

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



“ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS IN SITU Y PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL PARA LOS YACIMIENTOS DE EDAD MIOCENO DESCUBIERTOS POR EL POZO SUGOI-5X EN EL ÁREA ENSENADA DE BARCELONA, COSTA AFUERA DE VENEZUELA.”.

Realizado por:

Ruilver Luilewis Rodríguez Ramírez

C.I: 17.889.015

**Trabajo Especial de Grado como Requisito Parcial para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Barcelona, Diciembre de 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



“ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS IN SITU Y PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL PARA LOS YACIMIENTOS DE EDAD MIOCENO DESCUBIERTOS POR EL POZO SUGOI-5X EN EL ÁREA ENSENADA DE BARCELONA, COSTA AFUERA DE VENEZUELA.”.

Realizado por:

Ruilver Luilewis Rodríguez Ramírez

Ing. Rafael Ramírez

Asesor Industrial

Ing. Rayda Patiño

Asesor Académico

**Trabajo Especial de Grado como Requisito parcial para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Barcelona, Diciembre de 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



“ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS IN SITU Y PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL PARA LOS YACIMIENTOS DE EDAD MIOCENO DESCUBIERTOS POR EL POZO SUGOI-5X EN EL ÁREA ENSENADA DE BARCELONA, COSTA AFUERA DE VENEZUELA.”.

El Jurado hace constar que asigno a esta tesis la calificación de:

Ing. Rayda Patiño
ASESOR ACADÉMICO

Ing. Tania González
Jurado Principal

Ing. José Rodríguez
Jurado Principal

Barcelona, Diciembre de 2011.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A DIOS todo poderoso,

a mi abuela y a mamá que son lo más grande que tengo en este mundo...

Las amo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por que sin el nada sería posible,
a mi madre por siempre creer en mí (aún cuando yo dejaba de hacerlo)
y a todas esas personas que de alguna manera hicieron esto posible,
aunque no los nombre siempre los tendré presentes...

Si José a ti también, sava XD.

RESUMEN

El desarrollo de este proyecto se inicio con la recopilación y revisión de toda la información disponible, creándose así una base de datos, la cual fue una herramienta indispensable a la hora de llevar a cabo los objetivos planteados. Prosiguiéndose con la caracterización del sistema roca fluido en donde se determinaron tanto la temperatura como la presión promedio de yacimiento. De igual manera se calcularon PVT's sintéticos para la obtención de las propiedades de los fluidos encontrados por el pozo SUGOI-5X donde el petróleo presenta una gravedad de 28.9°API encontrándose en los límites de petróleo liviano y mediano. Para el caso del gas se determinó que era húmedo debido a su alto contenido de metano ($C_1 > 90\%$) y su rendimiento líquido promedio (RLp) obtuvo un valor de 31,57 (BN/MMPCN), concluyéndose que es un yacimiento de petróleo con capa de gas. Adicionalmente se cálculo la petrofísica usando un modelo Densidad-Neutrón para la porosidad y la ecuación de Simandoux modificado para el cálculo de la saturación de agua. Los valores promedios obtenidos en el cálculo de la $\bar{\phi}$ y \bar{S}_w en el área de petróleo fue de 22% y 46,9% y para el área de gas se obtuvieron los valores de 19,3% 40,5% respectivamente. En la siguiente fase se realizó el cálculo de las áreas con el fin de aplicar la ecuación volumétrica y obtener el volumen de hidrocarburos en sitio, arrojando como resultados en las reservas probadas 107,9 MMBN para el POES y 354,9 MMMPCN para el GOES. Adicionalmente se calculó el factor de recobro del gas obteniéndose un valor 84%. En la última etapa se realizó un análisis nodal logrando mejorarse la producción de petróleo probada en un 163,8% (351 a 575 BPD). Una vez obtenido el máximo potencial del pozo se procedió a la realización de los escenarios de desarrollo con la ayuda de el software QUESTOR. Después de haberse realizados los análisis se puede concluir que la opción más conveniente a los intereses de PDVSA desde el punto de vista económico es la opción de desarrollo número 3, presentando un Valor Presente Neto= 100,9 MM\$, una Tasa Interna de Retorno=16,2 %, una Eficiencia de Inversión=1,30 MMUSD/MMUSD y un Tiempo de Pago=7,46 años a una menor tasa de inversión (412,53 MM\$).

CONTENIDO

	Pág.
RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN.....	VII
CONTENIDO	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Objetivo de la investigación.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Especificos.....	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Antecedentes.....	4
2.2 Geología Regional.....	6
2.2.1 Ubicación Geográfica.....	6
2.2.2 Geología Regional. Cuenca Tuy-Cariaco.....	7
2.2.3 Descripción de la estructura del SUGOI-5X.....	9
2.2.4 Estratigrafía general.....	11
2.2.4.1 Cuaternario:.....	11
2.2.4.2 Plioceno:.....	12
2.2.4.3 Mioceno:.....	13
2.2.4.4 Basamento:.....	14
2.3 Bases Teóricas.....	16
2.3.1 Caracterización de un Yacimiento.....	16
2.3.2 Yacimiento.....	16

2.3.3 Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos.....	16
2.3.4 Clasificación de los Crudos Venezolanos de Acuerdo al rango de grados API.....	20
2.3.5 Mapa Estructural.....	20
2.3.6 Petrofísica.....	21
2.3.7 Evaluación Petrofísica.....	21
2.3.8 Porosidad.....	22
2.3.9 Permeabilidad.....	22
2.3.9.1 Tipos de Permeabilidad.....	22
2.3.10 Saturación.....	23
2.3.10.1 Tipos de Saturación.....	23
2.3.11 Pruebas PVT.....	24
2.3.11.1 Presión de Burbujeo (Pb).....	24
2.3.11.2 Relación Gas-Petróleo en Solución (Rs).....	25
2.3.11.3 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).....	27
2.3.11.4 Viscosidad del Petróleo (μ_o).....	28
2.3.12 Clasificación de las Reservas.....	29
2.3.12.1 Reservas Probadas.....	29
2.3.12.2 Reservas Semiprobadas o Probables.....	31
2.3.12.3 Reservas no Probadas o Posibles.....	32
2.3.13 Método Volumétrico.....	33
2.3.14 Limitaciones que Inciden en la Aplicación del Método Volumétrico.....	33
2.3.15 Recobro de Hidrocarburos.....	34
2.3.16 Factores que Afectan el Recobro según Ikoku.....	35
2.3.16.1 Presión de Abandono.....	35
2.3.16.2 Presencia de un Acuífero.....	35
2.3.16.3 Permeabilidad del Yacimiento.....	35
2.3.16.4 Heterogeneidad del Yacimiento.....	35
2.3.17 Tipos de Recobro.....	36
2.3.17.1 Recobro Primario.....	36
2.3.17.2 Recobro Adicional o Secundario.....	36
2.3.18 Comportamiento de Afluencia.....	36
2.3.19 Análisis Nodal.....	38
2.3.20 Daño de la Formación "s".....	41

CAPÍTULO III	43
MARCO METODOLÓGICO	43
3.1 Caracterización el sistema roca-fluido del yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Área Ensenada de Barcelona).....	43
3.1.1 Cálculo de la Temperatura de Yacimiento.....	43
3.1.2 Cálculo de la Presión de Yacimiento.....	43
3.1.3 Generación de Datos PVT.....	44
3.1.4 Cálculo de la Petrofísica.....	45
3.1.4.1 Volumen de Arcilla (Vshl).....	45
3.1.4.2 Porosidad Efectiva.....	46
3.1.4.3 Saturación de Agua (Sw).....	47
3.1.4.4 Parámetros Petrofísicos Fijos.....	48
3.1.4.5 Parámetros Petrofísicos Variables:	49
3.1.4.6 Permeabilidad (k).....	49
3.1.4.7 Parámetros de Corte.....	49
3.1.4.8 Cálculo de la Porosidad Promedio.....	50
3.1.4.9 Cálculo de la Saturación de Agua Promedio.....	50
3.1.5 Ubicación de Contactos.....	51
3.1.6 Cálculo de Propiedades del Petróleo.....	51
3.1.6.1 Cálculo del Bo.....	51
3.1.6.2 Cálculo del R_s	52
3.1.6.3 Cálculo de la Gravedad Específica del Petróleo (γ_o).....	52
3.1.7 Cálculo de las Propiedades del Gas.....	53
3.1.7.1 Cálculo de la Riqueza del Gas.....	53
3.1.7.2 Cálculo del Factor de Compresibilidad del Gas Z.....	55
3.1.7.3 Cálculo de la Densidad del Gas.....	57
3.1.7.4 Cálculo del Bg.....	58
3.2 Cálculo de volúmenes in situ de hidrocarburos descubiertos por el pozo SUGOI-5X a través del método determinístico volumétrico.....	59
3.2.1 Estimación de las Áreas.....	59
3.2.1.2 Estimación del Área de Gas.....	59
3.2.1.2 Estimación del Área de Petróleo.....	59
3.2.1.3 Estimación del Área Probable.....	60

3.2.2 Cálculo de Reservas Probadas	60
3.2.2.1 Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES)	61
3.2.2.2 Cálculo del Gas en Solución.....	61
3.2.2.3 Cálculo del Gas de la Capa de Gas.	62
3.2.2.4 Cálculo del GOES.....	62
3.2.3 Estimación de las Reservas Probables.....	63
3.2.4 Cálculo del Factor de Recobro de la Capa de Gas.	63
3.3 Planificación de múltiples escenarios de desarrollo para el yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Plan de Desarrollo Conceptual).	64
3.3.1 Aplicación del Análisis Nodal.....	64
3.3.2 Desarrollo Propuesto y Pronóstico.....	67
3.4 Análisis de la rentabilidad económica de cada escenario de desarrollo conceptual planteado.....	68
3.4.1 Análisis Cualitativo-Comparativo.....	69
3.4.2 Evaluación Económica de los Escenarios Planteados.....	69
3.4.3 Selección del Mejor Escenario de Desarrollo.....	71
CAPITULO IV.....	72
ANÁLISIS DE RESULTADOS	72
4.1 Caracterización el sistema roca-fluido del yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Área Ensenada de Barcelona).....	72
4.1.1 Cálculo de la Temperatura de Yacimiento.....	72
4.1.2 Cálculo de la Presión de Yacimiento.....	75
4.1.3 Comportamiento PVT.....	77
4.1.3.1 Comportamiento PVT del Petróleo.....	78
4.1.3.1.1 Presión de Burbujeo (Pb)	78
4.1.3.1.2 Solubilidad del Gas en el Petróleo (Rs).....	78
4.1.3.1.3 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).....	79
4.1.3.1.4 Viscosidad del Petróleo (μ_o).....	79
4.1.3.1.5 Compresibilidad del Petróleo.....	80
4.1.3.1.6 Densidad del Petróleo (ρ_o).....	81
4.1.3.2 Comportamiento PVT del gas.....	81
4.1.3.2.1 Factor Volumétrico del Gas (Bg).....	81
4.1.3.2.2 Viscosidad del Gas.....	82
4.1.3.2.3 Densidad del Gas.....	83

4.1.3.2.4 Factor de Compresibilidad del Gas.	83
4.1.4 Cálculo de la Petrofísica.	84
4.1.5 Contacto de Fluidos.	87
4.1.5 Cálculo de las Propiedades del Petróleo.	88
4.1.5.1 Cálculo del Bo.	88
4.1.5.2 Cálculo del Rs.	89
4.1.5.3 Calculando la Gravedad Especifica del Petróleo.	89
4.1.6 Cálculo de las Propiedades del Gas.	89
4.1.6.1 Cálculo de la Riqueza del Gas.	89
4.1.6.2 Factor de Compresibilidad del Gas Z.	91
4.1.6.3 Cálculos de la Densidad del Gas.	91
4.1.6.4 Cálculo del β_g	92
4.2 Cálculo de volúmenes in situ de hidrocarburos descubiertos por el pozo EBC-2X a través del método determinístico volumétrico.	92
4.2.1 Estimación de las áreas.	92
4.2.2 Cálculo de Reservas Probadas.	95
4.2.3 Estimación de las Reservas Probables.	95
4.2.4 Cálculo del Factor de Recobro de la Capa de Gas.	96
4.3 Planificación de múltiples escenarios de desarrollo para el yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Plan de Desarrollo Conceptual).	97
4.3.1 Análisis Nodal.	97
4.3.2 Desarrollo Propuesto y Pronóstico.	98
4.4 Análisis de la rentabilidad económica de cada escenario de desarrollo conceptual planteado.	105
4.4.1 Análisis cualitativo-comparativo.	105
4.4.2 Análisis Económico de Cada Escenario de Desarrollo.	106
4.4.3 Selección del Mejor Escenario de Desarrollo.	106
CONCLUSIONES.	107
RECOMENDACIONES.	108
BIBLIOGRAFÍA.	109
APÉNDICE A.	112
APÉNDICE B.	115
APÉNDICE C.	123
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASCENSO:	128

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Localización geográfica del área ensenada de barcelona. ^[4]	6
Figura 2.2 Principales provincias estructurales en el área tuy-cariaco. ^[4]	8
Figura 2.3 Formación geológica característica de tuy cariacó. ^[4]	9
Figura 2.4 Mapa en profundidad del tope del mioceno tardío. ^[3]	10
Figura 2.5 Esquema de una estructura de flor local positivo dentro de un sistema transtensivo según harding (1985). ^[3]	11
Figura 2.6 Columna estratigráfica atravesada por el pozo sugoi-5x. ^[4]	15
Figura 2.7 Clasificación de los yacimientos según el estado de los fluidos. ^[6]	17
Figura 2.8 Diagrama de fases en yacimientos de gas condensado con zona de petróleo. [13]	19
Figura 2.9 Comportamiento de r_s con presión (a temperatura constante). ^[8]	26
Figura 2.10 Comportamiento de b_o con presión (a temperatura constante). ^[8]	27
Figura 2.11 Comportamiento de viscosidad. ^[8]	29
Figura 2.12 Curvas de ipr. ^[15]	37
Figura 2.13 Modelo de producción clásico. ^[17]	39
Figura 2.14 Ubicación del nodo en el fondo del pozo. ^[17]	40
Figura 3.1 Correlación gráfica de standing m. Y katz d. ^[27]	57
Figura 3.2 Ventana de wellflow donde se anexan las propiedades a las tuberías y los revestidores.	65
Figura 3.3 Generación de pvt a partir del wellflow.	66
Figura 4.1 Comportamiento del gradiente de temperatura de fondo medidos durante las pruebas de presión estáticas y dinámicas en función de la profundidad medida. [1]	72
Figura 4.2 Temperatura de las de las arenas en función de la profundidad obtenidas por registro.	74
Figura 4.3 Comportamiento de presiones de los pozos de la zona. En el ovalo rojo se refleja el comportamiento vertical de las presiones del pozo sugoi-5x indicando la existencia de una sola unidad hidráulica. [1].....	76
Figura 4.4 Presiones en función de la profundidad al punto medio de las arenas.....	77

Figura 4.5 R_s en función de la presión.	78
Figura 4.6 Factor volumétrico del petróleo en función de la presión.	79
Figura 4.7 Viscosidad del petróleo en función de la presión.	80
Figura 4.8 Compresibilidad del petróleo en función de la presión.	80
Figura 4.9 Densidad del petróleo en función de la presión.	81
Figura 4.10 Factor volumétrico del gas en función de la presión.	82
Figura 4.11 Viscosidad del gas en función de la presión.	82
Figura 4.12 Densidad del gas en función de la presión.	83
Figura 4.13 Factor de compresibilidad del gas en función de la presión presión.	84
Figura 4.14 Sección del registro de resistividad donde se aprecia el contacto gas-petróleo. ..	88
Figura 4.15 Sección sísmica del pozo ebc-2x.	93
Figura 4.16 Mapa estructural ya delimitado por las diferentes áreas (color rojo: gas, color rojo y verde: petróleo, color amarillo: área probable y el color gris: límite de roca).	94
Figura 4.17 Esquema opción de desarrollo número 1.	99
Figura 4.18 Esquema opción de desarrollo número 2.	100
Figura 4.19 Esquema opción de desarrollo número 3.	101
Figura 4.20 Esquema opción de desarrollo número 4.	102
Figura 4.21 Esquema opción de desarrollo número 5.	103
Figura 4.22 Esquema opción de desarrollo número 6.	104

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Profundidad de las formaciones en los pozos de la ensenada de barcelona.	14
Tabla 3.1 Presiones de las arenas registradas en las pruebas dst.	44
Tabla 3.2 Parámetros de corte usados en la petrofísica. ^[2]	49
Tabla 3.3 Rangos para el cálculo del bo según manucci&rosales ^[20]	52
Tabla 3.4 Propiedades físicas de los principales componentes del gas natural. [8].....	54
Tabla 4.1 Temperaturas obtenidas a través del registro y de las dos ecuaciones de la recta al punto medio de las respectivas arenas.....	75
Tabla 4.2 Valores de presiones por arenas y por zonas.	76
Tabla 4.3 Valores de permeabilidad obtenido con la ec. De timur y con las pruebas de producción.	85
Tabla 4.4 Valores obtenidos para reservorios (color amarillo) y yacimientos (color rojo) luego de aplicar los parámetros de corte a todas las arenas.	86
Tabla 4.5 Resultados de porosidad y saturación promedio.	87
Tabla 4.6 Datos usados para el cálculo del bo.	88
Tabla 4.7 Valores de rgp por estrangulador.	89
Tabla 4.8 Riqueza y rendimiento líquido del gas.	90
Tabla 4.9 Datos usados para calcular la riqueza del gas (mioceno-04).	90
Tabla 4.10 Valores de psr y tsr usados para el cálculo de z de todas las arenas.	91
Tabla 4.11 Datos usados para el cálculos de z (mioceno-04).	91
Tabla 4.12 Resultados de las densidades de gas para todas las arenas.	92
Tabla 4.13 Valores de las diferentes áreas calculados en km ² y en acres-pies.	94
Tabla 4.14 Valores de hidrocarburos en sitio calculados a través del método volumétrico. ...	95
Tabla 4.15 Datos usados para el cálculo del zab.	96
Tabla 4.16 Datos usados para el cálculo del factor de recobro.....	97
Tabla 4.17 Análisis cualitativo-comparativo de opciones de desarrollo.	105
Tabla 4.18 de resultados de los indicadores económicos para cada escenario.	106

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la casa matriz de la industria petrolera nacional de Venezuela, la cual fue creada el 30 de agosto de 1975. Recibió el nombre de Corporación Venezolana del Petróleo el 2 de noviembre de 1975 y asumió el 1 de enero de 1976 la planificación, coordinación y supervisión de todas las operaciones petroleras del país, bajo la tutela del Ministerio de Energía y Minas, conforme a la reserva al Estado de la industria y el comercio de los hidrocarburos establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos promovida en 1976. Iniciando sus operaciones con 14 empresas filiales que luego del primer año se condensaron en tres: CORPOVEN, MARAVEN Y LAGOVEN, las cuales asumieron las actividades de las concesiones después de la nacionalización. Finalmente, para julio de 1997 se aprobó una nueva reestructuración de la corporación, fusionando las tres empresas corporativas dando como resultado PDVSA Petróleo y Gas.

La Gerencia de PDVSA Costa Afuera-Exploración se encarga de la exploración, desarrollo y explotación de los recursos de petróleo y gas en las costas venezolanas abarcando varias fases, las cuales incluyen estudios geofísicos, la perforación de pozos desde barcos o plataformas temporales para probar los objetivos prospectivos para la gerencia, la perforación de pozos de desarrollo espaciados desde plataformas de producción fijas y la construcción de la infraestructura de transporte y procesamiento.

A mediados de la década de los 80 se perforaron cuatro (4) pozos exploratorios en el Área Ensenada de Barcelona, como resultado de dichas perforaciones, solo el Pozo SUGOI-5X resultó exitoso; mientras que el resto de los pozos fueron abandonados

sin evaluar, por no mostrar evidencia de saturación de hidrocarburos en la columna de sedimentos atravesados. Con las evaluaciones practicadas en el Pozo SUGOI-5X, se lograron probar exitosamente diferentes secciones, de las cuales, una de ellas ubicada en las arenas del Mioceno Superior fue catalogada como el principal atractivo, debido a que se observó producción de condensado y gas en superficie.

En este proyecto se realizará una caracterización de los yacimientos descubiertos en el área Ensenada de Barcelona (integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos), con el fin de hacer una estimación de hidrocarburos en sitio y la elaboración de un plan de desarrollo conceptual con su respectiva evaluación económica, lo que permitirá una mejor toma de decisiones a la hora optimizar la producción del pozo y elegir posibles métodos de recuperación, garantizando una máxima recuperación económica de dichas reservas.

1.2 Objetivo de la investigación.

1.2.1 Objetivo General.

Estimar volúmenes de hidrocarburos in situ y plan de desarrollo conceptual para los yacimientos de edad Mioceno descubiertos por el pozo SUGOI-5X en el Área Ensenada de Barcelona, Costa Afuera de Venezuela.

1.2.2 Objetivos Específicos.

1. Caracterizar el sistema roca-fluido del yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Área Ensenada de Barcelona).
2. Calcular volúmenes in situ de hidrocarburos descubiertos por el pozo SUGOI-5X a través del método determinístico volumétrico.
3. Planificar múltiples escenarios de desarrollo para el yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Plan de Desarrollo Conceptual).
4. Analizar la rentabilidad económica de cada escenario de desarrollo conceptual planteado.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes.

El presente segmento, corresponde al análisis de trabajos de investigación relativos al tema de estudio que sirven de antecedentes Teórico – histórico:

- ✘ **LUGO-CORREDOR**, presentó información requerida por el paquete GAEAPAS, con respecto a la sección de datos de yacimientos para el cálculo de hidrocarburos originalmente en sitio de las oportunidades identificadas en el PGO Ensenada de Barcelona y por ende los recursos de hidrocarburos.

Como resultado se obtuvo análisis, documentación y validación de la información disponible en Puerto La Cruz de ingeniería de yacimientos, producción, presión y de pruebas PVT en el área de estudio.^[1]

- ✘ **RIVAS**, realizó un estudio enfocado en la estimación de la calidad de los yacimientos del Área Central de Costa Afuera (Blanquilla Oeste, Ensenada de Barcelona y Blanquilla Este) a través de la interpretación petrofísica de once (11) pozos y la integración con la data de producción. Adicionalmente, generó mapas de isopropiedades para la identificación de la distribución regional de los yacimientos, estableciendo el modelo petrofísico y sedimentario de las facies.^[2]

- ✘ **ZAMBRANO**, realizó una interpretación estructural del Área Ensenada de Barcelona, específicamente en la estructura del prospecto SUGOI-5X. Mediante la integración de los datos disponibles de estratigrafía y geofísica interpretó la estructura en dos horizontes.

La interpretación fue realizada con los datos sísmicos disponibles, obteniendo como resultado el mapa estructural del tope del Mioceno del área de estudio.^[3]

- * **CARNEVALI**, documentó el proyecto costa afuera y se enfoca en la evaluación del potencial petrolífero de hidrocarburos por descubrir en 120.000 Km² de área, ubicados principalmente en la Plataforma Continental Venezolana desde el Este de la Ensenada de La Vela en Falcón hasta la Plataforma Deltana del río Orinoco en el extremo oriental.

El estudio incluyó la información estratigráfica y de fluidos de unos 60 pozos perforados costa afuera y una veintena de pozos localizados cerca de la costa (Falcón, La Vela y Norte de Anzoátegui). En el trabajo también se incorpora la interpretación de unos 15.000 Kms de sísmica distribuidos a lo largo de toda la plataforma.

Como resultado en el Centro Norte y Noreste de Venezuela, en las Cuencas de Cariaco/ Ensenada de Barcelona, La Blanquilla y Carúpano e identificaron 179 prospectos para un total de expectativas de 7 MMMBN de crudos condensados, livianos y medianos, y 12,5 BPCN de gas. De estos últimos 6,5 BPCN corresponden a gas libre y el resto a gas asociado a la producción de líquidos. Del total de las 179 oportunidades, solo 52 para petróleo y 5 para gas resultaron con atractivo económico.^[4]

2.2 Geología Regional.

2.2.1 Ubicación Geográfica.

La cuenca Tuy-Cariaco se encuentra ubicada en la región Nororiental del área costa afuera de Venezuela, entre las islas de Margarita y La Tortuga al Norte y la costa desde Cabo Codera a la Península de Araya al Sur. La plataforma de la Ensenada de Barcelona representa la porción Sur de la Cuenca Tuy-Cariaco y constituye la prolongación Costa afuera de la Plataforma continental al Sur (Figura 2.1)

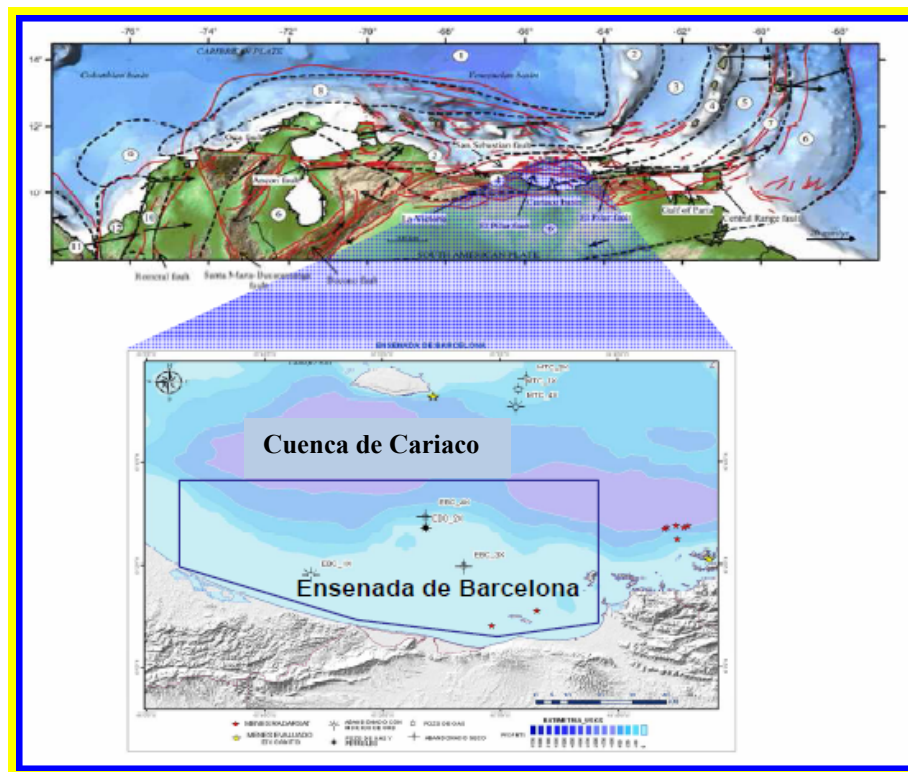


Figura 2.1. Localización Geográfica del Área Ensenada de Barcelona.^[4]

2.2.2 Geología Regional. Cuenca Tuy-Cariaco.

Los principales elementos estructurales en la cuenca Tuy-Cariaco son, de Norte a Sur: (1) la sub-cuenca Tuy-Cariaco Norte, (2) la sub-cuenca de Cubagua, (3) la Fosa de Cariaco y (4) la plataforma de la Ensenada de Barcelona.

Tiene un área aparente de 14.000 km², y contiene los sedimentos de más de 1 km de espesor. La profundidad batimétrica en casi toda la cuenca oscila entre 656 y 3.280 pies, excepto en La Fosa de Cariaco, donde la profundidad batimétrica es 4.593 pies y en la Plataforma de La Ensenada de Barcelona donde la profundidad batimétrica es menor a 656 pies.

- ✘ La sub-cuenca Tuy-Cariaco Norte está limitada al Norte y al Noreste por la falla de Margarita y al Sur por el sistema Neógeno transtensional de la Tortuga-Coche. Esta sub-cuenca se desarrolló principalmente durante el Plioceno y Pleistoceno, tal como lo sugiere el gran espesor de sedimentos (hasta 11.482 pies) correspondientes a estas edades (Figura 2.2).
- ✘ La sub-cuenca de Cubagua está localizada al Suroeste de la isla de Cubagua. La rellenan hasta 1 km de rocas sedimentarias paleógenas, caracterizadas por una sección eocena de aguas profundas (con turbiditas) y depósitos continentales del Oligoceno. En esta sub-cuenca, eventos tectónicos transtensionales ocurridos del Neógeno al Cuaternario controlaron el estilo tectonoestratigráfico (Figura 2.2).
- ✘ La Fosa de Cariaco es una depresión transtensional asociada a la falla transcurrente dextral de el Pilar. En esta zona se puede encontrar aproximadamente 13.451 pies de rocas sedimentarias de edad Plioceno Pleistoceno rellorando esta fosa, lo cual indica altas tasas de subsidencia y sedimentación, esta última estimada a una razón de casi 1mm/año durante los últimos 5 millones de años (Figura 2.2).
- ✘ La plataforma de la Ensenada de Barcelona representa la porción Sur de la cuenca de Tuy-Cariaco, y constituye la prolongación costa afuera de la plataforma

expulsión sólo se inició 1,5 millones de años, y la en generación para el Mioceno medio se ha estado produciendo en los últimos 5 millones de años y expulsión en los últimos 2 millones de años, sobre todo en el área alrededor y cerca de Fosa de Cariaco, (6) en las rutas de migración, las principales vías para la migración lateral son rocas permeables dentro de las unidades del Paleoceno y Mioceno, las principales trayectorias verticales de migración son zonas de fractura y los sistemas de fallas asociadas a la transtensión del Neógeno, la formación de la trampa se produjo en los últimos 16 millones de años, y es la principal trampa formada por la acumulación de hidrocarburos.

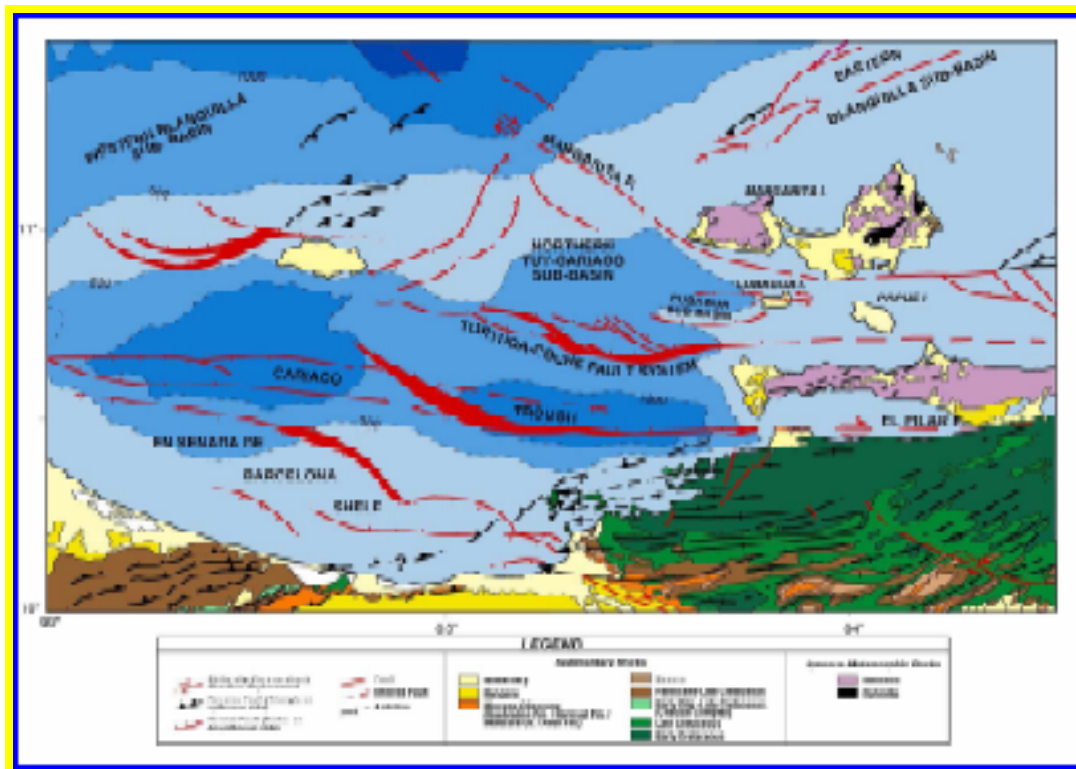


Figura 2.3 Formación geológica Característica de Tuy Cariaco. [4]

2.2.3 Descripción de la estructura del SUGOI-5X.

En el mapa de profundidad de la estructura en la parte superior del Mioceno se puede observar una estructura con fallas dobles inversas. Estas fallas tienen dirección NO-

SE y el mapa muestra un tipo escalón que indica un movimiento de desgarre (Figura 2.4.). Esta disposición de fallas también se observan al sur de la Ensenada de Barcelona donde se realizó un levantamiento sísmico 3D, cuya interpretación estructural generó un mapa de profundidad del Mioceno superior. En el pliegue de la estructura muestra un descenso suave hacia el SE, mientras que al NE de la estructura es mucho más abrupta la caída (Figura 2.4 y 2.5).

