorado con las perforaciones limpias.
- Las perforaciones underbalanced combinada con una mayor densidad de disparos tiene una eficiencia de flujo de cerca del 100%.

4.2. Acidificación (11).

Casi todos los tratamientos que se hacen al pozo, involucran el uso de ácido por sus propiedades físico-químicas así como por su disponibilidad.

Básicamente se utilizan dos tipos de ácidos en areniscas, ácido clorhídrico sólo y mezclas de ácidos fluorhídrico/clorhídricos. Aún cuando el ácido clorhídrico (HCl) no disolverá las arenas o arcillas, se puede usar para acidificar las formaciones de areniscas. El HCl disolverá cualquier carbonato que pueda estar presente en la formación, y también deshidratará parcialmente las arcillas expandidas por agua. El ácido

fluorhídrico (HF) tiene la habilidad de disolver sílice (arena), y silicatos como arcillas, limos, lutitas y feldespatos.

El HCl se usa por las siguientes razones:

- Reacción favorable con la mayor parte de las formaciones productoras.
- Facilidad de obtención y costo relativamente bajo.
- Menos peligroso comparado con otros ácidos
- Su facilidad de inhibición evita la corrosión del equipo y herramientas.
- Sus propiedades pueden ser mejoradas con aditivos químicos.

El HCl es la solución más usada para mejorar la permeabilidad y porosidad de las formaciones, siendo necesario en ocasiones el uso de aditivos que tienen por objetivo ayudar a lograr la máxima eficacia y mínimos efectos negativos del ácido.

La mezcla de ácido clorhídrico/fluorhídrico tiene su aplicación en formaciones de areniscas dañadas por lodo o arcilla. Hay dos tipos de daño de arcilla en la arenisca; uno es el daño por lodo donde las partículas del lodo de perforación de bentonita han cubierto la cara en la formación. Es un daño poco profundo, posiblemente sólo una pulgada de

profundidad. El otro daño resulta de arcillas que ocurren naturalmente y que han migrado hacia el pozo, taponando los canales de flujo, o que se han hidratado y esponjado debido al contacto con agua dulce, tiene mayores profundidades en la formación que el daño por lodo.

Al realizar tratamientos con ácido fluorhídrico, se recomienda que éste sea recuperado lo más pronto posible para evitar reacciones secundarias que puedan formar precipitados insolubles. Al realizar tratamientos con ácido fluorhídrico estos son precedidos de ácido regular, el cual reduce el consumo de ácido fluorhídrico en compuestos de calcio.

A pesar de todas las ventajas un trabajo de acidificación en nuestro caso sería impráctico, debido al alto costo en comparación con lo que la formación pudiera producir.

4.3. Fractura (12).

En la actualidad muchos campos producen gracias a esta técnica. Sin el fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es el proceso en el cual se aplica una presión hidráulica a la roca del yacimiento hasta que se produzca una falla o fractura. Después de la falla de la roca, la aplicación continua de presión hidráulica extiende la fractura desde el punto de la falla hacia afuera, de tal forma que se crea un canal de flujo nuevo y mayor, que podrá conectar las fracturas naturales existentes y suministrar un área de drenaje adicional desde el yacimiento. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica a la roca del yacimiento se llama fluido de fracturamiento. El fluido continuará penetrando la zona si se continua aplicando presiones de fracturamiento y se producirán roturas de la roca de la formación extendiendo las fracturas aún más.

El propósito es crear un canal de alta capacidad de flujo (conductividad) en la formación.

Las formaciones más susceptibles a ser fracturadas son las que incluyen areniscas consolidadas, calizas, dolomitas, granitos lavados.

El fracturamiento hidráulico tiene como objetivo principal:

Mejorar la productividad de un pozo por el extendimiento y ensanchamiento de canales de flujo a mayor distancia en el interior de la formación.

Para decidir si se puede efectuar un tratamiento de fracturamiento se deben considerar los siguientes criterios:

- a) La zona productiva debe tener baja permeabilidad, ya que una baja permeabilidad natural no contribuirá a una producción económicamente aceptable.

