

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**CÁLCULO DE RESERVAS Y UBICACIÓN DE POZOS DE
DESARROLLO EN EL CAMPO SINGUE**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

DIEGO ANDRÉS FUENTES PAGUAY

theodym@yahoo.es

DIRECTOR: ING. GERARDO DAVID BARROS PAZMIÑO

gerardo.barros@epn.edu.ec

Quito, enero 2016

DECLARACIÓN

Yo Diego Andrés Fuentes Paguay, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

DIEGO FUENTES PAGUAY

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Andrés Fuentes Paguay, bajo mi supervisión.

Ing. Gerardo Barros
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela politécnica Nacional, de manera especial a la Facultad de Ingeniería en Petróleos.

A mis padres, por brindarme su apoyo incondicional y por su lucha continua para ayudarme a cumplir mis metas.

A mis profesores, por ser la fuente de sabiduría durante el largo proceso de educación y elaboración de este proyecto.

A mis amigos, por brindarme su ayuda y regalarme aliento cuando lo necesito.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en especial al Ing. Edwin Plas, por permitir que el presente trabajo se lleve a cabo.

A mi Tutor, Ing. Gerardo Barros, por brindarme el tiempo necesario para la elaboración del proyecto.

DEDICATORIA

El contenido de mi proyecto, debido al esfuerzo con el que lo he realizado lo dedico a mis Padres, Gloria Paguay y Humberto Fuentes, porque me han enseñado a luchar por mis metas con los valores siempre presentes.

A mi esposa Dany y a mi hija Wendy quienes han sido la motivación permanente para levantarme en los momentos difíciles.

A mi hermano Frank por ser la persona que ha estado conmigo en todo momento.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CAPÍTULO 2.....	X
CAPÍTULO 4.....	X
CAPÍTULO 5.....	X
INDICE DE ANEXOS	XII
RESUMEN	XIII
PRESENTACIÓN.....	XV
CAPÍTULO 1	1
UBICACIÓN Y GENERALIDADES DEL CAMPO SINGUE.....	1
1.1 GENERALIDAES	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO SINGUE	3
1.3.1 ESTRATIGRAFÍA	6
1.3.1.1 Arenisca “U” Inferior.....	6
1.3.1.2 Arenisca “T” Superior.....	7
1.3.1.3 Tiyuyacu Inferior	7
1.3.1.4 Tiyuyacu Superior	8
CAPÍTULO 2.....	11
DETERMINACIÓN Y CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS.....	11
2.1 DETERMINACIÓN DE TOPES Y BASES	11
2.2 PETROFÍSICA.....	13

2.2.1	POROSIDAD (Φ)	13
2.2.1.1	Porosidad efectiva (Φ_e)	14
2.2.1.2	Porosidad absoluta (Φ_T)	15
2.2.2	CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)	15
2.2.2	PERMEABILIDAD (K)	16
2.2.3	SATURACIÓN DE FLUIDOS	18
2.2.4	CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA DE ROCAS SATURADAS DE FLUIDOS	18
2.3	DETERMINACIÓN DEL CONTACTO AGUA PETRÓLEO (CAP)	19
2.4	PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS	20
2.4.1	DENSIDAD Y GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO	20
2.4.2	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (μ_o)	20
2.4.3	VISCOSIDAD DEL AGUA (μ_w)	21
2.4.5	FACTOR VOLUMÉTRICO DE LA FORMACIÓN	23
2.4.6	RELACIÓN GAS – PETRÓLEO EN SOLUCIÓN (RS)	24
2.5	PRESIONES	25
CAPÍTULO 3		26
CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO SINGUE		26
3.1	INTRODUCCIÓN	26
3.2	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	26
3.3	RECURSOS PROSPECTIVOS	27
3.4	FACTOR DE RECOBRO	28
3.5	RESERVAS	28
3.5.1	RESERVAS PROBADAS	28
3.5.2	RESERVAS PROBABLES	29
3.5.3	RESERVAS POSIBLES	29
3.5.4	RESERVAS REMANENTES	29
3.6	MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS	29
3.6.1	MÉTODO VOLUMÉTRICO	30
3.6.1.1	Cálculo de las reservas remanentes	30

3.6.2	BALANCE DE MATERIALES	31
3.6.3	CURVAS DE DECLINACIÓN	32
3.6.3.1	Tipos de Curvas de Declinación	33
3.6.3.1.1	Declinación Exponencial.....	33
3.6.3.1.2	Declinación Hiperbólica.....	34
3.6.3.1.3	Declinación Armónica.....	35
CAPÍTULO 4.....		36
RECOMENDACIÓN DE LA UBICACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SINGUE		36
4.1	INTRODUCCIÓN	36
4.1.1	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SINGUE.....	37
4.2	UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS	40
4.2.1	PROCEDIMIENTO PARA UBICAR NUEVOS POZOS DE DESARROLLO	41
4.3	POZOS VECINOS	45
4.3.1	SINGUE 001A.....	46
4.4	RESERVAS ESTIMADAS PARA LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO.....	48
4.4.1	MÉTODO VOLUMÉTRICO	48
4.5	PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO.....	51
4.5.1	PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	52
4.5.2	PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS.....	55
4.5.2	PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA.....	55
CAPÍTULO 5.....		58
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....		58
5.1	ANÁLISIS TÉCNICO	58
5.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	58
5.2.1	COSTOS DE PERFORACIÓN	59
5.2.2	COSTOS DE PRODUCCIÓN	63

5.3.3 INGRESO DEL PROYECTO	63
5.2.4 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	63
5.2.5 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	64
5.2.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	66
CAPÍTULO 6.....	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
6.1 CONCLUSIONES	68
6.2 RECOMENDACIONES	69

INDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO SINGUE.....	3
FIGURA 1. 2 ESTRUCTURA DEL CAMPO SINGUE.....	5
FIGURA 1. 3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	9
FIGURA 1. 4 REGISTRO ELÉCTRICO SINGUE 001	10

CAPÍTULO 2

FIGURA 2. 1 REGISTRO ELÉCTRICO CON TOPES Y BASES SEÑALADAS ...	12
FIGURA 2. 2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO VS PRESIÓN DE RESERVORIO	21
FIGURA 2. 3 VISCOSIDAD DE AGUA PURA VS TEMPERATURA.....	22
FIGURA 2. 4 RELACIÓN ENTRE VISCOSIDAD DE SALMUERA Y VISCOSIDAD DE AGUA PURA VS SALINIDAD	23
FIGURA 2. 5 FACTOR VOLUMÉTRICO VS PRESIÓN.....	24
FIGURA 2. 6 RELACIÓN GAS PETRÓLEO EN SOLUCIÓN	24
FIGURA 2. 7 RADIO DE DRENAJE	42
FIGURA 2. 8 POZOS PROPUESTOS	45

CAPÍTULO 4

FIGURA 4. 3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE 001A	47
FIGURA 4. 4 DISTANCIA ENTRE POZOS	49
FIGURA 4. 5 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B1	53
FIGURA 4. 6 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B2	54
FIGURA 4. 7 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA PROMEDIO	56
FIGURA 4. 8 COMPARACIÓN DE PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO PROMEDIO	57

CAPÍTULO 5

FIGURA 5. 1 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A 40 USD	66
FIGURA 5. 2 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A 35 USD	67

INDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

TABLA 1. 1 COORDENADAS DEL CAMPO SINGUE	3
---	---

CAPÍTULO 2

TABLA 2. 1 TOPS Y BASES DE LAS ARENAS DEL CAMPO SINGUE	11
--	----

CAPÍTULO 3

TABLA 3. 1 CÁLCULO DEL POES	27
TABLA 3. 2 RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES.....	30
TABLA 3. 3 CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES	31

CAPÍTULO 4

TABLA 4. 1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE 001A.....	37
TABLA 4. 2 RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO SINGUE ...	43
TABLA 4. 3 UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS.....	44
TABLA 4. 4 RADIOS Y ÁREAS DE DRENAJE	50
TABLA 4. 5 RESERVAS ESTIMADAS DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO.....	50
TABLA 4. 6 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B1	52
TABLA 4. 7 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B2	53
TABLA 4. 8 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS PROMEDIO	55
TABLA 4. 9 PREICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA PROMEDIO	56

CAPÍTULO 5

TABLA 5. 1 COSTO ESTIMADO DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE UN POZO VERTICAL.....	60
TABLA 5. 2 BALANCE ECONÓMICO DEL PROYECTO SINGUE	65

INDICE DE ANEXOS

ANEXO No 1.....	73
ANEXO No 2.....	75
ANEXO No 3.....	77
ANEXO No 4.....	79
ANEXO No 5.....	81
ANEXO No 6.....	83
ANEXO No 7.....	85
ANEXO No 8.....	89

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo determinar en forma técnica la Plan de Desarrollo del Campo Singue, es decir, definir, conocer y desarrollar las reservas de petróleo, para posteriormente seleccionar en forma óptima la ubicación y número de pozos que nos permitan una mejor y mayor recuperación de petróleo.

En el primer capítulo se presenta información general sobre el Campo Singue, tal como ubicación geográfica, antecedentes, situación actual del campo, estado actual de los pozos.

En el segundo capítulo se muestra información relacionada con la geofísica del campo, definición de yacimiento desde el punto de vista estratigráfico y estructural, definición de las propiedades de la roca y fluidos; porosidad, permeabilidad, viscosidad, grado API, factor volumétrico, etc., también encontramos la determinación del sistema de producción y la estimación del factor de recobro.

El tercer capítulo presenta conceptos generales de reservas, los métodos para el cálculo de reservas y la estimación de las mismas para el Campo Singue; que ascienden a 2 millones de barriles.

En el cuarto capítulo se analiza la ubicación de nuevos pozos de producción, basándonos en estudios sísmicos, mapas estructurales, desarrollo de arenas, y cortes de agua de nuestro campo.

En el capítulo quinto se presenta un análisis económico que permite determinar la factibilidad de realizar el proyecto para dos escenarios propuestos, empleando parámetros económicos como son el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Finalmente, en el sexto capítulo, se presentan las conclusiones obtenidas de la preparación del plan de desarrollo del campo Singue y las recomendaciones que

deben tomarse en cuenta a fin de explotar en forma técnica las reservas existentes en el campo.

PRESENTACIÓN

El petróleo y el gas natural se consumen a diario en todo el mundo. Es por esto que, siendo el Ecuador un país petrolero, la industria hidrocarburífera es una de las que más ingresos genera para el país.

Considerando que son recursos naturales no renovables y que las reservas probadas a la fecha se agotarán en un corto tiempo, es necesario realizar nuevas investigaciones a fin de determinar nuevos reservorios que permitan incrementar las reservas.

El presente trabajo tiene por objeto determinar el Plan de Desarrollo del Campo Singue poniendo énfasis en el cuidado del medio ambiente y una adecuada relación con las comunidades del sector, basándonos en la definición de estructuras, componentes estratigráficos, caracterización de los yacimientos, estimación de reservas y producciones esperadas a partir de información geofísica y geológica.

Debido a la carencia de datos de producción y a que en el campo solo existe un pozo perforado usaremos el método volumétrico para la obtención de las reservas del campo. Se estudia la factibilidad de ubicar nuevos pozos productores y el cálculo de reservas por pozo y la producción estimada de los mismos.

CAPÍTULO 1

UBICACIÓN Y GENERALIDADES DEL CAMPO SINGUE

1.1 GENERALIDADES

El campo Singue pertenece conjuntamente con los campos Atacapi, Carabobo, Chanangue, Cuyabeno, Frontera, Pacayacu, Parahuacu, Peña Blanca, Pichincha, Sansahuari, Secoya, Shuara, Shushuqui, Tapi-Tetete y Cantagallo ahora denominado Victor Hugo Ruales (VHR) al área Libertador.

A partir del segundo semestre de 1988 hasta el primer trimestre de 1990 se realizó una campaña sísmica en áreas de operación directa en la Región Amazónica por parte de PETROPRODUCCIÓN – Filial de PETROECUADOR con el objeto de descubrir mayor cantidad de reservas hidrocarburíferas en el país. Entre éstas áreas podemos mencionar el Campo Singue localizado al Norte del Campo Sansahuari, al Sur del Campo Victor Hugo Ruales (VHR).

Este campo fue confirmado por la línea sísmica CP88-326E que conjuntamente con líneas nuevas como líneas procesadas de campañas anteriores se interpreta y detecta la presencia de una estructura de tipo anticlinal de dirección preferencial Norte-Sur, muy poco influenciada por la falla localizada en el flanco Occidental, presenta un adelgazamiento lo que nos indica que se trata de una estructura antigua, es decir ya estuvo formada en el momento de la migración de los hidrocarburos, esta estructura tiene una extensión de 4000 ft de largo por 300 ft de ancho, dando un área aproximada de 100 hectáreas.

El pozo Singue 001A, ubicado en las coordenadas geográficas:

Latitud: N 00° 09' 27.46" S

Longitud: N 76° 16' 59.45" W

Este pozo fue perforado hasta una profundidad de 8054 ft, profundidad en la cual se encuentra la formación hollín, en esta formación no se encontró la presencia de hidrocarburo, las formaciones U inferior y T se encontraron saturadas de hidrocarburos a unas profundidades de 7858 ft y 7977 ft respectivamente.

El pozo Singue 001A empezó a producir en mayo de 1991 con una producción diaria de aproximadamente de 640 de un petróleo de 24.4 API, con un BSW de 0% y 94 PCS de gas, en diciembre de 1997 el pozo fue cerrado debido a la baja producción de petróleo y el alto corte de agua con 285B/D y 70% respectivamente.

El pozo permaneció cerrado hasta enero del 2013, donde se reanuda la producción alcanzando una producción de 662 B/D mediante la instalación de un Sistema de Bombeo Mecánico (Rotaflex).

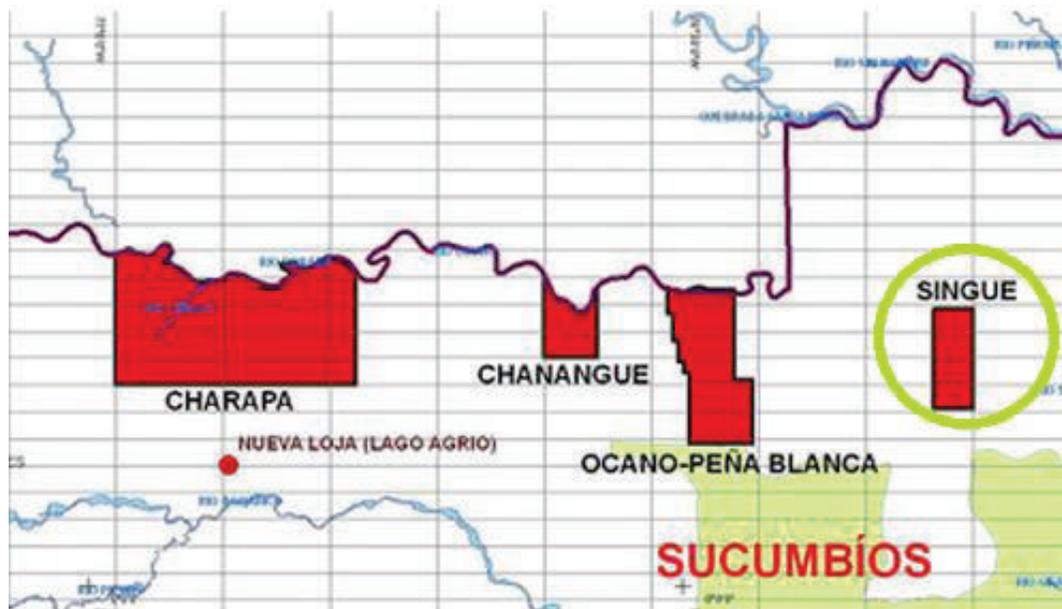
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Singue se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbios en la parte Norte de la Región Amazónica ecuatoriana, localizado al Norte del Campo Sansahuari, al Sur del Campo Victor Hugo Ruales (VHR), al Este del Campo Ocano-Peña Blanca, al Noreste del Campo Libertador y al Oeste de los Campos Blanca y Tipishca-Huaico, con una superficie de 3.446 hectáreas aproximadamente.

TABLA 1. 1 COORDENADAS DEL CAMPO SINGUE

	COORDENADAS UTM	
	ESTE	NORTE
PS1	356.500,856	10.025.000,882
PS2	360.225,856	10.025.000,882
PS3	360.225,856	10.015.750,882
PS4	356.500,856	10.015.750,882

FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO SINGUE

FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO SINGUE

La zona donde se encuentra el Campo Singue está geológicamente recubierta por sedimentos de aluvión que han formado terrazas antiguas y depósitos modernos en las inmediaciones del río San Miguel que constituyen el principal sistema de drenaje. En el resto del área se encuentran los depósitos sedimentarios que pertenecen a la Formación Curaray, la misma que se extiende ampliamente sobre

la región noroccidental del oriente ecuatoriano. Las unidades aflorantes corresponden a las capas superiores de edad Mio-Pliocénica de la ya mencionada Formación Curaray, y aluviones bajo terrazas indiferenciadas del Cuaternario.

La cuenca deposicional está estructurada como resultado de esfuerzos transgresivos presentes a partir del Cretácico terminal, los mismos que provocaron la inversión tectónica de antiguas fallas normales.

A la misma época, la cuenca se constituyó en una sede de sedimentación de tipo continental y lacustre, a la que sobreyacen las rocas sedimentarias de plataforma de mesozoico tardío y la corteza continental pre-cámbrica. Estos depósitos detríticos y localmente carbonatados (conglomerados, areniscas, arcillas y calizas) tienen una amplia potencia. La cuenca es asimétrica, con su eje de depósitos cercano a las estribaciones orientales.

La estructura Singue se descubrió con la perforación del pozo exploratorio Singue-001A en el mes de Diciembre de 1990, y alcanzó una profundidad de 8.054 pies.