El cierre de la estructura, es una estructura de cierre contra fallas a partir de la curva de 3.700 pies a 4.400 pies; sin embargo, en el mapa se observa cerca de los 4.700 pies. Al NE de la estructura existe una trampa estratigráfica; en dicha estructura hay varias fallas de empuje que han compartimentado los yacimientos (Figura 2.4). El Pozo SUGOI-5X presenta una estructura suave en forma de flor.

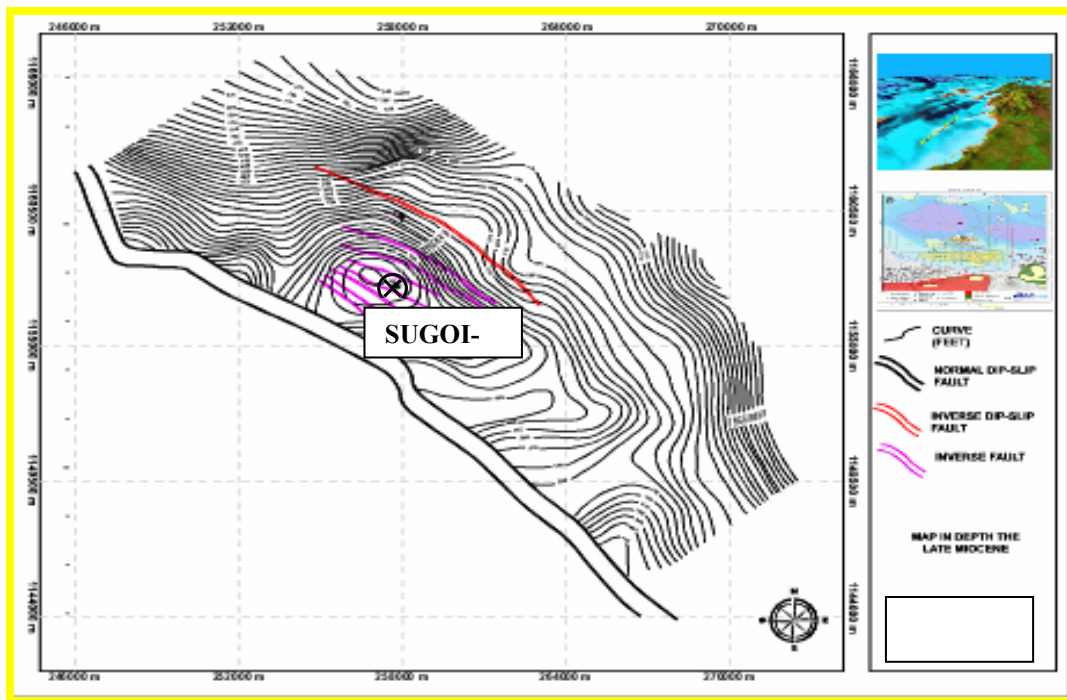


Figura 2.4 Mapa en Profundidad del Tope del Mioceno Tardío. [3]

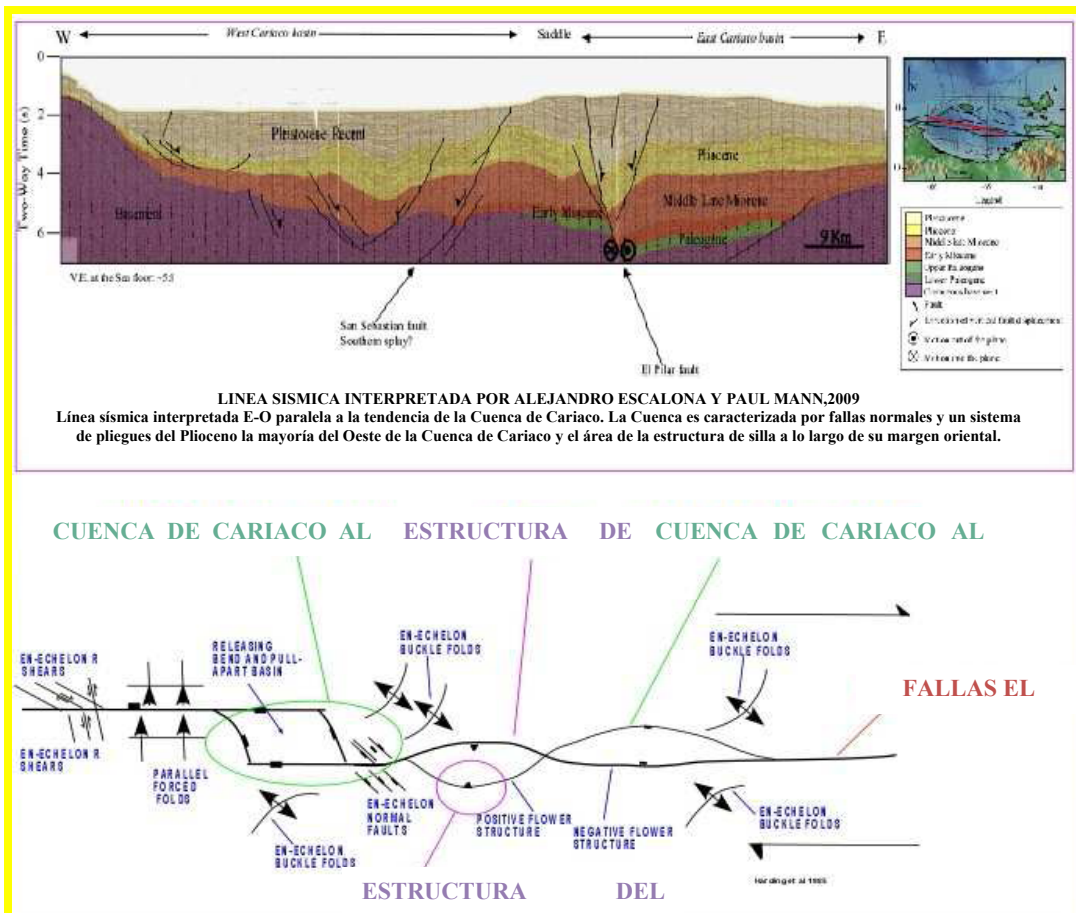


Figura 2.5 Esquema de una Estructura de Flor Local Positivo Dentro de un Sistema Transtensivo Según Harding (1985).^[3]

2.2.4 Estratigrafía general.

En la Ensenada de Barcelona la sedimentación empieza en el Mioceno Tardío en los pozos SUGOI-4X, SUGOI-6X y SUGOI-7X.

2.2.4.1 Cuaternario:

El Cuaternario es arenoso-arcilloso y los depósitos correspondientes, equivalentes de la Formación Cumaná, muestran afinidades con la Formación Paria del Delta del Orinoco.

En el pozo SUGOI-4X, se observó la presencia areniscas gruesas, conglomeráticas que ocupan la base de la formación. Una capa de caliza bioclástica ocurre a 3.650 pies. Las arcillas dominan en la parte superior de la formación, con numerosas intercalaciones de arenas.

En el SUGOI-6X, una arenisca bien escogida se encuentra a la base de la formación. Consiste en la alternancia de arcillas grises con fragmentos de moluscos y areniscas no consolidadas en su parte superior.

El Cuaternario es arcilloso en el pozo SUGOI-7X, con un nivel de arenisca de grano medio en su base.

2.2.4.2 Plioceno:

La depositación del Plioceno es mayormente arcillosa con intercalaciones menores de arenas. Un nivel turbidítico ocupa la parte media del Plioceno en Ensenada de Barcelona.

En el SUGOI-4X, está constituido por areniscas gruesas, conglomeráticas ocupando el tope de la formación, hasta 3.810 pies de profundidad. Capas de caliza bioclástica ocurren a 3.820, 3.900 y 4.090 pies. La parte inferior de la formación está caracterizada por arcillas.

En el SUGOI-5X, se observó una arenisca arcillosa a 4.412 pies. El intervalo entre 4.098 y 4.370 pies es ocupado por areniscas conglomeráticas con matriz arcillosa-arenosa, poco consolidadas y por arcillas calcáreas, blandas.

En el SUGOI-6X, las arcillas con fragmentos de fósiles dominan en la totalidad del Plioceno. Los registros muestran la presencia de capas delgadas de areniscas.

En el SUGOI-7X, el Plioceno empieza con una capa delgada de conglomerado lodoso entre 6.026 y 6.031 pies. Arcillas dominan encima, hasta 4.900 pies de

profundidad. Un nivel de arenisca de grano medio a muy grueso se observa entre 3.500 y 3.520 pies. Inclusiones de evaporitas ocurren entre 3.620 y 4.460 pies.

Los pozos muestran que la litología del Plioceno consiste en alternancia de arcillas y de algunas arenas.

Las turbiditas, que ocupan la base del Plioceno en el pozo SUGOI-4X, fueron observadas a 3.700 pies en el SUGOI-5X.

El ambiente de depositación es batial a la base del Plioceno y en las turbiditas en los pozos SUGOI-4X, SUGOI-6X y SUGOI-7X; Nerítico medio en el SUGOI-5X. La parte superior de la formación sería batial en el pozo SUGOI-4X, pozo más cercano a la línea de costa actual, Nerítico externo-medio en el SUGOI-7X, Nerítico medio en el SUGOI-6X y Nerítico interno en SUGOI-5X. La ausencia de documentos originales no permite controlar la validez de estas interpretaciones.

2.2.4.3 Mioceno:

Los depósitos del Mioceno son detríticos, arenas o conglomerados más o menos arcillosos que pertenecen a dos secuencias depositacionales. La primera tiene una edad Tortoniense Temprano (EBC-1X) y la segunda Tortoniense Tardío-Messiniense (SUGOI-6X). La sedimentación fue interrumpida entre el Mioceno y el Plioceno.

Es posible que las dos secuencias del Mioceno se superpongan en el pozo SUGOI-5X, la primera ubicada entre 4.153 y 4.420 pies y la segunda entre 3.752 y 4.153 pies.

El Mioceno Tardío suprayace al basamento Cretácico en los cuatro pozos del área. El espesor del Mioceno es reducido, corresponde a 433 pies en el pozo SUGOI-4X, 509 pies en SUGOI-6X y 301 pies en el SUGOI-7X.

En el pozo SUGOI-4X, el Mioceno está descrito como arenisca pobremente cementada.

2.2.4.4 Basamento:

El basamento es constituido por rocas volcánicas de edad Maastrichtiense en los pozos SUGOI-4X, SUGOI-6X y SUGOI-7X y de rocas metamórficas, donde el metamorfismo tiene una edad Campaniense en el pozo SUGOI-5X.

La tabla 2.1 resume las profundidades de las formaciones encontradas en los pozos de Ensenada de Barcelona

Tabla 2.1 Profundidad de las Formaciones en los Pozos de la Ensenada de Barcelona.

Formación	Edad	SUGOI-4X (pies)	SUGOI-5X (pies)	SUGOI-6X (pies)	SUGOI-7X (pies)
Fm. Cumana	Cuaternario	Aflorando	Aflorando	Aflorando	Aflorando
Fm. Cubagua		3.738	2.527	2.394	2.734
	Base turbiditas Plioceno	5.422	3.752	4.850	4.900
	Base Plioceno	7.641	4.420	6.830	5.586
	Tope Mioceno Tardío-NN 25	7.641	E	6.830	E
	Tope Mioceno Tardío-NN 10-16	E	E	E	5.586
	Volcanitos Maastrichtiense	8.074	E	7.339	6.195
	Metamórficas Campaniense	NA	4.420	NA	NA
	PF	11.455	4.677	7.505	6.428

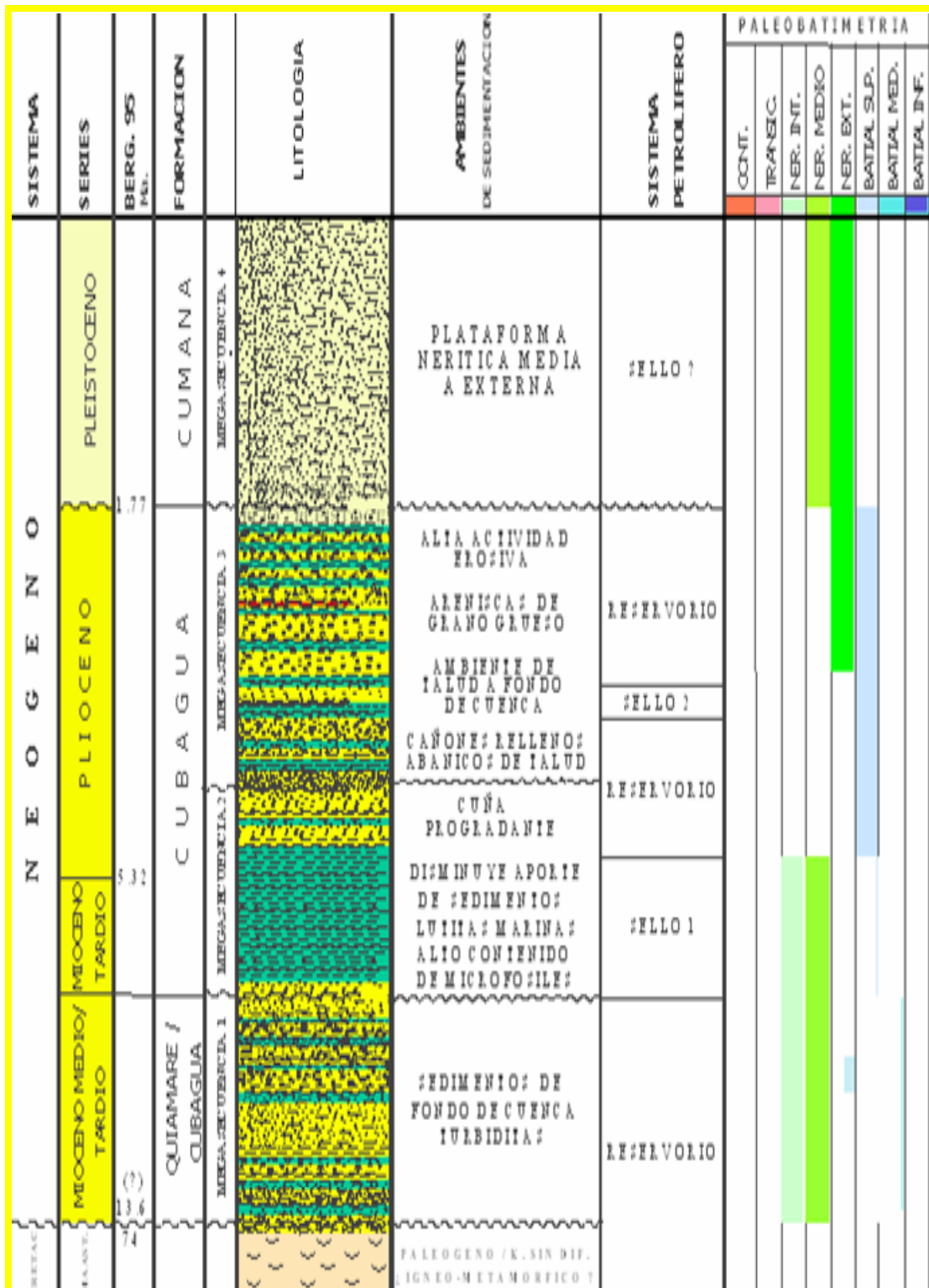


Figura 2.6 Columna Estratigráfica Atravesada por el Pozo SUGOI-5X.^[4]

2.3 Bases Teóricas

2.3.1 Caracterización de un Yacimiento.

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico, en donde se debe tener en cuenta en primera instancia el objetivo y el alcance del mismo, dependiendo del propósito, complejidad y el tiempo requerido. Una vez definido el objetivo y tomando en cuenta las características y el tipo de yacimiento, se debe realizar el análisis de todos los datos disponibles, compararlos con los objetivos que se desean desarrollar, incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y calidad de los datos es suficiente para caracterizar el yacimiento.

El estudio de un yacimiento no puede comenzar hasta no haber recopilado la mayor información posible sobre el mismo y sobre todo tener una concepción sólida y clara del yacimiento para lograr obtener un excelente plan de explotación y un alto recobro del mismo al menor costo. Para lograrlo se necesita de datos petrofísicos, historias de presión y producción, estudios geológicos previos, análisis PVT, etc., así como también los programas o herramientas de trabajo para hacer más fácil la predicción futura del yacimiento con un alto nivel de confiabilidad

2.3.2 Yacimiento.

Es una unidad geológica definida, porosa y permeable capaz de almacenar hidrocarburos (líquidos y/o gaseosos), la cual se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente en toda su extensión.

2.3.3 Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos.

De acuerdo al estado de sus fluidos.

Los fluidos en un yacimiento consisten en mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperaturas existentes en el yacimiento. Para una composición fija de

mezcla, un diagrama de presión-temperatura (Figura 2.7), permite clasificar los yacimientos en:

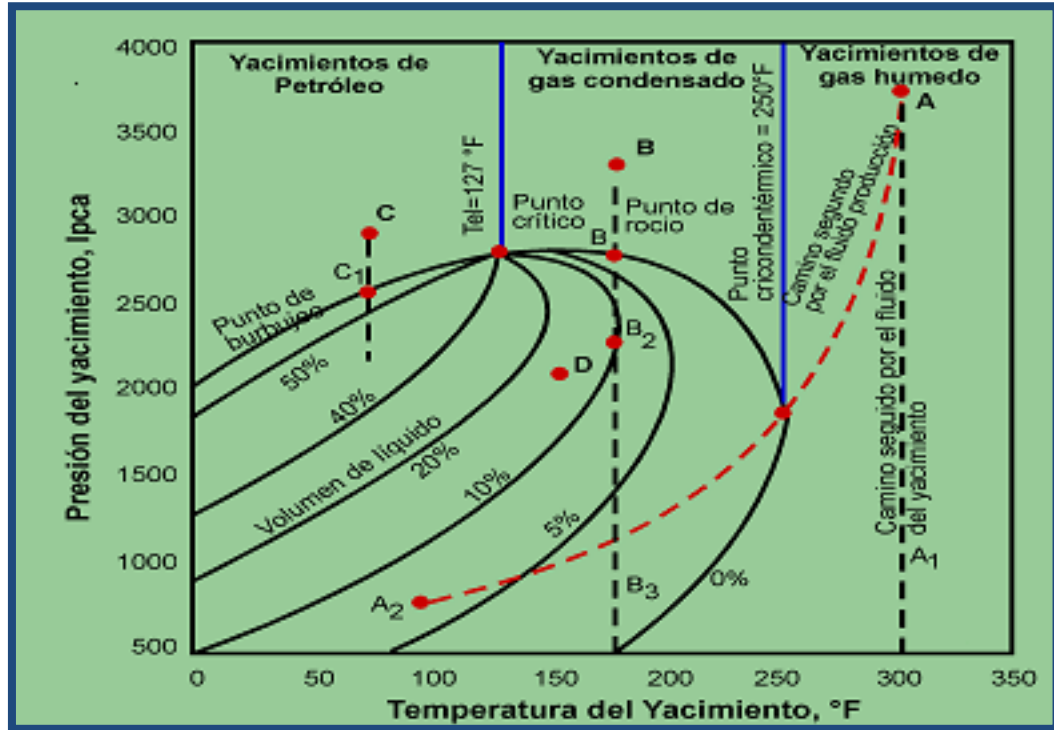


Figura 2.7 Clasificación de los Yacimientos Según el Estado de los Fluidos.^[6]

- ✓ **Yacimientos de Gas Seco:** Existen en estado gaseoso a cualquier presión y a temperaturas mayores a la cricondentérmica. La fase gaseosa es la única en el yacimiento y permanece en ese estado durante su producción. Contienen principalmente metano (C_1) % $C_1 > 90$ con pequeñas cantidades de pentano (C_5) y componentes más pesados % $C_5^+ < 1$.^[6]
- ✓ **Yacimientos de Gas Húmedo:** Al igual que los yacimientos de gas seco, existen en estado gaseoso a condiciones de yacimiento y a condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-

líquido que varían entre 60.000 y 100.000 PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro y con gravedad API mayor a 60 °.^[6]

- ✓ **Yacimientos de Gas Condensado:** También se les llama de condensación retrógrada, existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica. Bajo esta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío y se produce una condensación de parte de la mezcla. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío. La zona retrógrada está limitada en la parte superior por la curva de rocío entre el punto crítico y la cricondentérmica y en la inferior por la curva que une los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad. La curva de rocío retrógrado es típica para un gas condensado y la importancia de su conocimiento reside en que a presiones por debajo de la presión de rocío retrógrada empieza a ocurrir la condensación retrógrada. En la composición de la mezcla de este tipo de hidrocarburos el contenido de C_1 es mayor de 60 % y el de C_7^+ menor de 12,5 %.

- ✓ **Yacimientos de Condensado con Zona de Petróleo:** En el Oriente de Venezuela existen varios yacimientos de Gas Condensado con zona de petróleo, en el cual, el yacimiento de gas condensado se encuentra saturado en su punto de rocío retrógrado y el crudo también se encuentra saturado en su punto de burbujeo. La presión del yacimiento es igual a la presión de rocío del gas condensado y a la presión de burbujeo del petróleo (Figura 2.8). Una disminución de presión en este yacimiento produce condensación retrógrada en la capa de gas y liberación de gas en la zona de petróleo. Si el yacimiento tiene buena permeabilidad vertical (>100 md), el gas liberado se mezcla con el gas de la capa de gas condensado y el condensado retrógrado con el crudo de la zona de petróleo.^[7]

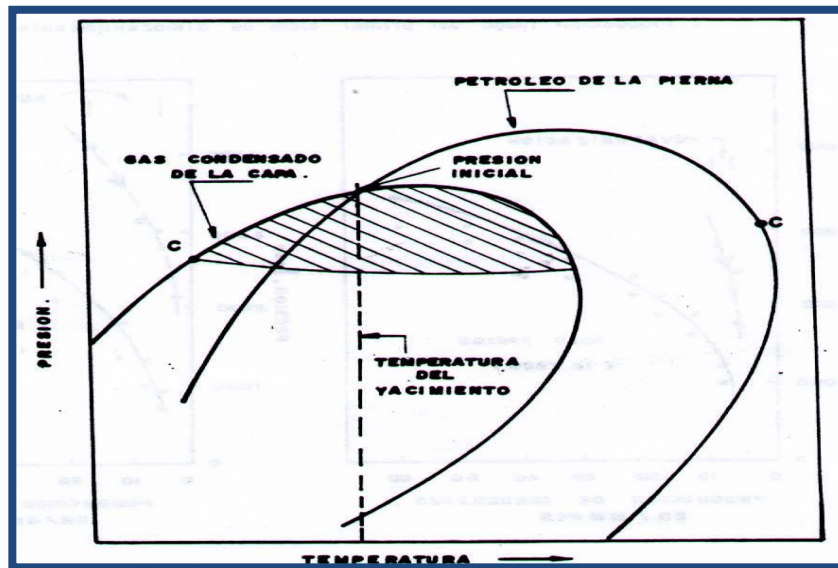


Figura 2.8 Diagrama de Fases en Yacimientos de Gas Condensado con Zona de Petróleo. [13]

- ✓ **Yacimientos de Petróleo Volátil:** La mezcla de hidrocarburos en el yacimiento se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico y su temperatura es ligeramente menor que la crítica. El equilibrio de las fases de estos yacimientos es muy pobre, produciéndose un encogimiento del crudo, hasta de 45 %, cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. La RGP (Relación Gas Petróleo) de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2.000 a 5.000 PCN/BN y el petróleo de tanque tiene un color amarillento oscuro a negro y una gravedad API mayor de 40°. [8]
- ✓ **Yacimientos de Petróleo Negro:** A condiciones de yacimiento la temperatura es muy inferior a la temperatura crítica. El petróleo es de baja volatilidad y tiene un alto porcentaje de $C_7^+ > 40$. En el tanque, el petróleo tiene una gravedad API menor de 40° y un color negro o verde oscuro. [8]

2.3.4 Clasificación de los Crudos Venezolanos de Acuerdo al rango de grados API.

- ⊗ **Crudos Livianos:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que contiene una gravedad comprendida en el rango de 30-40 °API (ambos inclusive).
- ⊗ **Crudos Medianos:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que contiene una gravedad comprendida en el rango de 22-29,9 °API (ambos inclusive).
- ⊗ **Crudos Pesados:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que contiene una gravedad comprendida en el rango de 10-21,9 °API (ambos inclusive).
- ⊗ **Crudos Extrapesados:** Son aquellos hidrocarburos líquidos que contiene una gravedad menor o igual a 10 °API y una viscosidad mayor de 10.000 centipoises a condiciones de yacimiento.

2.3.5 Mapa Estructural.

Es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés.

El mapa nos muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en el se indica la distribución de los fluidos en el yacimiento. Está conformado por:

- ✓ Contornos o curvas estructurales: son líneas o curvas de igual profundidad, referidas al nivel del mar, del tope del cuerpo de arena. Su trazado e interpretación nos informa sobre la orientación geográfica del estrato mapeado (rumbo), la inclinación y magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo, la morfología de la estructura (pliegues, anticlinales, homoclinales, etc.) y el desplazamiento de las fallas. En el área mayor de Oficina los contornos estructurales constituyen un homoclinal de buzamiento suave hacia el Norte y Rumbo aproximado Este-Oeste.

- ✓ Trazas de las fallas: las trazas de falla en un plano horizontal resulta de la intersección del plano de la fractura o deslizamiento y el plano horizontal. El plano de la falla se representa por líneas paralelas, cuya dirección indica el rumbo. La magnitud del desplazamiento se determina por correlación de perfiles, cuando falta una sección estratigráfica que ha sido desplazada

2.3.6 Petrofísica.

Es la especialidad que caracteriza las propiedades físicas de las rocas mediante la interpretación del entorno biológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de rocas y sus fluidos e historias de producción.

2.3.7 Evaluación Petrofísica.

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio, utilizando sus núcleos.

Una interpretación petrofísica de las arenas basadas en la aplicación de un método adecuado, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que relacionan las características de la formación con algunos factores obtenidos de los registros de pozos, pueden obtener cierta información como arcillosidad, porosidad efectiva, intervalo permeable, espesor de arena neta, profundidades de los intervalos de interés y localización de los fluidos en contacto.

La cantidad de hidrocarburo contenida en un volumen unitario de roca, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburo. Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburo para determinar si la acumulación puede ser considerada como comercial, es necesario conocer el volumen de roca porosa para lo cual hay que conocer el espesor promedio de la arena y el área del yacimiento. Para evaluar la productividad del yacimiento es necesario tener una idea de la factibilidad

con la cual el fluido puede viajar a través del sistema poroso. Esta propiedad intrínseca de la roca es la permeabilidad.

Los principales parámetros petrofísicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico, son la saturación de agua e hidrocarburos, porosidad, permeabilidad y espesor de la capa permeable ^[9]

2.3.8 Porosidad.

Es la medida del espacio intersticial (espacios vacíos) que posee una roca, se encuentren o no conectados entre sí. Es decir es la capacidad que posee una roca de almacenar fluidos. Se expresa en fracción o porcentaje y se denota con la letra griega “ Φ ”

2.3.9 Permeabilidad.

Es la capacidad que posee una roca de permitir el paso de fluidos a través de sus poros interconectados (sin porosidad no hay permeabilidad) cuando ésta se encuentra saturada al 100 % por uno o más fluidos. Su unidad es el Darcy (D) pero generalmente se expresa en milidarcy (md) y se denota con la letra “K”.

2.3.9.1 Tipos de Permeabilidad.

- ⊗ Permeabilidad absoluta. Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

- ⊗ Permeabilidad efectiva. Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

- ⊗ Permeabilidad relativa. Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que representa la forma en que un fluido se desplaza a través del medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. ^[10]

2.3.10 Saturación.

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. Se expresa en fracción o porcentaje. ^[10]

2.3.10.1 Tipos de Saturación.

- ✓ **Saturación de Agua Connata.**

La saturación de agua connata (S_{wc}) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

- ✓ **Saturación Residual de una Fase.**

La saturación residual de una fase, generalmente expresada como S_{xr} , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), corresponde a la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. ^[10]

2.3.11 Pruebas PVT.

El estudio del comportamiento de los yacimientos requiere el conocimiento de sus propiedades físicas. Estas propiedades se determinan en el laboratorio mediante análisis de muestras de fondo o de superficie.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT), y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos en particular.

Las propiedades de las rocas son características definidas de los sólidos y las características de los fluidos en contacto con dichos sólidos. Las propiedades de los fluidos dependen de:

- ✓ Composición de las mezclas de hidrocarburos.
- ✓ Presión.
- ✓ Temperatura.

Todas estas características permiten la caracterización del yacimiento.

Durante años los ingenieros de campo han utilizado correlaciones empíricas en lugar de datos experimentales para determinar las propiedades físicas de los fluidos, necesarias para el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos. ^[8]

2.3.11.1 Presión de Burbujeo (Pb).

La presión de burbujeo se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo del punto de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por esto a estas presiones se les llama presión de saturación. Comúnmente, la presión de saturación se utiliza como sinónimo de presión de burbujeo.^[11]

Entre las correlaciones para determinar la presión de burbujeo se tienen las siguientes:

- Correlación de Standing (1947).^[19]
- Correlación de Lasater (1958).^[21]
- Correlación de Vázquez y Beggs (1980).^[22]
- Correlación de Glaso (1980).^[23]
- Correlación de Mannucci y Rosales (1977).^[20]
- Correlación de la TOTAL (1983).^[24]

2.3.11.2 Relación Gas-Petróleo en Solución (R_s).

La relación gas-petróleo en solución se define como el número de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

La Figura 2.9 ilustra el comportamiento típico de R_s en función de la presión a temperatura constante.