- b) La red de fracturas naturales son pequeñas y muy delgadas. Al fracturar la zona a gran volumen y alta velocidad, las fracturas se conectarán mejorando la producción.

- c) Los pozos parcialmente agotados que producen de zonas lenticulares, secciones productivas delgadas de areniscas o calizas, pueden ser fracturadas con resultados excelentes. Se han utilizado tratamientos de gran volumen para crear fracturas sustentadas más largas, de tal forma que las fracturas creadas puedan conectar zonas que no habían sido alcanzadas por el tratamiento inicial, consiguiéndose un importante aumento en la tasa de producción a una presión mayor.

Como se mencionó anteriormente una de las razones principales para realizar un trabajo de fracturamiento es aumentar la permeabilidad, lo

que en nuestro caso resultaría ilógico pensar ya que la formación Socorro cuenta con una permeabilidad de 100 a 150 md aproximadamente. Sin embargo, se tiene información de trabajos de fracturamiento realizados a esta formación anteriormente, los cuales no dieron los resultados esperados ya que la formación Socorro está compuesta de numerosas intercalaciones delgadas de arenas y arcillas. Se considera que este tipo de formación no responderá bien al fracturamiento, dado que cualquier fractura que se induzca probablemente ocurrirá en la interface arcilla-arena. Siendo esta la razón por la cual al fracturar esta formación se encontró un pequeño incremento en la producción seguido por una rápida declinación de la tasa de producción.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

Se trata de una técnica ingenieril que permite determinar y expresar matemáticamente la bondad de un determinado proyecto, a los efectos de aceptar o rechazar el mismo, previa comparación con otras alternativas de inversión posibles.

La cuantificación se realiza mediante los indicadores económicos o parámetros económicos de decisión. Es importante tener en claro que en algunos casos un indicador económico o un criterio resulta hábil para calificar un proyecto en determinado escenario o circunstancia, e inhábil en otras.

5.1 Conceptos generales.(13)

a) Proyecto

Inversión realizada con el objetivo de lograr una futura corriente de ingresos, o de acelerar la obtención de los mismos.

b) Proyecto de desarrollo

Desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos.

Ejecución de un programa de recuperación secundaria.

Ejecución de un programa de recuperación asistida.

c) Proyecto de aceleración

Campaña de estimulación de pozos.

Perforación de pozos intermedios.

Cambio de equipamiento de extracción.

d) Inversiones

Son todos aquellos desembolsos (bienes y servicios) tendientes a montar la infraestructura necesaria para producir los distintos productos (o servicios) en las cantidades que se previeron durante el diseño del proyecto.

e) Gastos

Son todos aquellos desembolsos tendientes a mantener la estructura productiva y comercial en las condiciones de operación previstas.

f) Intereses

Los intereses que figuran en los desembolsos son los intereses efectivamente pagados en el período, ya sea a consecuencia de un préstamo obtenido o de inversiones y/o gastos financiados. Los intereses que figuran en los ingresos se originan cuando se vende financiado.

g) Amortización de préstamos

Son las cuotas necesarias para la cancelación de una deuda. Existen varias formas de amortización de capital. Los tres sistemas de más difusión son el sistema americano, el sistema alemán y el sistema francés.

h) Impuestos

Cantidades de dinero que la compañía debe entregar al Estado, para que éste pueda afrontar sus gastos. El monto de impuestos responderá al desenvolvimiento económico de la empresa.

5.1.1. Indicadores económicos.

a) Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que ocurren en períodos regulares.

TIR está estrechamente relacionada con el valor neto actual (VNA).

La ventaja del TIR es que evita la adopción de una tasa de actualización

b) Valor neto actual (VAN)

Devuelve el valor neto actual de una inversión a partir de flujos de caja que no tienen que ser constantes. El valor neto actual de una inversión es el valor que tienen una serie de pagos futuros (valores negativos) e ingresos (valores positivos). El cálculo del valor actual de un proyecto implica la adopción de una tasa de descuento i .

Para la adopción de una tasa de descuento se debe tomar en cuenta los siguientes criterios:

Costo de capital (CC)

Tasa del proyecto más desfavorable que la compañía habría que encarar conscientemente (tasa marginal o de corte).