Las coordenadas aproximadas del pozo son:

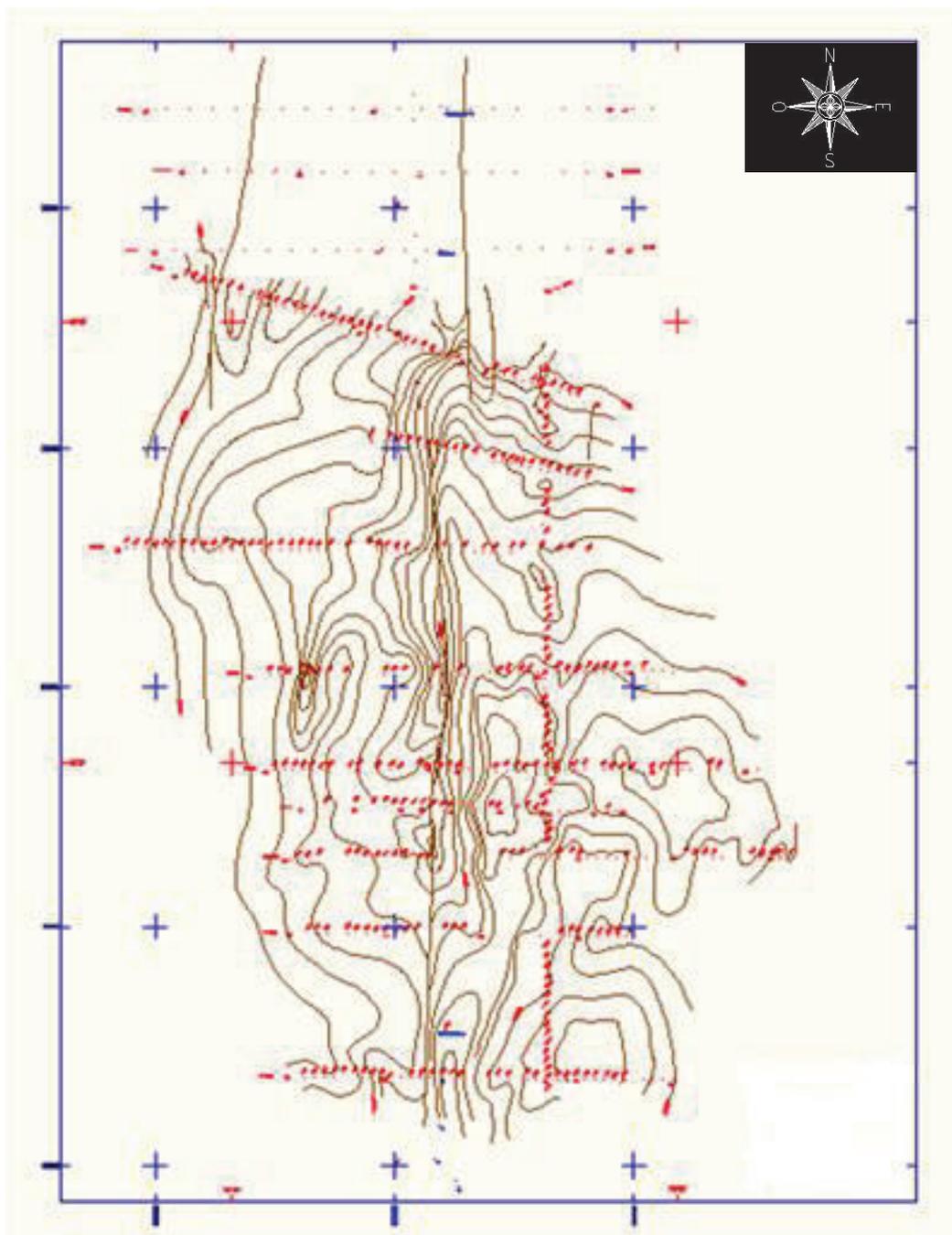
Latitud: 00° 09' 27.46" S

Longitud: 76° 16' 59.45" W

La estructura fue definida mediante la interpretación de sísmica 2D, obtenida durante el período comprendido entre 1988 hasta el primer trimestre de 1990. Es un anticlinal alargado en dirección Norte – Sur de aproximadamente 1,2 Km. de largo y 0,9 Km. de ancho.

Los yacimientos productores, pertenecen a la Formación Napo "U Inferior" y Napo "T".

FIGURA 1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO SINGUE



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de la zona puede subdividirse en mega secuencias, con diferentes características sedimentológicas y tectónicas que reflejan las distintas etapas evolutivas de la cuenca. La serie pre-cretácica corresponde a los depósitos sedimentarios paleozoicos marinos y de plataforma mixta carbonatada.

La estratigrafía general de la cuenca oriental comprende los siguientes depósitos de edades geológicas en orden secuencial de más antiguas a más recientes:

Las formaciones de interés para nuestro estudio son: formación Napo T superior y U inferior, las cuales se encuentran saturadas por hidrocarburo.

1.3.1.1 Arenisca “U” Inferior

Arenisca cuarzosa, clara a blanco crema, sub-transparente, sub-translúcida, grano fino a muy fino, ocasionalmente medio sub-redondeada a sub-angular, suelta a moderadamente consolidada, friable, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo.

En la arenisca U Inferior la porosidad desde 7742 pies hasta los 7785 pies se mantiene en un promedio de 10%, y va disminuyendo hasta el 2% en la muestra de 7796 pies.

Se han identificado 3 tipos de arcillas, esmectita, caolinita e illita en la Napo Usup hasta la Uinf.

La esmectita (silicato hidratado de Aluminio, Magnesio y Calcio) es la predominante en todo el tramo estudiado.

La arcilla Caolinita aparece a los 7704 pies y continúa hacia los 7794 pies en un porcentaje del 30% - 60%.

La illita es identificada al tope del núcleo y su presencia es minoritaria (20%).

La formación Napo "U" presenta mejores condiciones de roca reservorio, pues sus porosidades son altas.

La esmectita es la arcilla predominante en toda la formación, alternadas con caolinita e illita en Napo "U" y única en Napo "T".

La esmectita, se caracteriza por su estructura fácilmente hidratable, por lo que es propensa a hinchamientos formacionales y sus correspondientes problemas en operaciones petroleras.

1.3.1.2 Arenisca "T" Superior

Arenisca cuarzosa, crema a café clara, sub-transparente, sub-translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, consolidada a moderadamente consolidada, en parte friable, con inclusiones de glauconita.

Están constituidas por intramicritas al tope y cuarzarenitas de grano medio con porosidad del 8%.

Las primeras muestras analizadas tienen abundante cemento calcáreo y arcillas, las mismas que obstruyeron los poros y recubren los platos en un 30% del área total analizada.

1.3.1.3 Tiyuyacu Inferior

El Miembro Tiyuyacu Inferior está constituido por conglomerados, areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena.

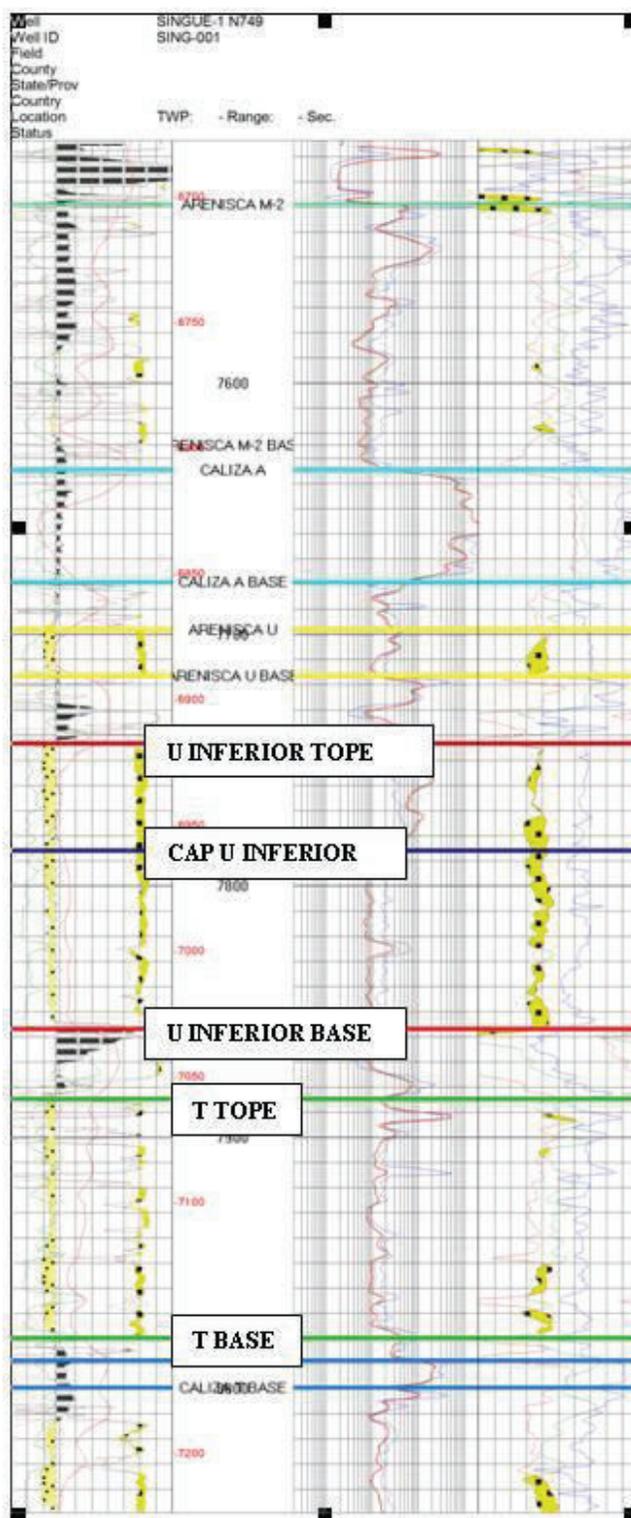
Las arcillas son por lo general abigarradas, rojo verde en la parte inferior y rojo, café, azul amarillento en la parte superior. Los conglomerados son sub-redondeados a redondeados y compuestos principalmente de cherts y cuarzo lechoso, y en menor proporción de rocas metamórficas (cuarcitas).

El ambiente sedimentario es de tipo fluvial y corresponde a ríos proximales intermitentes o con larga estación seca, la potencia varía entre 1440 pies y 1605 pies.

1.3.1.4 Tiyuyacu Superior

Este miembro presenta una base erosiva, la misma que generalmente fue rellenada por conglomerados de cuarzo lechoso, translúcido, muy poco chert, con tamaño de clastos que fluctúa entre 2 y 3 cm (Valdez, 1997) a la base, arcillas y areniscas al tope, con una potencia que fluctúa entre 330 y 440 pies.

FIGURA 1. 4 REGISTRO ELÉCTRICO SINGUE 001



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

CAPÍTULO 2

DETERMINACIÓN Y CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS

2.1 DETERMINACIÓN DE TOPES Y BASES

Los topes y bases de las arenas productoras del campo Singue son determinados de los registros de pozos, tomando en cuenta los cambios secuenciales que presentan estos depósitos sedimentarios, los cuales son identificados por las curvas de resistividad, sónico, gamma ray, potencial espontáneo, porosidad neutrón y de densidad.

TABLA 2. 1 TOPES Y BASES DE LAS ARENAS DEL CAMPO SINGUE

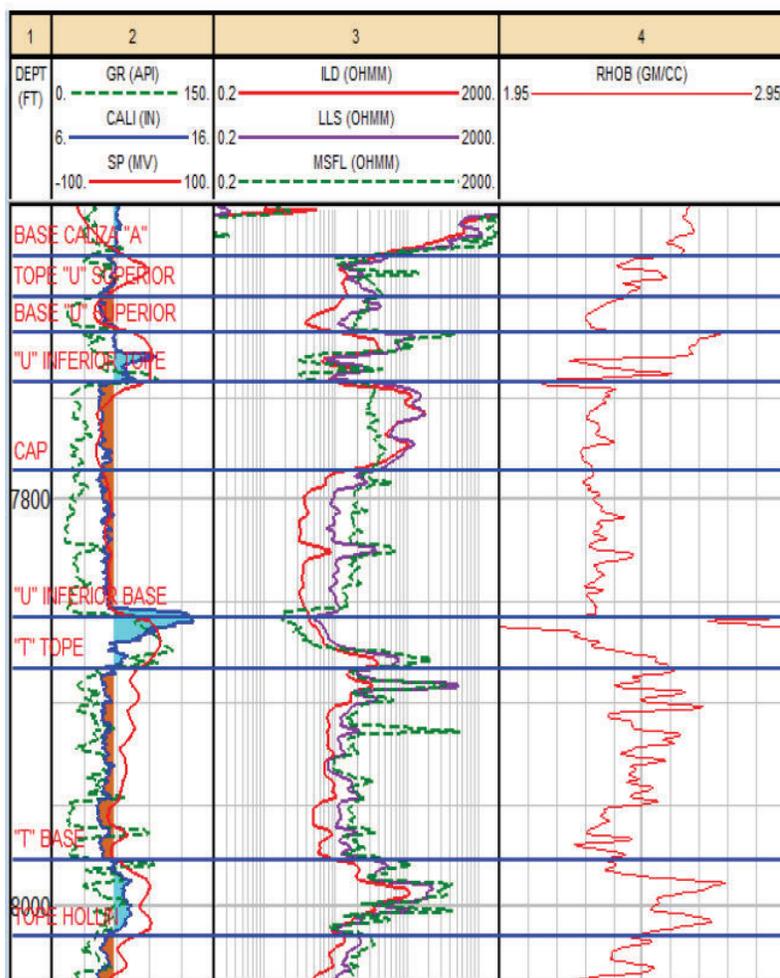
FORMACIÓN	PROFUNDIDAD	PROFUNDIDAD	ESESOR
	BAJO EL MAR	MEDIDA	BRUTO
	(FT)	(FT)	(FT)
TOPE ORTEGUAZA	-3595	4417	844
BASE ORTEGUAZA	-4439	5261	
TOPE TIYUYACU	-4439	5261	1540
BASE TIYUYACU	-5979	6801	
TOPE TENA	-5979	6801	729
BASE TENA	-6708	7530	
TOPE M-2	-6708	7530	95
BASE M-2	-6803	7625	
TOPE CALIZA A	-6813	7635	45
BASE CALIZA A	-6858	7680	
TOPE U SUPERIOR	-6878	7700	18
BASE U SUPERIOR	-6896	7718	

TABLA 2.1 CONTINUACIÓN

U INFERIOR TOPE	-6920	7742	116
CONTACTO AGUA PETRÓLEO	-6964	7786	
U INFERIOR BASE	-7036	7858	
T TOPE	-7061	7883	94
T BASE	-7155	7977	
TOPE HOLLIN	-7193	8015	42
BASE HOLLIN	-7235	8057	

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

FIGURA 2. 1 REGISTRO ELÉCTRICO CON TOPES Y BASES SEÑALADAS



FUENTE: Gente Oil

2.2 PETROFÍSICA

Petrofísica es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas y la textura de una roca, es decir, es de interés tanto geológico como de ingeniería, se encarga de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, especialmente la distribución de los poros, los cuales sirven como depósitos para las acumulaciones de hidrocarburos, y que permiten considerarlas como posibles prospectos para la explotación.

Mediante la caracterización petrofísica de un yacimiento se busca calcular con mayor precisión las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto.

Los parámetros necesarios para llevar a cabo la caracterización petrofísica de un yacimiento son: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, el volumen de arcilla, espesor del yacimiento y su área, movilidad del petróleo y la distribución del tamaño de los granos.

A continuación daremos una definición de las propiedades petrofísicas del campo Singue.

2.2.1 POROSIDAD (Φ)

La porosidad se la define como el porcentaje del volumen total de una roca, constituida por espacios vacíos, que representa su porosidad absoluta.

La porosidad es clasificada en porosidad primaria y porosidad secundaria.

La porosidad primaria es definida por la porosidad intergranular de areniscas y la porosidad intercrystalina y oolítica de algunas calizas, las rocas con porosidad primaria tienen características muy uniformes.

La porosidad secundaria es resultado de la alteración de la roca, normalmente a través de procesos tales como la dolomitización, la disolución y el fracturamiento. Se tienen mediciones cuantitativas de porosidad más confiables a partir de muestras de núcleos.

2.2.1.1 Porosidad efectiva (Φ_e)

Porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos, interconectados de manera que permiten el paso de fluidos, a través de ellos. De acuerdo a su origen puede ser clasificada como primaria y secundaria. La porosidad original se desarrolla durante la depositación de la roca.

Para materiales intergranulares, con una cementación pobre o moderada la porosidad total es aproximadamente igual a la porosidad efectiva. Para materiales con mejor cementación y para calizas se puede encontrar grandes diferencias entre porosidad total y efectiva.

$$\Phi_T = \frac{\Phi_N - \Phi_D}{2} * 100 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$\Phi_T = \frac{V_b - V_s}{V_b} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$\Phi_e = \Phi_T(1 - V_{sh}) \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

Φ_T = porosidad total (%)

Φ_N = porosidad neutrónica (%)

Φ_D = porosidad density (%)

Φ_e = porosidad efectiva (%)

V_b = volumen bruto (cm^3)

V_s = volumen sólido (cm^3)

V_{sh} = índice de arcilla en la zona de interés (%)

2.2.1.2 Porosidad absoluta (Φ_T)

Porosidad absoluta es el porcentaje de espacio poroso con respecto al espacio total de la roca sin tomar en cuenta si los poros están o no interconectados entre sí. Se calcula de la siguiente manera:

$$\Phi_T = \frac{\Phi_N + \Phi_D}{2} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

Φ_N = Porosidad Neutrónica

Φ_D = Porosidad Density

La porosidad que le importa al petrolero es la porosidad efectiva ya que en esta se toma en cuenta los poros que están conectados entre sí, de otra forma el hidrocarburo no se podría recuperar.

2.2.2 CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)

El volumen de arcilla es definido como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Este valor puede ser estimado mediante el Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR) y Crossplots que son combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón o Sónico.

El método Gamma Ray conocido también como Método Lineal, el cual se basa en las mayores deflexiones de las curvas del Gamma Ray ya que estas indican los intervalos de areniscas y arcillas.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

- Leer los valores que indica la curva de GR en la zona de interés.
- Seleccionar una zona limpia, libre de arcilla y leer el valor de GR limpio (GRclean).

- Seleccionar la zona que tenga el mayor porcentaje de arcilla y leer el valor de GR de arcilla (GRsh).

La fracción en la zona de interés será determinada por la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

La determinación del porcentaje de arcilla es importante dentro de nuestro estudio ya que la presencia de arcillas nos indica zonas permeables.

2.2.2 PERMEABILIDAD (K)

Existen tres tipos de permeabilidad:

Absoluta, efectiva y relativa.

La permeabilidad absoluta se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.

Cuando más de una fase se encuentra presente en un medio poroso, la conductividad o capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva.

La permeabilidad relativa se define como la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base.

En 1856, Henry Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena para purificación de agua. Y el resultado de los análisis fue determinado mediante la ecuación de Darcy.

$$q = \frac{KA \Delta p}{\mu L} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

La constante de proporcionalidad K es una característica del paquete de arena. Darcy realizó sus investigaciones con cilindros de arena saturados 100% saturados de agua.

Donde:

q = caudal a través del cilindro de arena (Bls/día.)

K = constante de proporcionalidad (darcys.)

A = área transversal (pie².)