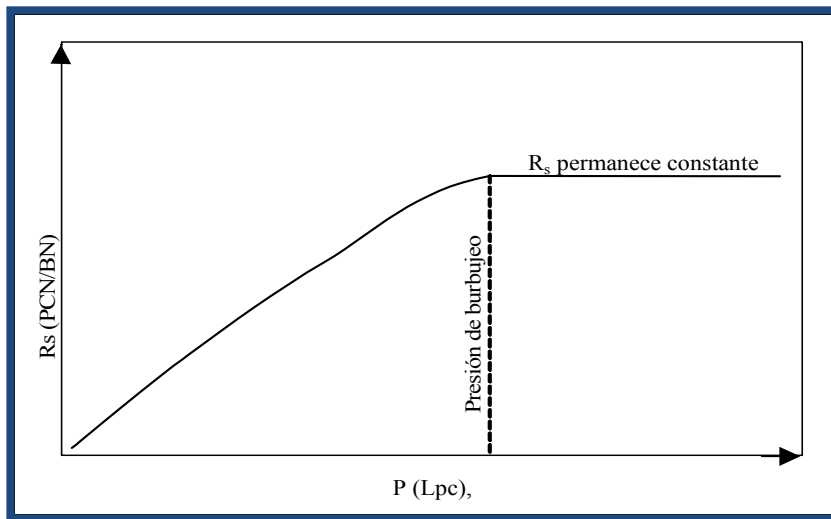


Figura 2.9 Comportamiento de R_s con Presión (a Temperatura Constante).^[8]

Puede observarse que R_s aumenta con presión hasta llegar a la presión de burbujeo, a partir de la cual se mantiene constante. La razón de esto es que al llegar al punto de burbujeo no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo. Así, por encima de la presión de burbujeo el petróleo está subsaturado ya que una disminución de presión no causa liberación de gas (R_s es constante); sin embargo, por debajo de la presión de burbujeo el petróleo está saturado, ya que una disminución de presión origina una liberación de gas, debido a que R_s disminuye.^[11]

Entre las correlaciones para determinar R_s se tienen las siguientes:

- Correlación de Standing (1947).^[19]
- Correlación de Lasater (1958).^[21]
- Correlación de Vázquez y Beggs (1980).^[22]
- Correlación de Glaso (1980).^[23]
- Correlación de Mannucci y Rosales (1977).^[20]
- Correlación de la TOTAL (1983).^[24]

2.3.11.3 Factor Volumétrico del Petróleo (B_o).

El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución. También puede definirse como el cambio de volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida o liberación del gas en solución. En general el valor de B_o será mayor que la unidad debido a que el gas entra en solución.

La Figura 2.10 ilustra el comportamiento típico de B_o vs. presión a temperatura constante:

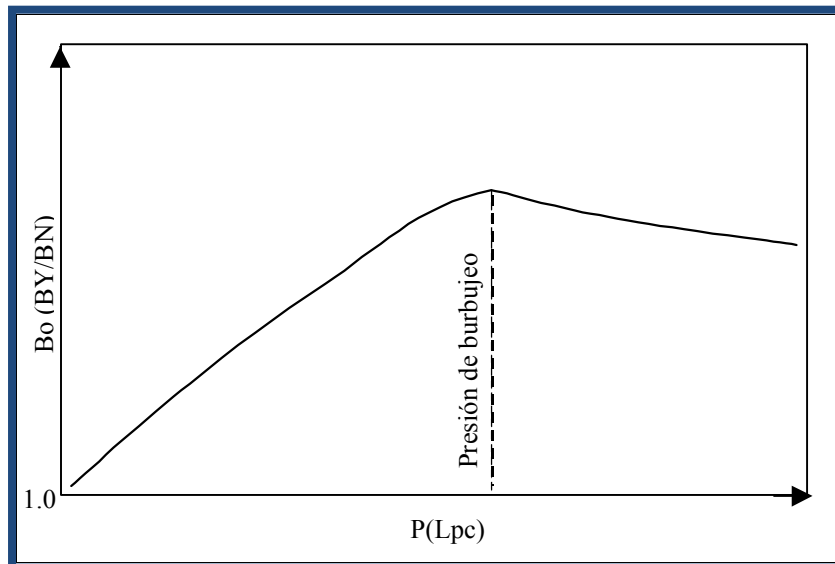


Figura 2.10 Comportamiento de B_o con Presión (a Temperatura Constante).^[8]

Dado que no se libera gas de solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial hasta la presión de burbujeo, el fluido del yacimiento permanece en estado monofásico (petróleo subsaturado), sin embargo, como los líquidos son ligeramente compresibles el volumen aumenta hasta alcanzar un máximo en el punto de burbujeo.

Por debajo de la presión de burbujeo, la expansión líquida continua, pero su efecto es insignificante comparado con un efecto mucho mayor: la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas disuelto. ^[11]

Entre las correlaciones para determinar B_o se tienen las siguientes:

- Correlación de Standing (1947). ^[19]
- Correlación de Vázquez y Beggs (1976-1977). ^[22]
- Correlación de Glaso (1980). ^[23]
- Correlación de Mannucci y Rosales (1977). ^[20]
- Correlación de la TOTAL (1983). ^[24]

2.3.11.4 Viscosidad del Petróleo (μ_o).

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. En el caso de petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada P y T llevando consigo la cantidad de gas R_s , que puede disolverse a esas condiciones. En la Figura 2.11, se puede observar que por debajo de la presión de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento de presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas y sólo actúa la compresibilidad. ^[11]

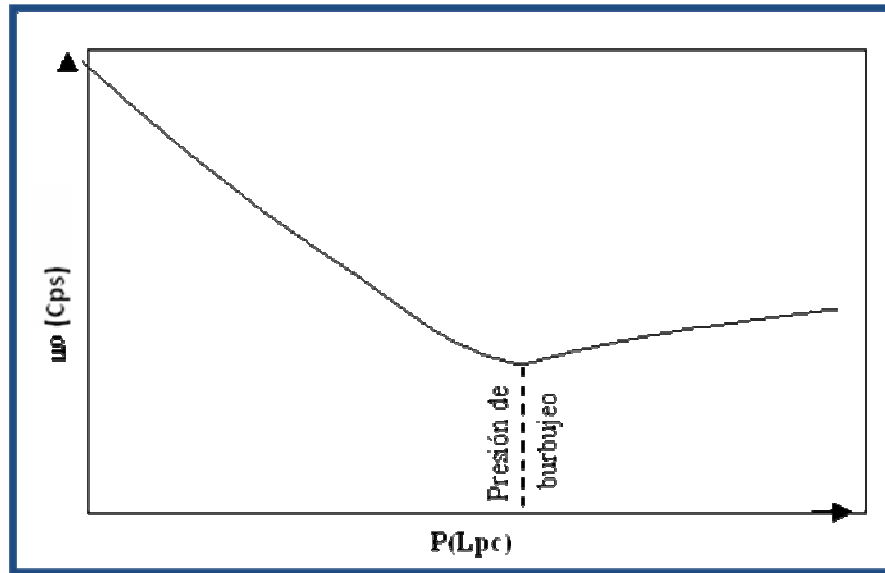


Figura 2.11 Comportamiento de Viscosidad. ^[8]

En la literatura existen varias correlaciones para determinar la viscosidad del petróleo. Entre las más conocidas se tienen las siguientes:

- Correlación de Beal (1946).^[25]
- Correlación de Beggs y Robinson (1975).^[26]
- Correlación de Vázquez y Beggs (1976-1977).^[22]

2.3.12 Clasificación de las Reservas.

Las reservas son parte de los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos los cuales pueden ser recuperados económicamente.^[12]

2.3.12.1 Reservas Probadas.

Es el volumen de hidrocarburos contenidos en yacimientos en los cuales haya sido constatado, mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponibles, pueden ser producidos comercialmente. Dentro de estas categorías se incluyen:

- Los volúmenes contenidos en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Los volúmenes producibles del área de un yacimiento que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables.
- Los volúmenes producibles de las áreas adyacentes a un yacimiento ya perforado, cuando exista razonable certeza de su productividad comercial.
- Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, en donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, métodos térmicos, etc.).
- Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria siempre y cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto esté basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de desplazamiento similares. La similitud de estas características debe estar respaldada por estudios de geología e ingeniería.
- En ciertas ocasiones, se considerarán como Reservas Probadas los volúmenes producibles de pozos cuyos análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

Tomando en consideración el estado de producción, las reservas probadas se pueden clasificar en:

- **Reservas Probadas Desarrolladas:** Son aquellas reservas sujetas a explotación comercial a través de las instalaciones existentes en el yacimiento.
- **Reservas Probadas no Desarrolladas:** Son aquellas reservas probadas que no han sido sometidas a explotación.^[12]

2.3.12.2 Reservas Semiprobadas o Probables.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que pudieran ser producidos bajo las condiciones económicas existentes en el momento de hacer la estimación, en las áreas de las cuales se tiene conocimiento de la existencia de hidrocarburos, pero no ha evidenciado la presencia de los mismos en toda su extensión. Dentro de esta categoría se encuentran:

- Aquellas cantidades de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos, los cuales han sido detectados por registros tomados en los mismos, pero no han sido evaluados por pruebas de producción.
- Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de éstos por fallas sellantes, siempre que en dicha área haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.).
- Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.
- Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, en donde no se ha determinado el contacto

agua-petróleo y en donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo. ^[12]

2.3.12.3 Reservas no Probadas o Posibles.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en el futuro, en áreas que tienen condiciones geológicas para contener hidrocarburos, según la información disponible en el momento de hacer la evaluación de reservas, pero no han sido determinados con la perforación de pozos. Cuando se comienza la explotación de una nueva área en una cuenca sedimentaria es necesario, a pesar de tener muy poca información técnica al respecto, estimar las posibles reservas en el área, ya que la empresa estaría haciendo una inversión y debe conocer los riesgos y las posibles ganancias que pudiera obtener en su esfuerzo exploratorio. Dentro de esta categoría se encuentran:

- Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- Los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables y la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.

- Los volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria.

Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.).^[12]

2.3.13 Método Volumétrico.

Los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos son a grandes rasgos, la estimación de los fluidos originales en sitio POES, GCOES, GOES y COES, el cálculo del porcentaje de recobro (%R), la predicción del comportamiento futuro de producción y el análisis de alternativas para mejorar el recobro.^[14]

Este método permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de los pozos del yacimiento, y estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre, por lo que se habla de estimación de reservas.

2.3.14 Limitaciones que Inciden en la Aplicación del Método Volumétrico.

- ✓ Volumen de roca del yacimiento: En cuanto a la determinación del volumen se presentan limitaciones relacionadas con la elaboración de los mapas isópacos-estructurales, debido a que la información en la cual se basan corresponde a la profundidad del horizonte de interés y su espesor observado en los pozos perforados, en el área; razón por la cual su exactitud se ve limitada principalmente en los yacimientos jóvenes ya que la cantidad de pozos perforados es un factor

determinante, al momento de trazar las líneas isópacas y estructurales pues son tendencias hechas en función de los puntos en los cuales la información de topes y espesores es conocida.

- ✓ Datos sísmicos: La interpretación de los datos sísmicos, en caso de estar disponibles, generan cierta confusión ya que es común observar diferentes puntos de vista al ser analizados por un grupo de intérpretes.
- ✓ Porosidad y saturación de agua: Debido a que tanto la porosidad como la saturación de agua inicial se determinan mediante un promedio, considerando que el yacimiento es homogéneo, y tomando la información de pozos perforados, bien sea utilizando perfiles o análisis de núcleo, constituyen una limitación en cuanto al cálculo del GCOES ya que el valor obtenido a partir del método volumétrico no representaría con exactitud el volumen real de fluidos presentes en el yacimiento.

2.3.15 Recobro de Hidrocarburos.

Es la cantidad de hidrocarburos que se puede obtener de forma óptima (eficiente y económica) a partir de un yacimiento. Así mismo también se utiliza el término factor de recobro que representa la fracción de volumen de gas original en sitio que puede extraerse o que ha sido extraído del yacimiento y en forma general ambos dependen de tres factores:

- ✓ Características físicas de las rocas y de la trampa
- ✓ Características reológicas de los fluidos.
- ✓ Forma de explotación ejercida por el operador.

2.3.16 Factores que Afectan el Recobro según Ikoku.

2.3.16.1 Presión de Abandono.

Es la presión a la cual debe abandonarse un yacimiento de gas porque su explotación a presiones inferiores no es rentable; por lo tanto entre menor sea la presión de abandono mayor es el recobro pues la cantidad de gas remanente en el yacimiento es considerablemente pequeña. A su vez esta depende de factores técnicos y económicos como:

- ✓ Precio de venta del gas
- ✓ Índice de productividad de los pozos
- ✓ Presión de fondo fluyente necesaria para que el gas fluya hasta las estaciones o gasoductos.

2.3.16.2 Presencia de un Acuífero.

Entre mayor sea la actividad del acuífero menor es el recobro de gas porque hay que abandonar los pozos por alta producción de agua cuando todavía la producción del yacimiento es alta.

2.3.16.3 Permeabilidad del Yacimiento.

Entre mayor sea la permeabilidad, menor presión de abandono se puede alcanzar en la explotación de un yacimiento de gas y por tanto el recobro será mayor.

2.3.16.4 Heterogeneidad del Yacimiento

En yacimientos donde existen grandes variaciones espaciales de permeabilidad, el agua tiende a avanzar selectivamente por las zonas de mayor permeabilidad y a invadir rápidamente los pozos, esto produce bajos recobros de gas. ^[13]

2.3.17 Tipos de Recobro.

2.3.17.1 Recobro Primario.

Es aquel en que los hidrocarburos se producen usando las fuentes naturales de energía del yacimiento.

2.3.17.2 Recobro Adicional o Secundario.

Es posterior al primario y para ello se agrega energía al yacimiento mediante variados procesos.^[14]

2.3.18 Comportamiento de Afluencia.

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la habilidad del yacimiento de aportar fluidos hacia el fondo del pozo, y puede ser representado por una gráfica de tasa de flujo en función de la presión de fondo fluyente en coordenadas cartesianas. La Figura 2.12 muestra un gráfico típico del comportamiento de afluencia IPR por sus siglas en inglés (Inflow Performance Relationship), y como la forma de la curva puede variar para diferentes pozos. La habilidad de un pozo de llevar los fluidos a superficie depende en gran manera del tipo de yacimiento y su mecanismo de desplazamiento, tanto de variables como presión de yacimiento permeabilidad entre otras. La gráfica del comportamiento de afluencia fue usada por primera vez en 1954 por W.E. Gilbert, quien observó que ese comportamiento cambiaba con el tiempo.^[15]

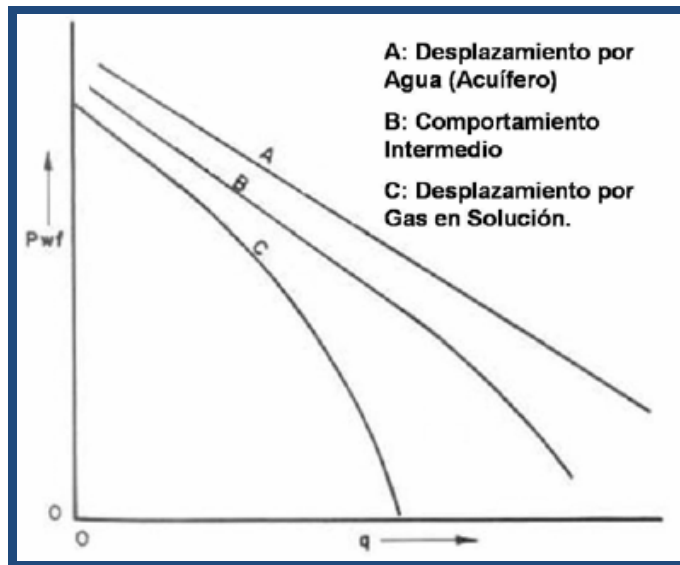


Figura 2.12 Curvas de IPR. ^[15]

A pesar de que es cierto solo para casos específicos (presiones de fondo fluyentes mayores a la presión de saturación y yacimientos con un acuífero grande), es común en la práctica suponer que la afluencia de un pozo es directamente proporcional a la presión del yacimiento, resultando la gráfica una línea recta de pendiente igual a $1/J$ donde J representa al índice de productividad del pozo definido por los barriles totales de producción por día por cada libra de presión perdida. ^[15]

Sin embargo se sabe que esa curvatura existe para la mayoría de los pozos. En este caso no puede decirse que un pozo tenga un índice de productividad constante (línea recta) porque la pendiente cambia con la variación del diferencial de presión.

El comportamiento de afluencia (IPR) y el índice de productividad (J) no son equivalentes. El IPR es la relación entre la presión de fondo fluyente y la tasa de flujo, y J es el primer diferencial del IPR en el caso especial donde sea una línea recta, o es lo suficientemente cercana a una recta como para que la curvatura no sea tomada en cuenta. ^[16]

Predecir el comportamiento de afluencia es sumamente complicado ya que la curva de IPR y el índice de productividad pueden dar cambio tanto con la producción

acumulada, como con el tipo de yacimiento. Si se miden varios valores de J durante la vida productiva del pozo, la relación obtenida entre la presión de fondo fluyente y la tasa de producción será normalmente no lineal. Este efecto puede ser atribuido a uno o más de los siguientes factores: ^[15]

- ✓ Un incremento en la saturación de gas con la subsiguiente disminución de la permeabilidad al petróleo cerca del hoyo como resultado del cambio en la presión del yacimiento a altas tasas de producción.
- ✓ Cambio de flujo laminar a flujo turbulento en algunos de los capilares cerca del hoyo a altas tasas de producción.
- ✓ Sobrepaso de las tasas de flujo crítico en los poros de la cara de la formación. Dichos poros actúan como orificios y cuando la tasa crítica es excedida el aumento en el diferencial de presión disminuye su efecto en el aumento de las tasas.

2.3.19 Análisis Nodal.

El objetivo del Análisis Nodal de sistemas de producción radica en el diagnóstico de la combinación de los distintos componentes de un pozo de gas o petróleo, como por ejemplo: revestidores, tuberías de inyección / producción, cabezal del pozo, reductores, líneas de flujo, válvulas de seguridad y separador entre otros, todo esto, con el propósito de predecir las tasas óptimas de flujo y optimar el funcionamiento de los diferentes componentes en el sistema (Figura 2.13). Esta técnica permite al ingeniero modelar el comportamiento del pozo, permitiendo hacer rápidas comparaciones desde diferentes escenarios. ^[17]

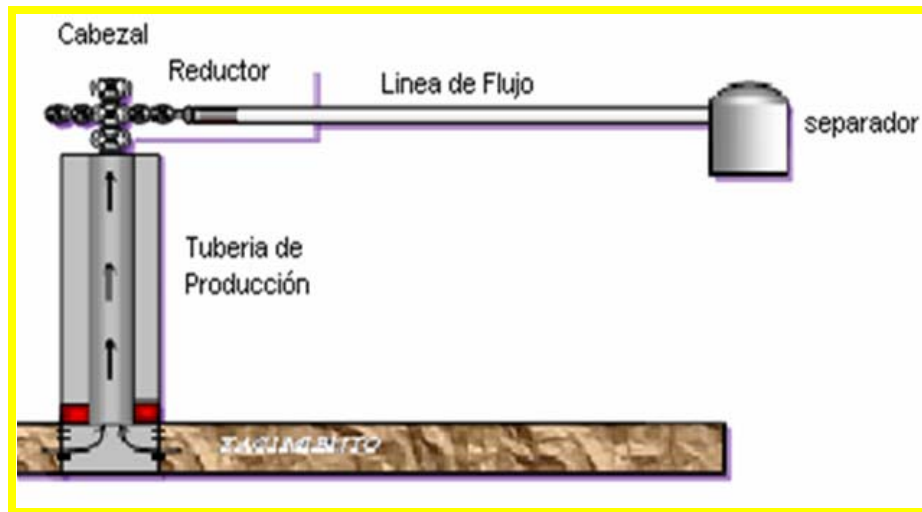


Figura 2.13 Modelo de Producción Clásico. ^[17]

En un análisis nodal se consideran todos los componentes del pozo, comenzando desde la presión estática del yacimiento (P_y) y finalizando con la presión en el separador.

Esto incluye: flujo a través del medio poroso (yacimiento), flujo a través de perforaciones y completación, flujo a través de reductor (estrangulador) en superficie, continuando hasta el separador.

Para hallar las tasas de flujo, puede tomarse la posición solución en varios nodos (localizaciones), tales como: el fondo, el tope del pozo, o el separador. El cambio de la posición solución se utiliza con el fin de ilustrar el efecto de ciertos componentes del sistema cuando éste se encuentra produciendo por completo. La existencia en el mercado de avanzados simuladores permite evaluar el comportamiento de producción del pozo en cada uno de estos nodos. Dependiendo de la variable que se desee analizar, la posición del nodo variará de la siguiente forma:

⊗ **Nodo en el Fondo del Pozo:**

Probablemente la ubicación del nodo más común es en el fondo del pozo, es decir, en el centro del intervalo perforado. Para encontrar la tasa de flujo en esta posición, el

sistema completo se divide en dos (2) componentes: el yacimiento y el sistema total de tubería. (Figura 2.14)

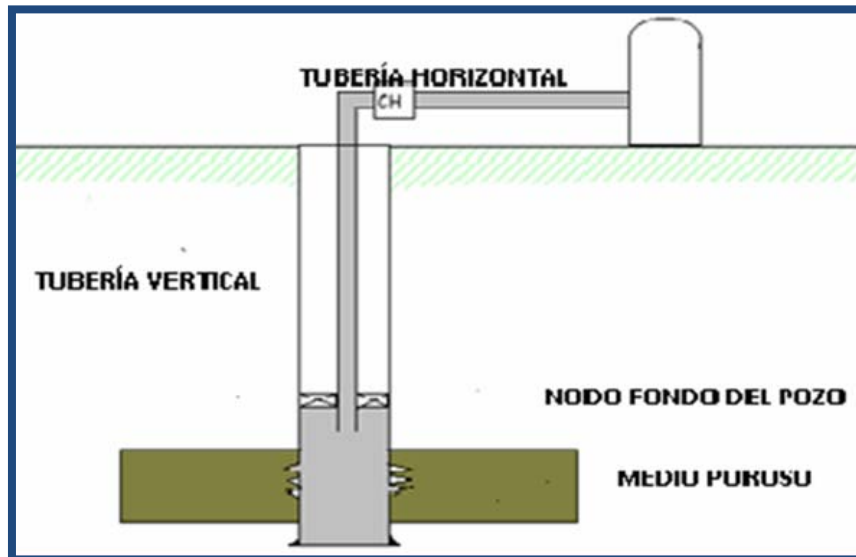


Figura 2.14 Ubicación del Nodo en el Fondo del Pozo. ^[17]

⊗ **Nodo en el Tope del Pozo:**

También es frecuente ubicar el nodo solución en el cabezal del pozo. El sistema completo es de nuevo dividido en dos (2) componentes con el propósito de hallar la posible tasa de flujo. El separador y la línea de flujo se consideran como un solo componente; se comienza con la presión del separador, determinando la presión de cabezal necesaria para mover las tasas de flujo asumidas, a través de la línea de flujo hasta el separador. El yacimiento y la sarta de tubería de producción se asumen como el otro componente; se comienza con la presión de yacimiento y se prosigue hasta el centro del borde del pozo para obtener la presión de fondo del pozo (P_{wf}), utilizando la curva apropiada o ecuación IPR; luego se utiliza esta presión (P_{wf}) y se prosigue hasta el tope de la tubería a fin de hallar la presión necesaria en el cabezal para la tasa de flujo establecida.

La selección de la presión del separador es crítica cuando se diseñan sistemas rotativos de levantamiento artificial por gas, o cuando la presión del gas debe ser

incrementada en el separador para que fluya a una presión más alta dentro del sistema, tal como en una línea de distribución del gas de venta o en otro sistema de recolección. La presión del separador controla la presión de succión en el compresor y está directamente relacionada con los requerimientos de potencia (HP) del compresor.

La presión del separador no debe disminuir ni incrementarse en forma brusca, sin haber llevado a cabo un análisis completo del sistema de tubería, y en particular, sobre la línea de flujo. Aun cuando se espere que una disminución en la presión del separador incrementara enormemente la tasa de flujo, esto puede no ser del todo cierto. Hay muchos casos en donde una disminución de la presión del separador fracasa en el cambio de la tasa de productividad. La razón por la cual esto sucede es que la línea de flujo o la tubería pueden estar sirviendo como restricción.

En pozos de baja productividad, el yacimiento por sí mismo puede ser la restricción y un cambio en la presión del separador tendrá muy poco efecto sobre la tasa de producción, ya que una adicional caída de presión ofrece un pequeño incremento en la productividad.

En todos los casos, el criterio final para seleccionar la presión en el separador es únicamente el económico, aun en esos casos donde se considera la etapa de separación. Como una especie de precaución, el tamaño de la línea de flujo debe analizarse siempre antes de realizar la selección final de la presión del separador. Existen casos de campo en donde los cambios de la línea de flujo muestran variaciones más grandes en la tasa que cuando se cambia la presión del separador.

2.3.20 Daño de la Formación “s”.

Durante la etapa de perforación de un pozo, un diseño deficiente del fluido empleado puede causar invasión de líquidos y de sólidos a la formación de interés. El fluido de invasión puede reaccionar químicamente con los minerales y fluidos del yacimiento (crudo y/o agua), formando precipitados y/o emulsiones taponantes, difíciles de

remover aún con tratamientos químicos, trayendo como consecuencia una reducción de la permeabilidad relativa al petróleo.^[18]

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Caracterización el sistema roca-fluido del yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Área Ensenada de Barcelona).

3.1.1 Cálculo de la Temperatura de Yacimiento

El procedimiento usado para la determinación de la temperatura promedio del yacimiento fue el siguiente:

- a) Se usó el registro de temperatura para determinar la temperatura en el punto medio de todas las arenas que almacenan hidrocarburos.
- b) Una vez obtenidos estos valores se procedió a construir una tabla que refleja los valores obtenidos anteriormente. Adicionalmente se anexó el máximo valor de temperatura registrado a 4.624 pies.
- c) Se procedió a la construcción de la gráfica Profundidad vs Temperatura, agregándole una tendencia lineal (debido a que es la que mejor se adapta al comportamiento del gráfico reduciendo así el porcentaje de error) para obtener la ecuación del gráfico
- d) Una vez obtenida la ecuación se procedió a sustituir el valor de 4.050 pies para la obtención de la temperatura promedio del yacimiento

3.1.2 Cálculo de la Presión de Yacimiento.

Para determinar la presión del yacimiento se dividió en dos zonas: zona de gas y zona de petróleo procediéndose de la siguiente manera:

- a) Se construyó una tabla con la profundidad al punto medio de la arena con su respectiva presión (Tabla 3.1). En el caso de la zona de petróleo se toma como presión de yacimiento la presión determinada en la prueba.

Tabla 3.1 Presiones de las arenas registradas en las pruebas DST.

Arena	Profundidad promedio (pies)	Pe (lpc)
MIOCENO-03 (4234-4355)	4292	1944
MIOCENO-04 (4205-4234)	4218	1960
MIOCENO-05 (4039-4169)	4099	1950
MIOCENO-06 (3741-4012)	3786	1944

- b) En la zona de gas se realizó un gráfico de “Presión en función de la Profundidad”. Agregándose una línea de tendencia y obteniéndose una ecuación lineal
- c) Tomando la profundidad en el punto medio de la zona de gas como datum (3.985 pies), se sustituyó en la ecuación y se obtuvo el valor de presión promedio de esta zona.

3.1.3 Generación de Datos PVT.

Al no disponerse se de un análisis PVT de laboratorio, hubo la necesidad de generación de PVT's sintéticos usando correlaciones empíricas a través del software de calculo de propiedades de fluido FLOPROP y una hoja de cálculo Excel tomando como premisa las pruebas iniciales realizadas en el pozo.

Los datos PVT's generados usando el software FLOPROP fueron generados de la siguiente manera:

- a) En la ventana de inicio del programa se seleccionó la opción New para la generación de un PVT nuevo.
- b) Se desplegó una ventana, en la cual se ingresan los datos de yacimiento.
- c) En la ventana siguiente se ingresó las propiedades del fluido.
- d) A continuación se desplegó el resultado del análisis PVT.

Las ecuaciones usadas por el software en el cálculo de las propiedades fueron las de McCain y sus resultados son validos para presiones menores de 9.500 lpc en el caso de petróleo y presiones en el rango de 130 y 19.400 lpc para el caso de gas.

Para los datos PVT's generados a partir de una hoja de Excel fueron usadas las correlaciones de Standing ^[19] y Mannucci&Rosales^[20] a una caída de presión constante de 250 lpc. Luego de haberse obtenido el valor de las propiedades de fluido, se graficaron dichos valores de propiedades Vs. Los valores de presión.

3.1.4 Cálculo de la Petrofísica.

Una vez delimitados los topes, bases y espesores de la arena de interés, se procedió a estimar las propiedades petrofísicas de las arenas utilizando Excel para calcularlos cada 0,5 pies, en virtud de que se pudiera obtener valores representativos de la arena neta petrolífera. A continuación se muestra a detalle, la metodología aplicada para la estimación de las propiedades petrofísicas:

3.1.4.1 Volumen de Arcilla (Vshl).

En vista de que se contaba con el registro Gamma Ray (GR), se determinó el volumen de arcilla mediante el uso de dicho registro. Los métodos para determinar el volumen de arcilla a partir de este registro están basados en la comparación de las

lecturas de una curva, seleccionada de los perfiles frente a la arena que se está evaluando, con las lecturas frente a una zona considerada como limpia y una lutita vecina que se considera como 100% arcilla.

$$V_{shl} = \frac{GR_{log} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

V_{shl} : volumen de arcilla (fracción).

GR_{log} : lectura del Gamma Ray en la arena de interés (UAPI).

$GR_{mín}$: lectura mínima del Gamma Ray (UAPI).

$GR_{máx}$: lectura máxima del Gamma Ray (UAPI).

3.1.4.2 Porosidad Efectiva.

En esta fase se hizo uso de los registros Densidad – Neutrón, se calculó la porosidad haciendo uso de un modelo de porosidad para dichos registros, (Ec. 5.2) una vez realizada las correcciones por volumen de arcilla de la porosidad total (Ec 3.3 y 3.4) .

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{dc}^2 + \phi_{nc}^2}{2}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

ϕ_e : porosidad efectiva (fracción).

ϕ_{dc} : porosidad corregida por arcillosidad del registro Neutrón (fracción).

ϕ_{nc} : porosidad corregida por arcillosidad del registro Densidad (fracción).

$$\phi_{dc} = \phi_d - V_{shl} * \phi_{shl} \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

ϕ_{dc} : porosidad corregida por arcillosidad del registro Densidad (fracción).

ϕ_d : porosidad leída en el registro Densidad .

Vshl: volumen de arcilla.

ϕ_{shl} : porosidad de la lutita representativa.

$$\phi_{nc} = \phi_n - V_{shl} * \phi_{shl} \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

ϕ_{nc} : porosidad corregida por arcillosidad del registro Neutrón (fracción).

ϕ_n : porosidad leída en el registro Neutrón .

Vshl: volumen de arcilla.

ϕ_{shl} : porosidad de la lutita representativa.

3.1.4.3 Saturación de Agua (Sw).

Para el cálculo de la Sw se hizo uso del Modelo de Simandoux Modificado^[30] (SwMS). En donde la modificación de la ecuación de Simandoux se basa en la inclusión del término (1-Vshl), en la ecuación original de Simandoux^[30], para corrección de la saturación de agua por efecto de arcillosidad:

$$s_{wMS} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{shl}^2}{R_{shl}} \right) + \frac{4\phi^m}{\alpha * R_w * (1 - V_{shl}) * ResD}} - \left(\frac{V_{shl}}{R_{shl}} \right) \right] * \frac{\alpha * R_w * (1 - V_{shl})}{2 * \phi^m}$$

Ec. 3.5

Donde:

SwMS: Saturación de agua por el modelo de Simandoux Modificado (fracción).

Vshl: volumen de arcilla (fracción).

Rshl : resistividad de las arcillas de formación (Ohm-m).

ResD: resistividad profunda (Ohm-m).

ϕ : Porosidad efectiva (fracción).

Rw: resistividad del agua de formación (Ohm-m).

m: factor de cementación.

a: factor de tortuosidad.

3.1.4.4 Parámetros Petrofísicos Fijos.

Para la estimación de saturación de agua de formación, es necesario determinar ciertos parámetros que dependen principalmente del tipo de yacimiento y sus características, como son los siguientes parámetros:

a) Factor de Cementación (m), Exponente de Saturación (n) y Factor de Tortuosidad (a)

Estos parámetros son necesarios para determinar la saturación de agua en la arena de interés; debido a que estos factores están relacionados con las características intrínsecas de la roca, por ello se requiere tener análisis de núcleos que proporcionan dicha información, y en vista de que para esta evaluación no se contó con dichos análisis, se procedió a tomar los establecidos por estudios previos según el tipo de roca y características del área.

