

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



**“CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-100, ARENA MEJIL,
ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”**

Presentado por:

PÉREZ PLANCHART, MARIA ALEJANDRA

Trabajo de Grado presentado ante La Universidad De Oriente como Requisito
Parcial para optar al Título De:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Junio de 2009

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



**“CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-100, ARENA MEJIL, ÁREA
MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”**

ASESOR:

Ing. Mario Briones
Asesor Académico

Barcelona, Junio de 2009

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



**“CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-100, ARENA MEJIL, ÁREA
MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI”**

JURADO:

Ing. Mario Briones
Asesor Académico

Ing. Luís Castro
Jurado Principal

Ing. Roberto Salas
Jurado Principal

Barcelona, Junio de 2009

RESOLUCIÓN

REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO.

ARTÍCULO 44: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

A mi madre Milena, este triunfo es tuyo también.

A mi hijo Javier Alejandro, que este logro obtenido sea tu más claro ejemplo de perseverancia en tus estudios.

A mis queridos sobrinos: José Gregorio, Georgina, Adamarys, Darlimar, Jesús David, Steffani, Juan Sebastian y Ángel Mauricio.

A la memoria de mis abuelos Ángela y Pedro.

A Mi, por creer que si puedo, por levantarme siempre ante todas las adversidades.

A Ti, Amadisimo lo logramos.

AGRADECIMIENTO

Principalmente a esa divina presencia que es Dios.

A mi madre, por creer siempre en mí y ayudarme en todo momento, te amo mami.

A mi hijo Javier Alejandro, mi fuente de inspiración, te quiero mucho, del tamaño del cielo, como dices tú.

A mi amadisimo, César Alexander Sánchez, mi compañero, confidente, amigo, mi todo. Si ti no lo hubiese logrado. Gracias por estar siempre a mi lado, apoyándome, enseñándome a ver la vida desde otra perspectiva. Te amo amor.

A la familia Sánchez Manrique, por apoyarme en todo momento y hacerme sentir como en familia.

A mis suegros Mary y César, por su apoyo incondicional, los quiero mucho.

A todas aquellas personas familiares y amigos que de alguna forma u otra hicieron posible que este sueño se cumpliera.

Al profesor Mario Briones, por sus valiosas enseñanzas, mi más profunda admiración por usted, apreciado profesor.

A la casa más alta, a ti Universidad de Oriente, por abrirme las puertas del saber.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los campos petrolíferos de la parte central del Estado Anzoátegui, en la Cuenca Oriental de Venezuela, se agruparon originalmente bajo la denominación de Campos de Anaco y se extiende en dirección Noreste por unos 66 km., con una anchura máxima de 14 km. El Campo Santa Rosa constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano y es el más largo de los campos pertenecientes a Anaco, localizado en el Área Mayor de Anaco, con una extensión de aproximadamente 51.362 Acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pies de profundidad en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos, que varían de gruesas a lenticulares y proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento. El pozo RG-100, arena MEJ1L, ubicado en el área anterior descrita, en la Formación Merecure una de las principales formaciones productoras de hidrocarburos.

De acuerdo a estudios realizados anteriormente de los yacimientos de gas condensado presentan un comportamiento complejo el cual no se ha comprendido en su totalidad, debido a la existencia de un sistema de fluidos bifásico en las cercanías de los pozos, que se presenta cuando la presión de esta zona decae por debajo de la presión de rocío. En el Área Mayor de Anaco, generalmente se presentan estos casos, además de altas tasas de producciones de agua; por lo que se ha creado en la industria la necesidad de optimizar la explotación de estos yacimientos para maximizar el recobro de los hidrocarburos. Por lo antes expuesto, se plantea caracterizar el yacimiento RG-100, Arena MEJ1L, ubicado en esta zona productora de hidrocarburos.

En este estudio se realizarán análisis de datos de campo, comportamiento de las propiedades del fluido, por medio de herramientas analíticas como (MBAL, PROY- OFM), para el entendimiento dinámico del yacimiento RG-100, Arena MEJ1L; ya que esto permitirá caracterizarlo para detectar y evaluar los elementos que constituyen y afectan el comportamiento de la formación. Luego realizada la caracterización del yacimiento con la data que se midió en los pozos y que se pueda

interpretar, se decidirá la estrategia de explotación futura del yacimiento. Utilizando métodos como balance de materiales, y calculo de reservas.