Tasa promedio de los proyectos de la compañía (tasa promedio de oportunidad o tasa de reinversión).

Tasa impuesta por la superioridad.

c) Flujo de caja (FC)

Es el resultado de la diferencia entre ingresos y desembolsos.

En ingresos tenemos: ventas, intereses por cobrar, préstamos recibidos, ahorros.

En desembolsos tenemos: inversiones, gastos (operativos, administrativos), impuestos, intereses por pagar.

La sumatoria de los flujos de caja de todos los períodos que dura el proyecto es la utilidad neta.

d) El tiempo de repago (Pay-out)

Es el tiempo en el cual la acumulada de los flujos de caja del proyecto se hace cero, es decir el tiempo necesario para que la diferencia ingresos-gastos iguale la inversión realizada. Representa el tiempo en el cual la compañía estará endeudada a causa del proyecto. Un tiempo alto de pay-out es un indicador de capacidad de endeudamiento de la compañía.

e) Razón beneficio-costo (B/C)

La razón (o cociente) del valor actual de los ingresos de efectivo a la inversión neta inicial mide el rendimiento relativo en valores actualizados de cada unidad invertida. Si B/C es mayor que 1 el proyecto es aceptable a la tasa de descuento.

f) Factor ponderado de declinación.

Es un número que relaciona la declinación de producción con el tiempo, y se obtiene para un pozo, un campo, o varios campos.

5.2. Inversiones e incremento de producción.

5.2.1. Inversiones generales en un reacondicionamiento del campo

“Gustavo Galindo Velasco”.

Control de medio ambiente	n°	1	\$500,00	\$500,00
DTM	n°	1	\$400,00	\$400,00
Equipo de Pulling	días	2	\$1.920,00	\$3.840,00
Herramientas	global	1	\$2.000,00	\$2.000,00
Locación y caminos	n°	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Punzados	tiros	240	\$25,00	\$6.000,00
Registros eléctricos	global	1	\$4.000,00	\$4.000,00
Supervisión	días	2,5	\$100,00	\$250,00
Transporte de materiales	n°	1	\$150,00	\$150,00
Tubing	pies	700	\$3,00	\$2.100,00
			TOTAL	\$20.840,00

Unidad de Swab	hora	30	\$35	\$1050
Unidad de pulling	hora	5	\$50	\$250
Accesorios				\$500

5.3. Análisis Económico para determinar el PAY-OUT.

5.3.1. Cálculo Ponderado.

Realizada la inversión se obtiene el pay-out mediante la tabla VII, la que permite calcular directamente el TIR mensual, pay-out (meses).

En la tabla VII que considera el área de estudio, se ha utilizado un factor de declinación obtenido precisamente con un pozo tipo de dicha área (ver capítulo III), declinación considerada representativa del conjunto de pozos que potencialmente pueden ser punzados en la formación Socorro.

Dependiendo del factor de declinación se obtendrá el tiempo de pago de un pozo (PAY-OUT).

En el programa para realizar el análisis económico en la tabla VII se ha utilizado como base la declinación exponencial del pozo tipo del área de estudio; considerando que este tipo de declinación conduce a respuestas conservadoras de la vida del pozo y de la

recuperación acumulada del pozo, lo cual por política de seguridad de la operadora es conveniente.

Cabe señalar que se consideró como inversión, el tiempo que la unidad de swab ha estado en el pozo, luego de éste haber sido reparado, como también se consideró inversión el equipo de pulling utilizado para bajar instalación, cambio de asiento de bomba, etc.

Se asumió un precio de bbl de petróleo promedio de US\$ 19 por barril, un costo operativo de 7 dólares y una tasa de descuento del 0.95% mensual (12% anual). Es de recordar que se está trabajando con datos de declinación de producción de un pozo tipo.

Resulta fácil advertir que en las condiciones actuales (con un precio del bbl de petróleo a US\$ 19) resulta conveniente la ejecución del proyecto ya que el tiempo de pago es de un 13 meses y la tasa de retorno anual es alta, del 62% aproximadamente.