Δp = presión diferencial (psi.)

L = longitud (pie.)

μ = viscosidad (cp)

Posteriores investigaciones determinaron que la ley de Darcy puede ser utilizada con otros fluidos y que la constante de proporcionalidad K puede ser escrita como K/μ , donde μ es la viscosidad del fluido y K es la constante de proporcionalidad para la roca. La ecuación generalizada de la ley de Darcy es:

$$q = -1,127 \frac{KA \Delta P}{\mu \Delta L} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

q = caudal que atraviesa el área transversal (Bls/día.)

A = área transversal (pie².)

K = constante de proporcionalidad de la roca (darcys.)

μ = viscosidad del fluido (cp.)

$\Delta P/\Delta L$ = Gradiente de presión (atm/cm).

En la industria petrolera se ha adoptado el Darcy como unidad de permeabilidad la cual se define así:

“Un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido de una sola fase de un centipoise de viscosidad llena completamente el espacio vacío del medio, fluye a través de este bajo condiciones de flujo viscoso, a un caudal de un centímetro cúbico por segundo por centímetro cuadrado de área transversal, bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera por centímetro”

2.2.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS

Además de la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos y la capacidad de almacenamiento, otra propiedad muy importante es la saturación de fluidos. Se define como la cantidad de fluido disponible en un espacio dado.

Se cree que la mayoría de rocas reservorio estaban saturadas con agua antes de ser invadidas por petróleo, este petróleo no desplaza toda el agua del espacio poroso de la roca.

Debido a esto, para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en un medio poroso es necesario conocer la saturación de fluidos (petróleo, agua, gas) de la formación.

2.2.4 CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA DE ROCAS SATURADAS DE FLUIDOS

Las rocas reservorios están formadas de minerales, fragmentos de roca y espacio vacío. Los sólidos no son conductores de la electricidad, con la excepción de algunos minerales arcillosos.

La conductividad eléctrica de la roca depende de la geometría del espacio poroso y del tipo de flujo presente en ese mismo espacio. Dentro del estudio de rocas reservorio los fluidos de interés son petróleo, agua y gas.

El agua es conductiva cuando posee sales disueltas, la corriente eléctrica es conducida en el agua mediante el movimiento de iones por lo que se puede llamar conductividad electrolítica. El petróleo y el gas no son conductivos.

La resistividad de un material es el recíproco de la conductividad y se lo define como la capacidad de un material de conducir corriente eléctrica.

La resistividad de un material está definida por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{rA}{L} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

ρ = resistividad del material (Ω -m.)

r = resistencia (Ω .)

A = área de la sección transversal del conductor (cm^2 .)

L = longitud del conductor (cm.)

2.3 DETERMINACIÓN DEL CONTACTO AGUA PETRÓLEO (CAP)

El contacto agua petróleo es una superficie de discontinuidad en un yacimiento sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua. Si bien el agua y el petróleo son inmiscibles, el contacto entre ambos corresponde normalmente a una zona de transición donde suele existir agua irreductible que es adsorbida por los granos de las rocas y petróleo inmóvil que no puede ser producido. El contacto agua petróleo no siempre conforma una superficie horizontal plana, esta puede estar inclinada o ser irregular.

Podemos determinar el CAP usando criterios muy simples como:

- Buscamos una deflexión brusca en la curva de la resistividad total.

- La curva de la resistividad total se mantiene constante en valores bajos mientras exista arena.

2.4 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

Las propiedades físicas de los fluidos son las que definen el comportamiento y características del mismo tanto en reposo como en movimiento, son medidas mediante un análisis PVT realizado en el laboratorio. Se va a definir las propiedades más importantes.

2.4.1 DENSIDAD Y GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO

La densidad del petróleo está definida como la masa por unidad de volumen de petróleo a determinada presión y temperatura, usualmente se expresa en libras por pie cúbico. La gravedad específica del petróleo se define como la relación de la densidad del petróleo con la densidad del agua. Las dos densidades son medidas a condiciones estándar.

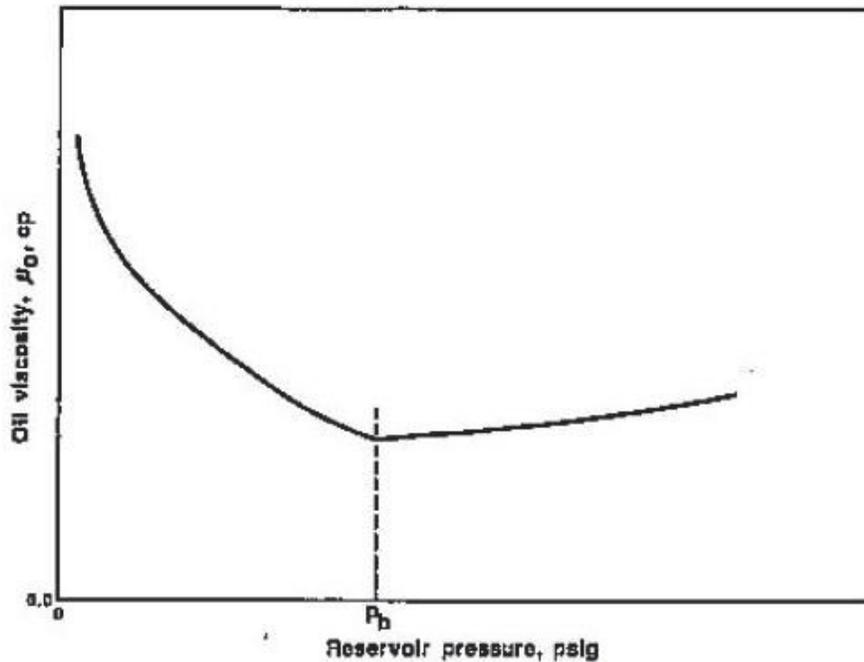
Además de la densidad y la gravedad específica que son muy usadas en la industria petrolera, tenemos también la gravedad API que se expresa en función de la gravedad específica mediante la expresión: $API = (141.5/\rho) - 131.5$.

2.4.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (μ_o)

La viscosidad del petróleo se define como la resistencia a deslizarse sobre sí mismo, esta resistencia da una idea de la capacidad de fluir a través de un espacio poroso y se presenta debido a la fricción interna que se produce entre las moléculas de fluido.

La viscosidad disminuye por debajo del punto de burbujeo con el aumento de la presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión.

FIGURA 2. 2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO VS PRESIÓN DE RESERVORIO



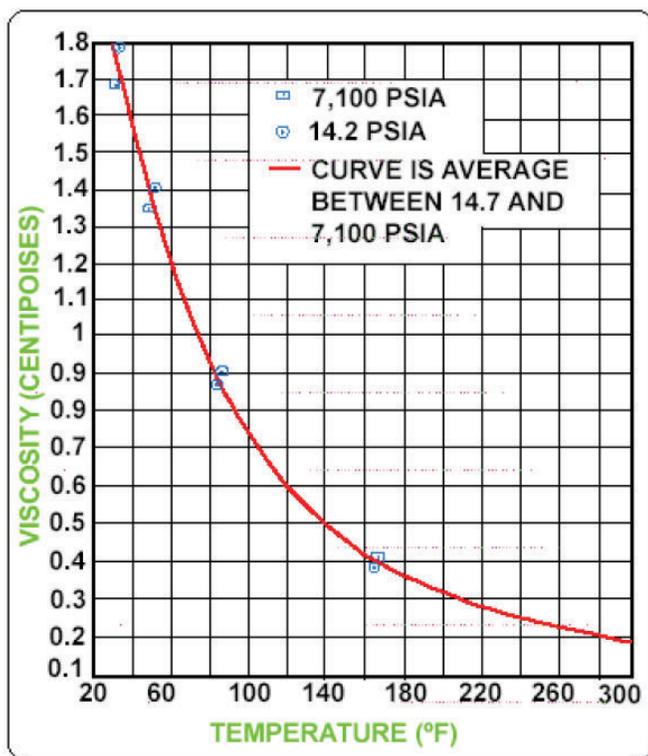
FUENTE: Laminas de estudio de yacimientos I del profesor Gustavo Prato

2.4.3 VISCOSIDAD DEL AGUA (μ_w)

La viscosidad varía principalmente en función de la temperatura, sin embargo la presión y la salinidad también ejercen un efecto sobre esta. La presión en realidad tiene un efecto relativamente pequeño, mientras que el efecto de la salinidad está basado en la relación entre la viscosidad de salmuera y viscosidad de agua pura.

Para determinar la viscosidad del agua utilizamos la figura 2.3

FIGURA 2.3 VISCOSIDAD DE AGUA PURA VS TEMPERATURA

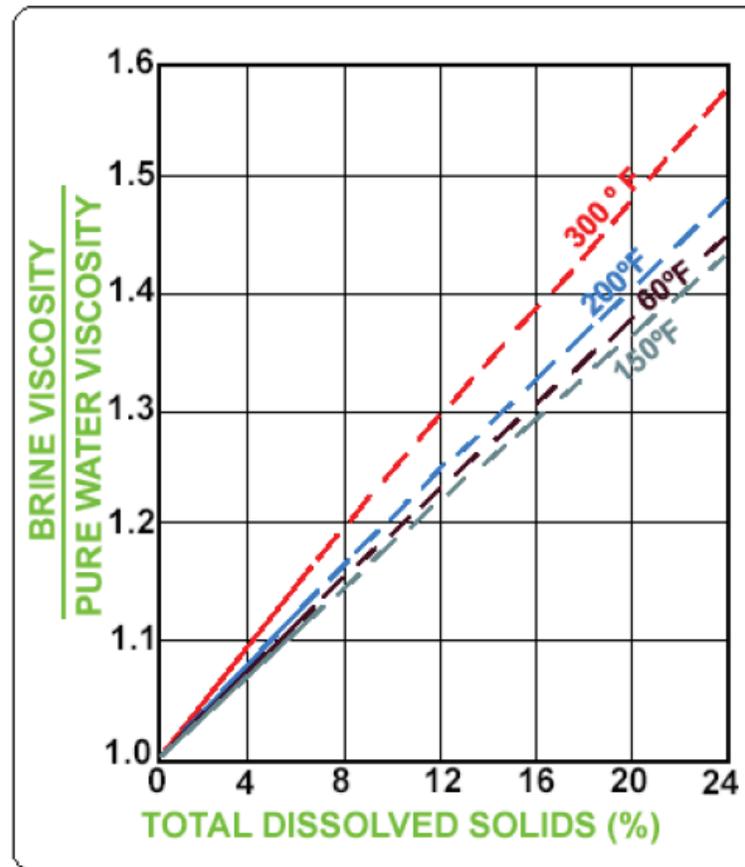


FUENTE:

Management and Development

Reservoir

FIGURA 2. 4 RELACIÓN ENTRE VISCOSIDAD DE SALMUERA Y VISCOSIDAD DE AGUA PURA VS SALINIDAD

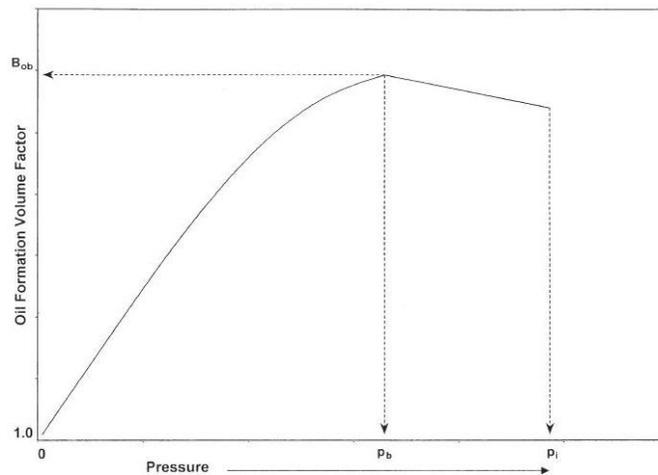


FUENTE: Reservoir Management and Development

2.4.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DE LA FORMACIÓN

El factor volumétrico de formación de petróleo, está definido como la proporción del volumen de petróleo más el gas en solución a la presión y temperatura de yacimiento y el volumen de petróleo a condiciones estándar. El factor volumétrico siempre es mayor o igual a la unidad. El Factor volumétrico alcanza su valor máximo en el punto de burbuja, ya que alcanza la máxima cantidad de gas que puede disolverse en el petróleo. El factor volumétrico a condiciones normales se aproxima a la unidad.

FIGURA 2. 5 FACTOR VOLUMÉTRICO VS PRESIÓN



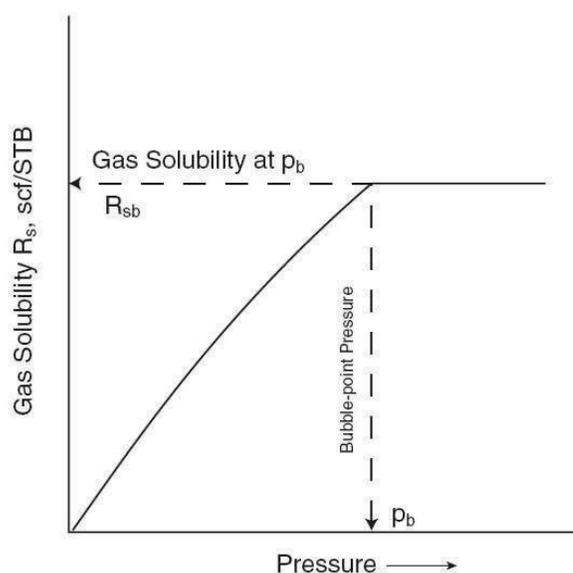
FUENTE: Laminas de estudio de yacimientos I del profesor Gustavo Prato

2.4.6 RELACIÓN GAS – PETRÓLEO EN SOLUCIÓN (RS)

La relación gas –petróleo en solución es la cantidad de gas que se libera del petróleo si se reduce la presión hasta la presión atmosférica, se expresa en pies cúbicos estándar por barril fiscal (PCS/BF). El gas normalmente es referido como gas disuelto.

FIGURA 2. 6 RELACIÓN GAS PETRÓLEO EN SOLUCIÓN

$$R_s = \frac{\text{volume of gas produced at surface at standard conditions}}{\text{volume of oil entering stock tank at standard conditions}}$$



FUENTE: Laminas de estudio de yacimientos I del profesor Gustavo Prato

2.5 PRESIONES

El estudio del comportamiento de la presión en un reservorio es un factor fundamental en la caracterización del mismo, así como el análisis e interpretación de pruebas de presión, permitiendo conocer las características del reservorio y además poder determinar cuáles son los reservorios y las zonas potenciales para la perforación de nuevos pozos.

CAPÍTULO 3

CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO SINGUE

3.1 INTRODUCCIÓN

Como principal característica para la determinación de la factibilidad de ubicar pozos de desarrollo nuevos perforar en el campo Singue, el cálculo de reservas es uno de los principales objetivos de conocer y establecer si se dispone del volumen de reservas que justifique el proyecto de perforación.

Para tal efecto se realizará el cálculo de reservas por el método volumétrico y se dará soporte aplicando el método de curvas de declinación de las principales arenas de las cuales depende la producción de petróleo en este campo.

3.2 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen total de petróleo estimado, que existe originalmente en los yacimientos. Generalmente se lo determina con la siguiente ecuación:

$$POES = 7758 \frac{V_r * \Phi_e * (1 - SW)}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

V_r = Volumen de la Roca (Acre – Pie)

Φ_e = Porosidad Efectiva de la Roca (Fracción)

Sw = Saturación de Agua (Fracción)

β_{oi} = Factor Volumétrico Inicial (BL / BF)

7758 = Factor de Conversión (BL / Acre – Pie)

El total de las cantidades del volumen de hidrocarburos pueden ser recursos potencialmente recuperables, esto debido a que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de las circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información.

TABLA 3. 1 CÁLCULO DEL POES

	H Neto (pies)	Vol. Roca (Acre-Pie)	Φ (%)	Sw (%)	Boi (BL/BF)	POES (BF)
U. Inferior	46	9968	15	29,04	1,153	7138933
T. Superior	12	5192	11	45,33	1,203	2013541
Sub Total		15160	13	37,185	1,178	9152475

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

FUENTE: ARCH

Todos los datos usados en el cálculo del POES fueron proporcionados por la ARCH a excepción de los espesores que fueron obtenidos del registro eléctrico del pozo perforado.

3.3 RECURSOS PROSPECTIVOS

Los recursos prospectivos son los volúmenes asociados a las cantidades no descubiertas. Estos recursos representan aquellas cantidades de petróleo que se estiman a partir de una fecha determinada, potencialmente recuperables de los yacimientos identificados a través de evidencia indirecta, pero que aún no han sido perforados.

La cuantificación de los recursos prospectivos se basa en información geológica y geofísica del área en estudio.

3.4 FACTOR DE RECOBRO

Factor de recobro es la relación expresada en porcentaje que existe entre el hidrocarburo que puede ser recuperado del yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento.

El factor de recobro de un yacimiento es función de muchas variables que influyen en la cantidad de hidrocarburo que se pueda recuperar, entre estas, la presión, las propiedades petrofísicas de la roca y fluido, y los mecanismos de producción.

3.5 RESERVAS

La perforación de un pozo perturba las condiciones originales de presión en las que se encuentran las acumulaciones de los fluidos presentes en un yacimiento de hidrocarburo, debido a esto se expulsa parte de su contenido hacia el pozo y luego hacia la superficie, esta fracción recuperable bajo condiciones técnica y económicamente rentables se llama reserva.

Tenemos diferentes clases de reservas de hidrocarburo como son:

- Reservas Probadas
- Reservas Probables
- Reservas Posibles
- Reservas Remanentes

3.5.1 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son cantidades de petróleo que por los análisis de los datos geológicos e ingeniería de reservorios se estima serán recuperables de los reservorios conocidos bajo condiciones técnica y económicamente rentables, con gran probabilidad.

3.5.2 RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables son aquellas donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser técnica y económicamente rentables, con menor grado de probabilidad que las reservas probadas.

3.5.3 RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. Es decir que las reservas posibles son el volumen de hidrocarburos que se cree que existen en áreas aún no exploradas, evaluando solamente con base en criterios geológicos.

3.5.4 RESERVAS REMANENTES

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento.

3.6 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Los métodos existentes para la realización del cálculo de reservas son:

- Método Volumétrico
- Curvas de Declinación
- Balance de materiales

En este estudio se usó únicamente información obtenida de la perforación del pozo Singue 1, ya que el campo cuenta solo con este pozo perforado. El cálculo de reservas únicamente se realizarán mediante el método volumétrico al carecer

de información de producción, puesto que el pozo perforado reanudó su producción en el 2013 después de permanecer cerrado desde diciembre de 1997.