RESUMEN

El objetivo de una Caracterización de Yacimientos es optimizar la explotación de un campo, siendo esta la principal finalidad del estudio realizado al Yacimiento RG-100 Arena MEJ11, ubicado en el Campo Santa Rosa; para lograr dicho objetivo se realizó una validación y análisis de la información del yacimiento. Seguidamente, se estimaron los volúmenes originales en sitio y el cálculo de reservas de hidrocarburos presentes en el mismo, a través del método de declinación de presión y el método volumétrico. Se obtuvieron volúmenes de 74.581,52 MMPCN de Gas Condesado Original en Sitio (GCOES), 3.107.563,3 BN de Condensado Original en Sitio (COES) a través del Método Volumétrico. El gas condensado original en sitio obtenido por el método de declinación energética fue de 203.000 MMPCN. El yacimiento en estudio tiene 4 pozos de los cuales 1 está activo, 2 abandonados y uno inactivo, no hay inyección de gas. En el año 2005 la empresa Estatal PDVSA, realizó un proyecto de unificación de varias arenas del yacimiento incluyendo la arena MEJ11, por tal motivo se posee poca información referida del área en estudio en la carpeta de pozos. En base a los análisis realizados, se recomienda un nuevo esquema de explotación, aplicando procesos de recuperación mejorados como es la técnica de fracturamiento hidráulico que permite incrementar el contacto entre el pozo y la formación y la inyección de gas, con esto se espera incrementar las tasa de producción.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	vii
RESUMEN	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE FIGURAS	xvi
LISTA DE GRÁFICAS	xviii
CAPÍTULO I	19
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	19
1.1 Cuenca oriental de Venezuela	19
1.1.1 Subcuenca de Guárico	20
1.1.2 Subcuenca de Maturín	21
1.2 Área mayor de Anaco	21
1.2.1 Ubicación del área	21
1.2.2 Estructura del área mayor de Anaco	22
1.3 Campo Santa Rosa	22
1.3.1 Ubicación geográfica	23
1.4 Estratigrafía del área	24
1.4.1 Formación Mesa	24
1.4.2 Formación Piedras	25
1.4.3 Formación Freites	25
1.4.4 Formación Oficina	25
1.4.5 Formación Merecure	27
1.4.6 Formación Vidoño	28
1.4.7 Formación San Juan	29
1.4.8 Formación Temblador	29
1.5 Ambiente de sedimentación del área	29

1.5.1 Característica de las Acumulaciones	29
CAPÍTULO II.....	31
MARCO TEÓRICO	31
2.1 Yacimiento.....	31
2.2 Propiedades de las rocas	31
2.2.1 Características de las rocas de los yacimientos	31
2.2.2 Porosidad (Φ):.....	32
2.2.2.1 Porosidad absoluta.....	32
2.2.2.2 Porosidad efectiva.....	33
2.2.2.3 Porosidad no efectiva.....	33
2.2.3 Permeabilidad (k)	33
2.2.3.1 Permeabilidad absoluta.....	34
2.2.3.2 Permeabilidad efectiva.....	34
2.2.3.3 Permeabilidad relativa	34
2.3.- Modelo estático	35
2.3.1 Objetivo de la geología de yacimientos.....	35
2.3.2 Geología de yacimientos	35
2.3.3 Explotación petrolífera	36
2.3.4 Parámetros petrofísicos.....	36
2.3.5 Evaluación petrofísica	38
2.4 Modelo dinámico	39
2.4.1 Caracterización de yacimiento.....	39
2.4.2 Modelo Petrofísico	41
2.4.3.-Modelo dinámico de luidos.....	42
2.5 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos	42
2.5.1 Según el criterio geológico.....	42
2.5.2 De acuerdo al mecanismo de producción.....	43
2.5.2.1 Empuje por expansión de los fluidos y de la roca	43
2.5.2.2 Empuje hidráulico.....	44
2.5.2.3 Empuje por gas en solución.....	45
2.5.2.4 Empuje por expansión de capa de gas.....	45
2.5.2.5 Empuje por gravedad.....	46
2.5.2.6 Empuje combinado	46