5.3.2. Análisis de Sensibilidad

En el transcurso del proyecto existe la posibilidad que se produzcan discrepancias entre los valores pronosticados y los valores reales de producción, gastos e inversiones. Es por esto que resulta útil las llamadas curvas de sensibilidad, donde se grafica la variación de diferentes indicadores en función de la desviación con respecto a los valores básicos asumidos.

Con el estudio de sensibilidad se visualiza mejor bajo que condiciones resultaría conveniente la ejecución del proyecto, tomando en cuenta el comportamiento de los indicadores económicos.

Para obtener estos gráficos se asumen constantes todos los parámetros a excepción de aquel cuya influencia quiere estudiarse, el que se varía en forma proporcional.

Es evidente entonces que las curvas de sensibilidad dan una idea del riesgo asumido en la ejecución de los proyectos.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

Se trata de una técnica ingenieril que permite determinar y expresar matemáticamente la bondad de un determinado proyecto, a los efectos de aceptar o rechazar el mismo, previa comparación con otras alternativas de inversión posibles.

La cuantificación se realiza mediante los indicadores económicos o parámetros económicos de decisión. Es importante tener en claro que en algunos casos un indicador económico o un criterio resulta hábil para calificar un proyecto en determinado escenario o circunstancia, e inhábil en otras.

5.1 Conceptos generales.(13)

a) Proyecto

Inversión realizada con el objetivo de lograr una futura corriente de ingresos, o de acelerar la obtención de los mismos.

b) Proyecto de desarrollo

Desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos.

Ejecución de un programa de recuperación secundaria.

Ejecución de un programa de recuperación asistida.

c) Proyecto de aceleración

Campaña de estimulación de pozos.

Perforación de pozos intermedios.

Cambio de equipamiento de extracción.

d) Inversiones

Son todos aquellos desembolsos (bienes y servicios) tendientes a montar la infraestructura necesaria para producir los distintos productos (o servicios) en las cantidades que se previeron durante el diseño del proyecto.

e) Gastos

Son todos aquellos desembolsos tendientes a mantener la estructura productiva y comercial en las condiciones de operación previstas.

f) Intereses

Los intereses que figuran en los desembolsos son los intereses efectivamente pagados en el período, ya sea a consecuencia de un préstamo obtenido o de inversiones y/o gastos financiados. Los intereses que figuran en los ingresos se originan cuando se vende financiado.

g) Amortización de préstamos

Son las cuotas necesarias para la cancelación de una deuda. Existen varias formas de amortización de capital. Los tres sistemas de más difusión son el sistema americano, el sistema alemán y el sistema francés.

h) Impuestos

Cantidades de dinero que la compañía debe entregar al Estado, para que éste pueda afrontar sus gastos. El monto de impuestos responderá al desenvolvimiento económico de la empresa.

5.1.1. Indicadores económicos.

a) Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que ocurren en períodos regulares.

TIR está estrechamente relacionada con el valor neto actual (VNA).

La ventaja del TIR es que evita la adopción de una tasa de actualización

b) Valor neto actual (VAN)

Devuelve el valor neto actual de una inversión a partir de flujos de caja que no tienen que ser constantes. El valor neto actual de una inversión es el valor que tienen una serie de pagos futuros (valores negativos) e ingresos (valores positivos). El cálculo del valor actual de un proyecto implica la adopción de una tasa de descuento i .

Para la adopción de una tasa de descuento se debe tomar en cuenta los siguientes criterios:

Costo de capital (CC)

Tasa del proyecto más desfavorable que la compañía habría que encarar conscientemente (tasa marginal o de corte).

Tasa promedio de los proyectos de la compañía (tasa promedio de oportunidad o tasa de reinversión).

Tasa impuesta por la superioridad.

c) Flujo de caja (FC)

Es el resultado de la diferencia entre ingresos y desembolsos.

En ingresos tenemos: ventas, intereses por cobrar, préstamos recibidos, ahorros.

En desembolsos tenemos: inversiones, gastos (operativos, administrativos), impuestos, intereses por pagar.