3.6.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico utilizado consiste en obtener el producto del volumen bruto de la roca (V_R) por el valor promedio de porosidad (Φ) y por la saturación de hidrocarburos ($1 - S_w$), dividido para el factor volumétrico, es decir el POES, el cual se determinó al inicio del capítulo, en la sección 3.2 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).

El producto del POES por el factor de recobro nos da como resultado las reservas totales con las que cuenta el Campo Sigue. El factor de recobro de cada arena fue proporcionado por la ARCH.

TABLA 3. 2 RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES

	POES (BF)	Fr (%)	Reservas Probadas (BF)
U. Inferior	7138933	25,4	1813289
T. Superior	2013541	35	704739
Sub Total	9152475		2518028

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

3.6.1.1 Cálculo de las reservas remanentes

Obtenemos las reservas remanentes de la diferencia entre las Reservas Probadas y la Producción Acumulada a una determinada fecha.

TABLA 3. 3 CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES

	Reservas Probadas	P. acumulada (BF)	R. Remanentes (BF)
U. Inferior	1813289,22	477444	1335845,22
T. Superior	704739,5343	0	704739,5343
Sub Total	2518028,755	477444	2040584,755

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

3.6.2 BALANCE DE MATERIALES

Podemos escribir la ecuación de balance de materiales como:

El volumen original de hidrocarburos = volumen remanente de hidrocarburos + volumen de agua intruida desde un acuífero + la reducción del volumen poroso debido a la expansión de roca y fluido.

Desarrollando esta expresión y despejando N, se tiene la **Ecuación General de Balance de Materiales:**

$$N = \frac{Np[\beta_o + \beta_g(Rp - Rs) - (We - Wp)\beta_w]}{\beta_o - \beta_{oi} + m\beta_{oi}\left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1\right) + \beta_g(Rsi - Rs) + \beta_{oi}(1 + m)\left[\frac{Cw * Sw + Cf}{1 - Sw}\right] \Delta p}$$

(Ec. 3.2)

La ecuación de balance de materiales se expresa en unidades de yacimiento.

N = Petróleo original in-situ, BF

N_p = Petróleo producido, BF

β_o = Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/BF

β_{oi} = Factor volumétrico inicial de formación del petróleo, bbl/BF

β_g = Factor volumétrico de formación del gas, bbl/pcn

β_w = Factor volumétrico de formación de agua, bbl/BF

R_p = Relación gas – petróleo acumulada, pcn/BF

R_s = Relación gas – petróleo, pcn/BF

W_e = Intrusión acumulada de agua, BF

W_p = Agua producido acumulado, BF

m = Volumen inicial de la capa de gas/volumen de la zona de petróleo (N)

c_w, c_o, c_g = Compresibilidad del agua, de petróleo y de gas, 1/psi

S_w = Saturación de agua, fracción

c_f = Compresibilidad del volumen poroso, 1/psi

P = Presión estática del yacimiento, psia

i = inicial

Como podemos notar, para la correcta aplicación de la expresión anterior, se requiere una gran cantidad de datos de producción, esto no sucede en el campo Singue por lo que en el presente estudio no es posible aplicar este método para la determinación de reservas.

3.6.3 CURVAS DE DECLINACIÓN

Son las curvas que resultan de graficar la tasa de producción de petróleo de un pozo versus el tiempo.

Las curvas de declinación se usan para analizar o predecir la producción de dicho pozo o grupo de pozos y calcular las reservas de los mismos.

Para generar la curva debemos reunir dos aspectos:

1. El valor tiene que ser una función mas o menos continua de la variable dependiente y cambiar de una manera uniforme.
2. Debe existir un punto final conocido.

El proceso de extrapolación es estrictamente de naturaleza empírica y una expresión matemática de la tendencia de la curva basada en una consideración física del reservorio.

Tenemos dos tipos de curvas que son los más importantes: caudal vs tiempo (Historia de Producción) y la curva de declinación (Predicción de producción), complementamos esto con los costos de operación y se hace posible determinar con exactitud la rata del límite económico y este es el punto final de la curva.

El límite económico se da cuando los costos de producción se igualan al valor del hidrocarburo producido.

3.6.3.1 Tipos de Curvas de Declinación

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial o constante, hiperbólica en la que se supone que la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción y armónica que es un caso especial de la declinación hiperbólica.

3.6.3.1.1 Declinación Exponencial

En la declinación exponencial la declinación de la producción de un pozo varía en forma constante con respecto al tiempo, de esta podemos obtener la producción a lo largo de un periodo de tiempo y realizar el perfil de producción de un pozo.

$$q = q_i * e^{-at} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

q = Producción a tiempo determinado (BFPD)

qi = Producción inicial (BFPD)

a = Declinación constante (Di)

t = Tiempo determinado de producción (Años)

3.6.3.1.2 Declinación Hiperbólica

La declinación hiperbólica no es constante y varía en función de la tasa de producción. Cuanto mayor es la tasa de producción debe haber una mayor declinación.

$$\frac{a}{q^n} = \frac{a_i}{q_i^n} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + n * a_i * t)^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

q = Producción a un periodo de tiempo (BFPD)

qi = Producción inicial BFPD)

a = Declinación hiperbólica

t = Tiempo de producción (Años)

n = Factor que esta en función de las características del pozo ($0 < n < 1$)

3.6.3.1.3 Declinación Armónica

La declinación armónica es proporcional a la tasa de producción.

$$q = \frac{q_i}{1 + a_i * t} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

q = Producción a un tiempo determinado (BFPD)

qi = Producción inicial del pozo (BFPD)

ai = Declinación inicial

t = Tiempo de producción (Años)

n = 1

CAPÍTULO 4

RECOMENDACIÓN DE LA UBICACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO SINGUE

4.1 INTRODUCCIÓN

Dentro de la ingeniería de petróleos encontramos la ingeniería de producción que es la encargada de maximizar la producción optimizando costos. Se puede tomar en cuenta la producción de uno o más pozos.

La perforación nos permite obtener núcleos, registros de pozo y muestras de fluido para caracterizar las zonas de interés. La ingeniería de reservorios comprende el adecuado entendimiento de los parámetros que controlan el comportamiento y caracterizan al sistema en sí.

La evaluación de formaciones no permite obtener una descripción completa del reservorio mediante la sísmica y registros de pozos, con esto identificamos unidades geológicas, cada una con características propias que en conjunto forman un reservorio.

Uniando la información de reservorio y comprendiendo su comportamiento se puede determinar la manera de desarrollar el campo.

Dentro de este capítulo se recomendará el número de pozos, ubicación y producción estimada de cada pozo garantizando un barrido eficiente del petróleo a superficie.

Para la ubicación y perforación de pozos de desarrollo es importante conocer si se dispone de un volumen de reservas que justifiquen el proyecto de perforación.

En el Campo Singue, se ha logrado establecer las reservas totales originales, teniendo un acumulado de producción de petróleo y por consecuencia las reservas remanentes del Campo Singue; esto se muestra en el capítulo anterior en la sección 3.6.1.1 Cálculo de las reservas remanentes.

4.1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SINGUE

Un factor importante es conocer la producción acumulada de cada pozo y las zonas del campo con mayor corte de agua, para determinar la correcta ubicación de un nuevo pozo de desarrollo.

La producción acumulada del pozo Singue 001A se presenta en el (cuadro 4.1) donde podemos observar que la arena U es la única que está produciendo.

Es necesario mencionar que en yacimientos con empuje hidráulico de fondo se debe producir grandes volúmenes de agua salada para obtener la mayor cantidad de petróleo presente en el yacimiento.

TABLA 4. 1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE 001A

CAMPO	POZO	YACIM.	FECHA(Mensual)	OIL(B)	GAS(PC)	AGUA (B)	BSW (%)
SINGUE	001A	UI	1991-05	19533	2852	0	0
SINGUE	001A	UI	1991-06	19198	2803	0	0
SINGUE	001A	UI	1991-07	16176	2362	0	0
SINGUE	001A	UI	1991-08	16126	2354	0	0
SINGUE	001A	UI	1991-09	15320	2237	77	0,5
SINGUE	001A	UI	1991-10	15634	2283	222	1,4

TABLA 4.1 CONTINUACIÓN

SINGUE	001A	UI	1991-11	15146	2211	404	2,6
SINGUE	001A	UI	1991-12	15634	2283	1490	8,7
SINGUE	001A	UI	1992-01	15352	2241	2773	15,3
SINGUE	001A	UI	1992-02	11845	1729	3598	23,3
SINGUE	001A	UI	1992-03	12047	1759	3598	23
SINGUE	001A	UI	1992-04	10485	1531	4200	28,6
SINGUE	001A	UI	1992-05	9834	1436	4778	32,7
SINGUE	001A	UI	1992-06	10098	1464	4601	31,3
SINGUE	001A	UI	1992-07	10322	1497	5153	33,3
SINGUE	001A	UI	1992-08	9183	1332	5121	35,8
SINGUE	001A	UI	1992-09	7338	1064	6176	45,7
SINGUE	001A	UI	1992-10	7148	1036	6598	48
SINGUE	001A	UI	1992-11	6415	930	5922	48
SINGUE	001A	UI	1992-12	6437	933	5942	48
SINGUE	001A	UI	1993-01	5329	733	5223	49,5
SINGUE	001A	UI	1993-02	3936	571	4264	52
SINGUE	001A	UI	1993-03	7605	1103	1406	15,6
SINGUE	001A	UI	1993-04	8205	1190	1563	16
SINGUE	001A	UI	1993-05	7827	1135	2131	21,4
SINGUE	001A	UI	1993-06	6019	873	3073	33,8
SINGUE	001A	UI	1993-07	5010	726	3688	42,4
SINGUE	001A	UI	1993-08	4691	680	3996	46
SINGUE	001A	UI	1993-09	4324	627	3834	47
SINGUE	001A	UI	1993-10	4478	649	3476	43,7
SINGUE	001A	UI	1993-11	4181	606	4181	50
SINGUE	001A	UI	1993-12	4020	583	4020	50
SINGUE	001A	UI	1994-01	3833	556	3833	50
SINGUE	001A	UI	1994-02	3199	464	3607	53
SINGUE	001A	UI	1994-03	4981	722	6088	55
SINGUE	001A	UI	1994-04	5699	826	7253	56

TABLA 4.1 CONTINUACIÓN

SINGUE	001A	UI	1994-05	5776	838	6257	52
SINGUE	001A	UI	1994-06	4725	685	5547	54
SINGUE	001A	UI	1994-07	4111	596	8736	68
SINGUE	001A	UI	1994-08	4029	584	9401	70
SINGUE	001A	UI	1994-09	3662	531	8545	70
SINGUE	001A	UI	1994-10	3845	558	8972	70
SINGUE	001A	UI	1994-11	3554	515	8293	70
SINGUE	001A	UI	1994-12	3600	522	8400	70
SINGUE	001A	UI	1995-01	3584	520	8363	70
SINGUE	001A	UI	1995-02	2917	423	6806	70
SINGUE	001A	UI	1995-03	3586	520	8367	70
SINGUE	001A	UI	1995-04	3210	465	7490	70
SINGUE	001A	UI	1995-05	3176	461	7411	70
SINGUE	001A	UI	1995-06	2954	428	5486	65
SINGUE	001A	UI	1995-07	2663	386	4946	65
SINGUE	001A	UI	1995-08	1326	192	3094	70
SINGUE	001A	UI	1995-09	3012	437	7028	70
SINGUE	001A	UI	1995-10	3254	472	7593	70
SINGUE	001A	UI	1995-11	2391	347	5579	70
SINGUE	001A	UI	1995-12	3598	522	8395	70
SINGUE	001A	UI	1996-01	3300	479	7700	70
SINGUE	001A	UI	1996-02	3193	463	7450	70
SINGUE	001A	UI	1996-03	3252	472	7588	70
SINGUE	001A	UI	1996-04	3063	444	7147	70
SINGUE	001A	UI	1996-05	2445	355	5705	70
SINGUE	001A	UI	1996-06	1997	290	4660	70
SINGUE	001A	UI	1996-07	3092	448	7215	70
SINGUE	001A	UI	1996-08	2938	426	6855	70
SINGUE	001A	UI	1996-09	3063	444	6509	68
SINGUE	001A	UI	1996-10	1461	212	3222	68

TABLA 4.1 CONTINUACIÓN

SINGUE	001A	UI	1996-11	2762	400	6445	70
SINGUE	001A	UI	1996-12	2758	400	6435	70
SINGUE	001A	UI	1997-01	3253	472	7590	70
SINGUE	001A	UI	1997-02	2653	385	6190	70
SINGUE	001A	UI	1997-03	560	81	1307	70
SINGUE	001A	UI	1997-04	2461	357	5742	70
SINGUE	001A	UI	1997-05	3333	483	7777	70
SINGUE	001A	UI	1997-06	2963	430	6914	70
SINGUE	001A	UI	1997-07	4778	693	11149	70
SINGUE	001A	UI	1997-08	4834	701	11279	70
SINGUE	001A	UI	1997-09	4744	688	11069	70
SINGUE	001A	UI	1997-10	4890	709	11410	70
SINGUE	001A	UI	1997-11	4654	675	10859	70
SINGUE	001A	UI	1997-12	3416	495	7971	70
SINGUE	001A	UI	2013-01	6868	N/R	N/R	N/R
SINGUE	001A	UI	2013-02	11680	N/R	N/R	N/R
SINGUE	001A	UI	2013-03	17295	N/R	N/R	N/R
SINGUE	001A	UI	2013-04	77	N/R	N/R	N/R
SINGUE	001A	UI	2013-05	8006	N/R	N/R	N/R
SINGUE	001A	UI	2013-06	10773	N/R	N/R	N/R

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN, Junio 2013

4.2 UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS

Para proponer la ubicación de los nuevos pozos, se han tomado en cuenta los siguientes factores: comportamiento de la estructura del campo, desarrollo lateral de arenas, espaciamiento entre pozos y parámetros petrofísicos.

4.2.1 PROCEDIMIENTO PARA UBICAR NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

El procedimiento para ubicar un nuevo pozo de desarrollo es el siguiente:

1. Realizar el mapa estructural de cada arena, para el presente análisis se utilizó el mapa estructural de la Base Napo U, con el fin de localizar los altos estructurales que es donde el pozo debe ser ubicado, además de conocer la posición de las fallas existentes para evitar la intercepción en el momento de la ubicación de los nuevos prospectos a perforar (Anexo 1).

La cuenca deposicional está estructurada por esfuerzos transgresivos presentes a partir del Cretácico terminal, estos provocaron la inversión tectónica de antiguas fallas normales. Los esfuerzos compresivos marcan una inversión tectónica con la formación de estructuras petrolíferas, ahora limitadas con fallas orientadas principalmente en dirección N-S o NNE-SSW (Anexo 2 y3).

2. Determinar los radios de drenaje de los pozos existentes en el campo, para verificar si existen reservas no drenadas, ubicar el pozo de tal manera que no haya interferencia de producción con los pozos vecinos, tomando en cuenta la distancia entre estos.

En la ubicación de nuevos pozos, es indispensable determinar un espaciamiento mínimo entre pozos, con esto evitamos la interferencia en la producción. De igual manera, se debe tratar de drenar la mayor área posible optimizando el número de pozos.

La fórmula usada para determinar los radios de drenaje es:

$$V_o = \frac{\pi * r^2 * h_o * \Phi e}{5,615 * \beta o i} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

V_o = Producción acumulada de petróleo (BF)

r = Radio de drenaje (pies)

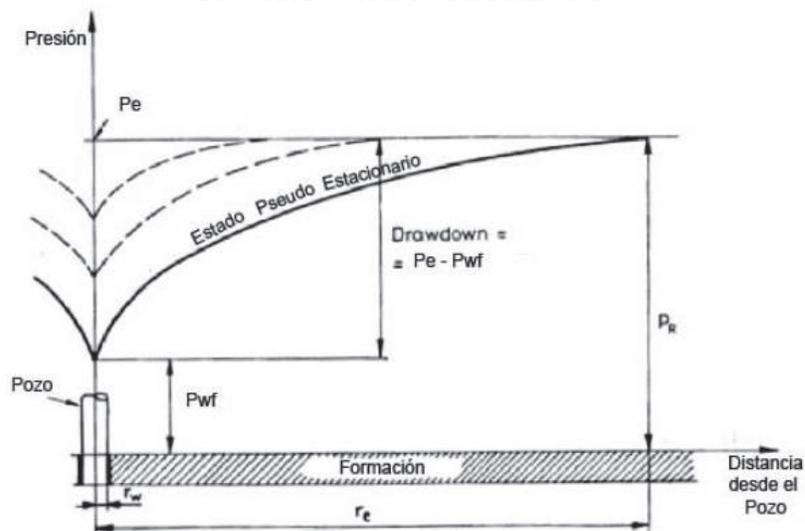
h_o = Espesor neto saturado de petróleo (pies)

Φ_e = Porosidad efectiva (%)

B_{oi} = Factor volumétrico inicial (BL/BF)

En un periodo mayor de producción el radio de drenaje también aumentará, esto debido a que por la producción la presión irá disminuyendo y la presión estática será afectada a mayor distancia del pozo, como se muestra en la figura 2.7.

FIGURA 2.7 RADIO DE DRENAJE



FUENTE: Schlumberger. Well performance manual

TABLA 4. 2 RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO SINGUE

Pozo	Arena	Np (BF)	β_0 (BIs/BF)	Φ_e (%)	Sw (%)	ho (pies)	r (pies)
Singue 001A	UI	477444	1,153	15	29	46	377,616

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

3. Realizar el mapa de amplitudes que nos ayudará a definir los cierres estratigráficos de la arena, distinguiendo donde se tiene un buen desarrollo de la arena, de las que no lo tienen. Por esta razón los pozos no deben estar ubicados en lugares donde la arena no se encuentra bien desarrollada (Anexo 4).
4. Revisaremos los mapas de saturación de agua, ya que estos nos ayudan a conocer la cantidad de agua que se tiene en la nueva posición del nuevo pozo (Anexo 5).
5. Con la ayuda de los mapas estructurales, de amplitudes, saturación de agua y radios de drenaje, se puede ubicar las coordenadas del nuevo pozo en cada uno de éstos y comprobar las recomendaciones mencionadas anteriormente.
6. Comprobar la existencia de las arenas de interés en el pozo nuevo y determinar su espesor total (Anexo 6).
7. Si en los pasos anteriores se observa que la ubicación del pozo es correcta debido a que no existe ninguna complicación para la perforación del mismo, se procede a determinar cuál será la plataforma de partida de dicho pozo. La plataforma a utilizarse debe establecerse tomando en cuenta que corresponda a un pozo cercano y que tenga la posibilidad de ser ampliada en caso de ser necesario.