El factor de cementación (m) se considero igual a dos (2), en vista de que se trata de areniscas normales.

El exponente de saturación (n) se considero dos (2), sabiendo que dicha zona esta preferiblemente mojada por agua.

El factor de tortuosidad (a) se le adjudicó el valor de 1

Dichos valores son usados de manera estándar para el caso de arenas limpias

b) Resistividad del Agua de Formación (Rw).

De estudios previos donde se analizaron muestras de núcleos de la arena en estudio, se estableció que la resistividad del agua de formación es de 0,35 Ohm-m.^[2]

c) Resistividad de las Arcillas de Formación (Rshl).

Este valor se obtuvo directamente del perfil de investigación profunda (LN), en una lutita ubicada entre las arenas de interés.

3.1.4.5 Parámetros Petrofísicos Variables:

Resistividad Verdadera de la Formación (Rt).

Para el cálculo de este parámetro se tomaron lecturas de los perfiles de resistividad profunda utilizando la curva (LN), la cual lee valores en la zona virgen de la formación.

3.1.4.6 Permeabilidad (k).

Para el cálculo de la permeabilidad fue usado la ecuación de Timur^[29]:

$$K = \left(\frac{100 \cdot \phi^{4.41}}{S_{wirr}} \right)^2 \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

K: permeabilidad por el método de Timur (md).

ϕ : porosidad (fracción).

Swirr: saturación de agua irreductible (fracción).

3.1.4.7 Parámetros de Corte.

Los parámetros de corte usados fueron los estándares para zonas exploratorias o donde se cuenta con muy poca información.

Tabla 3.2. Parámetros de Corte Usados en la Petrofísica. ^[2]

Clasificación	Vsh	Φ	Sw
Reservorio	<35%	>5%	—
Yacimiento	<35%	>5%	<50%

3.1.4.8 Cálculo de la Porosidad Promedio.

En el caso de la $\bar{\Phi}$ se aplicó la formula de porosidad promedio ponderada por espesor a las arenas de gas y de petróleo:

$$\bar{\Phi} = \frac{\sum_1^n \Phi_i * h_i}{\sum_1^n * h_i} \quad \text{Ec 3.7}$$

Donde:

$\bar{\Phi}$ = Porosidad promedio de la zona (gas o petróleo)

Φ_i = Porosidad de cada intervalo evaluado en el pozo (fracción)

h_i = espesor de cada intervalo evaluado en el pozo (pies)

3.1.4.9 Cálculo de la Saturación de Agua Promedio.

Para el cálculo de \bar{S}_w se aplicó la formula de saturación promedio ponderada por espesor:

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_1^n S_{w_i} * h_i}{\sum_1^n * h_i} \quad \text{Ec 3.8}$$

Donde:

\bar{S}_w = Saturación promedio de la zona (gas o petróleo)

S_{w_i} = Saturación de cada intervalo evaluado en el pozo (fracción)

h_i = espesor de cada intervalo evaluado en el pozo (pies)

En la determinación del espesor se sumaron los pies de ANP (arena neta petrolífera) correspondiente a cada zona (gas y petróleo por separado).

3.1.5 Ubicación de Contactos.

Para ubicar los contactos se recurrió a los registros eléctricos, complementándose con el análisis de las pruebas de producción y muestras de fluidos hechas tomadas a las arenas.

3.1.6 Cálculo de Propiedades del Petróleo.

3.1.6.1 Cálculo del B_o .

Para el cálculo del factor volumétrico del petróleo a la presión de yacimiento, al no tener referencia de correlaciones utilizadas en el área de costa afuera, se hizo uso de una de las correlaciones presentadas por Mannucci y Rosales^[20], la cual fue creada en base a crudos del oriente del país y dicha ecuación es la siguiente:

$$B_o = 0.751R_s^{0.4254} * P^{-0.274} * 10^{-0.0024API}$$

Ec. 3.9

Donde:

B_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

R_s = Relación gas petróleo en solución a la que se quiere determinar el β_o (PCN/BN)

P = Presión a la que se quiere determinar el β_o (lpc).

API = Grados API del petróleo

Esta correlación presenta un margen de error de 3.7 % si se usa dentro de los rangos mostrados en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3 Rangos para el Cálculo del Bo según Manucci&Rosales^[20]

15	$\leq \text{°API} \leq$	39
180	$\leq \text{Rs (PCN/BN)} \leq$	2.500
1.300	$\leq \text{Pb (lpca)} \leq$	4.800
1,05	$\leq \text{Bo (BY/BN)} \leq$	2,4

3.1.6.2 Cálculo del R_s .

Al tenerse dos valores de RGP registrados para dos reductores diferentes, se procedió a realizar un promedio aritmético sencillo a fin de minimizar el porcentaje de error, para posteriormente ser usado como valor de R_s

3.1.6.3 Cálculo de la Gravedad Específica del Petróleo (γ_o)

En el caso de la gravedad específica, se determinó a través de la ecuación que relaciona a esta última con la gravedad API del petróleo la cual es comúnmente usada en la industria:

$$\text{°API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad \text{Ec. 3.10}$$

Despejando se obtiene:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{\text{°API} + 131,5} \quad \text{Ec. 3.11}$$

3.1.7 Cálculo de las Propiedades del Gas.

3.1.7.1 Cálculo de la Riqueza del Gas.

Originalmente se presentaban las 3 arenas como yacimientos independientes, dos de gas condensado (MIOENO-05, MIOCENO-06) y una como gas seco (MIOCENO-04) debido a los resultados en las pruebas de producción. Como se contaba con la composición de los gases producidos en dichas pruebas, se procedió a realizar el cálculo de la riqueza de estos a fin de verificar el tipo de gas al que se hace referencia, para lo cual se utilizó la siguiente ecuación:

$$GPM = 2,636 \sum_{i=1}^n \frac{M_i * Y_i}{\rho_h} \left(\frac{gals}{MPCN} \right)$$

Ec. 3.12

Donde:

M_i = peso molecular del componente i (lbm/lbmol) [Tabla 3.4]

Y_i = fracción molar del componente i

ρ_h = densidad líquida del componente i (lbm/gal) [Tabla 3.4]

Componente	Fórmula	Peso Molecular	Constantes Críticas		Densidad 60°F y 14.7 lpsca		Gravedad Específica 60°F/60°F.
			Presión (lpsca)	Temperatura (°R)	Líquido (lb/gal)	Gas (lb/MPCN)	
Metano	CH ₄	16,043	667,8	343,37	2,500	42,28	0,3000
Etano	C ₂ H ₆	30,070	707,8	550,09	2,962	79,24	0,3564
Propano	C ₃ H ₈	44,097	616,3	666,01	4,223	116,20	0,5077
n-Butano	C ₄ H ₁₀	58,124	550,7	765,65	4,865	153,16	0,5844
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	58,124	529,1	734,98	4,686	153,16	0,5631
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	72,151	488,6	845,70	5,251	190,11	0,6310
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	72,151	490,4	829,10	5,199	190,11	0,6247
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	86,178	436,9	913,70	5,526	227,07	0,6640
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	100,205	396,8	972,80	5,728	264,06	0,6882
n-Octano	C ₈ H ₁₈	114,232	360,6	1024,22	5,883	301,02	0,7068
n-Nonano	C ₉ H ₂₀	128,259	332,0	1070,68	6,008	337,98	0,7217
n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	142,286	304,0	1112,10	6,112	374,94	0,7342
Dióxido de Carbono	CO ₂	44,010	1071,0	547,90	6,880	115,97	0,8270
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	34,076	1306,0	672,70	6,730	73,80	0,7100
Nitrógeno	N ₂	28,013	493,0	227,60	6,580	89,77	0,8080

Tabla 3.4 Propiedades Físicas de los Principales Componentes del Gas Natural. [8]

Para el cálculo del rendimiento líquido se utilizó la siguiente fórmula:

$$RL = 23,81GPM$$

Ec. 3.13

Donde:

RL = rendimiento líquido (BN/MMPCN)

GPM = riqueza del gas (gals/MPCN)

Para el cálculo de la RLp se realizó un promedio aritmético de las 3 arenas.

3.1.7.2 Cálculo del Factor de Compresibilidad del Gas Z

Para el cálculo del factor Z de compresibilidad del gas para el MIOCENO-04, MIOCENO-05, MIOCENO-06 se prosiguió de la siguiente manera:

- a) Se verificó que la sumatoria de la fracción molar fuesen aproximadas a 1 (uno). Descartándose así la necesidad de normalizar las mezclas.
- b) Se le asignó el valor del peso molecular a cada componente (Tabla 3.4) y se multiplico por cada fracción molar correspondiente. Donde el el peso molecular promedio se obtiene de la siguiente manera:

$$\overline{MM} = \sum_{i=1}^n M_i * Y_i \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde:

\overline{MM} = Peso molecular promedio del gas

M_i = peso molecular del componente i de la mezcla (lbm/lbmol)

Y_i = fracción molar del componte i de la mezcla (lbm/lbmol)

- c) Se determinaron a través de la tabla de las propiedades físicas de de los principales componentes del gas natural (Tabla 3.4) los valores de presión critica (P_c) y temperatura critica (T_c) para cada componente de la mezcla.
- d) Seguidamente se calcularon los valores de P_{sc} y T_{sc} de la siguiente forma:

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n P_{ci} * Y_i \quad \text{Ec 3.15}$$

Donde:

P_{sc} = Presión pseudo critica mezcla (lpca)

P_{ci} = Presión critica del componente i de la mezcla (lpca)

Y_i = Fracción molar del componente i de la mezcla

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} * Y_i \quad \text{Ec 3.16}$$

Donde:

T_{sc} = Temperatura pseudo crítica de la mezcla (°R)

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i de la mezcla (°R)

Y_i = Fracción molar del componente i de la mezcla

- e) Se verificó el porcentaje de impurezas comprobándose que no existía la necesidad de corregir los valores de P_{sc} y T_{sc} obtenidos.
- f) Se calculó P_{sr} y T_{sr} de la siguiente forma:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad \text{Ec 3.17}$$

Donde:

P_{sr} = Presión pseudo reducida de la mezcla (adimensional)

P = Presión de la arena (lpca)

P_{sc} = Presión pseudo crítica de la mezcla (lpca)

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad \text{Ec 3.18}$$

Donde:

T_{sr} = Temperatura pseudo reducida de la mezcla (adimensional)

T = Temperatura de promedio de la arena (°R)

P_{sc} = Temperatura pseudo crítica de la mezcla (lpca)

- g) Se usó la correlación gráfica de Standing y Katz^[27] basado en el principio de los estados correspondientes, para obtener el valor del factor de compresibilidad del gas natural a partir de la presión y temperatura pseudoreducidas que se han obtenido anteriormente (Figura 3.1).

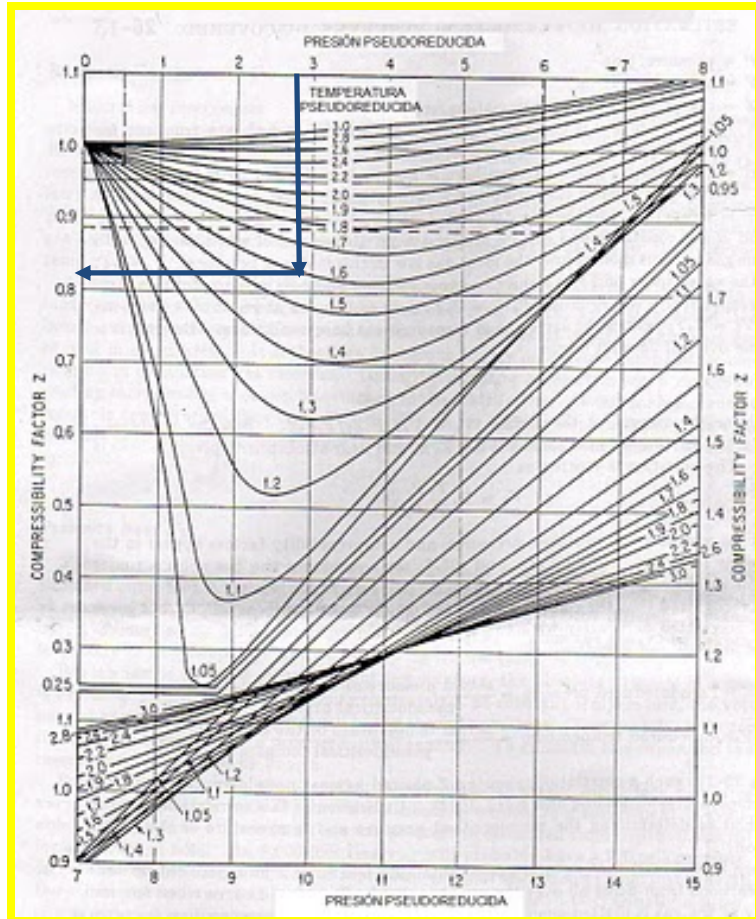


Figura 3.1 Correlación gráfica de Standing M. y Katz D.^[27]

Para poder obtener el valor de Z usando el gráfico de Standing y Katz se entra con la presión seudoreducida (P_{sr}), valores que se encuentran en la parte inferior de la gráfica, cortando con la grafica de temperatura seudoreducida (T_{sr}) y desplazándose hacia la izquierda y leyendo el valor de Z .

3.1.7.3 Cálculo de la Densidad del Gas.

Conociendo previamente a los valores de \overline{P}_y , Z , R , \overline{T}_y y \overline{MM} se procede a calcular las densidades de los gases presentes en las arenas de estudio. Para lo cual se hizo uso de la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{P * \overline{MM}}{Z * R * T} \text{ (lb / pie}^3\text{)} \quad \text{Ec 3.19}$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas (lbs/pie³)

m = Masa del gas (lbs)

V = Volumen del gas (pies³)

P = Presión promedio del yacimiento ($\overline{P_y}$ = lpca)

\overline{MM} = Peso molecular promedio del gas

Z = Factor de compresibilidad del gas

R = constante universal de los gases $\left(10,73 \frac{\text{lpca} \cdot \text{pie}^3}{\text{lbmol} \cdot ^\circ\text{R}}\right)$

T = Temperatura promedio del yacimiento ($\overline{T_y}$ = °R)

3.1.7.4 Cálculo del Bg.

Una vez calculados los parámetros necesarios (Z, $\overline{T_y}$, $\overline{P_y}$), se procede a la determinación del factor volumétrico del gas (Bg),

$$B_g = 0,02829 \frac{Z \cdot T}{P} \quad \text{Ec.3.20}$$

Donde:

Bg = Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

Z = Factor de compresibilidad del gas

T = Temperatura promedio del yacimiento ($\overline{T_y}$ = °R)

P = Presión promedio del yacimiento ($\overline{P_y}$ = lpca)

3.2 Cálculo de volúmenes in situ de hidrocarburos descubiertos por el pozo SUGOI-5X a través del método determinístico volumétrico.

3.2.1 Estimación de las Áreas

Para un óptimo cálculo de reservas, fue necesario estimar el valor de las diferentes áreas que ocupan los hidrocarburos y serían usadas en la ecuación volumétrica correspondiente según sea el caso. Con lo cual se procedió de la siguiente manera:

3.2.1.2 Estimación del Área de Gas

- a) Con las pruebas DST se ubicaron los intervalos en los que se produjo gas y petróleo (MIOCENO-03 y MIOCENO-04).
- b) Una vez ubicadas dichas profundidades se verificó dicho intervalo existente entre las dos arenas y se comprobó con el registro de resistividad la existencia del contacto gas-petróleo.
- c) Con la profundidad de dicho contacto se delimitó el área de gas en el mapa estructural con la curva de nivel 4.234 pies, siguiendo la tendencia de las demás curvas de niveles debido a que se asume espesor constante en el yacimiento.
- d) Una vez delimitada el área, se le proporcionó al técnico de mapas de PDVSA y con la ayuda del software Canvas 11 determinó el valor del área de gas.

3.2.1.2 Estimación del Área de Petróleo

Al momento de determinar el área de petróleo, se siguieron los siguientes pasos:

- a) Con las prueba DST se ubicó el intervalo que probó petróleo (MIOCENO-03).

- b) Se verifica dicho intervalo en el registro y se obtienen la profundidad de la sección del yacimiento en donde se encuentra almacenado el petróleo, comprobando que se encuentra por encima del cierre de la estructura.
- c) Como solo se atravesó el contacto gas-petróleo y la estructura es de tipo anticlinal, fue necesario ir a la sección sísmica de la cual fue generada el mapa estructural y verificar que el petróleo no estuviese almacenado alrededor del basamento (formando un anillo) en lugar estar de almacenado en una forma horizontal homogénea, debido a que sería una gran variación de área.
- d) Una vez comprobado que el petróleo no se encuentra en forma de anillo, si no que está distribuido uniformemente en toda la estructura se procedió a delimitar el área de éste, la cual estará dentro de la curva de nivel de 4.355 pies.
- e) Ya delimitada el área se le proporciono al técnico para que calculara el valor del área con la ayuda de Canvas 11.

3.2.1.3 Estimación del Área Probable.

Para la determinación del valor de dicha área se considera que esta entre las curvas de nivel 4.355 y 4.800 pies. Al delimitarse dicha zona en el mapa estructural, se le proporciono al técnico para el cálculo del valor.

3.2.2 Cálculo de Reservas Probadas.

Una vez determinados los parámetros necesarios (porosidad, volumen total de las arenas, saturación de agua inicial, el factor volumétrico inicial del petróleo y el factor volumétrico inicial del gas) se procedió a realizar el cálculo de hidrocarburos en sitio.

Para lo cual se usó el método de volumétrico; siendo este muy usado cuando no se dispone de suficiente información de presión y/o producción; ya que para su aplicación solo se necesita tener bien definido el yacimiento y sus propiedades petrofísicas.

3.2.2.1 Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES)

Para el cálculo de dicho volumen se usó la siguiente fórmula:

$$POES = \frac{7.758 \cdot \bar{\Phi} \cdot A \cdot \bar{h} \cdot (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 3.21}$$

El factor 7.758 permite obtener el POES en barriles normales de petróleo (BN)

Donde:

POES: Petróleo Original en Sitio (BN)

$\bar{\Phi}$ = Porosidad promedio del Yacimiento (fracción)

A = Área de arena neta Petrolífera (acres)

\bar{h} = Espesor promedio de arena neta petrolífera (pies)

S_{wi} = Saturación promedio de agua inicial (fracción)

B_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN).

3.2.2.2 Cálculo del Gas en Solución.

El volumen de gas que se encuentra en solución se obtuvo de la siguiente manera:

$$G)_{\text{en solución}} = POES \cdot R_{si} \quad \text{Ec. 3.22}$$

Donde:

$G)_{\text{ensolución}}$ = Gas que se encuentra en solución en el petróleo, (PCN).

POES: Petróleo Original en Sitio (BN)

R_{si} = Solubilidad del gas inicial, (PCN/BN).

3.2.2.3 Cálculo del Gas de la Capa de Gas.

El volumen de la capa de gas fue determinado con la siguiente ecuación:

$$G)_{\text{capa de gas}} = \frac{43.560 \cdot \bar{\Phi} \cdot A \cdot \bar{h} \cdot (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{gi}}$$

Ec 3.23

El factor 43560 permite obtener el volumen de la capa de gas en pies cúbicos normales (PCN)

Donde:

$G)_{\text{capa de gas}}$ = Gas de la capa de gas (PCN)

$\bar{\Phi}$ = Porosidad promedio del Yacimiento (fracción)

A = Área de arena neta Petrolífera (acres)

\bar{h} = Espesor promedio de arena neta petrolífera (pies)

\bar{S}_{wi} = Saturación promedio de agua inicial (fracción)

B_{gi} = Factor volumétrico inicial del gas (PCY/PCN).

3.2.2.4 Cálculo del GOES.

Luego de tener los volúmenes de gas que existen tanto en solución, como en la capa de gas se suman para obtener el valor total de hidrocarburo gaseoso en sitio.

$$GOES = G)_{\text{capa de gas}} + G)_{\text{en solución}}$$

Ec 3.24

Donde:

GOES = Gas original en sitio (PCN)

$G)_{\text{capa de gas}}$ = Gas de la capa de gas (PCN)

$G)_{\text{en solución}}$ = Gas que se encuentra en solución en el petróleo, (PCN).

3.2.3 Estimación de las Reservas Probables.

Para la estimación del volumen de petróleo en el caso de las reservas probables, se uso la misma fórmula volumétrica (Ec 3.21) usada en la determinación del POES tomando como premisa el hecho de que ciertos parámetros permanecen constantes (porosidad, saturación de agua inicial y el factor volumétrico inicial del petróleo), solo se modificó el valor del área que fue introducido en la fórmula (área no probada) y el espesor de las arenas, alterándose así el volumen total de las arenas y por consiguiente el volumen de petróleo obtenido.

3.2.4 Cálculo del Factor de Recobro de la Capa de Gas.

Para el cálculo del factor de recobro se utilizó la siguiente ecuación:

$$F_r = 1 - \frac{P_{ab} * Z_i}{P_i * Z_{ab}} \quad \text{Ec. 3.25}$$

Donde:

F_r = Factor de recobro

P_{ab} = Presión de abandono (lpca)

Z_i = Factor de compresibilidad inicial del gas

P_i = Presión inicial del yacimiento (lpca)

Z_{ab} = Factor de compresibilidad del gas al abandono

Para poder emplear esta ecuación fue necesario realizar los siguientes cálculos:

a) Para el cálculo de la presión de abandono se hizo uso de la siguiente ecuación:

$$P_{ab} = 0,1 \left(\frac{lpca}{pies} \right) * Datum(pies) + 14,17(lpca) \quad \text{Ec 3.26}$$

Donde:

P_{ab} = Presión de abandono (lpca)

Datum = Profundidad de referencia para el yacimiento (pies)

14,7 = factor de conversión de lpc a lpca

- b) Se procede a calcular el Z_{ab} siguiendo el mismo procedimiento explicado anteriormente en la sección 3.1.7.2.
- c) Ya calculados P_{ab} y Z_{ab} se procedió a sustituir en la ecuación 3.25 para obtener el valor del factor de recobro.

3.3 Planificación de múltiples escenarios de desarrollo para el yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Plan de Desarrollo Conceptual).

3.3.1 Aplicación del Análisis Nodal.

El método de Análisis Nodal actúa como uno de los medios más eficaces para la evaluación de la productividad de un pozo, para ello es necesario conocer el estado mecánico del mismo y algunas características del fluido

Para realizar el Análisis Nodal se utilizó la herramienta Wellflow, aplicada actualmente en la empresa para la generación de evaluaciones de productividad en los pozos activos, con dicha herramienta se realizaron sensibilidades a distintos componentes, con el propósito de predecir la tasa de flujo de petróleo (arena MIOCENO-03) y se obtuvo el potencial de producción (AOF) para las arenas de gas (MIOCENO-04, MIOCENO-05 y MIOCENO-06). La metodología aplicada fue la siguiente:

- a) Con el diagrama mecánico del pozo y el programa de pruebas de producción se determinaron el grado y el diámetro tanto para las tuberías como para los revestidores.

- b) Con los datos encontrados anteriormente y con la ayuda del Field data handbook de la empresa de servicio Schlumberger se obtuvieron los valores de peso y diámetro interno para las tuberías y los revestidores.
- c) Luego partiendo del modelo base del Wellflo se le adicionaron las tuberías y los revestidores con sus respectivas propiedades (Diámetro interno “ID”, Peso “Weight”, Diámetro externo “OD”, Profundidad “MD”) como se observa en la Figura 3.2, también se le anexo un estrangulador. A partir de este segmento se considerara en la division de dos casos para la realización del analisis nodal.

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
4500.000	3.500	9.300	2.973	0.00120	6.184	116.250	Tubing	Tubing
4800.000	3.500	9.300	2.973	0.00120	6.184	120.000	Tubing	Tubing
5000.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		60.000	Casing	Casing

Figura 3.2 Ventana de Wellflow donde se Anexan las Propiedades a las Tuberías y los Revestidores.

d-1) Caso de petróleo:

- d-1.1) Se anexó la arena de petróleo en su profundidad media, se seleccionó la orientación del pozo, el tipo de fluido y se le asignaron los valores de P_y , T_y , $^{\circ}\text{API}$ y RGP, generando así un PVT (Figura 3.3).

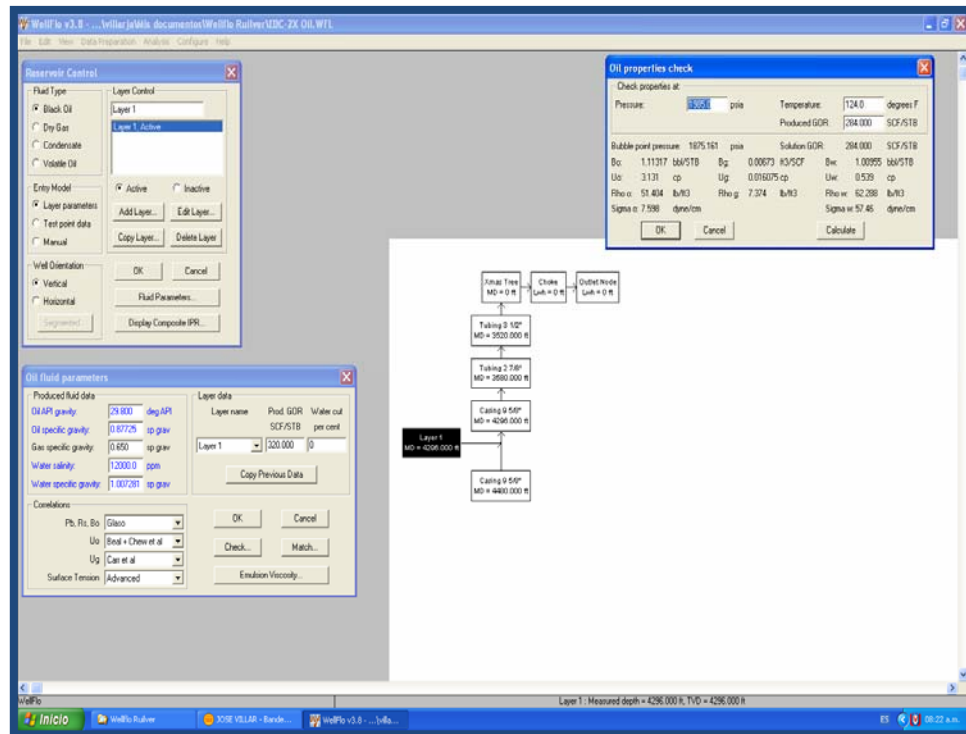


Figura 3.3 Generación de PVT a partir del Wellflow.

- d-1.2) Eligiéndose el modelo de entrada como Test point data se procedió a ingresar los valores de Presión de fondo fluyente (Pwf) y Tasa de producción de petróleo (Qo), haciendo sensibilidad en los reductores y variándose las correlaciones hasta lograr la máxima similitud posible con el nodo en el fondo y en la superficie a los datos registrados de la prueba DST. Obteniéndose así la IPR del pozo.
- d-1.3) Seguidamente se seleccionó Layer parameters como modelo de entrada, con el fin de cambiar el comportamiento de K y h tomando un valor de daño como punto de partida
- d-1.4) Una vez ajustados los parámetros se grafica la IPR para el caso base donde el daño es igual a tres ($S=3$) en el fondo y superficie. Se prosiguió a sensibilizar con un daño igual a cero e igual a menos dos ($S=0$ y $S=-2$); de igual manera se graficó la curva IPR con nodo en fondo y superficie.

d-1.5) Ya determinado el mejor reductor se gráfícó la IPR y se obtuvo el AOF y el IPR para el caso de petróleo

d-1) Caso de gas:

d-1.1) Se anexaron las 3 arenas de gas con sus respectivo valores de profundidad media, se seleccionó la orientación del pozo, el tipo de fluido y se le asignaron los valores de P_y , T_y , γ_g

d-1.1) Usando el Test point data como modelo de entrada fueron ingresados los valores de P_{wf} y Q_g respectivos a cada arena se generó las IPR de las arenas individuales y en conjunto.

3.3.2 Desarrollo Propuesto y Pronóstico.

En esta etapa se contó con el apoyo de la Gerencia de Planificación y Portafolio de la Dirección de estudios Integrados de yacimientos. En la cual se consideró el desarrollo del yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X donde se muestra una oportunidad que está asociada a 4 arenas comunicadas; de las cuales 3 son de gas y una de líquido, encontrándose una encima de la otra, con áreas muy similares. Estando la de líquido a mayor profundidad.

En función de la información suministrada a la herramienta de cálculo (Expectativas de gas y líquido, RGP, presión y profundidad del yacimiento, horizonte económico, perfil de producción, información de MetOcean, batimetría, ubicación y características del campo, etc.) como se puede apreciar en el Apéndice C (Tabla C.1-C.2 y Figuras C.1, C.2, C.3 y C.4), se generaron 6 escenarios de desarrollo en total; donde los primeros 2 (opción de desarrollo numero 1 y opción de desarrollo numero 2) escenarios fueron arrojados por defecto como los más viables técnicamente por parte de la herramienta. Con lo cual se procedió a la selección de la opción de desarrollo numero 2 debido a que era la que implicaba menor inversión, tomándose

las siguientes consideraciones (con el fin de incrementar los valores de Gas y Petróleo acumulado):

- i. Incremento del horizonte económico (de 20 a 32 años)
- ii. Incremento de la cantidad de pozos (de 4 a 7 pozos)
- iii. Modificación del perfil de producción (utilizando la hoja de cálculo de PDVSA que considera declinación exponencial)

Generándose así un escenario de desarrollo adicional (opción de desarrollo numero 3) considerado como caso base, a partir de la cual se tomaron las mismas consideraciones planteadas anteriormente y se varió el tipo de estructura con la cual contaría el desarrollo para así generar las otras tres escenarios de desarrollo restantes.

Para definir la infraestructura de producción requerida para cada opción de desarrollo, así como, para estimar sus correspondientes costos de inversión, se utilizó una herramienta de cálculo denominada QUESTOR. Con el fin de compensar el efecto inflacionario; para el caso de la perforación se utilizaron los costos reales de la actividad que se ha estado realizando en Venezuela durante los dos últimos años (70 y 35 MMUSD/Pozo exploratorio y de desarrollo, respectivamente), respecto los otros elementos de costo se consideró un incremento del 30%.

3.4 Análisis de la rentabilidad económica de cada escenario de desarrollo conceptual planteado.

En vista que las Opciones de Desarrollo 3, 4, 5 y 6 son viables técnicamente – para facilitar la toma de decisión sobre la selección de la más conveniente a los intereses de PDVSA – se realizó análisis cualitativo-comparativo y evaluación económica de cada una de ellas.

3.4.1 Análisis Cualitativo-Comparativo.

El Análisis cualitativo-comparativo se realizó considerando los parámetros que se listan a continuación, a los cuales se les dio un peso que totaliza 1, para posteriormente calificarlos (del 1 al 5, siendo 1 la condición más favorable).