La sumatoria de los flujos de caja de todos los períodos que dura el proyecto es la utilidad neta.

d) El tiempo de repago (Pay-out)

Es el tiempo en el cual la acumulada de los flujos de caja del proyecto se hace cero, es decir el tiempo necesario para que la diferencia ingresos-gastos iguale la inversión realizada. Representa el tiempo en el cual la compañía estará endeudada a causa del proyecto. Un tiempo alto de pay-out es un indicador de capacidad de endeudamiento de la compañía.

e) Razón beneficio-costo (B/C)

La razón (o cociente) del valor actual de los ingresos de efectivo a la inversión neta inicial mide el rendimiento relativo en valores actualizados de cada unidad invertida. Si B/C es mayor que 1 el proyecto es aceptable a la tasa de descuento.

f) Factor ponderado de declinación.

Es un número que relaciona la declinación de producción con el tiempo, y se obtiene para un pozo, un campo, o varios campos.

5.2. Inversiones e incremento de producción.

5.2.1. Inversiones generales en un reacondicionamiento del campo

“Gustavo Galindo Velasco”.

Control de medio ambiente	n°	1	\$500,00	\$500,00
DTM	n°	1	\$400,00	\$400,00
Equipo de Pulling	días	2	\$1.920,00	\$3.840,00
Herramientas	global	1	\$2.000,00	\$2.000,00
Locación y caminos	n°	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Punzados	tiros	240	\$25,00	\$6.000,00
Registros eléctricos	global	1	\$4.000,00	\$4.000,00
Supervisión	días	2,5	\$100,00	\$250,00
Transporte de materiales	n°	1	\$150,00	\$150,00
Tubing	pies	700	\$3,00	\$2.100,00
			TOTAL	\$20.840,00

Unidad de Swab	hora	30	\$35	\$1050
Unidad de pulling	hora	5	\$50	\$250
Accesorios				\$500

5.3. Análisis Económico para determinar el PAY-OUT.

5.3.1. Cálculo Ponderado.

Realizada la inversión se obtiene el pay-out mediante la tabla VII, la que permite calcular directamente el TIR mensual, pay-out (meses).

En la tabla VII que considera el área de estudio, se ha utilizado un factor de declinación obtenido precisamente con un pozo tipo de dicha área (ver capítulo III), declinación considerada representativa del conjunto de pozos que potencialmente pueden ser punzados en la formación Socorro.

Dependiendo del factor de declinación se obtendrá el tiempo de pago de un pozo (PAY-OUT).

En el programa para realizar el análisis económico en la tabla VII se ha utilizado como base la declinación exponencial del pozo tipo del área de estudio; considerando que este tipo de declinación conduce a respuestas conservadoras de la vida del pozo y de la

recuperación acumulada del pozo, lo cual por política de seguridad de la operadora es conveniente.

Cabe señalar que se consideró como inversión, el tiempo que la unidad de swab ha estado en el pozo, luego de éste haber sido reparado, como también se consideró inversión el equipo de pulling utilizado para bajar instalación, cambio de asiento de bomba, etc.

Se asumió un precio de bbl de petróleo promedio de US\$ 19 por barril, un costo operativo de 7 dólares y una tasa de descuento del 0.95% mensual (12% anual). Es de recordar que se está trabajando con datos de declinación de producción de un pozo tipo.

Resulta fácil advertir que en las condiciones actuales (con un precio del bbl de petróleo a US\$ 19) resulta conveniente la ejecución del proyecto ya que el tiempo de pago es de un 13 meses y la tasa de retorno anual es alta, del 62% aproximadamente.

5.3.2. Análisis de Sensibilidad

En el transcurso del proyecto existe la posibilidad que se produzcan discrepancias entre los valores pronosticados y los valores reales de producción, gastos e inversiones. Es por esto que resulta útil las llamadas curvas de sensibilidad, donde se grafica la variación de diferentes indicadores en función de la desviación con respecto a los valores básicos asumidos.

Con el estudio de sensibilidad se visualiza mejor bajo que condiciones resultaría conveniente la ejecución del proyecto, tomando en cuenta el comportamiento de los indicadores económicos.