Aplicando el procedimiento anteriormente mencionado, para el Campo Singue se proponen los siguientes pozos: Singue-B1 y Singue-B2 cuyos resultados se presentan en el (Cuadro 4.3).

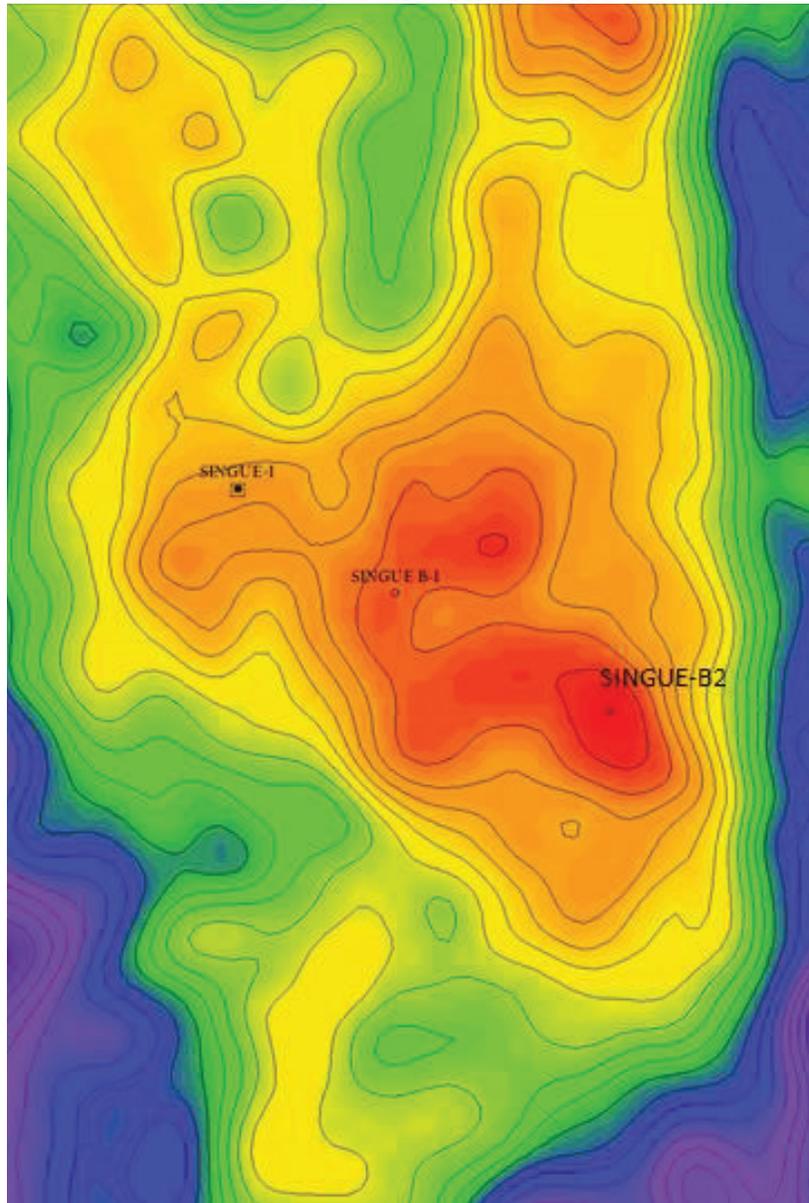
De acuerdo con los radios de drenaje calculados (Tabla 4.2) y con la distancia entre los pozos propuestos y el pozo perforado, aún existen reservas no drenadas y no habrá interferencia de producción.

El reservorio T de la formación Tena, presenta un menor volumen saturado por hidrocarburos y espesor, por esta razón no se ha producido de esta formación y tampoco se tiene planeado producir de la misma.

TABLA 4. 3 UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS

POZO	COORDENADAS X	COORDENADAS Y	ESTRUCTURA	ARENA
Singue-B1	357441,4	10017218	Se encuentra en la parte alta de la estructura.	Buen desarrollo de U Inferior.
Singue-B2	357909	10016963	Se encuentra en la parte alta de la estructura.	Buen desarrollo de U Inferior.

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

FIGURA 2. 8 POZOS PROPUESTOS

4.3 POZOS VECINOS

El análisis de los pozos vecinos nos permitirá asumir el comportamiento de la producción de las arenas productoras de dichos pozos, de aquí podremos deducir cual puede ser el comportamiento de los pozos propuestos.

Además se debe tomar en cuenta que las características de yacimiento de los pozos vecinos, servirán para el cálculo de reservas de los nuevos pozos de desarrollo.

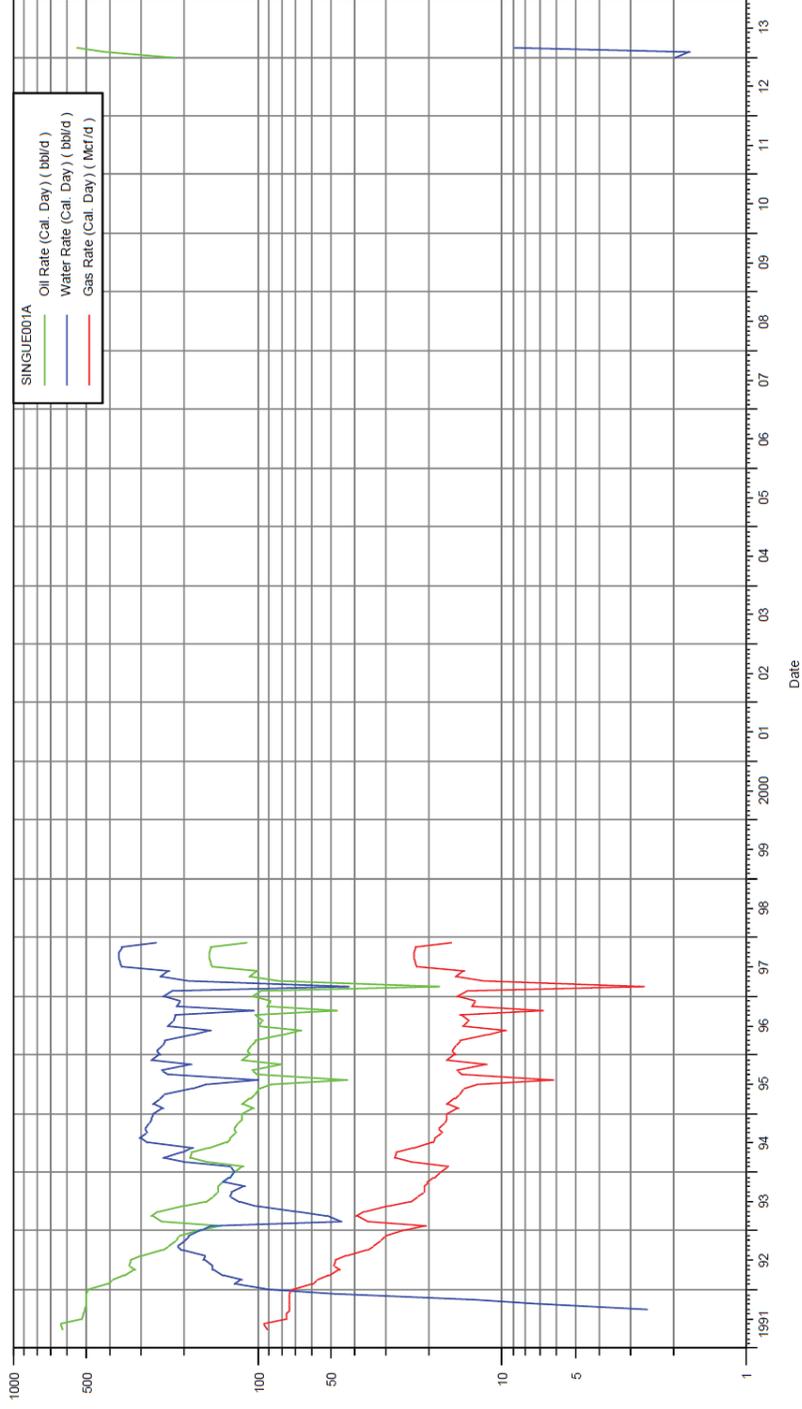
4.3.1 SINGUE 001A

El pozo Singue 001A fue perforado hasta la profundidad de 8120 pies, profundidad donde se encuentra la formación Hollín, en dicha formación no se encontró presencia de hidrocarburos, mientras que en las formaciones U inferior y T se encontraron saturadas de hidrocarburos. Empezó a producir en mayo de 1991 con un producción diaria de 640 barriles de fluido, un petróleo de 24.4 API, con 94 PC de gas y un BSW de 0%, el pozo produjo hasta diciembre de 1997 fecha en la cual el pozo fue cerrado debido a la baja producción de petróleo la cual fue de 285 barriles por día y un alto corte de agua del 70%. Permaneció cerrado hasta enero del 2013, fecha en la cual se reanuda la producción llegando a una producción de 662 barriles por día mediante la instalación de un Sistema de Bombeo Mecánico (Rotaflex).

El pozo tiene una producción acumulada de 477.444 BF.

En la figura 4.3 se presenta el historial de producción de la arena U.

FIGURA 4.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE 001A



FUENTE: Oil Field Manager
ELABORACIÓN: Diego Fuentes

4.4 RESERVAS ESTIMADAS PARA LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

La estimación de reservas de los pozos de desarrollo se realiza mediante el método volumétrico con los datos petrofísicos determinados en el pozo Singue001A hasta no disponer de datos reales luego de la perforación de los nuevos pozos y realizar el análisis petrofísico correspondiente.

Asumimos que los pozos cercanos tienen un comportamiento similar en lo que refiere a petrofísica y producción.

4.4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Para estimar las reservas de cada pozo mediante el método volumétrico se debe tomar en cuenta la ecuación general.

$$RESERVAS = \frac{7758 * A * h_o * \Phi * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} * FR \quad (\text{Ec. 4.2})$$

El procedimiento es el siguiente:

1. Determinar el radio de drenaje mediante las siguientes fórmulas:

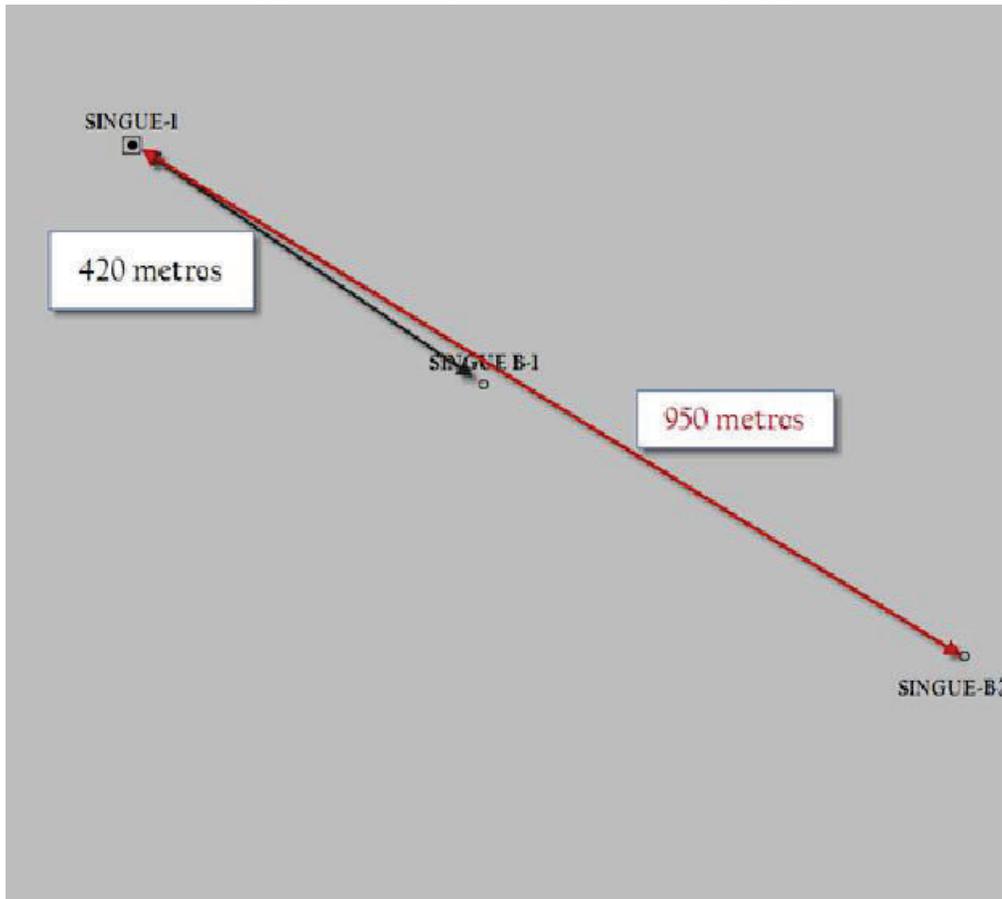
$$D \text{ prom(Pies)} = \frac{D_1 + D_2 + D_3}{3} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$Rd(\text{Pies}) = \frac{D \text{ prom}}{2} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

D1, D2, D3, = Distancias desde el pozo nuevo a los pozos cercanos

FIGURA 4. 2 DISTANCIA ENTRE POZOS



ELABORADO POR: Diego Fuentes

2. Determinar el área de drenaje (A) con la ecuación:

$$A(\text{Acre}) = \frac{\pi * Rd^2(\text{Pies}^2)}{43560(\text{Pies}^2/\text{ACRES})} \quad (\text{EC 4.5})$$

TABLA 4. 4 RADIOS Y ÁREAS DE DRENAJE

POZO	Rd (Pies)	A (Acres)
Singue-B1	775	43
Singue-B2	1210	106

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

3. Una vez obtenidas nuestras áreas, podemos calcular el Petróleo Original en Sitio (Cuadro 4.5).

$$POES(BF) = \frac{7758(BL/ACRE - PIE) * A(ACRES) * ho(PIES) * \Phi * (1 - Sw)}{\beta_{oi}(BL/BF)}$$

(Ec. 4.6)

4. Para determinar las reservas estimadas se utiliza la fórmula:

$$RESERVAS(BF) = POES(BF) * FR \quad (\text{Ec. 4.7})$$

TABLA 4. 5 RESERVAS ESTIMADAS DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

POZO	ARENA	POES(BF)	FR (%)	R. ESTIMADAS(BF)
Singue B1	U Inferior	1'416.614	25,4	359.820
	T Superior	200.113	35	70.039
	TOTAL	1'616.727		429.859
Singue B2	U Inferior	3'493.119	25,4	886.998
	T Superior	493.302	35	172.656
	TOTAL	3'985.421		1'059.653

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

4.5 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

Las predicciones de producción se determinaron tomando en cuenta las declinaciones obtenidas del historial de producción desde 1991 hasta 1997 ya que la producción del año 2013 no es representativa por el corto periodo de tiempo que lleva produciendo el pozo, tampoco se observa una tendencia de declinación de la producción por lo que no se tomó en cuenta estas producciones y se asume que las declinaciones de los pozos Singue 001A y de los prospectos a perforar tendrán una declinación similar a la del pozo Singue 001A.

Para determinar el tipo de curva de declinación que mejor se ajuste al historial de producción se utilizó el software OFM, con el cual se determinó una Declinación Armónica para el gas y petróleo y una Declinación Exponencial para el agua.

“Se debe insistir en que las curvas de declinación de la producción (exponencial, armónica o hiperbólica) son simples herramientas de cálculo que permiten hacer extrapolaciones del comportamiento futuro o predecir el mismo para un pozo en el campo. Sin embargo, no tienen bases físicas y el ingeniero de producción no debe sorprenderse si los pozos o los yacimientos no siguen las curvas de declinación de la producción estimadas sin importar que tan cuidadosamente se hayan preparado.” (Magdalena 2009)

4.5.1 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

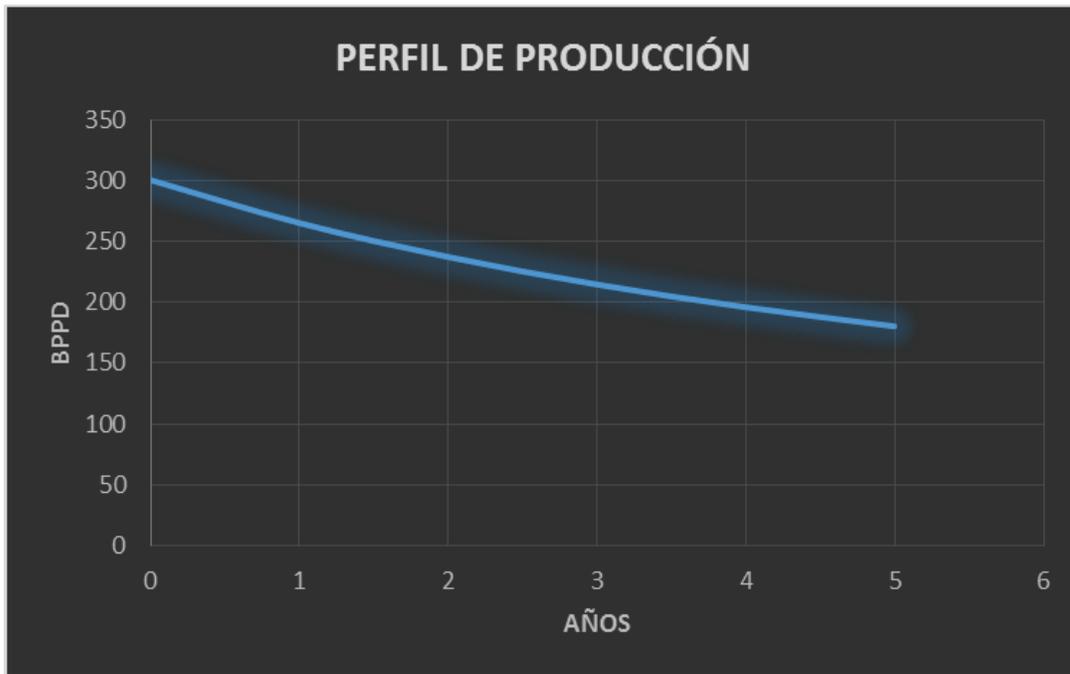
Para poder hacer una predicción de producción necesitamos calcular las reservas totales de cada pozo nuevo (Cuadro 4.5) y asumir un caudal inicial (q_0) para cada pozo.