1. Recobro de hidrocarburos (1 equivale al mayor recobro).
2. Monto de inversión (1 equivale a la menor inversión).
3. Tiempo de ejecución (1 equivale al menor tiempo de ejecución).
4. Contenido nacional.(1 equivale a mayor contenido nacional).
5. Requerimiento de personal. (1 equivale a menor requerimiento durante la operación).
6. Mantenimiento (1 equivale a menor requerimiento de mantenimiento).
7. Nivel tecnológico (1 equivale a mayor nivel tecnológico).
8. Impacto ambiental (1 equivale a menor impacto ambiental)

3.4.2 Evaluación Económica de los Escenarios Planteados.

La evaluación económica de los diferentes escenarios de desarrollo del campo ensenada de Barcelona se realizó según lo establecido en la normativa de PDVSA la cual es usada para regular dicha actividad. Con el fin completar esta etapa se realizó el cálculo de 4 indicadores económicos a través del Sistema de Evaluación Económica Merak Peep. Los indicadores económicos son fórmulas matemáticas que proporcionan puntos de referencia desde los cuales es posible evaluar la rentabilidad o seguridad que brinda una inversión y adicionalmente, permiten comparar diferentes alternativas de negocios. Los principales indicadores económicos usados por PDVSA son:

- **Valor Presente Neto (VPN):**

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - E_t)}{(1+i)^t} \quad \text{E.c 3.27}$$

Donde:

I: Ingresos.

E: Egresos.

i: Tasa de descuento.

t: Diferencia años del horizonte económico.

n: Horizonte económico.

Si:

VPN > 0 Proyecto Rentable

VPN = 0 Mínima Rentabilidad

VPN < 0 No es Rentable

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):**

$$\left[VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - E_t)}{(1 + TIR)^t} \right] = 0 \quad \text{Ec 3.28}$$

Donde:

I: Ingreso.

E: Egreso.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

t: Diferentes años del horizonte económico.

n: horizonte económico.

VPN=0

- **Eficiencia de la Inversión (EI):**

$$EI = \frac{VPN_{gem}}{VPN(I)} + 1 \quad \text{Ec 3.29}$$

Donde:

EI: Eficiencia de la Inversión.

VPN gen: Valor presente neto del proyecto.

VPN (1): Valor presente neto de la inversión total.

- **Tiempo de Pago (TP)**

Una vez obtenidos los indicadores económicos se realizó un análisis comparativo de estos con sus respectivos escenarios, a fin de determinar la rentabilidad económica de los mismos. Tomando en cuenta que PDVSA, para efectos de la toma de decisión, hace énfasis o considera relevantes los indicadores VPN, TIR y EI, estableciendo como referencia para efectos de considerar la viabilidad o rentabilidad económica de un desarrollo o proyecto, un VPN mayor a cero (0) y una TIR mayor al 15% y una EI mayor a uno (1).

3.4.3 Selección del Mejor Escenario de Desarrollo.

Ya estudiada la rentabilidad económica de los diferentes escenarios planteados y realizado el análisis cualitativo comparativo, se procedió a elegir el mejor escenario de desarrollo tomando en cuenta que sea viable técnicamente así como el hecho de que posea los mayores valores positivos en los indicadores económicos a un menor costo de inversión.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Caracterización el sistema roca-fluido del yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Área Ensenada de Barcelona).

4.1.1 Cálculo de la Temperatura de Yacimiento

Para obtener la temperatura promedio del yacimiento se contaba con un gradiente de temperatura, la cual es una ecuación lineal determinada por un equipo de PDVSA^[1] que representa el comportamiento de la temperatura en el pozo (Figura 4.1).

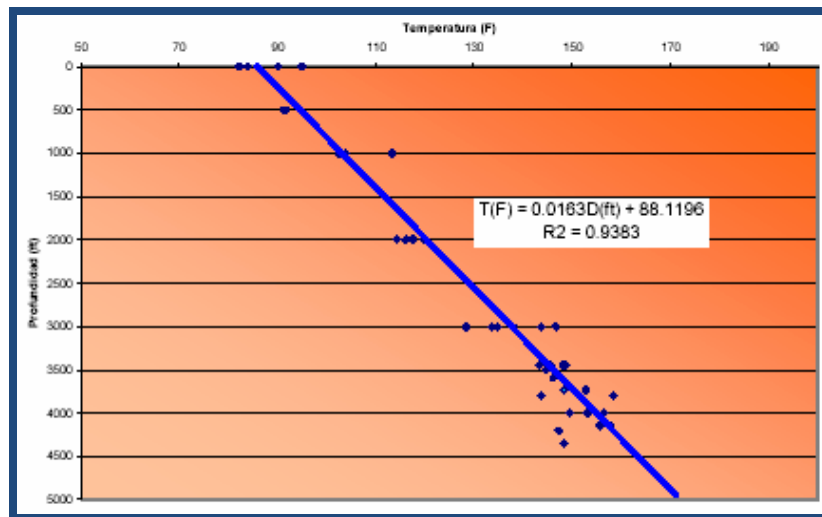


Figura 4.1 Comportamiento del Gradiente de Temperatura de Fondo Medidos Durante las Pruebas de Presión Estáticas y Dinámicas en función de la Profundidad Medida. [1]

La ecuación determinada como el gradiente de temperatura a partir de la Figura 4.1 es la siguiente:

$$T(^{\circ}F) = \frac{1,63D}{100(\text{pies})} + 88,12^{\circ}F$$

Ec. 4.1

Donde:

T = Temperatura de fondo ($^{\circ}F$)

D = Profundidad (pies)

Sin embargo al validarse dicha ecuación se observó que los valores obtenidos a partir de ella no eran correctos, un ejemplo de esto es que al usar la ecuación para calcular la temperatura a 4050 pies (punto medio del yacimiento) se obtiene un valor de $154,1^{\circ}F$, en donde dicho valor es superior a la máxima temperatura de fondo registrada ($142^{\circ}F @ 4.624$ pies) como aparece reflejada en la Tabla 4.1.

La otra herramienta con la que se disponía para obtener la temperatura del yacimiento es el registro de temperatura del pozo. Sin embargo, al llegar solo a los 3.600 pies de los 4.677 pies que fueron perforados en el SUGOI-5X, lo cual hace imposible obtener un valor de temperatura leyendo directamente el registro. Debido a esto procedió a buscar a construir una gráfica de Temperatura en función de la Profundidad a fin de representar el comportamiento de la temperatura en el pozo (Figura 4.2) como se explicó en Capítulo 3 Sección 3.1.1.

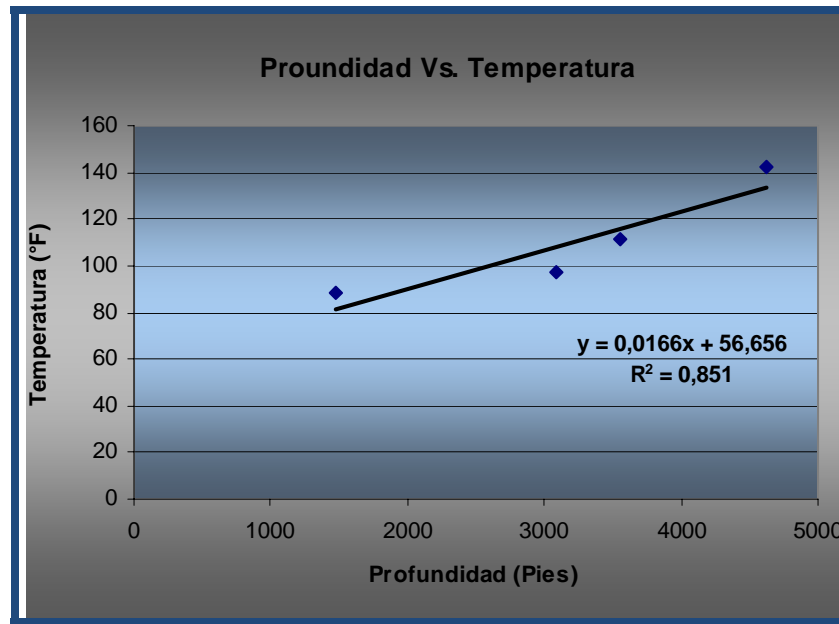


Figura 4.2. Temperatura de las de las Arenas en función de la Profundidad Obtenidas por Registro.

Usando la Ec. 4.1 e insertando el valor de 405 pies' se obtiene un valor de 124°F. Se usa el valor de 4050 pies porque es el valor del punto medio del yacimiento (3.746 pies – 4.344 pies) y por lo tanto la temperatura obtenida a esta profundidad es la más cercana a la temperatura promedio del yacimiento.

$$Y = \frac{1,66x}{100(\text{pies})} + 56,656(^{\circ}\text{F})$$

Ec 4.2

Donde:

Y = Temperatura de fondo (°F)

x = Profundidad (pies)

Tabla 4.1 Temperaturas Obtenidas a Través del Registro y de las dos Ecuaciones de la Recta al Punto Medio de las Respectivas Arenas.

Pto medio (pies)	Registros (°F)	Ec. Vieja (°F)	Ec. Nueva (°F)
4624	142	164	133
3550	111	146	116
3085	97,5	138	108
1480	88	112	81
Ty (°F)		124	

4.1.2 Cálculo de la Presión de Yacimiento.

En la Tabla 4.2 se presentan los valores de presión, determinados con la prueba DST para cada arena, los cuales serán usados como representativos, debido a que anteriormente fueron validados por un equipo de PDVSA^[1] y al no presentar ningún cambio significativo, se toman las registradas inicialmente.

Originalmente las arenas se consideraban yacimientos independientes, sin embargo al observar los valores de presión representados en la tabla 4.2 para las arenas MIOCENO-03, MIOCENO-04, MIOCENO-05, MIOCENO-06. La diferencia de presión entre las 4 arenas esta en un rango de 6 a 16 lpc (lo que lo hace se reconsidere el hecho de que sean yacimientos diferentes), dicha variación es prácticamente insignificante. Adicionalmente en el análisis y validación de presiones hecho por PDVSA^[1], se determinó que existe continuidad vertical en las arenas mencionados anteriormente. Lo que respalda la hipótesis de que dichas arenas conforman una sola unidad hidráulica (Figura 4.3).

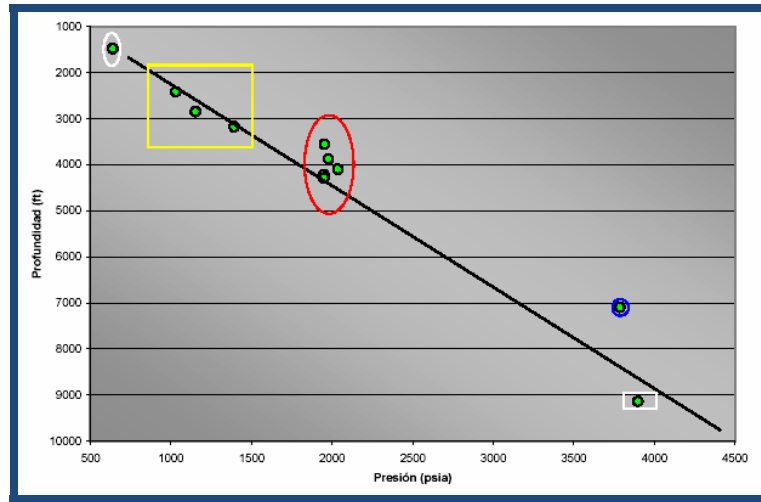


Figura 4.3 Comportamiento de Presiones de los Pozos de la Zona. En el Ovalo Rojo se Refleja el Comportamiento Vertical de las Presiones del Pozo SUGOI-5X Indicando la Existencia de una Sola Unidad Hidráulica. [1]

La presión usada para los cálculos en la zona de petróleo fue la registrada en la pruebas y la usada en la zona de gas fue la de obtenida a través de la ecuación usando el punto medio de dicha zona como profundidad datum como se explicó anteriormente, en la Tabla 4.2 pueden verse los valores de presiones por arenas y por zonas.

Tabla 4.2 Valores de Presiones por Arenas y por Zonas.

Arena	Intervalo (pies)	Profundidad (punto medio)	Pe (lpc)	Py (lpc)	Zona
MIOCENO-03	4.234 - 4.355	4.292	1.944	1.944	Petróleo
MIOCENO-04	4.205 - .234	4.218	1.960	1.950	Gas
MIOCENO-05	4.039 - 4.169	4.099	1.950		
MIOCENO-06	3.741 - 4.012	3.786	1.944		

A partir de dichos valores se construyo la Figura 4.4.

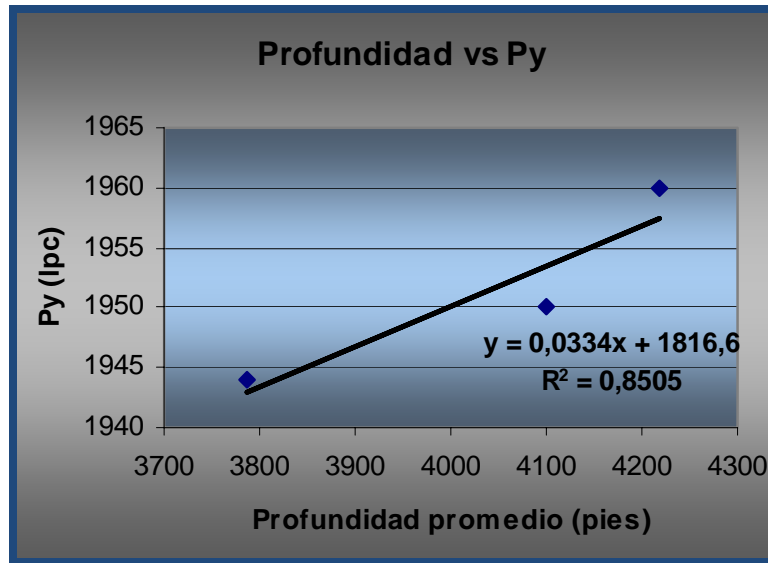


Figura 4.4 Presiones en función de la Profundidad al Punto Medio de las Arenas.

A partir de la Figura 4.4 se obtuvo la Ec. 4.3 que fue usada para calcular la presión en el punto medio de la zona de gas sustituyendo el valor de 3.985 pies y obteniéndose un valor de presión correspondiente a 1.950 lpc para dicha profundidad.

$$Y(lpc) = \frac{3.334x}{100(pies)} + 1.816,6(lpc)$$

Ec 4.3

Donde:

Y = Presión a un datum (lpc)

x = Profundidad (pies)

4.1.3 Comportamiento PVT.

Al no contarse con un análisis PVT hubo la necesidad de generar PVT's sintéticos, como se explicó en el Capítulo 3 Sección 3.1.3, para determinar el comportamiento de las propiedades de los hidrocarburos, obteniéndose los siguientes resultados:

4.1.3.1 Comportamiento PVT del Petróleo.

4.1.3.1.1 Presión de Burbujeo (P_b)

La presión de burbujeo fue obtenida a través del software FLOPROP el cual arrojó un valor de 2.126 lpc, encontrándose por encima de las 1.959 lpc que presenta el yacimiento (MIOCENO-03) lo que indica presencia de un yacimiento saturado explicando así la formación de la capa de gas validando el hecho de que las 4 arenas conforman un solo yacimiento. Con el fin de respaldar esta información se calculó un PVT sintético con una hoja Excel usando las ecuaciones Standing y Manucci&Rosales verificándose que el comportamiento de las propiedades fuese semejante a las obtenidas con el software FLOPROP (Apéndice A, Tabla A.1 – A.4).

4.1.3.1.2 Solubilidad del Gas en el Petróleo (R_s)

La Solubilidad Inicial del Gas en el Petróleo es de 330 PCN/BN obtenidos de la prueba DST, debido que el yacimiento está saturado ($P_b > P_i$), a medida que la presión disminuye el R_s también disminuye, liberándose el gas disuelto en el petróleo (Figura 4.5).

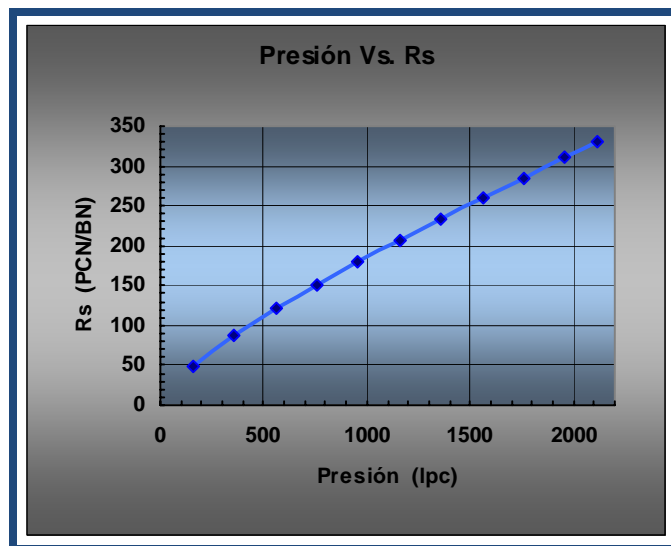


Figura 4.5 R_s en función de la Presión.

4.1.3.1.3 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).

El Factor Volumétrico del Petróleo define el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución, en este caso el Factor Volumétrico del Petróleo (Bo) es inicialmente 1,168 BY/BN, al disminuir la presión se reduce el Bo, ya que a pesar de que la expansión del liquido continua, esta se hace insignificante comparada con el efecto a la reducción del volumen del liquido debido a la liberación del gas en solución (Figura 4.6).

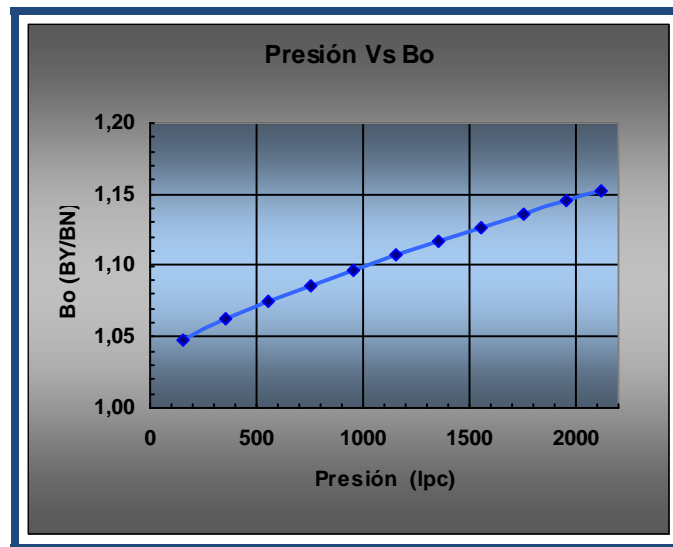


Figura 4.6 Factor Volumétrico del Petróleo en función de la Presión.

4.1.3.1.4 Viscosidad del Petróleo (μ o).

Con respecto al comportamiento de la viscosidad del petróleo (μ o), se puede observar de la Figura 4.7 los efectos de compresibilidad son insignificantes con respecto a los generados por la liberación del gas en solución, por lo cual la viscosidad va aumentando debido a que la liberación del gas disuelto, trae como consecuencia que las moléculas más pesadas queden en la fase líquida y por ello el petróleo adquiera mayor resistencia al flujo, es decir, su viscosidad se incrementa.

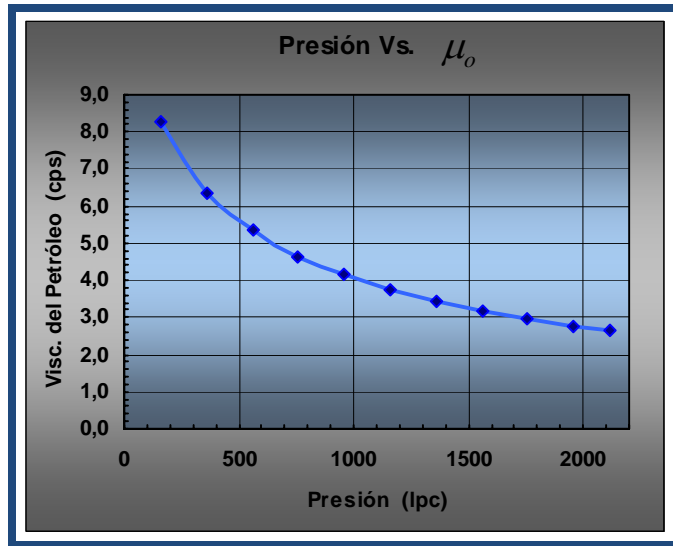


Figura 4.7 Viscosidad del Petróleo en función de la Presión.

4.1.3.1.5 Compresibilidad del Petróleo.

Al existir liberación de gas en el yacimiento la compresibilidad del petróleo aumenta, a medida que disminuye la presión de este como se observa en la Figura 4.8.

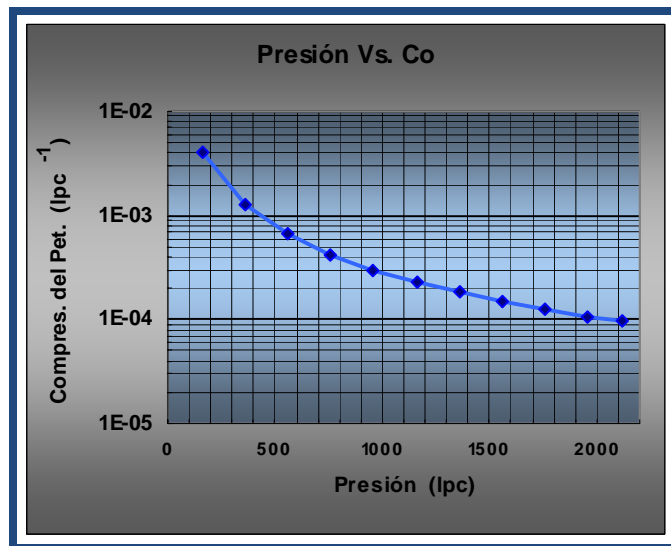


Figura 4.8 Compresibilidad del Petróleo en función de la Presión.

4.1.3.1.6 Densidad del Petróleo (ρ_o).

Al ser un yacimiento subsaturado se observa que, a medida que a medida que la presión se incrementa y ser $P_b > P_i$, mayor cantidad de gas se encuentra en solución en el petróleo disminuyendo la densidad.

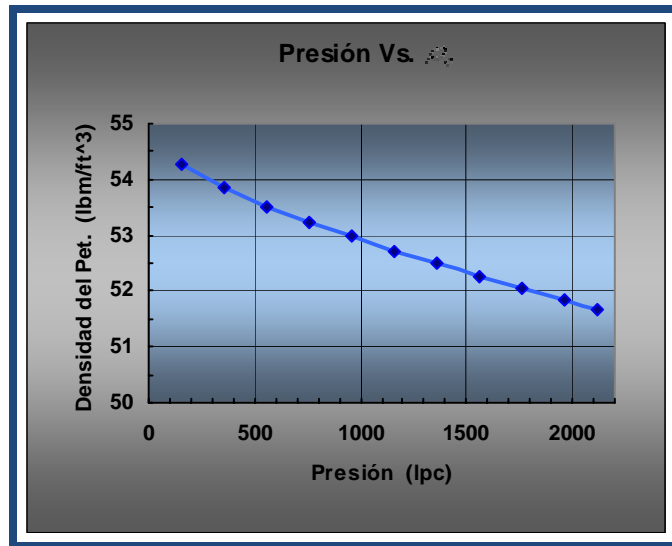


Figura 4.9 Densidad del Petróleo en función de la Presión.

4.1.3.2 Comportamiento PVT del gas.

4.1.3.2.1 Factor Volumétrico del Gas (B_g).

El factor volumétrico del gas (B_g) contrario a las propiedades anteriores, aumenta a medida que aumenta la caída de presión (Figura 4.10), debido a que el gas se expande, por lo cual a presiones inferiores se necesitara mayor cantidad de gas a condiciones de yacimiento que llenen un mismo volumen en superficie (1 PCN).

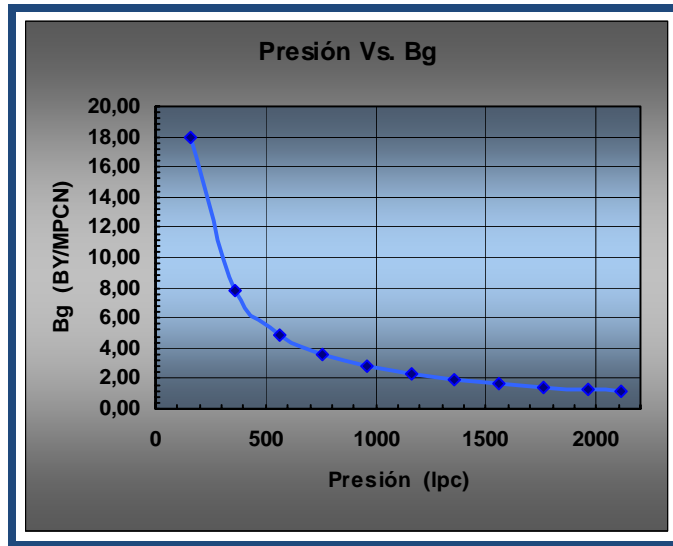


Figura 4.10 Factor Volumétrico del Gas en función de la Presión.

4.1.3.2.2 Viscosidad del Gas.

La viscosidad del gas disminuye con la caída de presión del yacimiento, como se observa en la Figura 4.11, debido a que se libera gas en solución y aumentan las distancias intermoleculares.

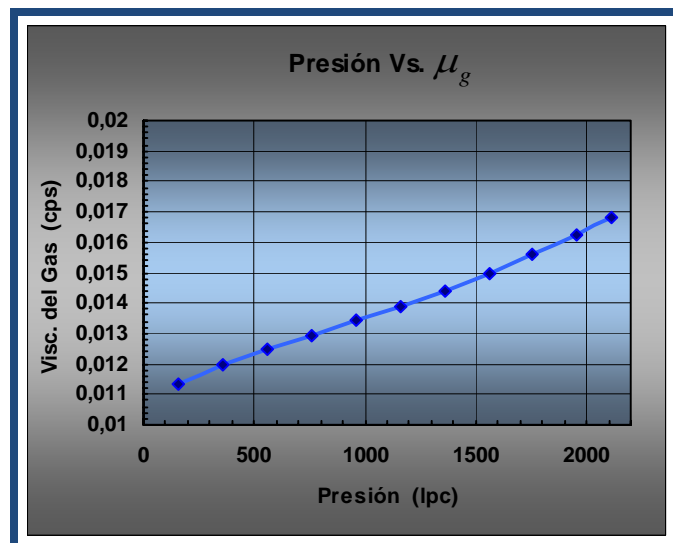


Figura 4.11 Viscosidad del Gas en función de la Presión.

4.1.3.2.3 Densidad del Gas.

A medida que ocurre un agotamiento de presión, la densidad disminuye progresivamente como se observa en la Figura 4.12.

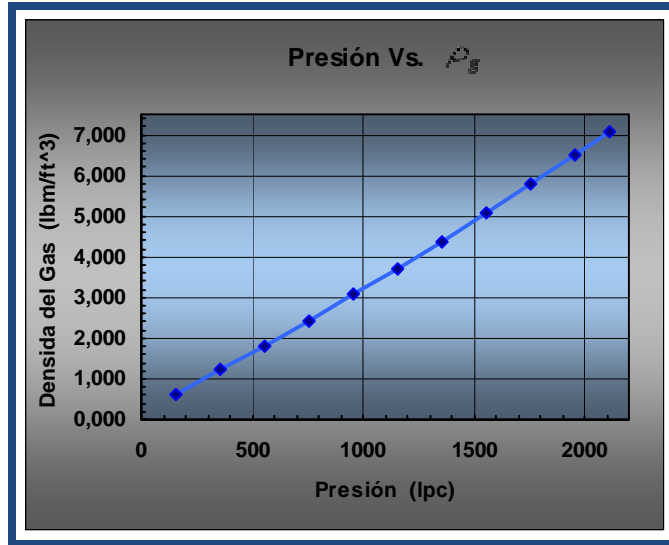


Figura 4.12 Densidad del Gas en función de la Presión.

4.1.3.2.4 Factor de Compresibilidad del Gas.

Se observó el comportamiento típico del factor Z para presiones bajas y temperaturas moderadas, en donde dicho factor disminuye con el incremento de la presión debido a una disminución del volumen real (Figura 4.13).

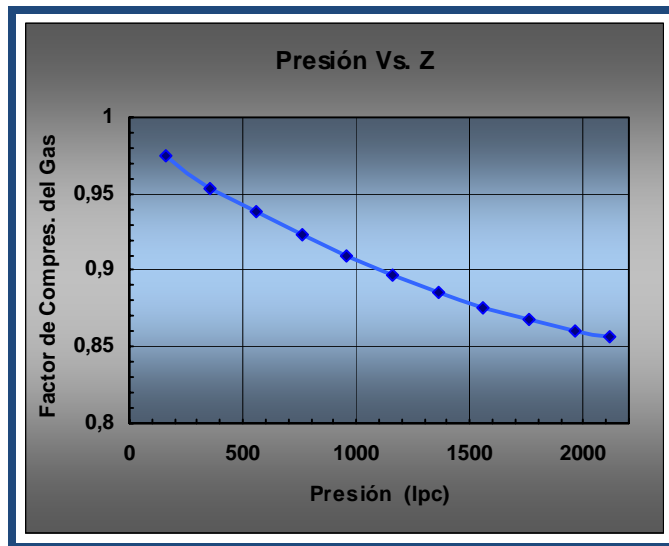


Figura 4.13 Factor de Compresibilidad del Gas en función de la presión Presión.

4.1.4 Cálculo de la Petrofísica.

Para la caracterización petrofísica del área estudiada fue estimada tanto la porosidad como la saturación de agua, usando un modelo de porosidad de Densidad-Neutrón en el caso de la estimación de porosidad y el modelo de Simandoux modificado para la estimación de saturación de agua. Seguido del resultado del cálculo del volumen de arcilla, se integró a la caracterización de valores como resistividad del agua, el cual fue tomado de análisis de agua y las constantes de Archie a, m y n .

Para el cálculo de la permeabilidad se utilizó la ecuación de Timur debido a que solo se tiene valores puntuales de los análisis de núcleo. Es importante señalar que los valores obtenidos por medio de Timur fueron comparados con los valores puntuales durante las pruebas de producción, dando como resultado poca similitud (Tabla 4.3).

Tabla 4.3 Valores de Permeabilidad Obtenido con la Ec. De Timur y con las Pruebas de Producción.

Arena	K (md) Timur	K (md) Pruebas Produccion
MIOCENO-03	120	82
MIOCENO-04	206	---
MIOCENO-05	471	751
MIOCENO-06	301	---

En los datos de petrofísica obtenidos se les aplicaron los parámetros de corte usados por PDVSA y de esta manera clasificar las arenas como reservorios o yacimientos (Tabla 4.4).

Tabla 4.4 Valores Obtenidos Para Reservorios (Color Amarillo) y Yacimientos (Color Rojo) Luego de Aplicar los Parámetros de Corte a Todas las Arenas.

Edad	dst	Arena	Tope	Base	Espesor	ANT	ANP	N/G	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl
		3	3741	3812	71	6	5	7	24	34	28
		4	3812	3838	26	5	0	0	---	---	---
		5	3838	3861	24	0	0	0	---	---	---
		6	3861	3880	19	3	1	3	22	51	35
Mioceno	DST 6	7	3880	3903	24	0	0	0	---	---	---
		8	3903	3924	21	1	0	0	---	---	---
		9	3924	3938	14	3	2	11	18	38	17
		10	3938	3943	12	0	0	0	---	---	---
		11	3949	3971	22	7	7	30	19	27	21
		12	3971	3999	28	6	0	0	---	---	---
		13	3999	4012	14	6	6	44	18	38	21
Promedio			3741	4012	275	37	21	7	20	38	24
Edad	dst	Arena	Tope	Base	Espesor	ANT	ANP	N/G	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl
		15	4039	4057	18	10	9	50	15	42	22
		16	4057	4074	17	10	9	52	20	33	22
Mioceno	DST 5	17	4074	4088	14	3	0	0	---	---	---
		18	4088	4111	23	15	8	33	18	38	19
		19	4111	4134	24	19	17	72	22	28	14
		20	4134	4169	35	21	18	51	18	45	20
Promedio			4039	4169	131	78	61	46	19	37	19
Edad	dst	Arena	Tope	Base	Espesor	ANT	ANP	N/G	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl
Mioeno	DST 4	23	4205	4234	29	15	13	44	20	39	17
Edad	dst	Arena	Tope	Base	Espesor	ANT	ANP	N/G	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl
		24	4234	4290	56	21	16	28	24	45	18
Mioeno	DST 3	5	4290	4313	23	10	4	18	18	48	16
		26	4313	4355	43	21	5	11	19	52	17
Promedio			4234	4355	121	52	25	20	20	48	17

Luego de aplicar las formulas de porosidad y saturación ponderada promedio por espesor anteriormente se obtuvo lo siguiente (Tabla 4.5).