2.5.3 En base a los hidrocarburos que contienen.....	47
2.5.3.1 Yacimientos de gas seco.....	47
2.5.3.2 Yacimientos de gas húmedo.....	48
2.5.3.3 Yacimientos de gas condensado.....	48
2.5.3.4.-Yacimiento de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento.....	49
2.5.3.5 Yacimientos de gas condensados sin condensación retrógrada en el yacimiento.....	49
2.5.3.4.-Yacimientos de petróleo de alta volatilidad (cuasicríticos)	50
2.5.3.5 Yacimientos de petróleo de baja volatilidad (petróleo negro)...	50
2.6.-Métodos para el cálculo y evaluación de reservas	53
2.6.1 Método volumétrico	54
2.6.2 Balance de materiales.....	56
2.6.2.1 Método de declinación de presión para yacimientos de gas seco.....	58
2.6.2.2 Yacimiento volumétrico ($We = 0$).....	58
2.6.2.3 Procedimientos del método de declinación de presión.....	62
2.6.2.4 Yacimiento con desplazamiento hidráulico.....	63
2.6.3 Simulación numérica	64
2.7 Reservas.....	65
2.7.1.- Clasificación de reservas.....	65
2.7.1.1 Reservas probadas	65
2.7.1.2 Reservas probables	66
2.7.1.3 Reservas posibles.....	67
2.8 Uso de correlaciones	68
2.8.1 Peso molecular.....	68
2.8.2 Gravedad específica.....	69
2.8.3.- Determinación de la temperatura y presión pseudocríticas para los gases	69
2.8.4 Factor de compresibilidad del gas, Z	69
2.8.5 Correlación gráfica de Standing, M.B. y Katz, D.L.	70
2.8.6 Densidad del gas, ρ_g	70
2.8.7.- Determinación del factor volumétrico del Gas.....	71

2.8.8 Determinación de la densidad del gas a condiciones de yacimientos	71
.....	71
2.9 Historia de producción.....	72
2.10 Datos PVT	72
2.11 Intrusión de agua	72
CAPÍTULO III	73
METODOLOGÍA APLICADA	73
3.1 Revisión bibliográfica.....	73
3.2 Revisión de las características petrofísicas.....	73
3.3 Revisión y validación de la información	73
3.3.1 Cálculo de propiedades de gases y líquidos presentes en el yacimiento.....	74
3.3.2. Cálculo de las propiedades Pseudocrítica.....	75
3.3.3 Factor volumétrico del gas	76
3.4 Cálculo de volúmenes de hidrocarburo originalmente en sitio	77
3.4.1 Aplicación del método volumétrico.....	77
3.4.2. Método de declinación de presión.....	77
3.4.3 Cálculos de reservas	78
3.5 Estudio del comportamiento de la presión en yacimiento RG-100 Arena Mejil.....	78
3.6 Análisis de la producción del yacimiento RG_100 Arena Mejil.....	78
3.7 Plan de explotación.....	79
CAPÍTULO IV	80
DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	80
4.1 Carpeta de pozos.....	80
4.2 SPIYAC (Sistema de Programas de Ingeniería de Yacimientos).....	80
4.2.1 RECOMB 2	81
4.2.2 BAL3	82
4.2.3 Balance molar del programa Spiyac.....	83
4.2.4 Caracterización de yacimientos	83
CAPÍTULO V.....	85
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	85

5.1 Recopilación de información del yacimiento RG-100 Arena Mejil, área mayor de Anaco, campo Santa Rosa.....	85
5.2 Validación de los datos suministrados de yacimiento RG-100 Arena Mejil.....	86
5.2.1-Recombinación matemática	86
5.2.2 Balance molar	87
5.2.3 Identificación del tipo de hidrocarburo presente en el yacimiento...	89
5.3 Validación de los datos de producción	90
5.4 Comportamiento de la presión del yacimiento	90
5.5 Plan de explotación para el recobro de las reservas remanentes del yacimiento.....	101
5.6 Conclusiones.....	102
5.7 Recomendaciones	103
BIBLIOGRAFÍA	104
ANEXOS	106
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	111

LISTA DE TABLAS

Tabla	Descripción	Página
2.1	<i>Composición típica de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos</i>	37
2.2	<i>Valores características para los diferentes tipos de yacimientos</i>	38
5.1	<i>Información Oficial del Yacimiento RG-100 Arena MEJIL</i>	79
5.2	<i>Resultados de Recombinación Matemática</i>	80
5.3	<i>Reporte de Balance Molar</i>	81
5.4	<i>Cálculo del factor de compresibilidad</i>	84
5.5	<i>Datos de para el cálculo P/Z</i>	84
5.6	<i>Estado actual de los pozos productores de la arena MEJIL del yacimiento</i>	95