TABLA 4. 6 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B1

RESERVAS ESTIMADAS (BLS)			429.859		
PERIODO (AÑOS)			5		
DECLINACIÓN (%)			0,13219		
	PROD. DIARIA	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADAS
AÑO	BBPD	BLS	BLS	BLS	%
1	265	96.715	96.715	333.144	22,5
2	237	86.603	183.318	246.541	42,6
3	215	78.406	261.725	168.134	60,9
4	196	71.626	333.351	96.508	77,5
5	181	65.926	399.277	30.582	92,9

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

Obtenemos la predicción de producción del pozo Singue-B1 mediante curvas de declinación; conociendo que el petróleo cuenta con una declinación armónica, ingresamos los datos en el sistema informático y obtenemos las producciones anuales del pozo.

FIGURA 4. 3 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B1

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

La predicción de producción y su respectiva gráfica detallada mensualmente la encontramos en el (Anexo 7).

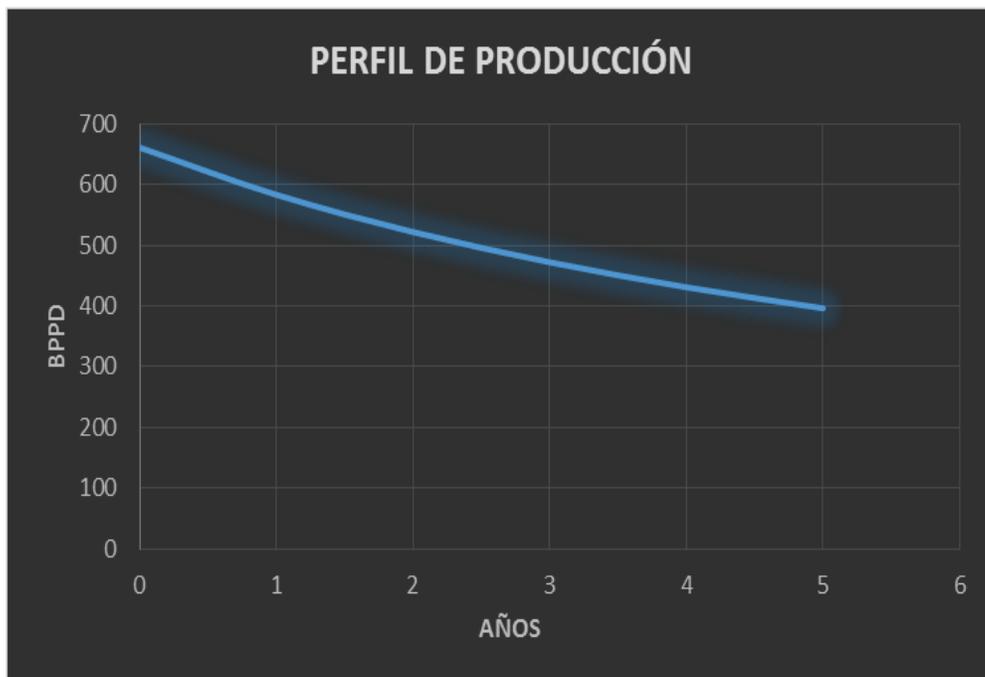
TABLA 4. 7 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B2

RESERVAS ESTIMADAS (BLS)					1'059.653
PERIODO (AÑOS)					5
DECLINACIÓN (%)					0,132192
	PROD. DIARIA	PROD. ANUAL	PROD. ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADAS
AÑO	BBPD	BLS	BLS	BLS	%
1	583	212.773	212.773	846.880	20,1
2	522	190.528	403.301	656.352	38,1
3	473	172.493	575.794	483.859	54,3
4	432	157.578	733.372	326.281	69,2
5	397	145.037	878.408	181.245	82,9

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

Obtenemos la predicción de producción de petróleo del pozo Singue-B2 mediante curvas de declinación; conociendo que la producción de petróleo cuenta con una declinación armónica, ingresamos los datos en el sistema informático y obtenemos las producciones anuales del pozo.

FIGURA 4. 4 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B2



ELABORACIÓN: Diego Fuentes

La predicción de producción y su respectiva gráfica detallada mensualmente la encontramos en el (Anexo 8).

4.5.2 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS

Di= Declinación de producción.

Producción cum= Producción acumulada hasta el año 2012.

TABLA 4. 8 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS PROMEDIO

Di(mensual)	0,011
Di(anual)	0,132
Producción cum(MPC)	69.425
AÑO	PRODUCCIÓN DE GAS PROMEDIO(MPCD)
1	26
2	24
3	21
4	20
5	18

Elaboración: Diego Fuentes

Obtenemos la predicción de producción de gas para el campo mediante curvas de declinación; conociendo que la producción de gas cuenta con una declinación armónica, ingresamos los datos en el sistema informático y obtenemos las producciones anuales del campo.

4.5.2 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA

Di= Aumento de producción.

Producción cum= Producción acumulada hasta el año 2012.

TABLA 4. 9 PREICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA PROMEDIO

Di(mensual)		-0,205204
Di(anual)		-0,2462448
Producción cum(MPC)		443.186
AÑO	PRODUCCIÓN DE AGUA PROMEDIO(BWPD)	
1	109	
2	140	
3	179	
4	228	
5	292	

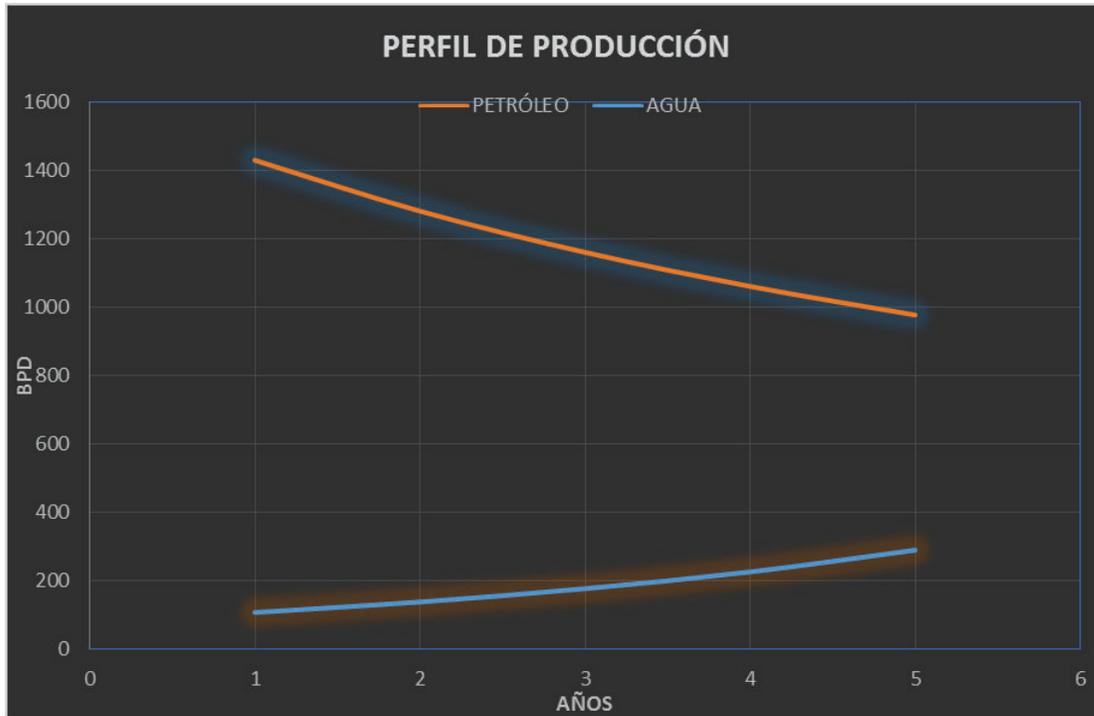
ELABORADO POR: Diego Fuentes

Obtenemos la predicción de producción de agua del campo mediante curvas de declinación; conociendo que la producción de agua cuenta con una declinación exponencial, ingresamos los datos en el sistema informático y obtenemos las producciones anuales del campo.

FIGURA 4. 5 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA PROMEDIO

ELABORADO POR: Diego Fuentes

FIGURA 4. 6 COMPARACIÓN DE PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO PROMEDIO



ELABORADO POR: Diego Fuentes

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

La ubicación de nuevos pozos de desarrollo en el campo Singue se ha realizado con la finalidad de recuperar reservas, ayudar a cooperar en la depletación y mejorar la producción del campo, debido a que los pozos existentes no han contribuido óptimamente a la depletación del mismo ya sea porque los pozos no tienen un radio de drenaje lo suficientemente grande o por tener problemas de alto corte de agua.

Es necesario conocer que sólo un pozo se encuentra en producción y que éste está completado con un sistema de bombeo mecánico (rotaflex).

Las reservas aproximadas de los dos pozos propuestos son 1'489.512 BIs, para estas reservas se realizó una predicción de producción por pozo (Capítulo 4), pero sin el conocimiento de la factibilidad económica que representa la perforación y producción de cada pozo, por lo que se realiza a continuación el análisis económico.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Realizamos el análisis económico con el fin de conocer que tan factible es la perforación de los pozos propuestos tomando en cuenta la producción de los mismos, para esto se necesita estar al tanto de los costos de perforación de pozos verticales y los costos de producción. La evaluación económica se basa principalmente en el criterio del valor actual neto (VAN) y en la tasa interna de

retorno (TIR), los cuales determinarán la puesta en marcha o abandono del proyecto.

Un proyecto es considerado económicamente rentable cuando:

- EL valor actual neto (VAN) es mayor a cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa de actualización.

La tasa de actualización que PETROPRODUCCIÓN contempla en sus proyectos es del 12% anual y del 0,010% mensual.

5.2.1 COSTOS DE PERFORACIÓN

Para el presente análisis se tomó en cuenta los costos incurridos en la perforación de un pozo vertical que ha llegado hasta la arena “T” Inferior, por lo que estos costos no tendrán una variación considerable para los pozos propuestos.

TABLA 5. 1 COSTO ESTIMADO DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE UN POZO VERTICAL

EVENTO	DESCRIPCION	TOTAL	TOTAL (IVA)
	SERVICIOS		
MOVILIZACION	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO	17.700,00	19.824,00
	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION		
	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION	1.100,00	1.232,00
	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO EN MOVILIZACION	3.400,00	3.808,00
	MATERIALES		
	COMBUSTIBLES MOVILIZACION	1.000,00	1.000,00
	Subtotal	23.200,00	25.864,00
	SERVICIOS		
PERFORACION	SERVICIO TALADRO PERFORACION	671.600,00	752.192,00
	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	80.100,00	89.712,00
	SERVICIO LODOS PERFORACION	420.000,00	470.400,00
	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	220.300,00	246.736,00
	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	59.800,00	66.976,00
	SERVICIO DE GYRO	48.300,00	54.096,00
	SERVICIO DE CATERING PERFORACION	41.700,00	46.704,00
	SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION	14.000,00	15.680,00
	SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	52.600,00	58.912,00
	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION)	277.400,00	310.688,00
	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING	15.600,00	17.472,00
	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE	161.000,00	180.320,00
	SERVICIO DE LINER HANGER	105.500,00	118.160,00
	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	135.700,00	151.984,00
	SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACION	13.100,00	14.672,00

RENTAS		
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION	16.100,00	18.032,00
MATERIALES		
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION	89.300,00	89.300,00
COMBUSTIBLES PERFORACION	79.500,00	79.500,00
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	849.700,00	849.700,00
ACEITES Y GRASAS PERFORACION	10.100,00	10.100,00
Subtotal	3.361.400,00	3.641.336,00
SERVICIOS		
SERVICIO TALADRO COMPLETACION	335.760,00	376.051,20
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO COMPLETACION	40.100,00	44.912,00
SERVICIO CONTROL DE SOLIDOS COMPLETACION	39.000,00	43.680,00
SERVICIO CATERING COMPLETACION	14.600,00	16.352,00
SERVICIO LIMPIEZA QUIMICA Y MECANICA	25.000,00	28.000,00
SERVICIO REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ENTUBADO WIRELINE	60.000,00	67.200,00
SERVICIO DE DISPAROS	155.000,00	173.600,00
SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES COMPLETACION	5.000,00	5.600,00
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES COMPLETACION	38.500,00	43.120,00
SERVICIO DE SLICK LINE	5.000,00	5.600,00
SERVICIO PRUEBAS DE PRODUCCION	45.000,00	50.400,00
SERVICIO EQUIPO PESADO COMPLETACION	14.300,00	16.016,00
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL COMPLETACION	4.700,00	5.264,00
SERVICIO DE FLUIDOS DE COMPLETACION	40.000,00	44.800,00
SERVICIO DE MUD LOGGING COMPLETACION	16.800,00	18.816,00
RENTAS		
RENTA EQUIPOS COMPLETACION	13.000,00	14.560,00
MATERIALES		
FILTROS BODEGA	14.100,00	14.100,00
TUBERIA DE COMPLETACION BODEGA	360.000,00	360.000,00
MATERIALES CABEZAL DE POZO COMPLETACION	35.300,00	35.300,00
COMPLETACION		

ACEITES Y GRASAS COMPLETACION	1.000,00	1.000,00
MATERIALES DE SLICK LINE BODEGA	4.000,00	4.000,00
COMBUSTIBLES COMPLETACION	16.700,00	16.700,00
FLUIDOS DE COMPLETACION BODEGA	10.000,00	10.000,00
MATERIALES DE COMPLETACION DE FONDO	50.000,00	50.000,00
EQUIPO	270.000,00	270.000,00
Subtotal	1.612.860,00	1.715.071,20
SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	12.000,00	12.000,00
SERVICIO DE CAMION VACCUM	56.600,00	63.392,00
PERMISOS DNH	25.000,00	25.000,00
MEDIO AMBIENTE	9.300,00	10.416,00
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	18.000,00	20.160,00
MATERIALES GENERALES DE LA OPERACION	10.000,00	10.000,00
INSPECCION DE TORRES	7.000,00	7.840,00
Subtotal	137.900,00	148.808,00

Sub Total		5.135.360,00
12 % IVA		395.719,20
TOTAL		5.531.079,20
	Costo Promedio Día	149.488,63
		\$
	Movilización	23.200,00
		\$
	Perforación	3.499.300,00
		\$
	Completación	1.612.860,00
		\$
		5.135.360,00
		5.531.079,20

Fuente: Petroamazonas

5.2.2 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción se refieren al precio que la empresa debe pagar por un barril producido, esto incluye el valor operativo, de depreciación y de transporte.

Los costos varían en cada campo y para realizar el análisis del presente estudio se usó el valor de 23,49 USD costo de operación asumido por PETROAMAZONAS.

5.3.3 INGRESO DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto se refieren al producto del número de BIs de petróleo producidos por el precio de cada barril.

La producción anual de cada pozo determinada en el capítulo anterior indica los barriles de petróleo que se obtendrían en el caso que cada pozo produzca durante los 365 días del año, sin embargo, debemos tomar en cuenta el tiempo de perforación y reacondicionamiento de cada pozo.

Para el desarrollo del presente proyecto vamos a asumir dos escenarios, el primer escenario cuando el precio del barril de petróleo sea de 40 USD, y el segundo escenario cuando el precio del barril de petróleo sea de 35 USD.

5.2.4 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Denominamos Valor Actual Neto de un proyecto a la suma algebraica de los valores actualizados de cada uno de los flujos netos de caja asociados a un proyecto.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Donde:

$Fnck$ = Flujo Neto de Caja del año k

i = Tasa de Actualización de la empresa ($i = 12,00\%$)

5.2.5 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de rendimiento por cada periodo con la cual la totalidad de los beneficios son iguales a los desembolsos. Es decir, es la tasa de actualización que anula el valor neto del flujo de caja.

Para esto usamos la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (\text{Ec. 5.2})$$

- Si la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.
- Si la tasa interna de retorno es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no tiene ni pérdidas ni ganancias.
- Cuando la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

TABLA 5. 2 BALANCE ECONÓMICO DEL PROYECTO SINGUE

AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	INGRESOS		EGRESOS					FNC		
		CASO 1	CASO 2	COST. OPER.	COSTOS DE PERF. Y COMPLETACIÓN	REACOND.	TOTAL	CASO 1	CASO 2		
	OIL	40	35	23,49							
	Bls										
1	309488	12379520	10832080	7269873	11062158,4	40000	18372032	-5992512	-7539952		
2	277131	11085240	9699585	6509807	0	40000	6549807	4535433	3149778		
3	250899	10035960	8781465	5893618	0	40000	5933618	4102342	2847847		
4	229204	9168160	8022140	5384002	0	40000	5424002	3744158	2598138		
5	210963	8438520	7383705	4955521	0	40000	4995521	3442999	2388184		
TOTAL		51107400	44718975	30012821	11062158,4	200000	41274979	9832421	3443996		

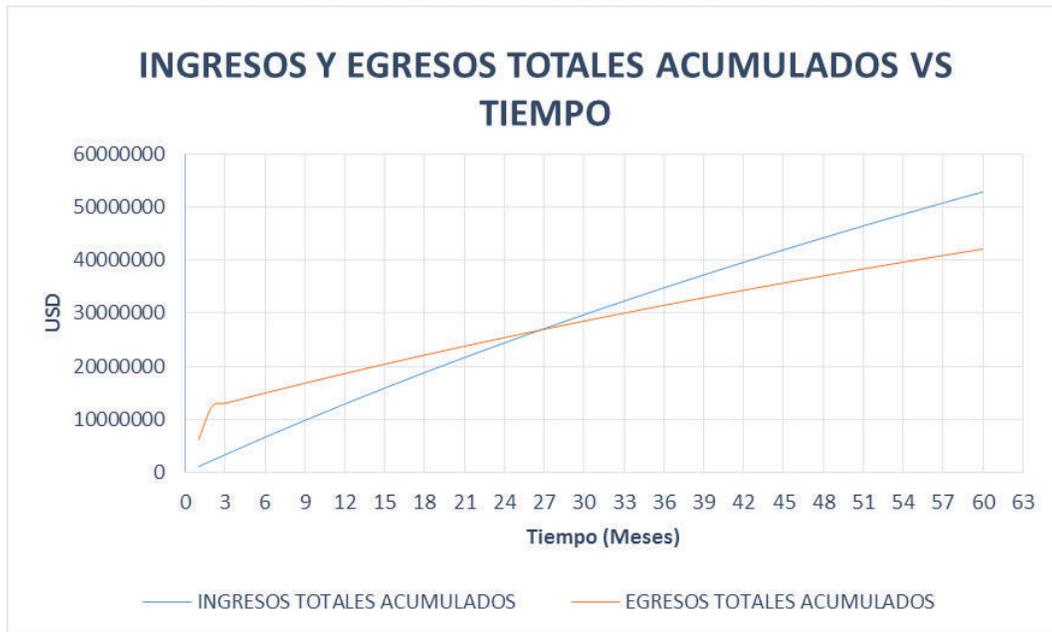
PERCIO USD/bi	CASO 1	CASO 2
FNC	9832421	3443996
VAN	5518259,201	812209,113
TIR	58%	18%

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

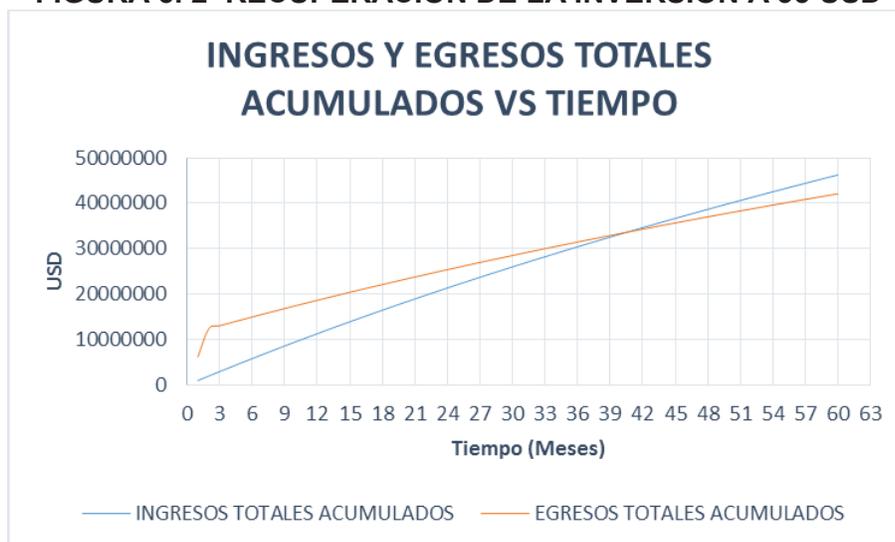
5.2.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El tiempo de recuperación de la inversión de un proyecto es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial y lo determinamos graficando los ingresos y egresos totales acumulados versus el tiempo.