Tabla 4.5 Resultados de Porosidad y Saturación Promedio.

Clasificación	Φ	Sw
Reservorio de Gas	19,3	37,1
Yacimiento de gas	19,3	40,5
Reservorio de Petróleo	20,8	48,4
Yacimiento de Petróleo	22	46,9

En donde los datos que serán usados en el cálculo de volúmenes de hidrocarburos son los del ya yacimiento ya que estos son los que se consideran económicamente rentable para la explotación debido que se contempla un mínimo de saturación de hidrocarburos la cual es rentable producirla, a diferencia del reservorio que no toma en cuenta si existe o no hidrocarburos y solo se enfoca en la capacidad de almacenamiento de la roca; sin embargo en la zona de gas se puede observar que no hay diferencia entre las porosidades de reservorio y de yacimiento pero que para la saturación de agua encontramos una diferencia de 3,4%. para la zona de petróleo encontramos que la diferencias en las porosidades es de 1,2% mientras que para la saturación el valor es de 1,5%.

La razón por la que se dividió el yacimiento en dos áreas (área de gas y área de petróleo) a pesar de ser una sola unidad hidráulica fue debido a que solo se registró una saturación de hidrocarburo dificultando el uso de la ecuación volumétrica en función de las tres saturaciones (Sw, So, Sg) y solo podría realizarse en función de dos saturaciones (Sw, Sg ó Sw, So) respectivamente para cada zona.

4.1.5 Contacto de Fluidos.

Se verificó con los registros el tipo de fluidos presentes en las arenas (agua, gas o petróleo) y además se hizo una revisión de las pruebas de producción de los mismos para observar el tipo de fluido probado, observándose que el pozo solo vio en

contacto gas-petróleo a 4.234 pies como puede apreciarse en el registro de resistividad (Figura 4.14)

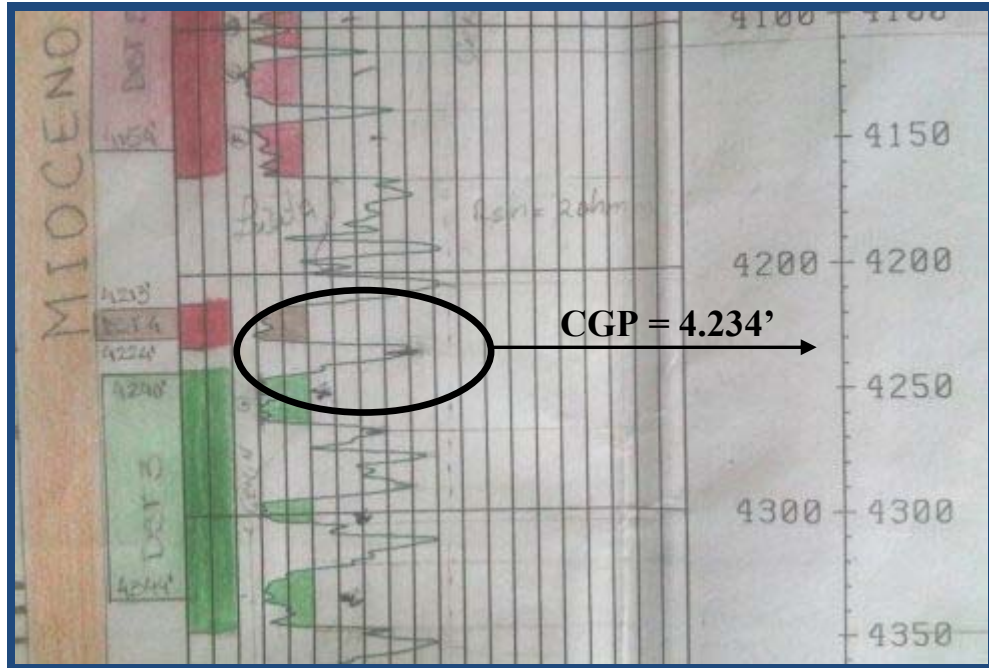


Figura 4.14 Sección del Registro de Resistividad Donde se Aprecia el Contacto Gas-Petróleo.

4.1.5 Cálculo de las Propiedades del Petróleo.

En esta sección solo se realizó el cálculo de las propiedades que serán usadas de una u otra manera en el desarrollo de la investigación.

4.1.5.1 Cálculo del Bo.

Arrojando como Resultado 1,168 (BY/BN) como se observa en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Datos Usados para el Cálculo del Bo.

°API	Rs (PCN/BN)	P (lpca)	Bo (BY/BN)
29,8	330	1.944	1,168

4.1.5.2 Cálculo del R_s .

Como el SUGOI-5X es un pozo exploratorio y el único que perforado las arenas del yacimiento, no existe información disponible de la solubilidad del gas en el petróleo (R_s). Cuando ocurre esto, en la industria se acostumbra a tomar al valor de RGP como valor de R_s ; sin embargo, como podemos apreciar en la Tabla 4.7, se tienen dos valores de RGP registrados en dos reductores diferentes; razón por la cual se optó por realizar un promedio aritmético sencillo de ambos y así minimizar el margen de error.

Tabla 4.7 Valores de RGP por Estrangulador.

Estrangulador (pulgadas)	RGP (PCN/BN)	R_s (PCN/BN)
5/16"	375	330
1/2"	284	

4.1.5.3 Calculando la Gravedad Especifica del Petróleo.

El valor obtenido para la gravedad específica del petróleo a partir de los °API fue de 0,877.

4.1.6 Cálculo de las Propiedades del Gas.

4.1.6.1 Cálculo de la Riqueza del Gas.

Al calcularse la riqueza del gas para las tres arenas (MIOCENO-04, MIOCENO-05 y MIOCENO-06) se observa que dichos valores son muy bajos y que su rendimiento líquido se encuentra por los 30 BN/MMPCN para las tres arenas (Tabla 4.8), estando dicho valor en el rango de gas húmedo, a diferencia de lo que se planteaba originalmente (gas condensado y seco).

Tabla 4.8 Riqueza y Rendimiento Líquido del Gas.

Arena	GPM (gal/MPCN)	RL (BN/MMPCN)
MIOCENO-04	1,29	30,72
MIOCENO-05	1,331	31,69
MIOCENO-06	1,357	32,32
RLp (BN/MMPCN)	31,57	

Otro factor que respalda este hecho es que en los resultados del análisis cromatográfico realizados a dichas arenas se observa que el porcentaje de sus componentes es muy similar al igual que su gravedad específica (Tabla 4.9), encontrándose que el porcentaje de C₁ y C₇⁺ están fuera de los rangos de caracterización para un gas condensado y adaptándose a los de un gas húmedo según la caracterización de fluidos del yacimiento de McCain^[28].

Tabla 4.9 Datos Usados Para Calcular la Riqueza del Gas (MIOCENO-04).

COMPONENTE	COMPOSICIÓN MOLAR	PESO MOLECULAR (lbm/lbmol)	DENSIDAD DEL COMPONENTE (lb/gal)	GPM (gal/MPCII)	GPM (bbbls/MPCII)
C1	0,9056	16,043	2,5	-	-
C2	0,0505	30,7	2,962	-	-
C3	0,0223	44,097	4,223	0,61381604	0,01460882
nC4	0,0043	58,124	4,865	0,13542115	0,00322302
iC4	0,007	58,124	4,686	0,22887410	0,0054472
n-C5	0,0026	72,151	5,251	0,09417141	0,00224128
i-C5	0,002	72,151	5,199	0,07316408	0,00174131
C6	0,0018	86,178	5,526	0,07399518	0,00176109
C7	0,0012	100,205	5,728	0,05533667	0,00131701
C8	0,0003	114,232	5,883	0,01535520	0,00036545
C9	-	128,259	6,008	-	-
	0,998				
GPM PROMEDIO EN EL CAMPO				1,29013385	0,03070519
GPM PROMEDIO EN EL Mioceno-04					

4.1.6.2 Factor de Compresibilidad del Gas Z

Después de calcular las P_{sr} y T_{sr} de las 3 arenas se obtiene que el valor de Z es igual para todas las arenas como se observa en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Valores de P_{sr} y T_{sr} Usados Para el Cálculo de Z de Todos las Arenas.

	Mioceno-04	Mioceno-05	Mioceno-06
P_{sr}	2,9742	2,9609	2,9554
T_{sr}	1,5827	1,5807	1,5805
Z	0,82	0,82	0,82

En la tabla 4.11 se muestra un ejemplo de los datos usados para el cálculo de Z

Tabla 4.11 Datos Usados Para el Cálculos de Z (MIOCENO-04).

Mioceno-04 (4213-4224)	P_y (Lpc)	1960	Prof	4224			
	T_y (°F)	124	Plano)d	4000			
COMPONENTE	Y_i	Mi (lbm/lbmol)	$Y_i \cdot M_i$	Pci (lpca)	Tci (°R)	$Y_i \cdot P_{ci}$ (lpca)	$Y_i \cdot T_{ci}$ (°R)
C1	0,9056	16,043	14,529	667,8	343,37	604,760	310,956
C2	0,0505	30,7	1,550	707,8	550,09	35,744	27,780
C3	0,0223	44,097	0,983	616,3	666,01	13,743	14,852
nC4	0,0043	58,124	0,250	550,7	765,65	2,368	3,292
iC4	0,007	58,124	0,407	529,1	734,95	3,704	5,145
n-C5	0,0026	72,151	0,188	488,6	845,7	1,270	2,199
i-C5	0,002	72,151	0,144	490,4	829,1	0,981	1,658
C6	0,0018	86,178	0,155	436,9	913,7	0,786	1,645
C7	0,0012	100,205	0,120	396,8	972,8	0,476	1,167
C8	0,0003	114,232	0,034	360,6	1024,22	0,108	0,307
C9	-	128,259		332	1070,68		
sumatorias	0,998		18,361			663,941	369,001
			MM			Psc	Tsc
P_{sr}	2,974						
T_{sr}	1,583		P)datum	3528,788			
Z	0,820		R	10,73			
Den)g (lb/pie3)	7,004						

4.1.6.3 Cálculos de la Densidad del Gas.

Una vez obtenida la densidad del gas de cada arena se puede observar en la Tabla 4.12 que la diferencia entre ellas es mínima indicando que pertenecen al mismo tipo de gas.

Tabla 4.12 Resultados de las Densidades de Gas para Todas las Arenas.

	Mioceno-04	Mioceno-05	Mioceno-06
ρ_g (lb/pe3)	7,056	7,050	7,035

4.1.6.4 Cálculo del β_g .

El valor obtenido del B_g fue de 0,0069 PCY/PCN.

4.2 Cálculo de volúmenes in situ de hidrocarburos descubiertos por el pozo EBC-2X a través del método determinístico volumétrico.

4.2.1 Estimación de las áreas.

Para determinar el área normalmente se hace uso de un mapa isopaco-estructural; sin embargo, en este caso solo se cuenta con el mapa estructural ya que el mapa isopaco es no puede ser realizado. Debido a que el pozo SUGOI-5X es el único pozo en el área que atravesó el yacimiento por lo que no hay suficiente información para la realización de dicho mapa.

Para poder compensar esto, se asumió que el yacimiento presenta espesores constantes. Se buscó apoyo en registros (para ubicar los contactos) y las pruebas DST (para ubicar los intervalos en los que se produjo hidrocarburos).

Adicionalmente fue necesario consultar con la sísmica del pozo a fin de verificar la forma en la cual se podría encontrar almacenado el hidrocarburo (petróleo) en el yacimiento, debido a que nunca se vislumbró el contacto agua petróleo. Existía la posibilidad de que se encontrara depositado en forma de anillo dentro de la trampa, alterando el valor del área y por consiguiente el de las reservas. Sin embargo con la ayuda de la sísmica se verificó que el basamento mantiene un comportamiento más o

menos horizontal por lo que se descarta el hecho de que el petróleo se encuentre almacenado en forma de anillo alrededor de este (Figura 4.15).

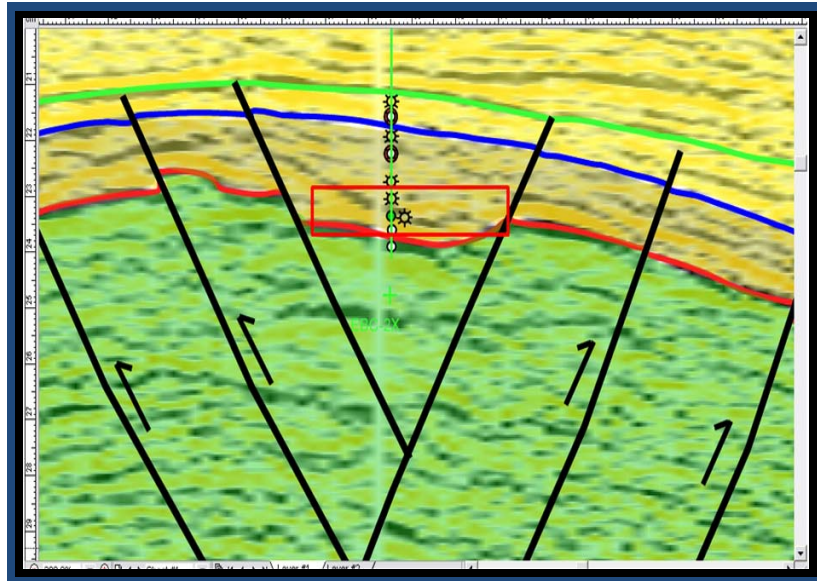


Figura 4.15 Sección Sísmica del Pozo EBC-2X.

Para el cálculo del área probable, a pesar de que se encuentra completamente fuera de la estructura, cabe la posibilidad de que exista petróleo almacenado en ella, ubicándola dentro de las curvas 4.355 -4.800 pies. Se toma 4.355 pies debido a que es el límite del área de petróleo y 4.800 pies se toma como límite de roca, debido q que existe un pozo vecino (SUGOI-7X) que es cercano a ese punto el cual no vislumbró hidrocarburos al ser perforado (Figura 4.16).

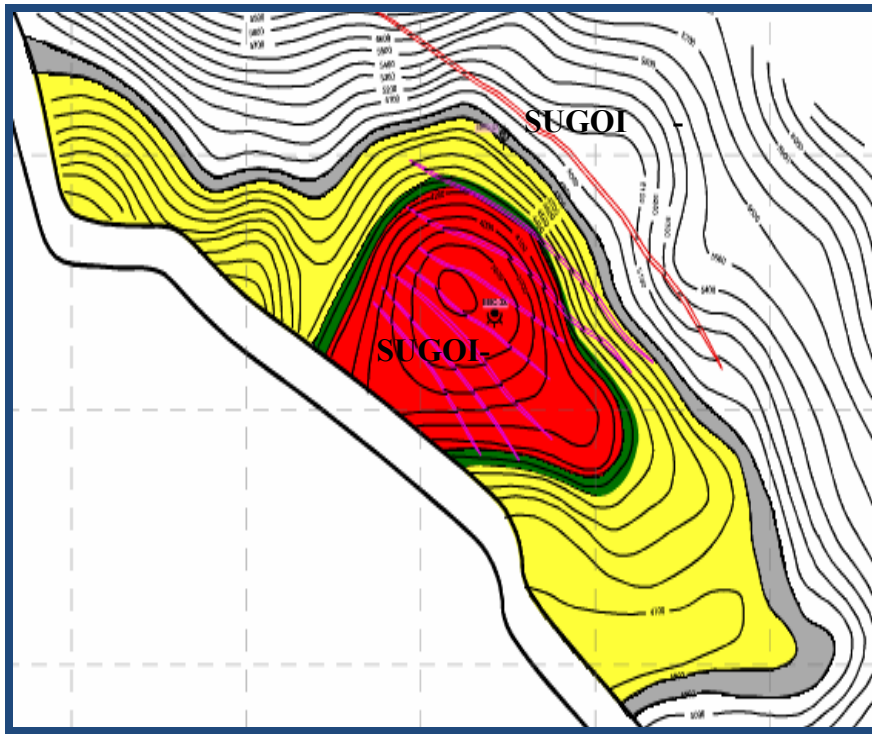


Figura 4.16 Mapa Estructural ya Delimitado por las Diferentes Áreas (Color Rojo: gas, Color Rojo y Verde: petróleo, Color Amarillo: Área Probable y el Color Gris: Límite de Roca).

Los valores obtenidos para cada área se pueden observar en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13 Valores de las Diferentes Áreas Calculados en Km² y en Acres-Pies.

	(Km ²)	(Acres)
Área de gas	18,73	4.635,7
Área de petróleo	22,5	5.559,87
Área de petróleo (anillo)	3,74	924
Área Probable	39,44	9.745,84

4.2.2 Cálculo de Reservas Probadas.

El método volumétrico es el primer procedimiento utilizado para determinar el volumen de hidrocarburo cuando un yacimiento es descubierto, siendo primordial desde el comienzo de su explotación recopilar y ordenar toda la información técnica y complementaria que se pueda utilizar para evaluar periódicamente las perspectivas futuras de la producción de hidrocarburos.

Para la estimación del volumen de hidrocarburos a través de este método fue necesario apoyarse en el volumen calculado en base al mapa estructural asumiendo espesores constantes tomando como base los valores de arena neta petrolífera, e igualmente en las propiedades petrofísicas estimadas previamente, con lo cual se obtuvieron los resultados reflejados en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14 Valores de Hidrocarburos en Sitio Calculados a través del Método Volumétrico.

Tipo de reserva	Volumen de hidrocarburo
POES	107,9 MMBN
Gas en solución	35,6 MMMPN
Gas capa de gas	319,3 MMMPCN
GOES	354,9 MMMPCN

4.2.3 Estimación de las Reservas Probables.

Luego de calculados los volúmenes de hidrocarburos en sitio, se procedió a la estimación de las reservas probables, las cuales arrojaron un resultado de 4,28 MMBN de petróleo y 1,412 BPCN de gas en solución. Para la realización de dicho cálculo en la ecuación volumétrica se asumieron los mismos valores de porosidad,

saturación de agua inicial y el factor volumétrico inicial del petróleo que fueron usados en el cálculo del POES; sin embargo, sin embargo se modificó el valor del área y el de espesor, aumentando considerablemente el resultado. Esto fue realizado por que existe información geológica y estructural que indica la posibilidad de existencia de dichas reservas.

4.2.4 Cálculo del Factor de Recobro de la Capa de Gas.

En el caso del SUGOI-5X no se puede estimar factor de recobro por analogía, debido a que no existen yacimientos similares descubiertos en la zona. Teóricamente se podrían usar lo valores de 0,80 - 0,90^[13] ya que no hay información que indique la presencia de acuíferos. Con la finalidad de obtener un resultado más cercano a los reales se optó por el uso de la Ec. 3.25 para el cálculo del factor de recobro, el cual arrojó un valor de 0.84, destacándose el hecho de que se encuentra entre el rango mencionado anteriormente.

Al obtenerse a presión de abandono con la Ec. 3.26 la cual es usada muy comúnmente en la industria, para la profundidad Datum se usó la profundidad promedio del yacimiento (3.985 pies) con lo que fue necesario restarle 80' (elevación de la mesa rotaria) y 269 pies (profundidad de la columna de agua) basándose en la consideración de que será usado un cabezal húmedo, quedando como resultado 3.636 pies obteniéndose de esta manera una presión de abandono de 378 lpca. Los datos usados para el cálculo del Zab se reflejan en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15 Datos Usados Para el Cálculo del Zab.

Psc (lpca)	Tsc(°R)	Psr	Tsr	Zab
633,559	369,455	0,548	1,581	0,955

En la Tabla 4.16 se muestran los datos usados para el cálculo del Z_{ab} .

Tabla 4.16 Datos Usados para el Cálculo del Factor de Recobro.

Pi (lpca)	Pab (lpca)	Zi	Zab	Fr
1964,7	378	0,949	0,955	0,84

4.3 Planificación de múltiples escenarios de desarrollo para el yacimiento descubierto por el pozo SUGOI-5X (Plan de Desarrollo Conceptual).

4.3.1 Análisis Nodal.

Básicamente el objetivo del análisis nodal es determinar a qué tasa de flujo producirá un pozo, ya sea de gas o de petróleo, considerando el efecto de varios componentes, ya sea a nivel del yacimiento como el daño y la permeabilidad o a nivel de las condiciones mecánicas del pozo y disponibilidad en superficie como tamaño del reductor, presión de separación, diámetros y longitudes de tuberías y líneas de flujo entre otras. Evaluándose cada componente de manera separada para luego ser integrados, a fin de obtener la mejor tasa de flujo del pozo.

En el caso de este estudio el principal parámetro evaluado fue el daño, ateniéndose un valor de daño de 3 como existente para el pozo a través del simulador a lo que se procedió a considerar una estimulación hasta obtener un daño de -2 con lo que se logro un aumento en la tasa de producción de 163,8% llevándose de 351 a 575 BPD. Así como un aumento del AOF y el IP de 471 y 0,43 B/D/lpc a 693 B/D y 0,63 para el caso de petróleo (Apéndice B Figura B.1-B.6).

En el caso del gas se obtuvo el valor de AOF y el IP de cada arena individualmente, así como de las 3 en conjunto como puede observarse en Apéndice B (Figura B-7).

4.3.2 Desarrollo Propuesto y Pronóstico.

Para efectos de previsualización de esta oportunidad, se consideraron expectativas de gas y líquido de 0,355 BPCN y 107,90 MMBN, de gas y petróleo respectivamente. Las expectativas antes indicadas, están soportadas en análisis, estudios, cálculos e interpretaciones realizadas y presentadas a lo largo de este Capítulo Tabla 4.14 . En esta etapa se contó con el apoyo de la Gerencia de Planificación y Portafolio de la Dirección de estudios Integrados de yacimientos.

Para determinar el esquema de explotación más conveniente de la oportunidad, se consideraron y analizaron las siguientes seis opciones que a continuación se describen:

Explotación independiente de la arena de líquido y de las tres arenas de gas húmedo (Integradas las tres como una sola arena), que denominaremos **Opción de Desarrollo Número 1.**

Explotación integrada de las cuatro arenas, que denominaremos **Opción de Desarrollo Número 2.**

Las razones que soportan esta propuesta son:

- a) Las cuatro arenas tienen la misma presión (Comunicadas) y en consecuencia se pueden considerar como un mismo yacimiento.
- b) Están dispuestas verticalmente, con la arena de líquido a mayor profundidad.
- c) Tienen áreas muy similares.

Opción de Desarrollo Número 1.

Esta opción, cuya inversión requerida es de 578 MM USD, considera la siguiente infraestructura de producción (Figura 4.17):

- a. Dos plataformas de producción.

- b. Siete pozos de desarrollo (Cuatro para la arena de líquido y tres para las arenas de gas y condensado).
- c. Un gasoducto y un oleoducto submarinos para el transporte de la producción a tierra.

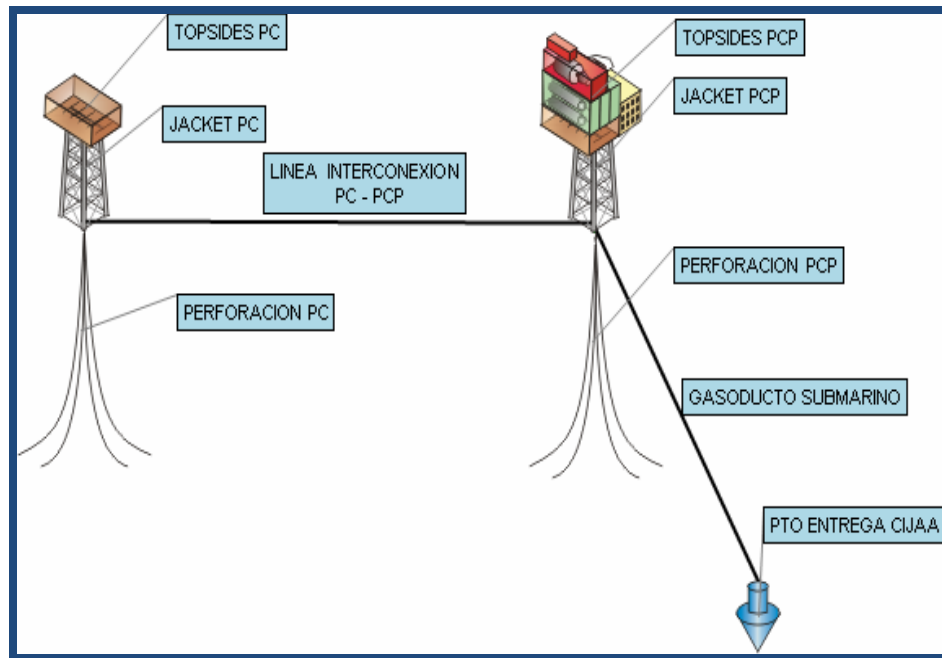


Figura 4.17 Esquema Opción de Desarrollo Número 1.

A. Opción de Desarrollo Número 2.

Esta opción, cuya inversión requerida es de 305 MM USD, considera la siguiente infraestructura de producción:

- a) Una Plataforma Central de Producción (PCP).
- b) Cuatro Pozos de Desarrollo Multilaterales (PDM).
- c) Un Gasoducto Submarino (GS) para el transporte multifásico de la producción a tierra.

Aún cuando las dos opciones antes descritas son técnicamente viables, la Opción de Desarrollo Número 2 permite la producción del campo con una sola plataforma de producción y transportar los hidrocarburos a tierra mediante una sola tubería (Flujo multifásico), lo cual implica menor inversión (MMUSD 305) respecto la Opción de Desarrollo Número 1 (MMUSD 578), seleccionándose en consecuencia la Opción Número 2 como más conveniente para efecto de evaluaciones posteriores (Figura 4.18).

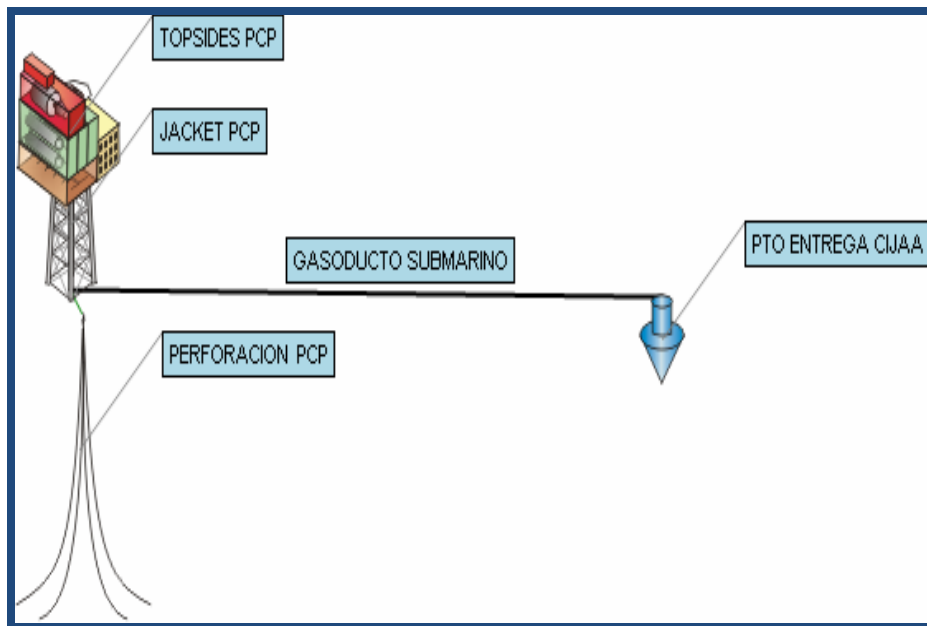


Figura 4.18 Esquema Opción de Desarrollo Número 2.

B. Opción de Desarrollo Número 3.

Esta opción, cuya inversión es de 412,53 MM USD considera la siguiente infraestructura de producción (Figura 4.19):

- a. Una (1) Plataforma Central de Producción (PCP).
- b. Siete (7) Pozos de Desarrollo Multilaterales (PDM).

- c. Un (1) Gasoducto Submarino (GS) para el transporte multifásico de la producción a tierra.

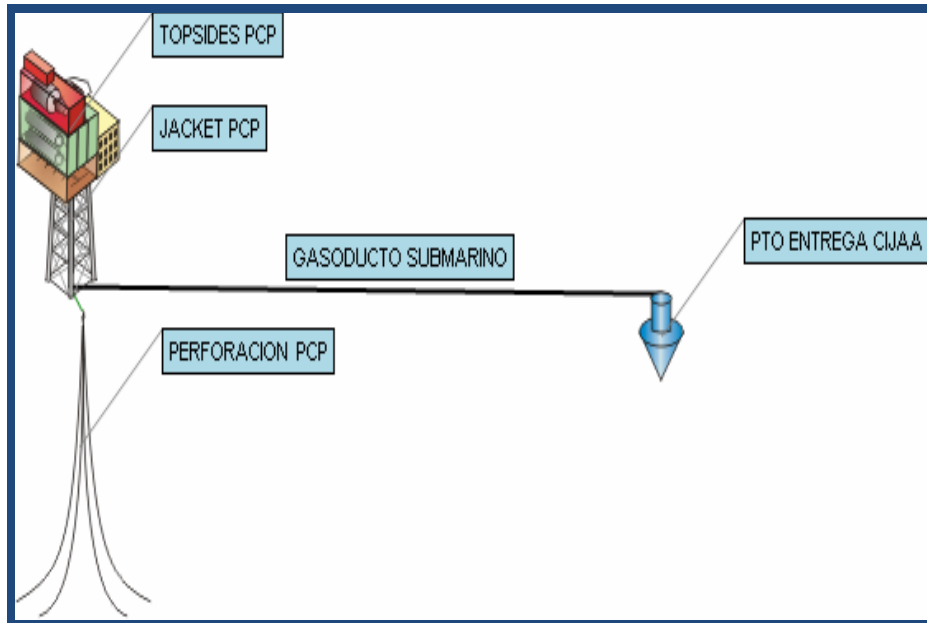


Figura 4.19 Esquema Opción de Desarrollo Número 3.

La Opción de Desarrollo Número 3, fue utilizada como opción base, a partir de la cual se desarrollaran las siguientes 3 nuevas opciones:

C. Opción de Desarrollo Número 4.

Esta opción, cuya inversión es de 460,01 MM USD, considera la siguiente infraestructura de producción (Figura 4.20):

- a. Una (1) PCP con cuatro (4) PDM.
- b. Una Plataforma de Cabezales (PC) con tres (3) PDM.
- c. Un (1) GS.