LISTA DE FIGURAS

Figura	Descripción	Página
1.1	<i>Cuencas Petrolíferas de Venezuela, basadas en Distribución de sus Provincias Sedimentarias</i>	2
1.2	<i>Ubicación Geográfica. Campos pertenecientes Área Mayor de Anaco</i>	5
1.3	<i>Ubicación geográfica del Campo Santa Rosa</i>	6
1.4	<i>Columna Estratigráfica del Área Mayor Anaco</i>	10
2.1	<i>Yacimiento.</i>	14
2.2	<i>Tipos de Porosidad</i>	17
2.3	<i>Flujo en Medio Poroso</i>	17
2.4	<i>Desplazamiento por Gas en Solución</i>	29
2.5	<i>Desplazamiento por Capa Gas</i>	30
2.6	<i>Desplazamiento por Segregación Gravitacional</i>	31
2.7	<i>Yacimiento de Petróleo de Alta Volatilidad</i>	36
2.8	<i>Yacimiento de Petróleo de Baja Volatilidad</i>	36
2.9	<i>Diagrama de fases de los tipos de Yacimiento de Hidrocarburos</i>	39
2.10	<i>Grafico "P/Z" Vs Gpt Yacimiento volumétrico</i>	47
2.11	<i>Desviación del comportamiento normal de la declinación energética</i>	48
2.12	<i>Limitaciones del método de declinación de presión</i>	50
2.13	<i>Variantes del Gráfico de Cole</i>	53
3.1	<i>Relación Gas Condensado Vs. Tiempo</i>	66
3.2	<i>Factor de Compresibilidad Z</i>	67

<i>4.1 Ventana de Inicio de la Herramienta Spiyac</i>	<i>73</i>
<i>4.2 Ventana de Ubicación del Recomb2</i>	<i>74</i>
<i>4.3 Ventana del Spiyac</i>	<i>75</i>
<i>4.4 Primera etapa de Agotamiento de la prueba de Balance Molar a través del Programa Spiyac</i>	<i>76</i>
<i>4.5 Ventana de Datos</i>	<i>77</i>
<i>5.1 Módulo Caracterización, SPIYAC</i>	<i>82</i>
<i>5.2 Resultados Módulo Caracterización, SPIYAC</i>	<i>82</i>
<i>A.1 Mapa Isopaco Estructural</i>	<i>100</i>

LISTA DE GRÁFICAS

<i>Gráficas</i>	<i>Descripción</i>	<i>Página</i>
5.1	<i>Producción Acumulada Vs Tiempo del Yacimiento GR-100</i>	83
5.2	<i>Declinación de presión para gas condensado del pozo RG-100</i>	85
5.3	<i>La relación gas-condensado producido versus el tiempo en años del pozo RG-100</i>	86
5.4	<i>La relación gas-condensado producido versus el tiempo en meses del pozo RG-100.</i>	87
5.5	<i>La relación gas condensado versus el tiempo en meses del pozo RG-216</i>	88
5.6	<i>La relación gas condensado versus el tiempo en meses del pozo RG-187.</i>	89
A.2	<i>la producción acumulada de condensado versus tiempo, del pozo RG-216</i>	101
A.3	<i>la Producción acumulada de gas versus tiempo, del pozo RG-216</i>	101
A.4	<i>La producción acumulada de agua versus tiempo, del pozo RG-216</i>	102
A.5	<i>La Producción de condensado acumulado versus el tiempo del pozo RG-187.</i>	102
A.6	<i>La Producción acumulada de gas versus tiempo del pozo RG-187.</i>	103
A.7	<i>La producción acumulada de agua versus tiempo del pozo RG-187.</i>	103

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

1.1 Cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, que se extiende de Oeste a Este por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre; prolongándose por la plataforma deltaica hasta el Sur de Trinidad.

Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km. En sentido Oeste-Este y un ancho promedio de 200 km. De Norte a Sur. Se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y el Territorio Delta Amacuro abarcando alrededor de 165.000 km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos, Terciarios y Recientes.

Esta limitada al sur por el río Orinoco siguiendo el borde del Cratón de Guayana; por el Oeste con el levantamiento de El Baúl; al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Oriental y al Este abarca la parte sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad.

En esta se pueden distinguir ocho Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área de Quiriquire y Área de Pedernales.

La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos Subcuenca: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este.

Estructuralmente es asimétrica, presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para cuenca.

Ambos flancos de la cuenca han sido productores, de hecho es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur por sus recursos de hidrocarburos probablemente constituye el área petrolífera más importante del país debido a la relevancia de los resultados obtenidos en el desarrollo de los campos El Furrial, Carito, Mulata y Santa Bárbara en el Norte de Monagas, constituyendo en la actualidad uno de los cuatro campos gigantes descubiertos desde 1980 en el Norte de Suramérica. A continuación se muestra un mapa donde se puede apreciar con mayor claridad la cuenca oriental de Venezuela en la Figura 1.1.