FIGURA 5. 1 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A 40 USD



ELABORADO POR: Diego Fuentes

FIGURA 5. 2 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A 35 USD

ELABORADO POR: Diego Fuentes

El tiempo para la recuperación de la inversión en el caso que el petróleo sea de 40 USD será de 27 meses y en el segundo caso en el que el petróleo tendrá un precio de 35 USD el tiempo de recuperación de la inversión será de 40 meses.

Los resultados obtenidos tanto del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, cumplen con los requisitos que muestran la rentabilidad de un proyecto para los dos casos planteados con precios de 40 y 35 USD con lo que se puede recomendar la perforación de los nuevos pozos.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El campo Singue a pesar de haber sido considerado un campo marginal, posee una producción promedio de 300 Bls de petróleo diarios cuya producción proviene de 1 pozo con un grado API de 26 y un corte de agua de 29%.
- Con la perforación de 2 pozos de desarrollo en el Campo Singue se espera incrementar la producción en aproximadamente 700 Bls de petróleo por día.
- Las reservas totales originales esperadas de los pozos propuestos son de 1'059.653 de Bls de petróleo.
- Para el cálculo de POES y reservas se consideran los parámetros petrofísicos obtenidos del pozo Singue-001A y del campo Cuyabeno cercano al área de estudio.
- El método volumétrico se basa en un modelo uniforme y constante, contrario al método por curvas de declinación que se basa en un modelo estadístico y probabilístico.
- Se observa que la arena de mayor interés del Campo Singue es "U" Inferior, ya que presenta un espesor neto de petróleo mayor a las otras

arenas, sin embargo "T" Superior no pierde importancia ya que también presenta un espesor considerable saturado de hidrocarburo.

- Los nuevos pozos de desarrollo de un campo deben ser ubicados tomando en cuenta la estructura del mismo, en el caso del Campo Singue el cual presenta un alto corte de agua, es recomendable perforar en los altos estructurales y sin la interferencia de fallas, teniendo en cuenta la distancia adecuada entre pozos para que no exista interferencia de producción.
- Se determinó la rentabilidad económica del proyecto de la perforación de los pozos propuestos mediante el estudio de dos escenarios, de 40 y 35 USD para el primero y segundo escenario respectivamente.
- Esta rentabilidad es demostrada para los dos escenarios con la obtención de un valor positivo del Valor Actual Neto (VAN) de 5'518.259 y 812.209 y un valor mayor al 12% (Tasa de Actualización de la Empresa) de la tasa interna de retorno (TIR) de 58% y 18% respectivamente.
- El presente proyecto se lo realizó para ubicar pozos de desarrollo verticales.

6.2 RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de restauración de presión para los pozos, tomar muestras de cores y correr registros eléctricos y realizar pruebas PVT para poder tener una información más acertada de la petrofísica y propiedades de los fluidos del campo.
- Actualizar la base de datos del historial de producción diaria de cada pozo.

- Probar la arena "T" Superior en los pozos propuestos, puesto que mediante el método volumétrico se determinó la existencia de reservas que no han sido drenadas.
- Actualizar los mapas estructurales y de isohidrocarburos luego de la perforación de los nuevos pozos de desarrollo, con esto obtendremos datos petrofísicos y áreas de drenaje reales, por tanto se podrá calcular las verdaderas reservas probadas de los pozos propuestos.
- Realizar ajustes a los perfiles de producción para cada pozo una vez se tenga los datos reales de producción de cada pozo.

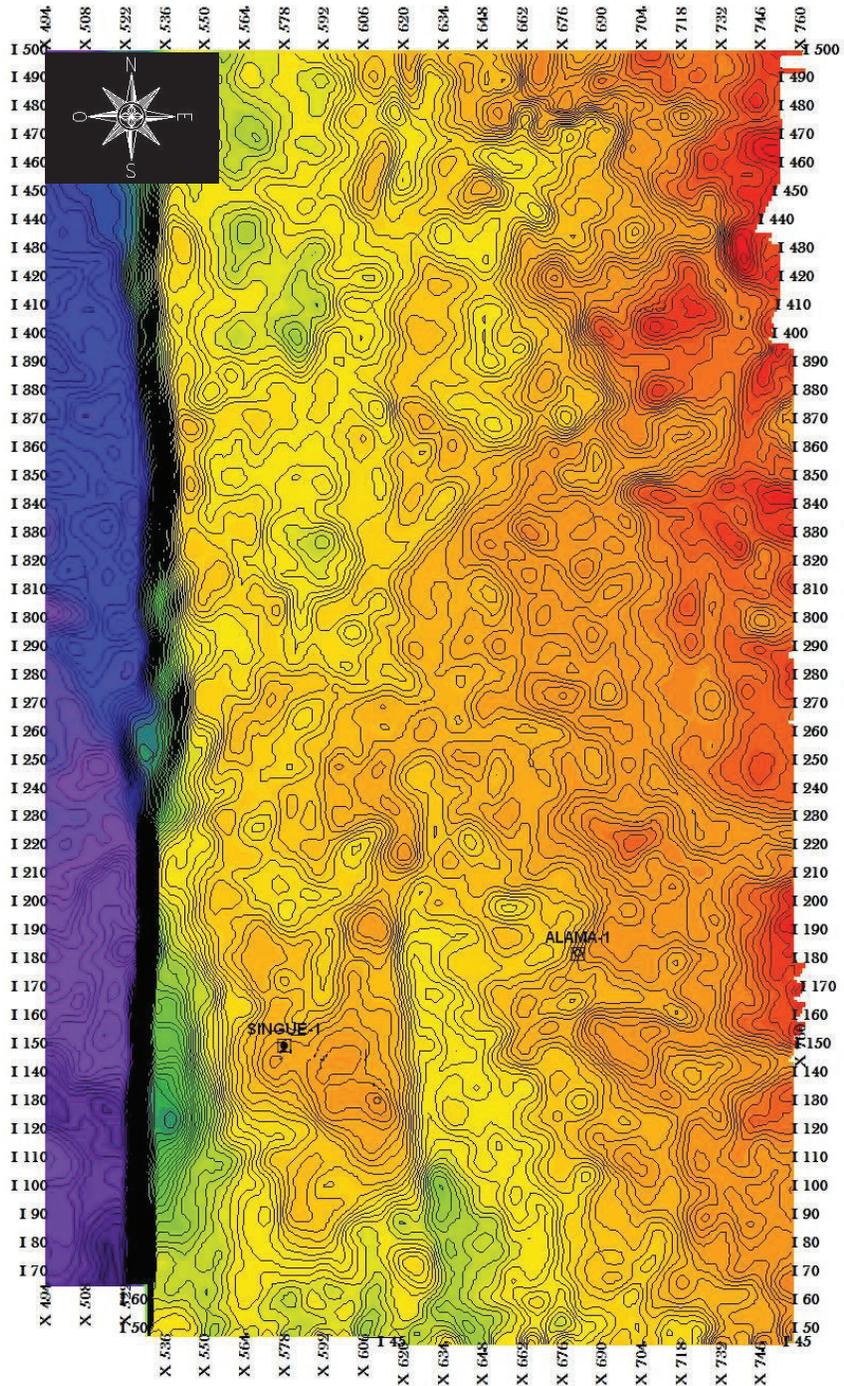
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bassiouni, Z. (1994). Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Volumen 4. Richardson TX. SPE Textbook Series.
- Bates, Robert L., y Julia A. Jackson. (1980). Glosary of Geology. Second Edition. Virginia. American Geological Institute.
- Craft, B. C. y M. F. Hawkins. (1968). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Primera edición. Madrid. Editorial Tecnos.
- Escobar F. (2006). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. Neiva.Huila-Colombia. Editora Guadalupe Ltda.
- Pirson, S. J. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona. Ediciones Omega.
- Rivadeneira, Marco V., y Patrice Baby. (1999). La Cuenca Oriente: Estilo Tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas de los Principales Campos de Petroproducción. Quito.
- Segovia, Alberto G. (1973). Fundamentos para el cálculo de Reservas de Hidrocarburos. CEPE.