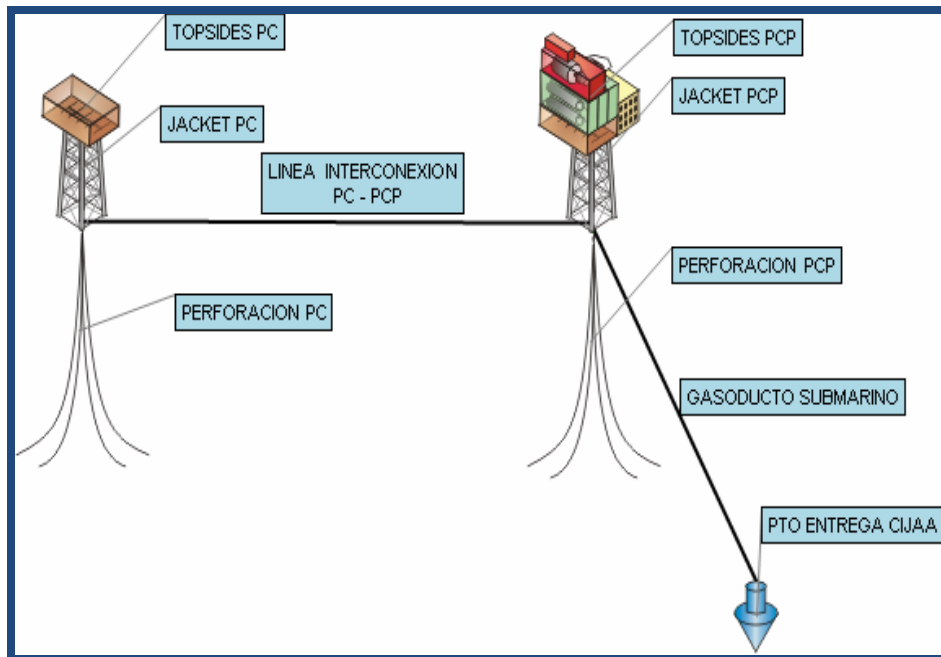


Figura 4.20 Esquema Opción de Desarrollo Número 4.

D. Opción de Desarrollo Número 5.

Esta opción, cuya inversión es de 495,57 MM USD, considera la siguiente infraestructura de producción (Figura 4.21):

- a. Un Desarrollo Submarino (DS) con múltiple de seis (6) pozos más un (1) pozo satélite.
- b. Un (1) GS.
- c. Sistema para el procesamiento de la producción en tierra.

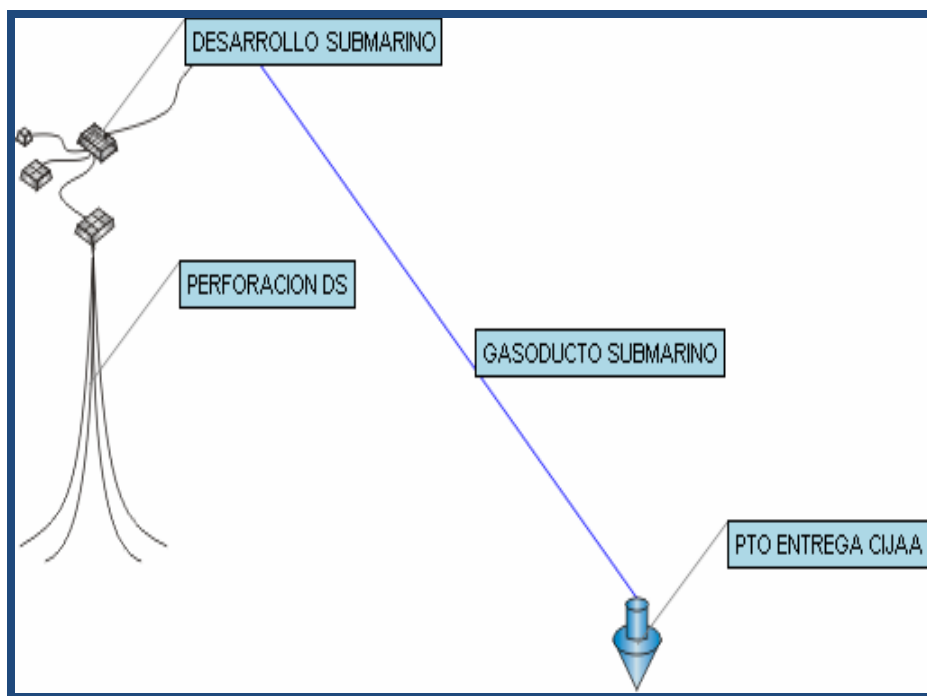


Figura 4.21 Esquema Opción de Desarrollo Número 5.

E. Opción de Desarrollo Número 6.

Esta opción, cuya inversión es de 508,38 MM USD, considera la siguiente infraestructura de producción (Figura 4.22):

- a. Un Desarrollo Submarino (DS) con múltiple de cuatro (4) pozos más tres (3) pozos satélite.
- b. Un (1) GS.
- c. Sistema para el procesamiento de la producción en tierra.

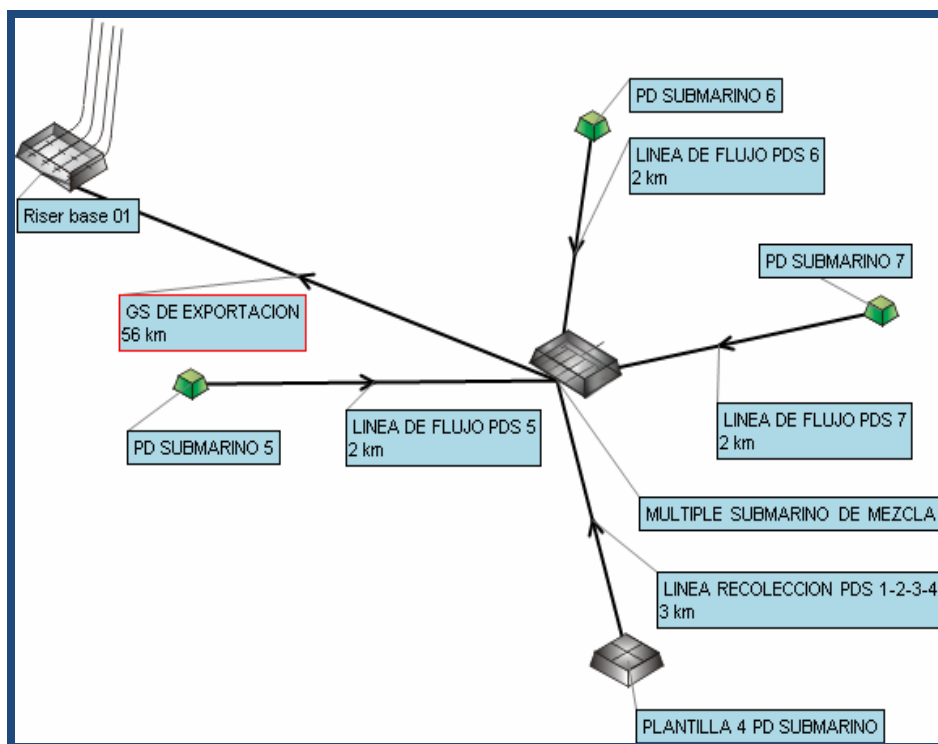


Figura 4.22 Esquema Opción de Desarrollo Número 6.

Dentro del universo de las opciones de infraestructura de producción costa afuera que fueron probadas, existen otras que no fueron consideradas por no estar recomendadas o no ser convenientes para este tipo de desarrollo, como por ejemplo el uso de FPSO, plataforma Semi-Sumergible, Spar, TLP, GBS, Compliant Tower, trípodes, etc.

Para todas las opciones, los pozos de la PCP o de la PC o de los DS se perforarían, por razones de economía, desde un Jack-Up, aunque también se pudiesen utilizar barcos o plataformas semisumergibles e inclusive para el caso de la PCP, se pudiese utilizar un equipo de perforación sobre la plataforma.

En razón a la ubicación del campo, en esta previsualización se consideró para efectos de logística operacional y como punto de entrega de la potencial producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, las instalaciones de PDVSA en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (CIJAA), ubicado en la zona costera, al norte del

estado Anzoátegui, donde existe la posibilidad de acceder a la infraestructura de procesamiento de gas de PDVSA (Criogénico de Jose) y al sistema de transporte de gas de PDVSA.

Es necesario aclarar, que en esta previsualización no se consideró ningún tipo de sinergia con los campos vecinos, por lo que el desarrollo planteado será independiente.

4.4 Análisis de la rentabilidad económica de cada escenario de desarrollo conceptual planteado.

4.4.1 Análisis cualitativo-comparativo.

La Tabla de la tabla 4.17, muestra los detalles del antes mencionado análisis cualitativo-comparativo, resultando favorecida la Opción de Desarrollo Número 3 con 2,90 puntos entre . las otras opciones presentadas con 3,40 puntos c/u.

Tabla 4.17 Análisis Cualitativo-Comparativo de Opciones de Desarrollo.

ANÁLISIS CUALITATIVO-COMPARATIVO DE OPCIONES DE DESARROLLO									
REGLONES	PESO	OPCION 3		OPCION 4		OPCION 5		OPCION 6	
		PUNTOS	TOTAL	PUNTOS	TOTAL	PUNTOS	TOTAL	PUNTOS	TOTAL
RECOBRO HIDROCARBURO	0,35	2	0,70	2	0,70	4	1,40	4	1,40
MONTO INVERSION	0,25	3	0,75	5	1,25	4	1,00	4	1,00
TIEMPO EJECUCION	0,10	4	0,40	4	0,40	2	0,20	2	0,20
CONTENIDO NACIONAL	0,10	3	0,30	3	0,30	4	0,40	4	0,40
REQUERIMIENTO PERSONAL	0,05	4	0,20	4	0,20	2	0,10	2	0,10
MANTENIMIENTO	0,05	4	0,20	4	0,20	2	0,10	2	0,10
NIVEL TECNOLÓGICO	0,05	4	0,20	4	0,20	1	0,05	1	0,05
IMPACTO AMBIENTAL	0,05	3	0,15	3	0,15	3	0,15	3	0,15
TOTAL	1,00		2,90		3,40		3,40		3,40

REGLONES	PTOS	EXPLICACION PUNTUACION
RECOBRO HIDROCARBURO	1 AL 5	1 ES MAYOR RECOBRO HIDROCARBURO
MONTO INVERSION	1 AL 5	1 ES MENOR INVERSION
TIEMPO EJECUCION	1 AL 5	1 ES MENOR TIEMPO DE EJECUCION
CONTENIDO NACIONAL	1 AL 5	1 ES MAYOR CONTENIDO NACIONAL
REQUERIMIENTO PERSONAL	1 AL 5	1 ES MENOR REQUERIMIENTO PERSONAL
MANTENIMIENTO	1 AL 5	1 ES MENOR MANTENIMIENTO
NIVEL TECNOLÓGICO	1 AL 5	1 ES MAYOR NIVEL TECNOLÓGICO
IMPACTO AMBIENTAL	1 AL 5	1 ES MENOR IMPACTO AMBIENTAL

4.4.2 Análisis Económico de Cada Escenario de Desarrollo.

En la Tabla 4.18 se puede observar los resultados de los indicadores económicos para cada opción de desarrollo estudiada en el campo; en donde los únicos rentables económicamente son la opción 3 y 4 debido a que cumplen con los parámetros exigidos por PDVSA (VPN>0, TIR15% y EI >1). Las opciones 5 y 6, de las cuales la primera no cumple con la TIR y la segunda no cumple con el VPN ni la TIR a pesar de ser técnicamente viables. Adicionalmente se puede comparar el monto de inversión para cada opción, viendo que es menor en el caso de la opción número 3.

Tabla 4.18 de Resultados de los Indicadores Económicos para cada Escenario.

RESULTADOS EVALUACION ECONOMICA OPCIONES DE DESARROLLO (NIVEL PDVSA)					
REGLONES	UNID	OPCION 3	OPCION 4	OPCION 5	OPCION 6
VALOR PRESENTE NETO (VPN)	MM\$	100,90	62,22	1,32	-17,66
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	%	16,62	15,75	10,08	8,98
EFICIENCIA DE LA INVERSION (EI)	\$/ \$	1,30	1,20	1,00	0,96
TIEMPO DE PAGO (TP)	AÑOS	7,46	7,52	8,65	9,14
MONTO INVERSION	MM\$	412,53	460,01	495,57	508,38

4.4.3 Selección del Mejor Escenario de Desarrollo.

Después de haberse realizados los análisis previos a cada una de las 4 opciones ya descritas, se puede concluir que la opción mas conveniente a los intereses de PDVSA es la opción de desarrollo número 3 (una PCP de cuatro patas con siete pozos y un GS a tierra).

Esta opción demostró que además de ser viable técnicamente según lo visto anteriormente en el análisis cualitativo comparativo en donde obtuvo un valor de 2,90 a diferencia de las otras que obtuvieron 3,40 (siendo 1 el valor ideal); también se observó que presentó los mayores valores en los indicadores económicos con un VPN= 100,9 MM\$, una TIR=16,2 %, una EI=1,30 MMUSD/MMUSD y un TP=7,46 años a una menor tasa de inversión (412,53 MM\$) lo que permite concluir que la opción de desarrollo número 3 es la opción más atractiva a los intereses de PDVSA desde el punto de vista económico.

CONCLUSIONES

- 1) Las arenas MIOCENO-03, MIOCENO-04, MIOCENO-05 y MIOCENO-06 conforman una sola unidad hidráulica (un yacimiento de petróleo con capa de gas asociado).
- 2) La $\overline{\Phi}$ y la $\overline{S_w}$ del área de petróleo es de 22% y 46,9% y del área de gas es de 19.3% y 37.1% respectivamente.
- 3) El gas encontrado en las arenas MIOCENO-04, MIOCENO-05 y MIOCENO-06 es húmedo.
- 4) El yacimiento inicialmente se encuentra saturado, siendo la presión inicial 1959 lpca y la presión de burbujeo 2126 lpc.
- 5) El contacto gas petróleo se encuentra a 4234 pies de profundidad.
- 6) El POES obtenido fue de 107,86 MMBN.
- 7) El GOES obtenido fue de 354,9 MMMPCN.
- 8) Las reservas probables calculadas para el petróleo fueron de 4,28 MMBN y 1,412 MMMMPCN para el gas en solución.
- 9) El mejor escenario fue la opción de desarrollo numero 3.

RECOMENDACIONES

- 1) Verificar el estado mecánico del pozo SUGOI-5X con el fin de usarlo para pruebas o como productor.
- 2) Estimular el pozo SUGOI-5X (si puede ser usado como productor) para obtener una mejor tasa de flujo y una mayor recuperación de las reservas.
- 3) Continuar con la fase de exploración (realizar líneas sísmicas 2D, 3D y perforar pozos de exploración y avanzada) con el fin de obtener los límites del yacimiento.
- 4) Generar mapa isópaco a fin de obtener resultados más certeros.
- 5) Generar el modelo sedimentológico para realizar un modelo estático del yacimiento.
- 6) Llevar a cabo el plan de desarrollo en sinergia con todos los departamentos a fin de obtener los mejores resultados.
- 7) Estudiar la posibilidad de trabajar en sinergia con otros campos al momento de desarrollarse el campo Ensenada de Barcelona.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) LUGO C. – CORREDOR J., **“PGO Ensenada de Barcelona – Ingeniería de Yacimientos”**, [Informe Confidencial], Puerto La Cruz, Venezuela: PDVSA EPM Division Oriente/Gerencia de Exploración - Línea Técnica de Yacimientos, Octubre (2.002).
- 2) RIVAS A., **“Assesing the Quality of Reservoirs in Offshore Central Area, Venezuela”**, [Informe Confidencial], PDVSA: Gerencia de Exploración Costa Afuera, Marzo (2.010).
- 3) ZAMBRANO M., **“Structural Interpretation and Prospect Definition in the Ensenada de Barcelona Sub-Basin, Tuy-Cariaco Basin, Venezuela”**, [Informe Confidencial], PDVSA: Gerencia de Exploración Costa Afuera, Enero (2.011).
- 4) CARNEVALI J., **“Proyecto de Exploración por Hidrocarburos Costa Afuera de Venezuela – PECA”**, [Informe Técnico Confidencial], Caracas, Venezuela: PDVSA CVP/Exploración, Abril (2.000).
- 5) ZAMBRANO M. – OULDAMER K., **“Sísmica 3D de la Ensenada de Barcelona”**, [Informe Confidencial], PDVSA: Gerencia de Exploración Costa Afuera, Enero (2.010).
- 6) CRAFT, B Y HAWKINS, M. **“Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos”**, Editorial Tecnos, Madrid (1.968).
- 7) FERRER M., **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**, Edición Especial (2010).
- 8) BRUZUAL G., **“Caracterización Física de los Yacimientos”**, Agosto (2.007).

- 9) Scribd **“Perfilaje de Pozos”** [En Línea] disponible en: <http://www.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos> (Consultado el 20 de Marzo de 2011).ESCOBAR F., **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”** (2.004).
- 10) ESCOBAR F., **“Fundamentos de Ingeniería de yacimientos”**. EDITORIAL UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA. COLOMBIA (2.004).
- 11) BANZER S., **“Correlaciones Numéricas P.V.T.”**, Universidad del Zulia, Maracaibo, (1.996).
- 12) CIED PDVSA, **“Caracterización Energética de los Yacimientos”**, Puerto la Cruz (1.997).
- 13) ROJAS G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Segunda Edición (2.003).
- 14) CEPET. **“Manual de reservas”**, CORPOVEN, Caracas (1.991).
- 15) BROWN K. – BEGGS D., **“The Technology of Artificial Lift Methods”**, Vol I, PennWell Publishing Company, Tulsa (1.977).
- 16) VOGEL J., **“Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells”**, Journal of Petroleum Engineering (1.968).
- 17) CIED PDVSA, **“Optimización del Sistema de Producción (Análisis Nodal)”**, Puerto La Cruz, 1.993.
- 18) CIGUELA S., **“1^{er} Encuentro Técnico de PDVSA E&P. Productividad de Pozos”**, Caraballeda, Venezuela (1.998).
- 19) STANDING M., **“A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases”**, Drilling and Production, Practice, API (1.947).

- 20) MANNUCCI J., “**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS**”, Tecno Petrol de Venezuela S.A., Ingenieros Consultores (1.977).
- 21) LASATER J., “**Bubble Point Pressure Correlation**”, Trans., AIME (1.958).
- 22) BEEGS H., “**Correlations for Fluid Physical Property Prediction**”, J. Pet. Tech. (1.980).
- 23) GLASO O., “**Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations**”, J. Pet. Tech. (1.980).
- 24) TOTAL Compagnie francaise Des Petroles: “**Proyectos de Inyección de Fluidos–Correlaciones P.V.T. para Crudos del Oriente de Venezuela**”, S.A. MENEVEN (1.983).
- 25) BEAL C., “**The Viscosity of Air Water Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures**”, Trans, AIME (1.946).
- 26) BEEGS H. – ROBINSON J., “**Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems**”, J. Pet. Tech. Forum (1.975).
- 27) STANDING M. – KATZ D., “**Density of Natural Gases**”, Trans, AIME (1.942).
- 28) McCAIN W., “**Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior**”, Jour. Pet. Tech., Octubre (1.994).
- 29) DJEBBAR T. – DONALDSON C., “**Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**”, Second Edition (2.004).
- 30) BASSIOUNI Z., “**Theory, Measurement and interpretation of Well Logs**” SPE, Textbook Series Vol. 4 (1994).

APÉNDICE A
ANÁLISIS PVT

RESERVOIR DATA		
Formation temperature	124	deg F
Maximum pressure	1959	psi
Minimum pressure	100	psi
Pressure increment	200	psi
INPUT DATA FOR OIL PROPERTY CORRELATION		
Stock-tank gravity	25	deg API
Separator gas gravity	0.7	Sp. Gr. AIR
H2S content	0	mole fraction
CO2 content	0	mole fraction
N2 content	0	mole fraction
Init. prod. gas-oil ratio	330	scf/STB
Producing gas-oil ratio	Includes vent gas	
Bubble point pressure	Calculated from R _{so} b	

**Figura A.1 Datos de Entrada para el Cálculo del PVT
Requeridos por el Software FLOPROP.**

Results are valid for pressures less than 9500 psia.

Pressure psi	Oil Formation Volume Factor RB/STB	Solution Gas/Oil Ratio scf/STB	Oil Viscosity cp	Oil Compressibility 1/psi		Oil Density lbm/ft ³	Oil Pressure Gradient psi/ft
Pb= 2116	1.152	330	2.635	8.692E-006	9.61E-005	51.67	0.3588
1959	1.145	310.3	2.766		0.0001074	51.83	0.3599
1759	1.136	285	2.956		0.0001256	52.04	0.3614
1559	1.126	259.5	3.177		0.0001496	52.26	0.3629
1359	1.117	233.6	3.438		0.0001826	52.49	0.3645
1159	1.107	207.3	3.753		0.00023	52.72	0.3661
959	1.097	180.1	4.144		0.0003027	52.97	0.3678
759	1.086	151.8	4.648		0.0004249	53.23	0.3697
559	1.075	121.7	5.337		0.000662	53.52	0.3717
359	1.063	88.62	6.369		0.001258	53.85	0.374
159	1.048	49.03	8.253		0.004098	54.26	0.3768

**Figura A.2 Propiedades PVT del Petróleo Calculadas
con el Software FLOPROP.**

Results are valid for pressures between 130 and 19400 psia.

Pressure	Liberated Gas Gravity	Gas z-Factor	Gas Formation Volume Factor	Gas Viscosity	Gas Compressibility	Gas Density	Gas Pressure Gradient
psi	Sp.Gr.AIR		RB/Mscf	cp	1/psi	lbm/ft ³	psi/ft
2116	0.6188	0.857	1.187	0.0168	0.000491	7.063	0.04905
1959	0.6177	0.8608	1.288	0.01625	0.0005393	6.5	0.04514
1759	0.6169	0.8673	1.445	0.01559	0.0006105	5.785	0.04017
1559	0.617	0.8757	1.646	0.01498	0.0006959	5.079	0.03527
1359	0.6186	0.8856	1.91	0.01442	0.000802	4.389	0.03048
1159	0.622	0.897	2.268	0.0139	0.0009399	3.716	0.02581
959	0.6286	0.9096	2.78	0.01342	0.00113	3.064	0.02128
759	0.6406	0.9233	3.565	0.01296	0.001416	2.435	0.01691
559	0.6626	0.9379	4.917	0.0125	0.001901	1.826	0.01268
359	0.7047	0.954	7.787	0.01199	0.002917	1.226	0.008515
159	0.7883	0.9743	17.96	0.01133	0.006455	0.5948	0.004131

Figura A.3 Propiedades PVT del Gas Calculadas con el Software FLOPROP.

Tabla A.1 Propiedades PVT Calculadas con Una Hoja Excel.

P (lpc)	Z	Bg	Dg	Rs (PCN/BN)		Bo (BY/BN)		Visc. del Pet. (cps)		Co (lpc-1)	
		(BY/MPCN)	(Lbs/PC)	Standing	Man&Ros	Standing	Man&Ros	Standing	Man&Ros	Standing	Man&Ros
2000	0,669	0,9781	9,7479	408	415	1,19961	1,17933	1,512	1,493	0,0001254	0,0001259
1750	0,705	1,1760	8,1074	347	323	1,17201	1,14546	1,696	1,783	0,0001485	0,0001466
1500	0,746	1,4496	6,5772	288	242	1,14574	1,10760	1,930	2,169	0,0001804	0,0001747
1250	0,792	1,8429	5,1734	232	173	1,12090	1,06451	2,235	2,687	0,0002269	0,0002150
1000	0,842	2,4425	3,9035	177	114	1,09764	1,01416	2,646	3,384	0,0003004	0,0002769
750	0,895	3,4459	2,7668	125	67	1,07612	0,95297	3,222	4,296	0,0004304	0,0003834
500	0,950	5,4317	1,7553	77	32	1,05663	0,87348	4,062	5,396	0,0007115	0,0006044
250	1,003	11,1510	0,8550	33	9	1,03967	0,75460	5,330	6,467	0,0016511	0,0012983
15	1,041	103,1603	0,0924	1	0	1,02749	0,46636	6,949	7,014	0,0233917	0,0160592

APÉNDICE B

RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL

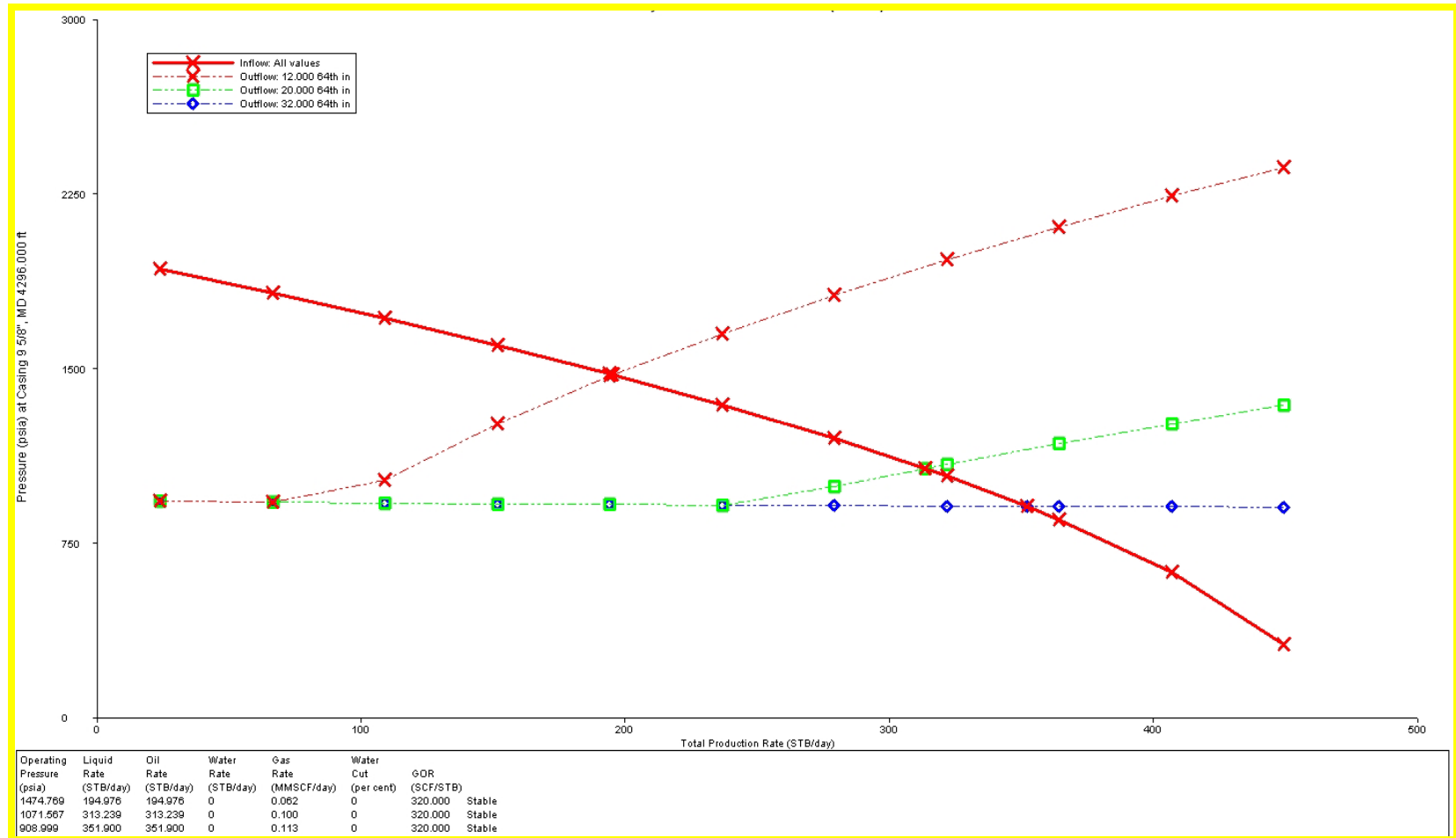


Figura B.1 IPR Real del Petr3leo con Nudo en el Fondo del Pozo.

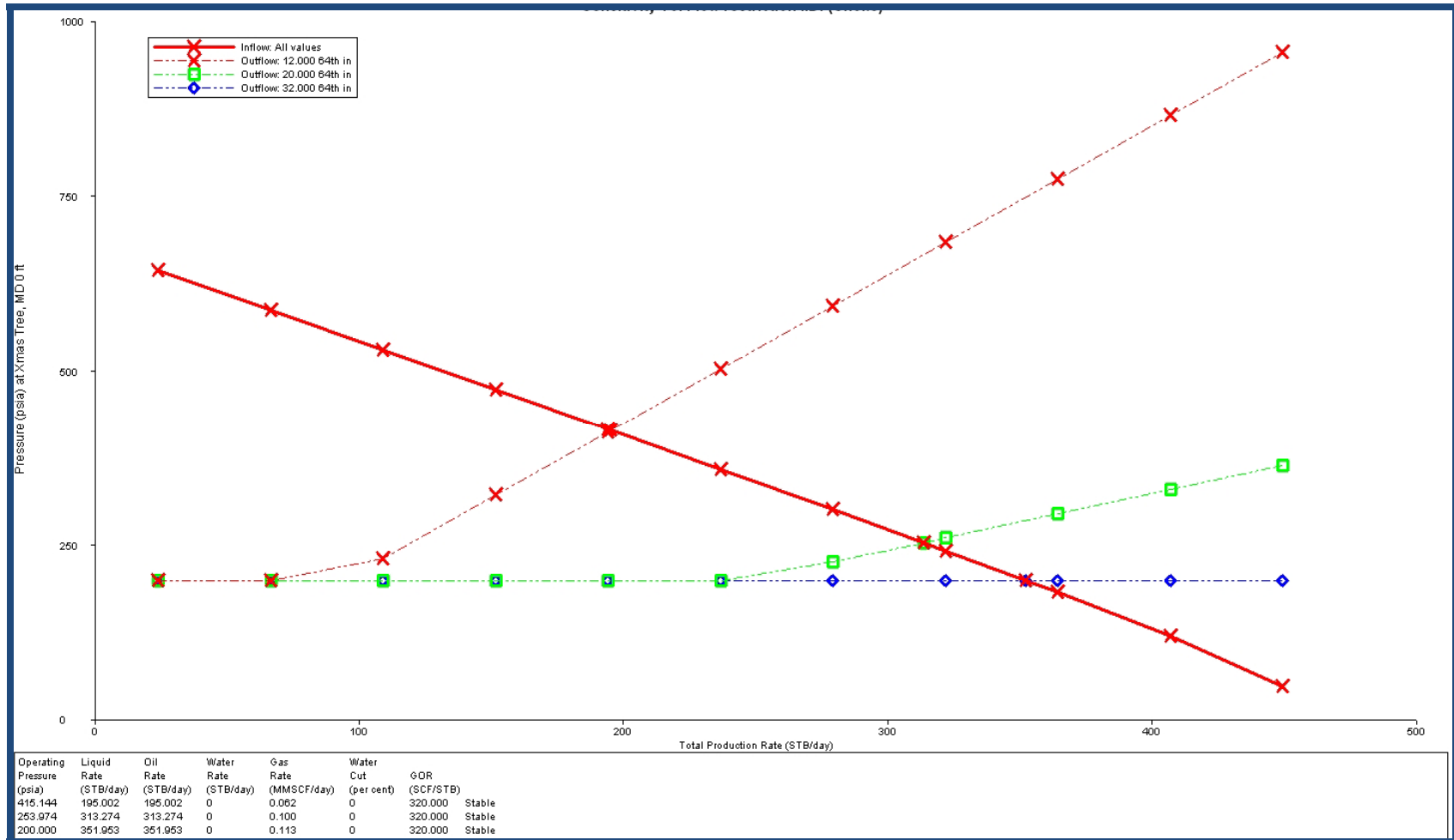


Figura B.2 IPR Real del Petróleo con Nodo en Superficie.