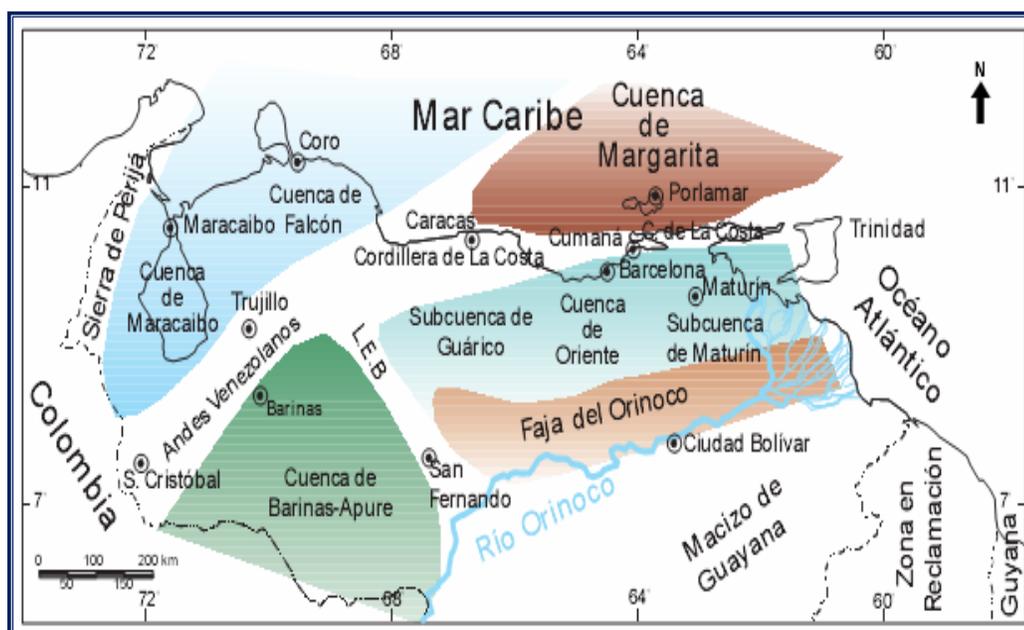


Figura N° 1.1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela, basadas en Distribución de sus Provincias Sedimentarias

1.1.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los Campos del Estado Guárico y parte del Estado Anzoátegui. El flanco Norte de la Subcuenca se encuentra asociado al frente de la deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico el cual sobrecarga rocas cretáceas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia al Sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se

conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con acuñamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección.

Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural estratigráficos, en los campos alejados del frente de corrimientos.

1.1.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituyen la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela, su forma es asimétrica y alargada, presentando una dirección N 50° E. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen los dominios operacionales: uno al Norte del Corrimiento de Piritál y otro al Sur.

El flanco Sur de esta Subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo.

Su estratigrafía es sencilla y muy semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador, en su parte inferior, como representante del Cretáceo, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio-deltaico y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

1.2 Área mayor de Anaco

1.2.1 Ubicación del área

Se encuentra en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. Está situada en el Bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburo en la región. La historia estructural de esta área encierra: Tensión compresión, levantamiento, plegamiento y erosión. Comprende los Campos de Santa Rosa, Guario, San Joaquín, y El Toco, cuya estructura se caracteriza por los levantamientos

dómicos alineados, los campos del Roble y San Roque, el primero de los cuales parece depender de una terraza tectónica desarrollada en el flanco Norte del levantamiento, y el segundo de una trampa estratigráfica representada por los canales de arena. Las formaciones productoras por excelencia en el área mayor de Anaco son las Formaciones Merecure y la Formación Oficina.

1.2.2 Estructura del área mayor de Anaco

El corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui con una longitud de 85 Km, desde el sur del Estado Anzoátegui con una longitud de 85 km, desde el Sur del campo El Toco hasta el Este del Campo La Ceiba. Se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noroeste, en cuyo lado Norte se encuentra cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de Suroeste a Norte-Este son: Campo El Toco, desarrollado sobre el domo del mismo nombre; el Campo Santa Ana, que se desarrolla sobre un domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores; el Campo San Joaquín con tres culminaciones y pronunciado declive hacia el Noreste, en cual se ha desarrollado el Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales; mas al Noreste emplaza el domo de Santa Rosa, en el cual se localiza el campo del mismo nombre, hacia el Este se observa un fuerte declive que da la parte más profunda de la Cuenca, cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y La Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia de un fallamiento transversal extenso aun no definido. El corrimiento sigue, todavía bien individualizado, pocos kilómetros más hasta el Este del domo de La Ceiba, aunque esta estructura no está directamente sobre el plano del corrimiento de Anaco. El levantamiento de Anaco, que comprende las acumulaciones dómicas enumeradas, es un consumo asimétrico con buzamiento que alcanza 25°-27° en el flanco sur en contraste con solo 2°- 5° en el flanco Norte, particularmente en el Campo el Roble, donde se llega a observar una verdadera terraza tectónica.