ANEXOS

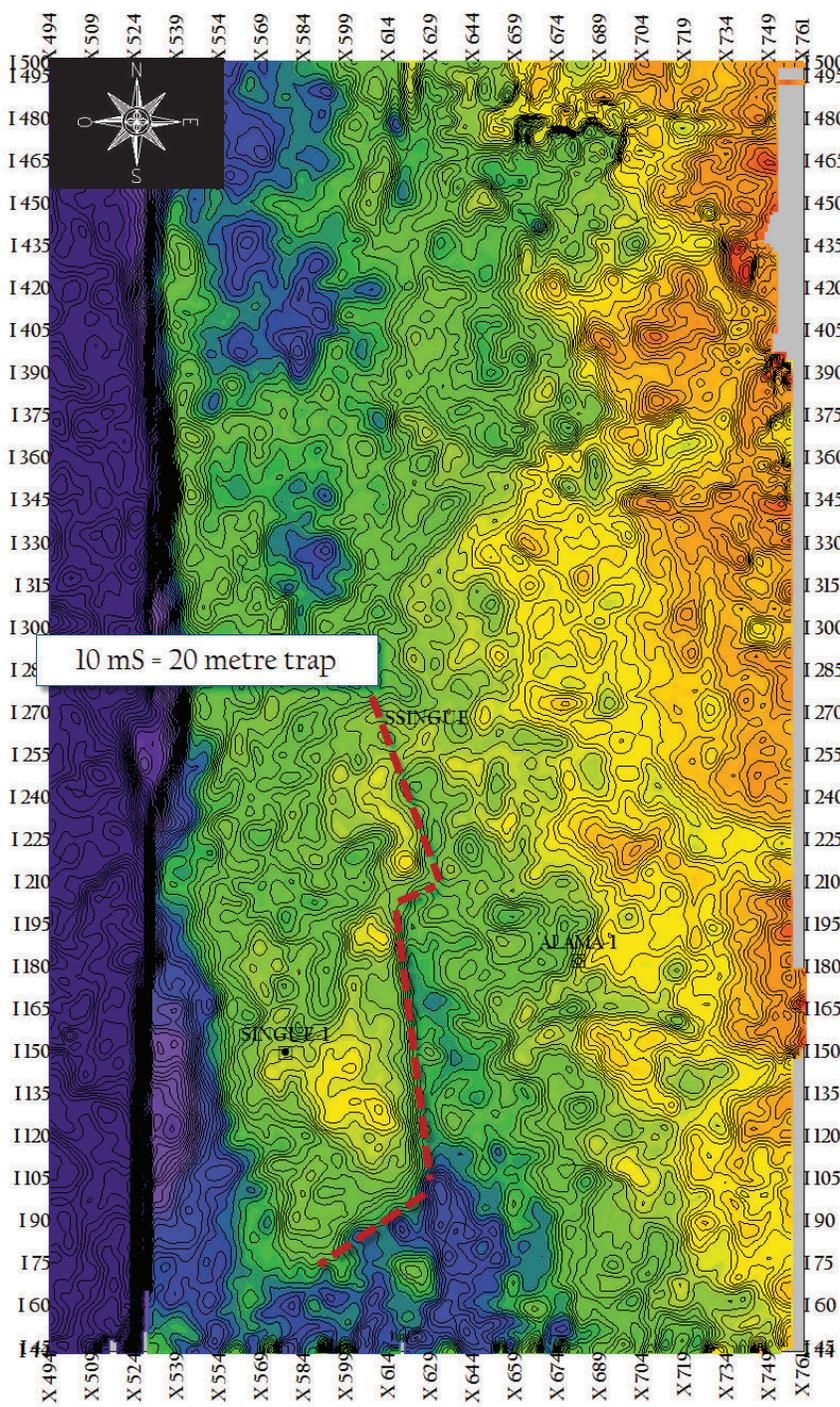
ANEXO NO 1

MAPA ESTRUCTURAL BASE NAPO U



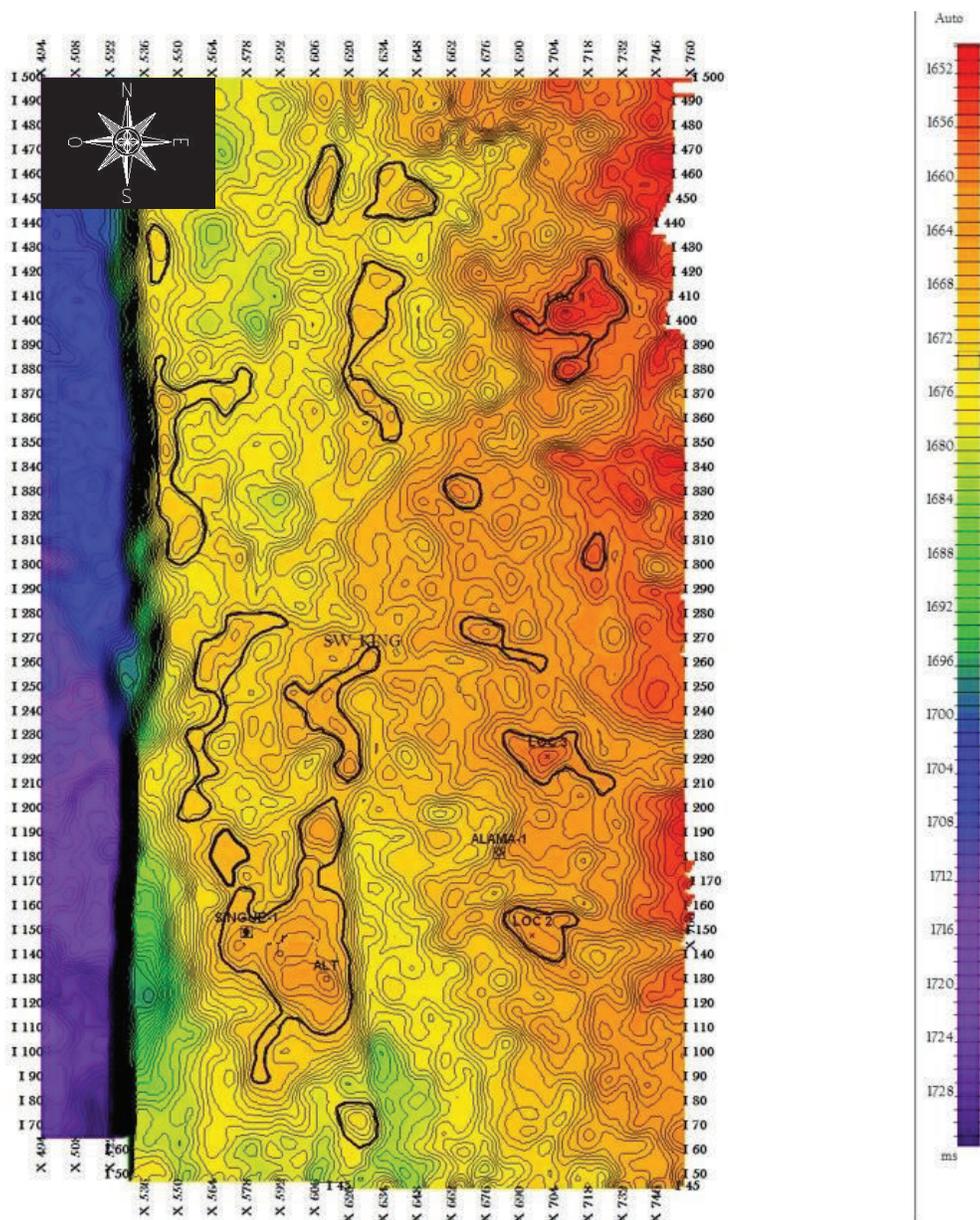
ANEXO NO 2

TRAMPA BASE NAPO U



ANEXO NO 3

MAPA ESTRUCTURAL, ALTOS ENCERRADOS

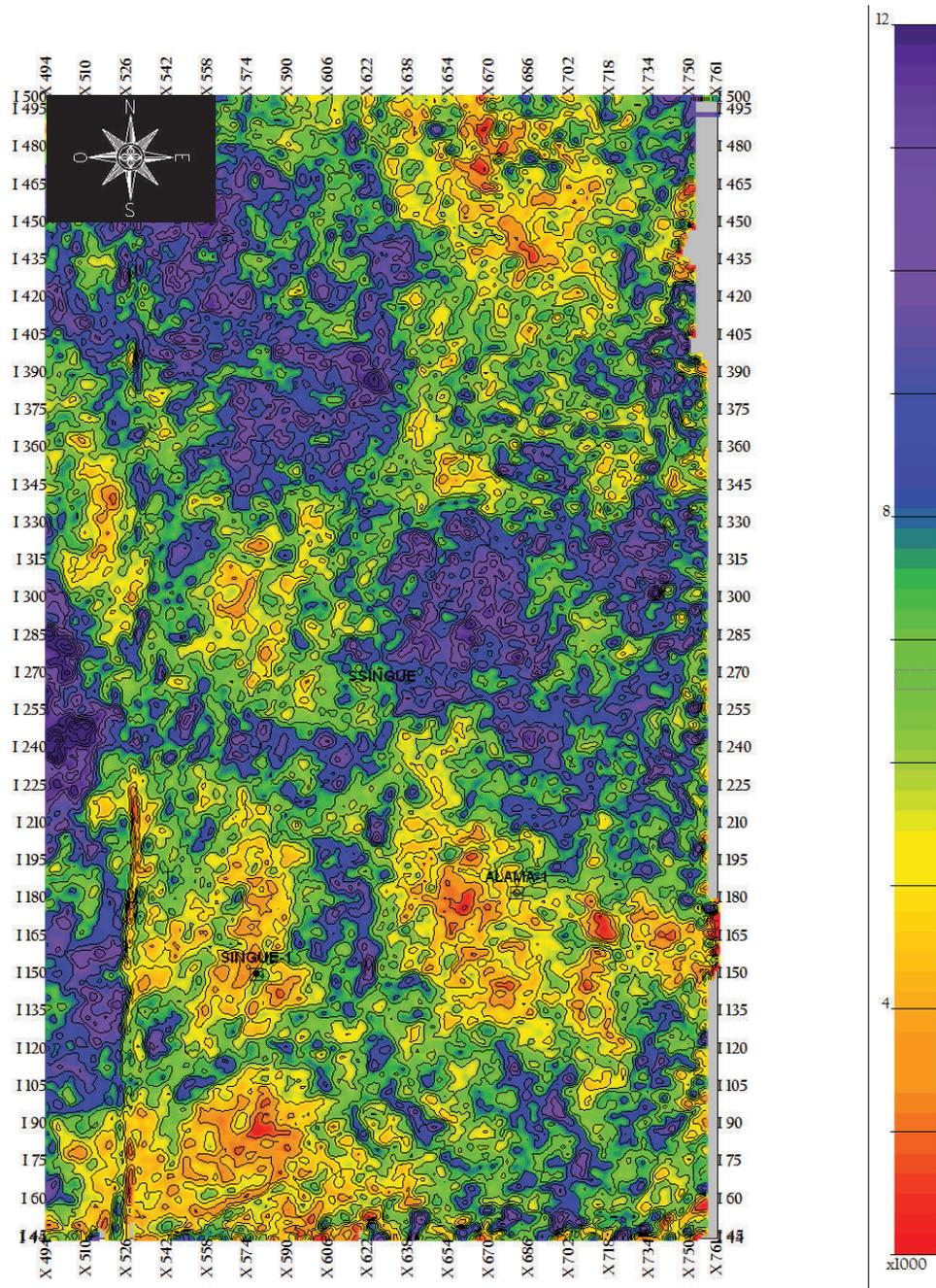


En este mapa encerramos los altos estructurales en donde se deberían ubicar los nuevos pozos.

Para identificar los altos estructurales dentro del mapa debemos tomar en cuenta la escala de la parte derecha la cual tiene unidades de milisegundos, entre más bajo es el valor en la escala más pronunciado será el alto estructural.

ANEXO NO 4

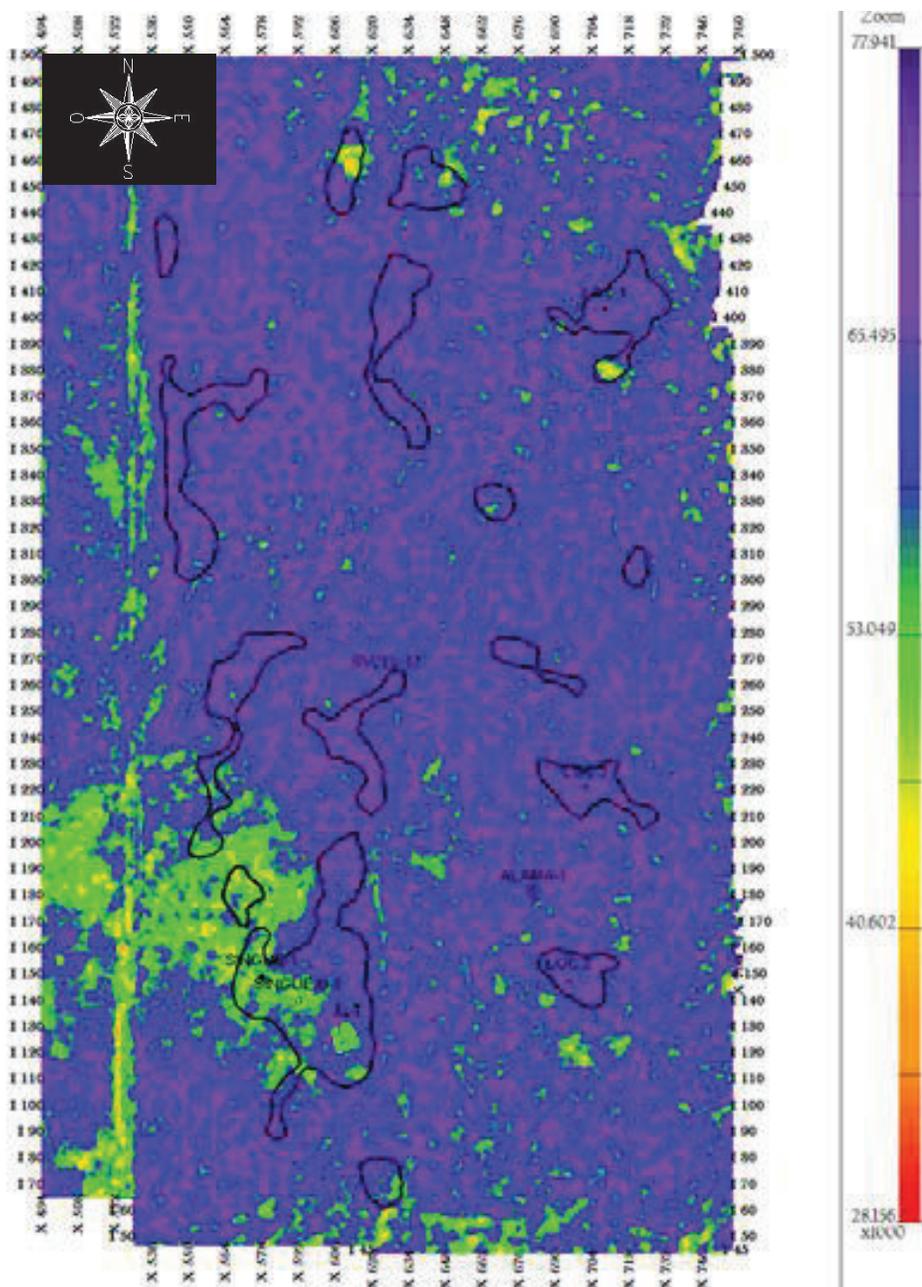
MAPA DE AMPLITUDES RMS



Este mapa de amplitudes nos ayuda a distinguir donde se tiene un buen desarrollo de arena. En la parte derecha contamos con una escala, a menor valor en esta nos indica la presencia de arena y a mayor valor indica la presencia de agua.

ANEXO NO 5

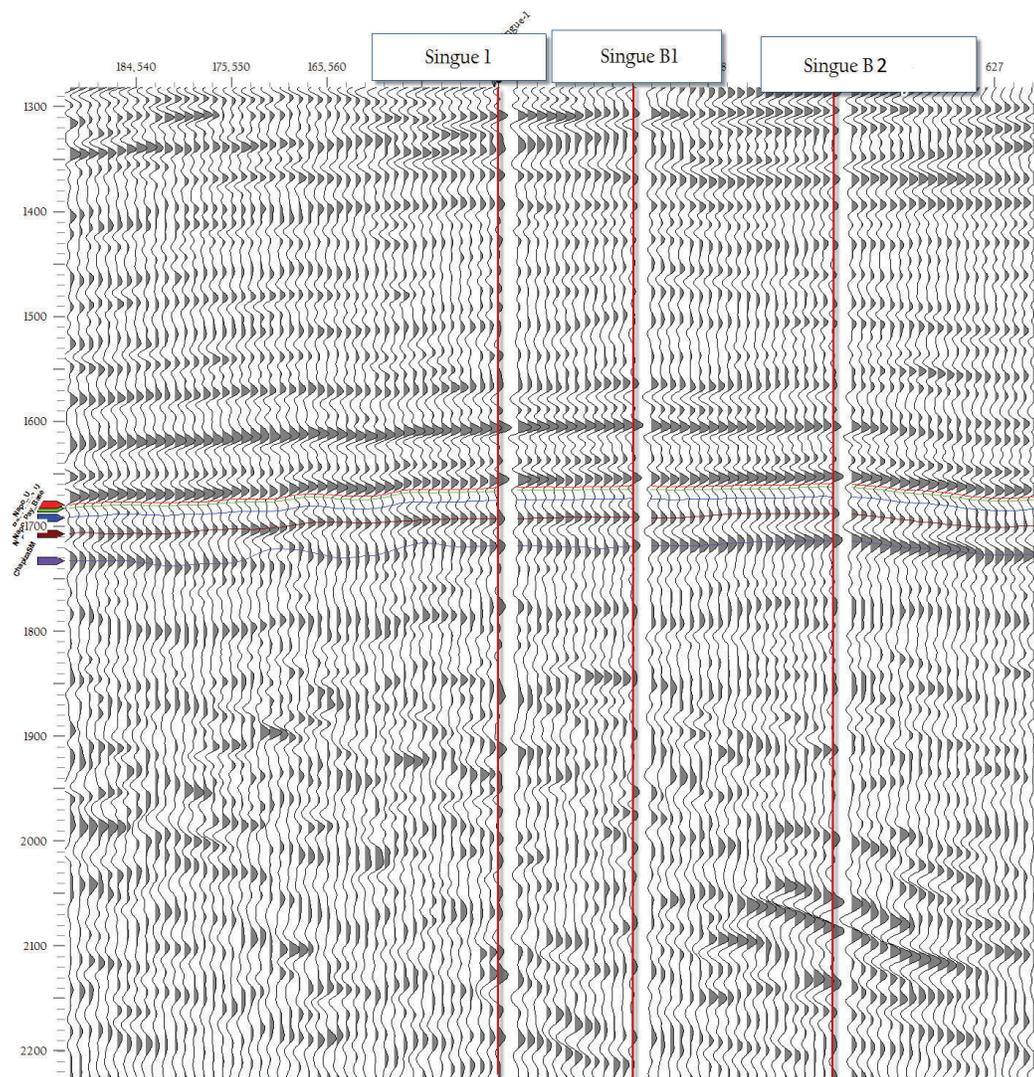
MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA



En este mapa de saturación de agua del campo encerramos los altos estructurales encontrados antes en el mapa estructural y observamos la posibilidad de ubicar pozos de desarrollo cercanos al pozo Singue 1 ya que en esta zona la saturación de agua no es predominante. Mayor valor en la escala de la derecha nos indica mayor presencia de agua.

ANEXO NO 6

SECCIÓN DE TRAZAS SÍSMICAS



ANEXO NO 7

PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B1

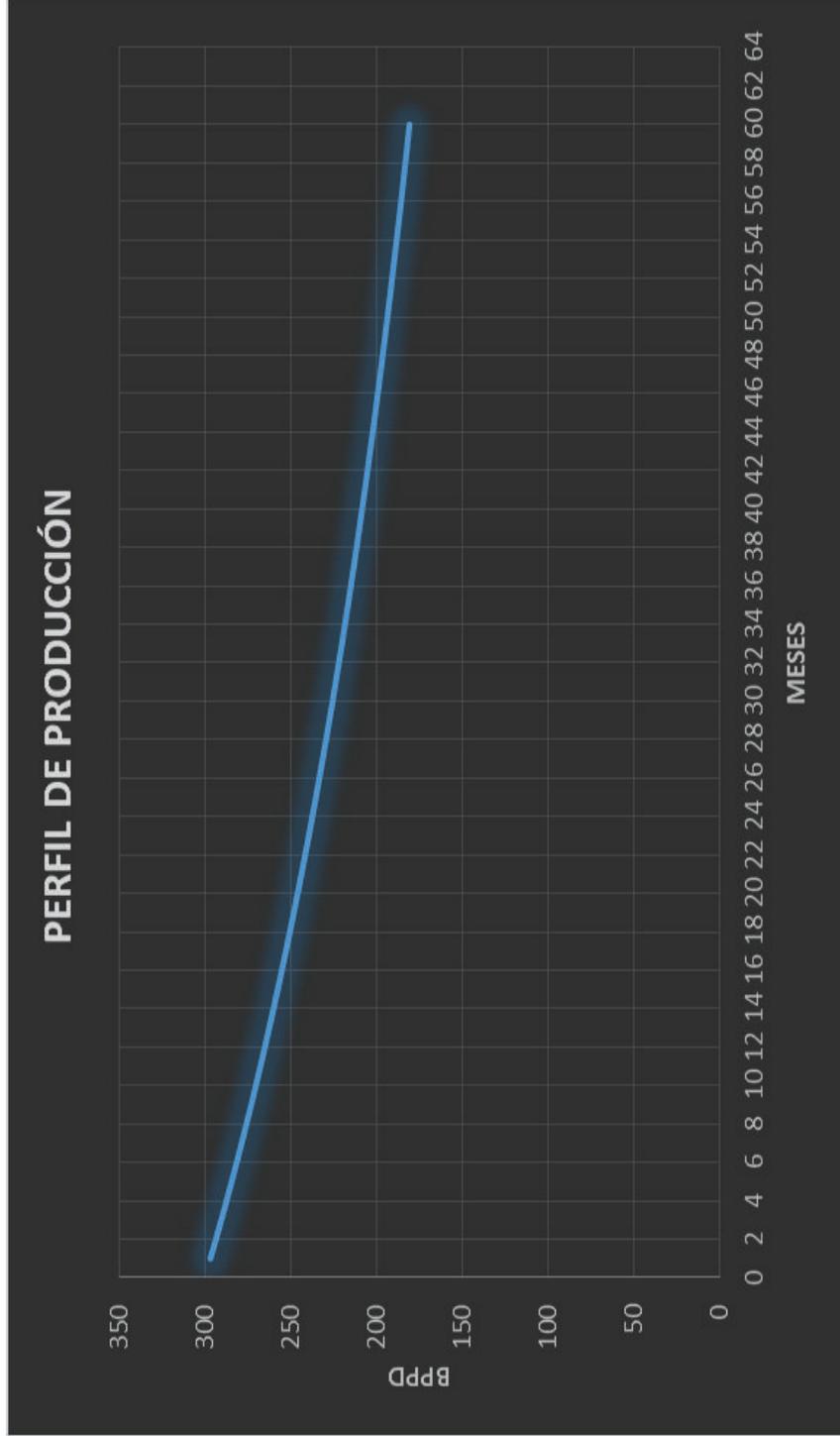
ANEXO 7.1 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN MENSUAL

AÑO	MES	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA
1	1	297	8902	8902
	2	294	8806	17708
	3	290	8712	26420
	4	287	8620	35040
	5	284	8530	43570
	6	281	8442	52012
	7	279	8356	60368
	8	276	8271	68639
	9	273	8188	76827
	10	270	8107	84934
	11	268	8027	92962
	12	265	7949	100911
2	13	262	7873	108783
	14	260	7797	116581
	15	257	7724	124304
	16	255	7651	131956
	17	253	7580	139536
	18	250	7511	147047
	19	248	7442	154489
	20	246	7375	161864
	21	244	7309	169174
	22	241	7244	176418
	23	239	7181	183598
	24	237	7118	190717
3	25	235	7057	197773
	26	233	6996	204769
	27	231	6937	211706
	28	229	6878	218585
	29	227	6821	225405
	30	225	6764	232170
	31	224	6709	238879
	32	222	6654	245533
	33	220	6601	252134
	34	218	6548	258681
	35	217	6496	265177
	36	215	6444	271621

AÑO	MES	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA
4	37	213	6394	278015
	38	211	6344	284359
	39	210	6295	290655
	40	208	6247	296902
	41	207	6200	303102
	42	205	6153	309255
	43	204	6107	315362
	44	202	6062	321424
	45	201	6017	327441
	46	199	5973	333414
	47	198	5930	339344
	48	196	5887	345231
5	49	195	5845	351076
	50	193	5803	356880
	51	192	5763	362642
	52	191	5722	368364
	53	189	5682	374047
	54	188	5643	379690
	55	187	5604	385294
	56	186	5566	390860
	57	184	5529	396389
	58	183	5491	401880
	59	182	5455	407335
	60	181	5419	412754

ELABORACIÓN: Diego Fuentes

ANEXO 7.2 GRÁFICO DE LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN



ANEXO NO 8

PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO SINGUE-B2

ANEXO 8.1 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN MENSUAL

AÑO	MES	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA
1	1	653	19584	19584
	2	646	19373	38957
	3	639	19167	58124
	4	632	18964	77088
	5	626	18766	95855
	6	619	18572	114427
	7	613	18382	132810
	8	607	18196	151006
	9	600	18014	169020
	10	595	17835	186855
	11	589	17660	204515
	12	583	17488	222004
2	13	577	17320	239323
	14	572	17154	256478
	15	566	16992	273470
	16	561	16833	290303
	17	556	16677	306980
	18	551	16524	323503
	19	546	16373	339876
	20	541	16225	356102
	21	536	16080	372182
	22	531	15938	388119
	23	527	15797	403917
	24	522	15660	419576
3	25	517	15525	435101
	26	513	15392	450493
	27	509	15261	465754
	28	504	15132	480886
	29	500	15006	495892
	30	496	14882	510774
	31	492	14760	525534
	32	488	14639	540173
	33	484	14521	554694
	34	480	14405	569099
	35	476	14290	583389
	36	473	14178	597567

AÑO	MES	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA
4	37	469	14067	611633
	38	465	13957	625591
	39	462	13850	639440
	40	458	13744	653184
	41	455	13640	666824
	42	451	13537	680361
	43	448	13436	693796
	44	445	13336	707132
	45	441	13238	720370
	46	438	13141	733511
	47	435	13046	746557
	48	432	12952	759508
5	49	429	12859	772367
	50	426	12768	785135
	51	423	12678	797813
	52	420	12589	810401
	53	417	12501	822902
	54	414	12415	835317
	55	411	12330	847647
	56	408	12246	859893
	57	405	12163	872056
	58	403	12081	884137
	59	400	12000	896137
	60	397	11921	908058

ANEXO 8.2 GRÁFICO DE LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