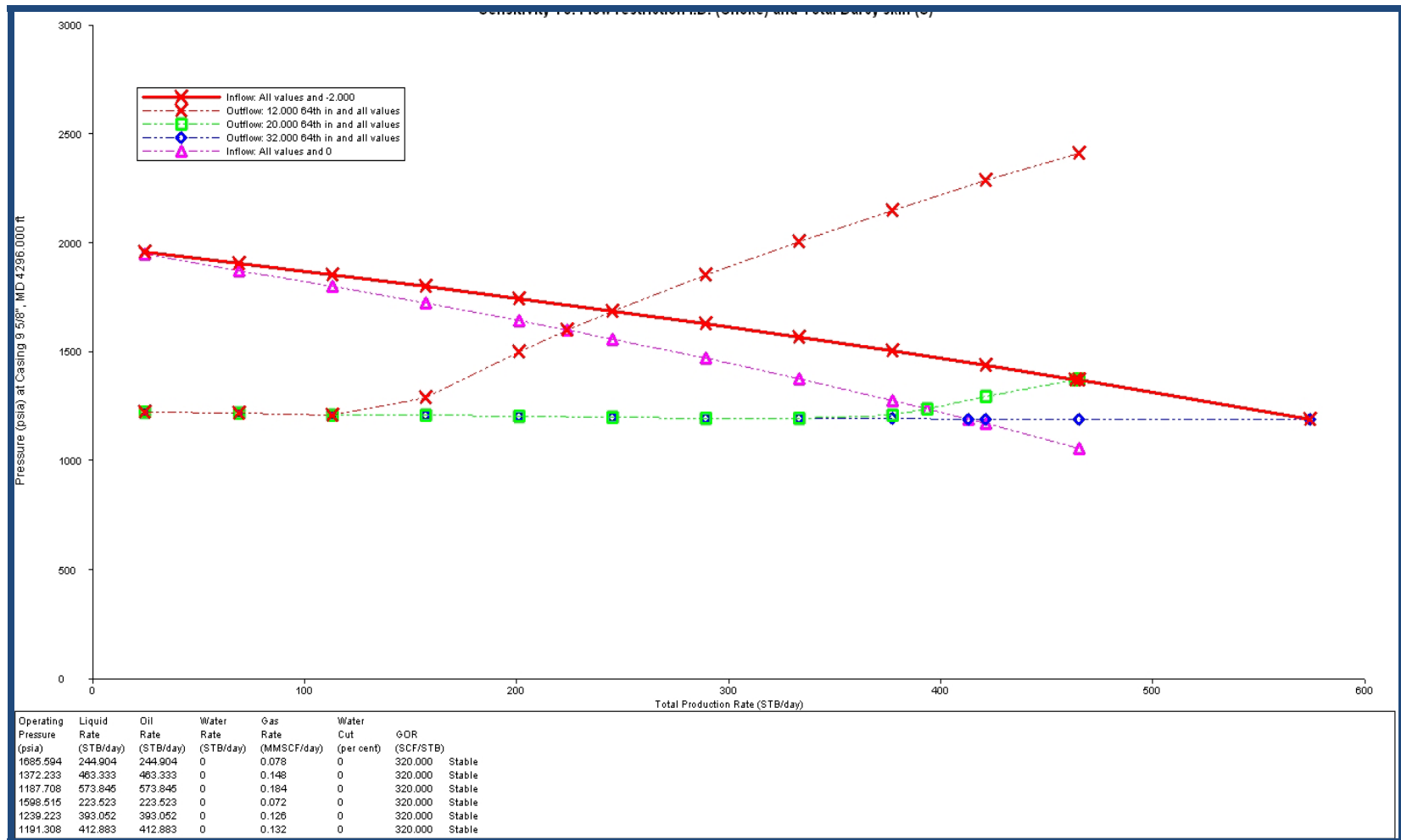


Figura B.3 IPR Estimulado del Petr3leo (S=-2) con Nodo en el Fondo del Pozo.

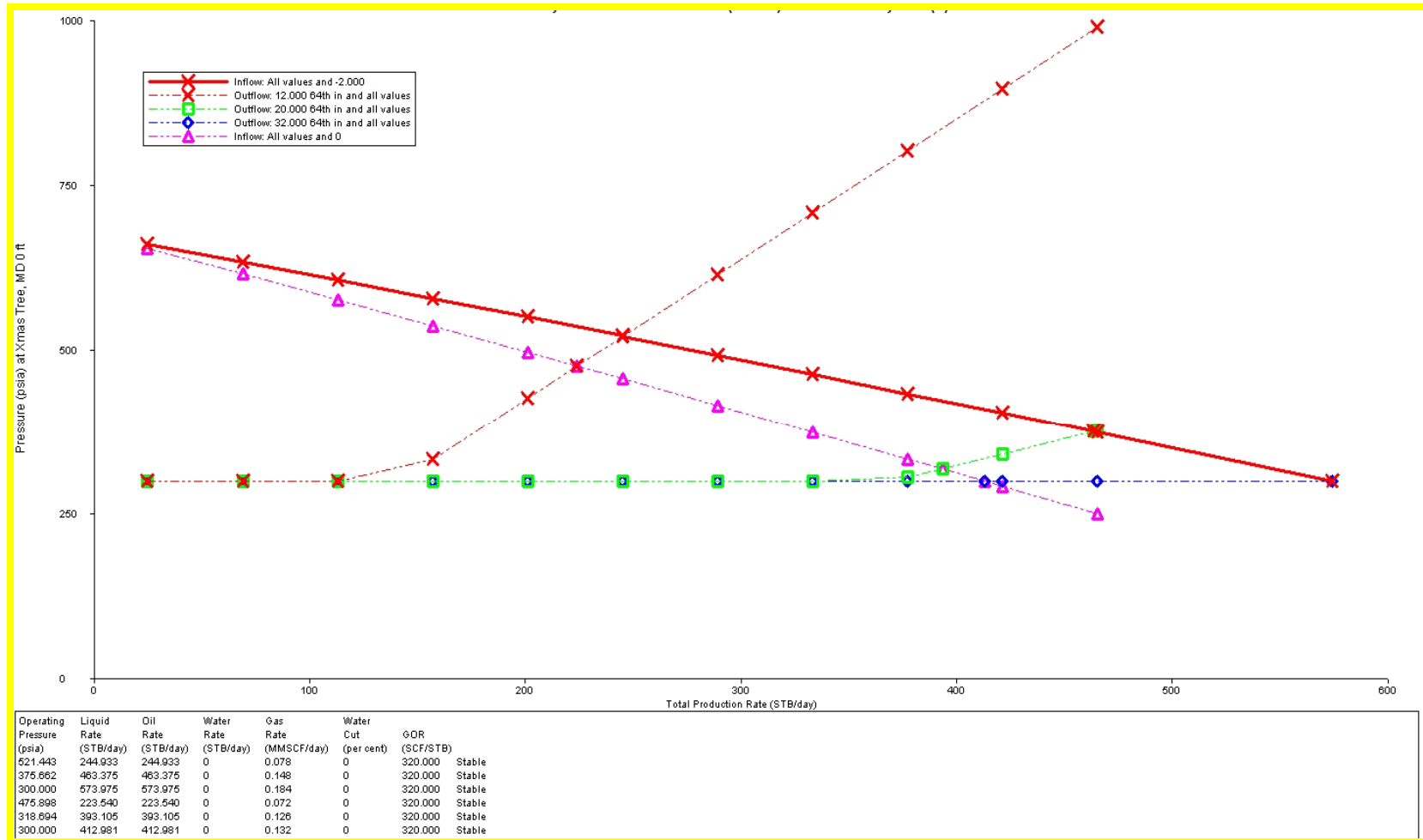


Figura B.4 IPR Estimulado del Petróleo (S=-2) con Nodo en Superficie.

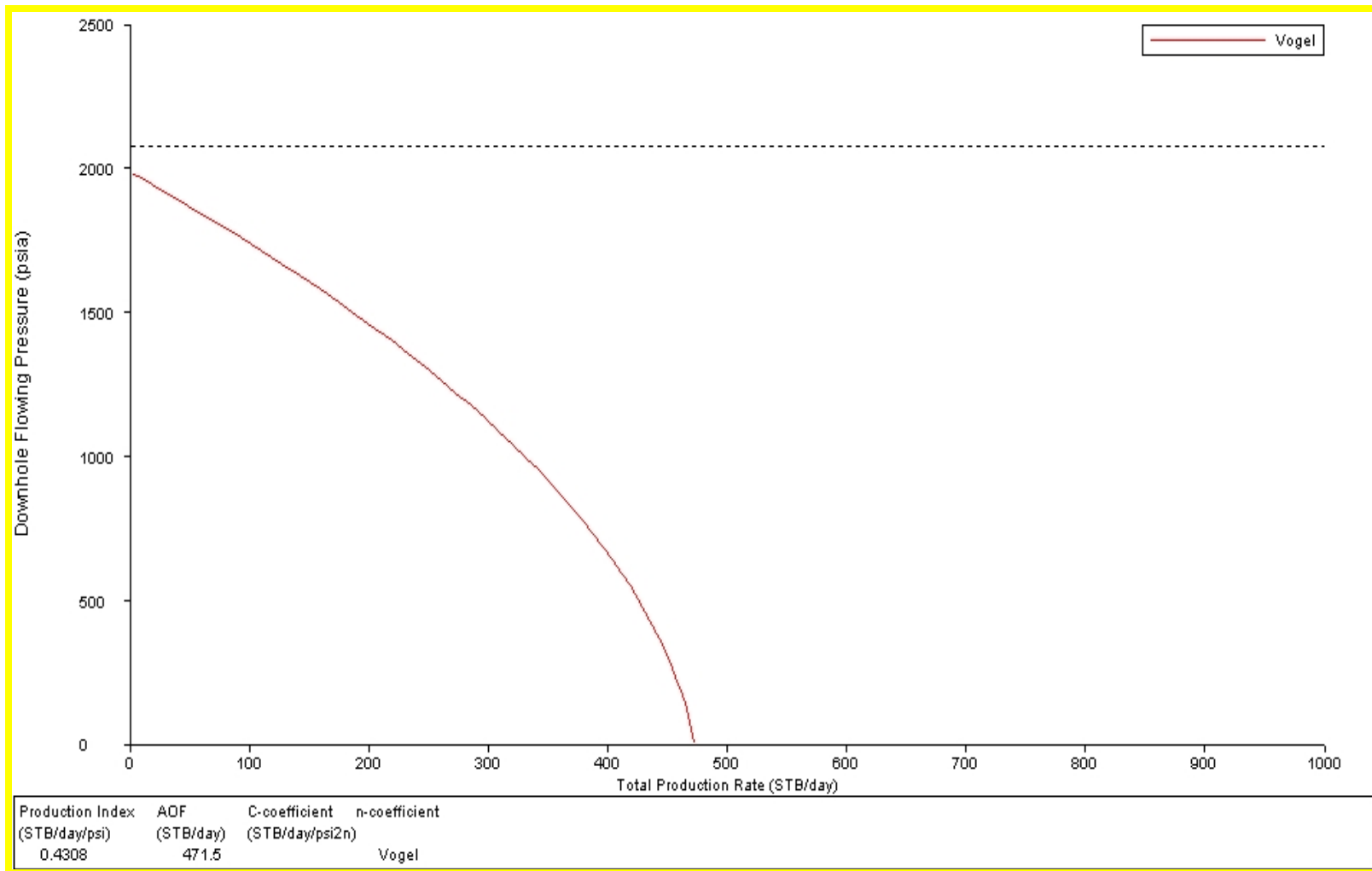


Figura B.5 AOF de Petróleo Inicial.

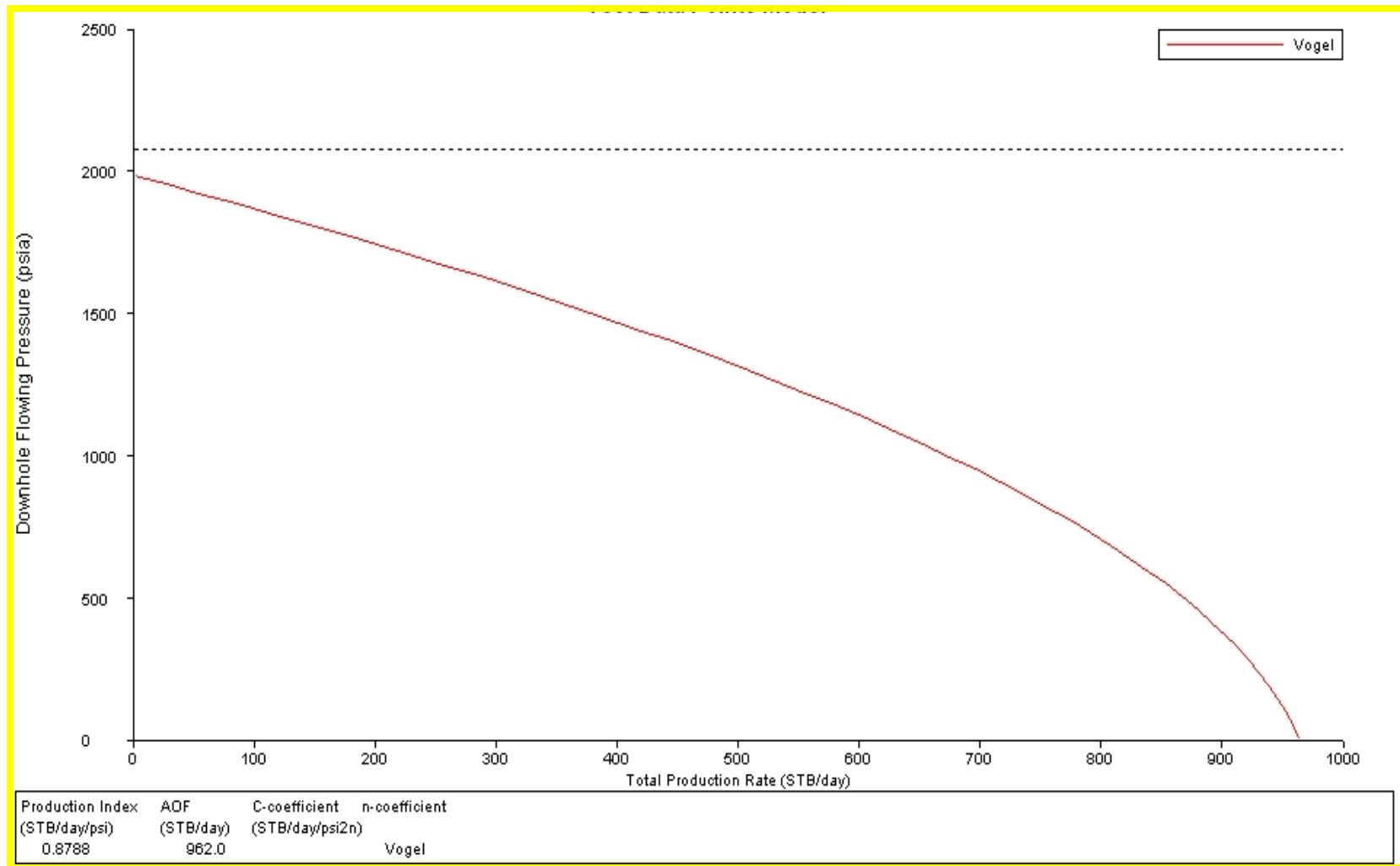


Figura B.6 AOF de Petróleo Final.

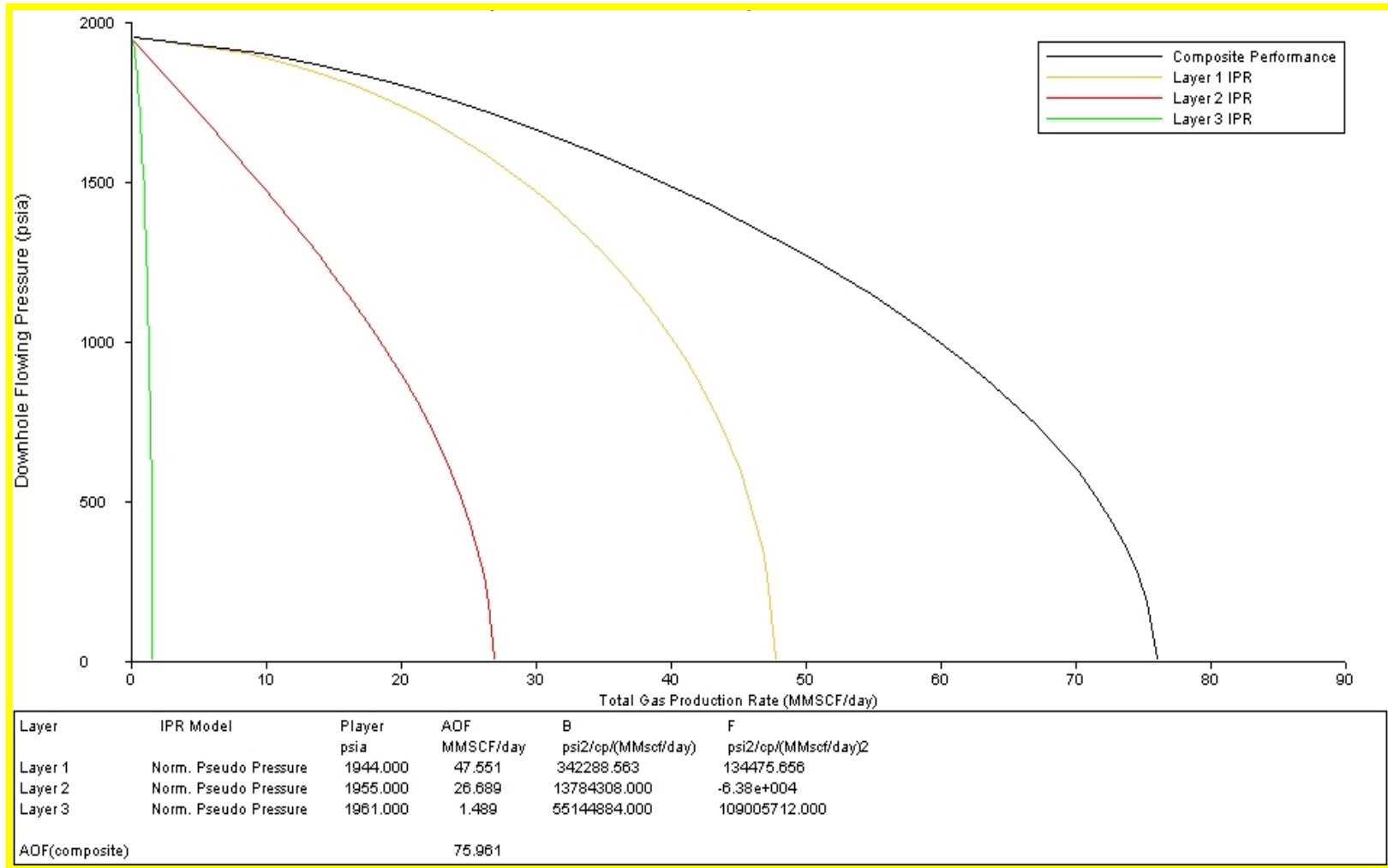


Figura B.7 AOF de Gas.

APÉNDICE C
EVALUACIÓN ECONÓMICA

Tabla C.1 Premisas Evaluación Económica Campo Ensenada de Barcelona.

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT
HORIZONTE ECONOMICO	AÑOS	
INICIO PERFORACION EXPLORATORIA	AÑO	
INICIO DE PRODUCCION	AÑO	
EXPECTATIVAS RECUPERABLES DE GAS	BPCN	
EXPECTATIVAS RECUPERABLES DE CONDENSADO	MMBN	
RECObRO DE GAS (GAS ACUMULADO)	%	
RECObRO DE CONDENSADO (COND ACUMULADO)	%	
FLUJO DE GAS INICIAL DEL CAMPO – Qgi	MMPCND	
FLUJO DE CONDENSADO INICIAL DEL CAMPO- QLi	MBND	
RELACION GAS PETROLEO (RGP)	PCN/BN	
VOLUMEN DE GAS DESARROLLADO	BPCN	
VOLUMEN DE CONDENSADO DESARROLLADO	MMBN	
TASA DE DECLINACION	%	
PESO MOLECULAR DEL GAS	Lbm/Lbmo	
GRAVEDAD DEL CONDENSADO	°API	
PRESION DEL YACIMIENTO	PSIA	
PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO	FT	
PROFUNDIDAD FINAL DEL YACIMIENTO	FT	
AREA DEL YACIMIENTO	KM2	
LONGITUD DEL YACIMIENTO	KM	
ANCHO DEL YACIMIENTO	KM	
ESPEJOR DEL YACIMIENTO (RANGO)	FT	
ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS	KM	
PROFUNDIDAD DEL AGUA	M	
TASA DE DESCUENTO LEEPIC 2011	%	
REGIMEN FISCAL	NEGOCIO PETROLEO	
ISLR	%	
APORTE ANTIDROGAS	%	
REGALÍA CRUDO	%	
REGALÍA GAS	%	
REGALÍA APOORTE CIENCIA Y TECNOLOGÍA	%	

Tabla C.2 Campaña de Perforación de Pozos.

CAMPAÑA DE PERFORACION DE POZOS			
AÑOS	POZOS		
	EXPLORACION	DELINEACION	DESARROLLO
2011			
2012			
2013			
2014	1		
2015		1	
2016			
2017			4
2018			1
2019			1
2020			1
2021			
2022			
2023			
2024			
2025			
2026			
2027			
2028			
2029			
2030			
2031			
2032			
2033			
2034			
2035			
2036			
2037			
2038			
2039			
2040			
2041			
2042			
2043			
2044			
2045			
2046			
TOTAL POZOS	1	1	7

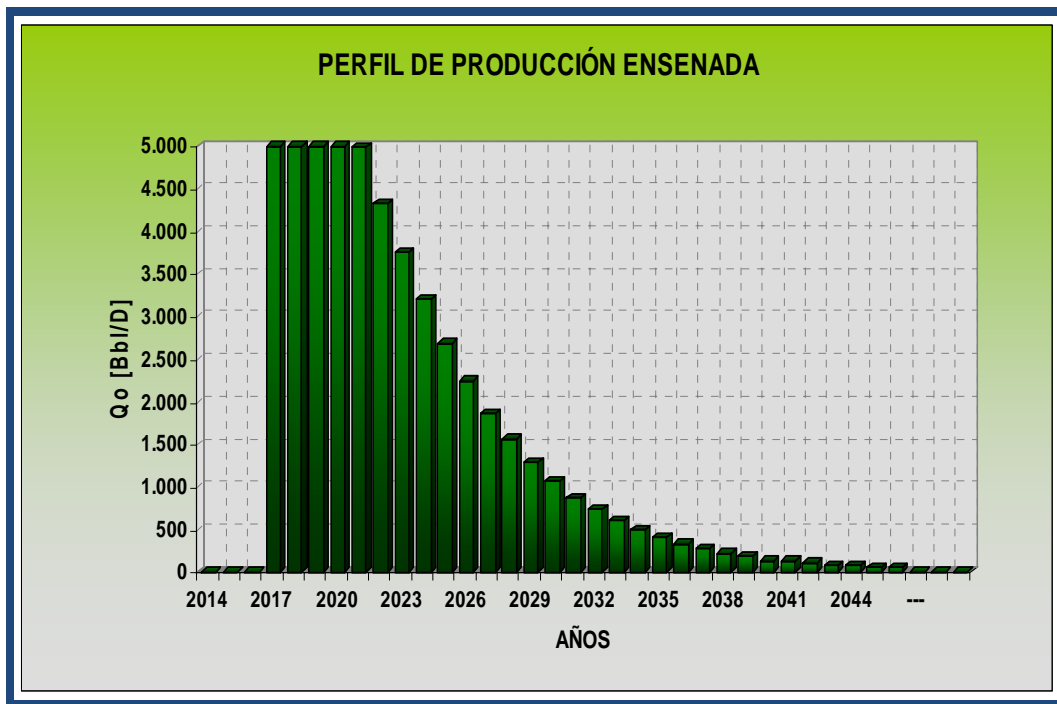


Figura C.1 Perfil de Potencial de Producción de Petróleo.



Figura C.2 Perfil de Potencial de Producción de Gas.

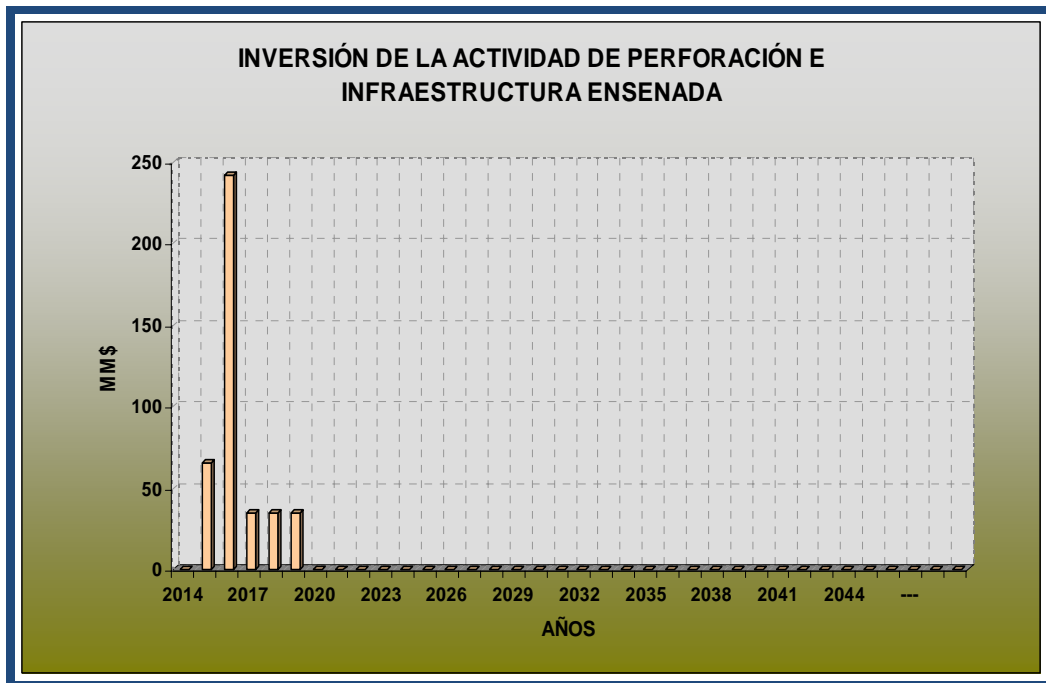


Figura C.3– Perfil de Inversión Desarrollo Campo Ensenada de Barcelona.

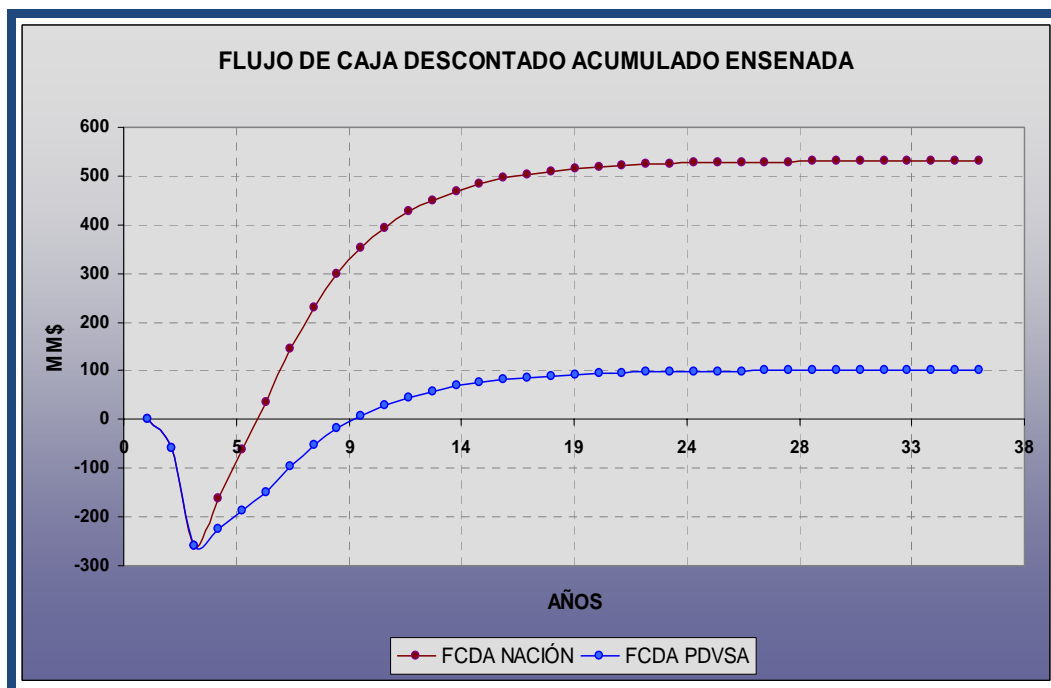


Figura C.4 Flujo de Caja Descontado Acumulado.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS IN SITU Y PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL PARA LOS YACIMIENTOS DE EDAD MIOCENO DESCUBIERTOS PORELPOZO SUGOI-5X EN EL ÁREA ENSENADA DE BARCELONA, COSTA AFUERA DE VENEZUELA.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Rodríguez r., Ruilver L.,	CVLAC: 17.889.015 E MAIL: ruilver1131@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Estimación de Volúmenes de Hidrocarburos In Situ, Plan de Desarrollo Conceptual, Escenarios de Desarrollo, Evaluación Económica, Sugoi-5X, Ensenada de Barcelona.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas.	
	Ingeniería de Petróleo.

RESUMEN (ABSTRACT):

El desarrollo de este proyecto se inicio con la recopilación y revisión de toda la información disponible, creándose así una base de datos, la cual fue una herramienta indispensable a la hora de llevar a cabo los objetivos planteados. Prosiguiéndose con la caracterización del sistema roca fluido donde se determinaron tanto la temperatura como la presión promedio de yacimiento, de igual manera se calcularon PVT's sintéticos para la obtención de las propiedades de los fluidos encontrados por el pozo SUGOI-5X donde el petróleo presentando una gravedad de 28.9°API encontrándose en los límites de petróleo liviano y mediano. Para el caso del gas se determino que era húmedo debido a su alto contenido de metano ($C_1 > 90\%$) y su rendimiento liquido promedio (RLp) obtuvo un valor de 31,57 (BN/MMPCN). Adicionalmente se cálculo la petrofísica usando un modelo Densidad-Neutrón para la porosidad y la ecuación de Simandoux modificado para el cálculo de la saturación de agua. Los valores promedios obtenidos en el cálculo de la ϕ y S_w en el área de petróleo fue de 22% y 46,9% y para el área de gas se obtuvieron los valores de 19,3% 40,5% respectivamente. En la siguiente fase se realizo el cálculo de las áreas con el fin de aplicar la ecuación volumétrica y obtener el volumen de hidrocarburos en sitio, arrojando como resultados en las reservas probadas 107,9 MMBN para el POES y 354,9 MMMPCN para el GOES. Adicionalmente se calculo el factor de recobro del gas obteniéndose un valor 84%. En la última etapa se realizó un análisis nodal logrando mejorarse la producción de petróleo probada en un 163,8% (351 a 575 BPD). Una vez obtenido el máximo potencial del pozo se procedió a la realización de los escenarios de desarrollo con la ayuda de el software QUESTOR. Después de haberse realizados los análisis se puede concluir que la opción más conveniente a los intereses de PDVSA desde el punto de vista económico es la opción de desarrollo número 3 (una PCP de cuatro patas con siete pozos y un GS a tierra) presentando un VPN= 100,9 MMS\$, una TIR=16,2 %, una EI=1,30 MMUSD/MMUSD y un TP=7,46 años a una menor tasa de inversión (412,53 MMS\$).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU (X)	JU
Rayda Patiño	CVLAC:	11.833.699			
	E_MAIL	RAIDAPATIÑO@GMAIL.COM			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
Rafael Ramírez	CVLAC:	10.710.963			
	E_MAIL	<u>ramirezwl@gmail.com</u>			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
Tania Gonzáles	CVLAC:	13.565.661			
	E_MAIL	taniavicgc@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
José Rodríguez	CVLAC:	9.275.225			
	E_MAIL	JRRODRIGUEZ@UDO.EDU.ES			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	12	02
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Elaboración de un Plan de Desarrollo y Volumétrica .doc	Aplicación/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O
P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

Ruilver L. Rodríguez R.

AUTOR

Ing. Rayda Patiño

ASESOR

Ing. Tania González

JURADO

Ing. José Rodríguez

JURADO

Ing. Rayda Patiño.

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