1.3 Campo Santa Rosa

1.3.1 Ubicación geográfica

El Campo Santa Rosa está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, la cual se extiende, en su mayor parte por los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Esta depresión de régimen tectónico, se encuentra subdividida por el sistema de fallas Anaco – Altamira, en donde las subcuencas sedimentarias: la de Guárico, localizada al Oeste de la estructura y la de Maturín, situada al Este de la misma. La primera de ellas, es atravesada por el Corrimiento de Anaco, el cual se subdivide el área en dos grandes sectores: El área Mayor de Anaco y el Área Mayor de Oficina. El campo en estudio se encuentra ubicado en el Área Mayor de Anaco, aproximadamente a 10 km al Noreste de la ciudad de Anaco en estado Anzoátegui. La ubicación se ve reflejada en la Figura 1.2.

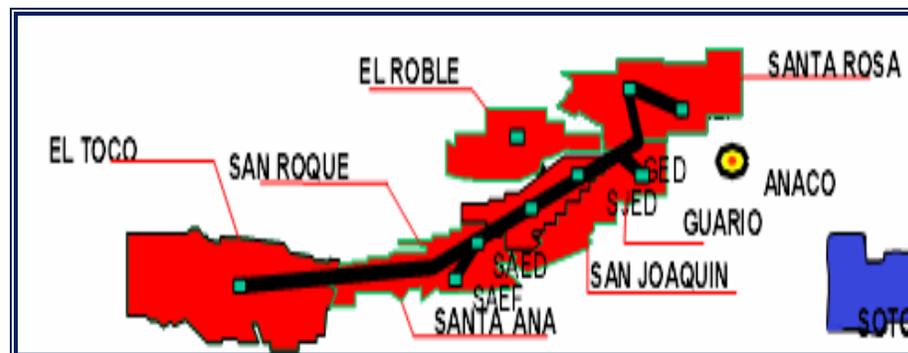


Figura N°1.2. Ubicación Geográfica. Campos pertenecientes Área Mayor de Anaco

El Campo Santa Rosa constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano y es el más largo de los campos pertenecientes a Anaco, localizado en el Área mayor de Anaco, con una extensión de aproximadamente 51.362 Acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pies en la cual se encuentra distribuidas 150 arenas de hidrocarburos, que varían de gruesas a lenticulares y proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento.

El Área Mayor de Anaco localizada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, se ubica en el bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, con un rumbo aproximadamente N 50°E, que se caracterizan por la presencia de múltiples estructuras dómicas en las cuales se localizan grandes acumulaciones de hidrocarburos, se han originado el surgimiento de campos petrolíferos tales como:

San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Guarío y Santa Rosa, entre otros. Es importante destacar que la historia estructural de esta área se encuentra altamente influenciada por esfuerzos de tensión y de compresión, que han dado origen a numerosos levantamientos y plegamientos en la zona.

El domo de Santa Rosa tiene un rumbo en dirección $N45^{\circ}E$, es asimétrico con un buzamiento suave de 8 a 11° Noreste en su flanco Norte y de 20° Sureste en su flanco Sur. (El domo está cortado por dos fallas inclinadas hacia el Sureste y paralela al eje del mismo). La ubicación del Campo Santa Rosa en el mapa del Estado Anzoátegui figura 1.3.

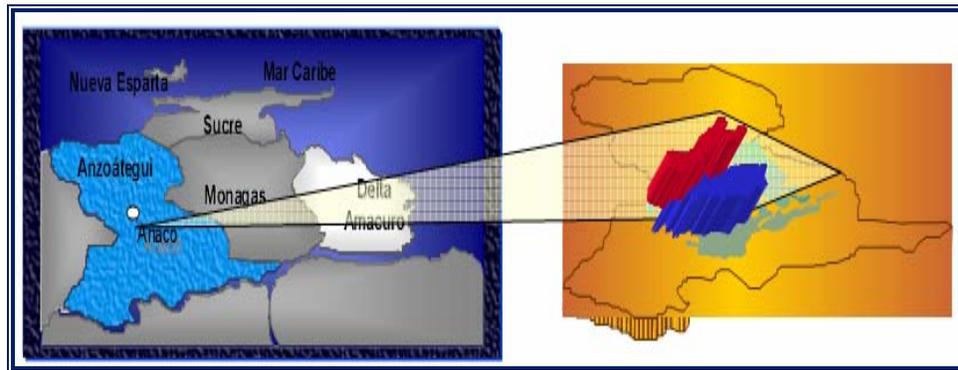


Figura N°1.3. Ubicación geográfica del Campo Santa Rosa.