Para obtener estos gráficos se asumen constantes todos los parámetros a excepción de aquel cuya influencia quiere estudiarse, el que se varía en forma proporcional.

Es evidente entonces que las curvas de sensibilidad dan una idea del riesgo asumido en la ejecución de los proyectos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La declinación de la producción de Socorro es rápida, y la mayor parte de los pozos cerrados de esta formación han alcanzado producciones bajas, por debajo de un límite económico normal.
2. Por lo general la producción inicial de los pozos perforados en Socorro es baja y han permanecido produciendo por más de 30 años, es por esto que un alto número de pozos permanezcan hoy cerrados
3. Las dos razones anteriores da como resultado un pozo tipo para la formación de Socorro con una acumulada de 5000 a 15000 barriles aproximadamente y con una tasa de declinación de producción del orden del 20% en los cinco primeros años.
4. La evaluación económica muestra lo atractivo que resultaría la puesta en producción de esta formación bajo las condiciones analizadas. Si se

podiera abaratar costos, realizando servicio de punzados solo con la unidad de registros, esto incidiría directamente en un menor tiempo de pago, un TIR y VAN mayor.

5. Debido a las condiciones geológicas, a la baja historia de producción de Socorro, y el hecho de que la mayoría de los pozos producen a través de liner preperforado, resulta poco conveniente la idea de fracturar.
6. El tiempo de repago es hasta cierto punto un indicador de endeudamiento, por lo tanto nos da una idea del riesgo del proyecto; a pesar de esto no es un indicador del rendimiento del capital invertido. Ningún indicador económico es universal, se debe conocer todos y elegir el o los más convenientes según las circunstancias. Es por esto que se consideró para el análisis el TIR o tasa interna de retorno, estableciéndose un valor del 20% como conveniente o atractiva.
7. Se calculó que para satisfacer las dos condiciones, TIR mayor a 20% y Tiempo de pago no mayor de 18 meses la producción mínima inicial de un pozo debe ser del orden de 10 bbl/día.
8. Es necesario señalar que el proyecto es rentable pero muy sensible al precio del barril de crudo. Para un pozo tipo que implica una inversión

global de US\$ 23745 y considerando un precio de US\$ 19 por barril, el TIR resulta del 62% y el VAN/Inv de 0.88

9. Resulta necesario realizar un seguimiento y un análisis más detallado de los pozos reparados, con el fin de tener una idea más clara del comportamiento de la formación.

10. En cuanto al cálculo de reservas, la respuesta obtenida, depende de la cantidad y calidad de datos. Mientras se tenga una limitada e imprecisa información no se podrá asegurar confiabilidad en los resultados.

11. La falta de registros eléctricos en algunas zonas impide determinar con mayor precisión las zonas a punzar.

BIBLIOGRAFIA

- 1) BRISTOW C., HOFFTETTER R., Lexique Stratigrafique International, Volumen V América Latina, Centro Nacional de Investigación Científica, 1977.
- 2) CEPE, Geología regional y del subsuelo del área Ancón, informe técnico, ancón. 1985.
- 3) Petroproducción, Ingeniería básica de reservorio, Quito, 1989.
- 4) PIRSON SYLVAIN. J., Ingeniería de yacimientos petrolíferos, Barcelona, 1965.
- 5) Mc CAIN WILLIAM., The properties of petroleum fluids, Oklahoma, EEUU, 1973.
- 6) TEXACO, Basic reservoir engineering school, agosto 1977
- 7) STANDING M. B. , Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon Systems, Dallas, 1977

- 8) TOZZINI – BOCANERA, Producción y movimiento, Argentina, 1986.
- 9) B.C. CRAFT & M.F. HAWKINS Jr., Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos.
- 10) SUN, Formation damage manual, EEUU, 1986.
- 11) B.J. SERVICES, Estimulación ácida, seminario técnico, Quito, 1993.
- 12) B. J. SERVICES, Fracturación hidráulica, Argentina, 1986.
- 13) JUAN A. ROSBACO, Evaluación de proyectos, teoría general y su aplicación a la explotación de hidrocarburos, Argentina, 1986.