1.4 Estratigrafía del área

Los campos petrolíferos de la parte central del estado Anzoátegui, en la cuenca Oriental de Venezuela, se agruparon originalmente bajo la denominación de campos de Anaco y se extiende en dirección Noreste por unos 66 km., con una anchura máxima de 14 km.

La columna estratigráfica de la zona en estudio, se extiende desde la formación Mesa, hasta la formación San Antonio, esta es la formación más antigua perforada en este campo. A continuación se señalan las características estratigráficas del campo en estudio:

1.4.1 Formación Mesa

Representada por la Cuenca Oriental de Venezuela, es de ambiente continental se extiende desde los llanos orientales de Guárico, Anzoátegui, y Monagas. Esta

formación mesa es considerada de edad pleistoceno, debido a su posición discordante sobre la Formación Piedra del Plioceno. Está conformada por arenisca y conglomerados ferruginosos poco coherentes de color rojizo y amarillento, alternando hacia la base con areniscas de granos grueso, guijarros, peñas y peñones.

1.4.2 Formación Piedras

Esta formación de ambiente continental, en el Área Mayor de Oficina y Monagas Central, se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación Freites. La formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al Este hasta Pedernales, Delta Amacuro y Golfo de Paria; hacia el Sur, llega hasta la faja del Orinoco. Esta formación es considerada de edad Mioceno y está conformada predominantemente por arcillas alterando la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos.

1.4.3 Formación Freites

Esta formación de edad Mioceno a Superior se caracteriza por un conjunto de sedimentos de gruesa sección de lutitas fósiles gris verdosas (marinas someras) intercaladas, En las lutitas de toda la formación son frecuentes concreciones amarillentas, calcáreas –ferruginosas, con arenisca en el tope y la base de granos finos, de color blanco verdoso, predominantemente glauconíticas.

1.4.4 Formación Oficina

Está presente en el periodo Mioceno Temprano – Medio ubicado en todo el flanco Sur de los estados Anzoátegui y Monagas, se caracteriza por un espesor que aumenta desde su acuñamiento en el borde sur de la cuenca hacia su eje, esta formación tiene un espesor entre 600 y 1.400 metros y más de 2.000 metros en Anaco. El ambiente de sedimentación corresponde a un complejo fluvio – deltaico de grandes dimensiones, esta formación presenta una alteración de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas y areniscas y limonitas de color claro y granos finos a grueso; además presentan capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillas verdes y gris claro, areniscas siderítico- glauconíticas, calizas delgadas y material carbonoso, las arenas lenticulares los paquetes de

areniscas presentan grandes extensiones, lo cual facilita la correlación estratigráfica de la cuenca.

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos en la formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela las principales arenas que producen hidrocarburos se extienden desde la faja del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la Cuenca. La formación Oficina ha sido subdividida en 7 miembros individuales en base a sus cualidades litológicas, paleontológicas, y características obtenidas de registros eléctricos. Las areniscas comprendidas en este miembro, han sido agrupadas en unidades de arenas, las cuales en orden estratigráfico descendente son conocidas con los nombres de: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado. En la formación Oficina se distinguen los siguientes miembros:

-  **Miembro Colorado:** Es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base.
-  **Miembro Verde:** Predominan lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.
-  **Miembro Naranja:** Arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compacta en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige.
-  **Miembro Moreno:** Arcilla poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas.
-  **Miembro Azul:** Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.

- **Miembro Blanco:** Conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base.

1.4.5 Formación Merecure

La formación Merecure se desarrollo durante el Oligoceno – Mioceno Inferior, el área se compone en más de 50 % de areniscas de grano finos a gruesos y espesores en capas masivas mal estratificadas, cruzada y colores gris claro a gris oscuro .incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una muy amplia variedad de permeabilidad y porosidad, las cuales se encuentran separadas por láminas lutíticas de color gris oscuro a negro, carbonaceas, irregularmente laminada, algunas arcillitas ferruginosas y ocasionales lignitos. En general, la litología del subsuelo es similar a la del afloramiento. Se caracteriza por un conjunto granate - cloritoide de la Formación Oficina se extiende a Merecure; brookita y antaras son más abundantes que en oficina. En la columna estratigráfica se ve las diferentes formaciones entre ellas la formación Merecure, Figura 1.4.

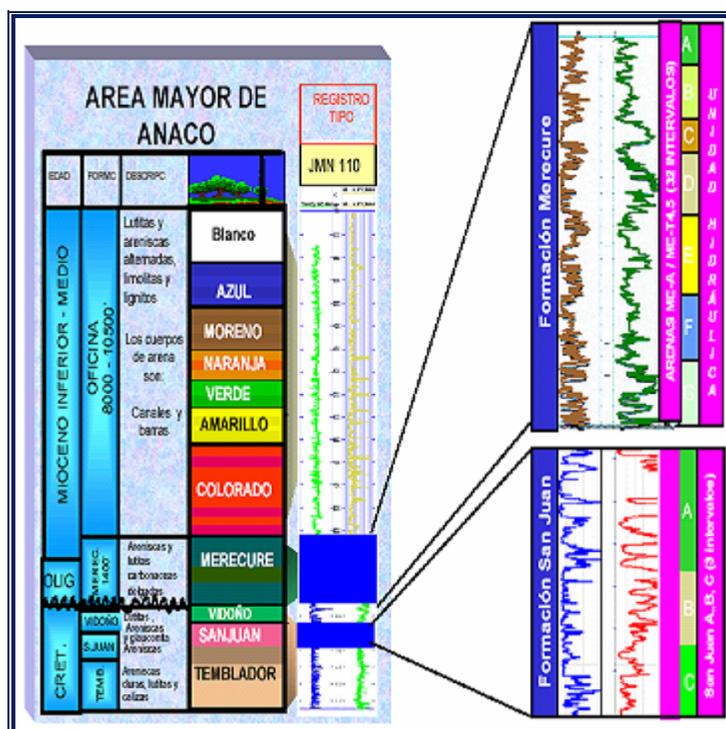


Figura N° 1.4. Columna Estratigráfica del Área Mayor Anaco.

La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. En muchos campos se interpreta un ambiente variables de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. Esta formación marca la transgresión del oligoceno y el desarrollo de la Cuenca durante el oligoceno Medio y el Mioceno Inferior. En área Mayor de Anaco, Monagas, Central, Úrica y Norte del Área Mayor de Oficina, esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal escogidas con estratificación masivas, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la disposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial.

Las areniscas de la Formación Merecure, también han sido agrupadas dentro de unidades de arenas las cuales se les conoce informalmente como las arenas “ME” comenzando con la “A” (ME-A) hasta la “T4.5” (ME-T4.5).

1.4.6 Formación Vidoño.

De la edad del paleoceno, esta formación está representada en la serranía del interior de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas. El nombre fue introducido por Hedberg y Pyre (1944) y se deriva del caserío Vidoño, ubicado a unos 6 kilómetros al este de Barcelona. La localidad tipo en el río Querecual, desde el paso de Santa Anita hasta 300 metros aguas abajo del mismo río.

Tiene un espesor aproximado en el área de 60 pies debido al fuerte periodo erosivo Pre-Oligoceno. La formación es transgresiva, predominante lutítica con zonas localizadas mas arenosas. Presenta glaucomitas, piritita y foraminíferos piritizados. En el subsuelo de Monagas, se caracteriza por una secuencia lutítica, seguida de una caliza masiva en la base intercalada con areniscas y lutitas blandas sin laminación y delgada. Todos los tipos litológicos de la formación son frecuentemente glauconíticos, en dirección al Cratón de Guayana muestra intervalos de areniscas glauconíticas y limolitas en un tercio inferior.

1.4.7 Formación San Juan

Del periodo Cretáceo Superior-Terciario Inferior, está formado básicamente por una alteración monótona de capas de areniscas muy duras, de grano fino de color gris a gris claro, bien escogidas escasamente glaucomitas, tabulares y localmente calcáreas; con lutitas negras limonitas y atenaceas. Posee un ambiente de sedimentación de origen fluvial a marino somero, regresivo con ambientes litorales-costeros. Presenta un espesor no mayor de 1.800 pies.

1.4.8 Formación Temblador

El grupo temblador es de la edad Cretácico Tardío. La secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: TEMB-A, TEMB-B, TEMB-C, TEMB-D, y TEMB-E, de matriz arcillosa, con granos subredondeados a subangulares.

1.5 Ambiente de sedimentación del área

La composición uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común y el componente fuerte parafinoso probablemente se relaciona con una herbácea en un ambiente fluvial a deltáico, el cual es menos marino que la sección productora.

El acceso a una fuente más profunda, más joven y menos marino puede ser mas proporcionado por la falla de Anaco, que coloca las facies marinas sobre las facies terrestres y probablemente permite la intercomunicación de múltiples fuentes productoras.

1.5.1 Característica de las Acumulaciones

La producción y reservas de petróleo y gas son más típicas de trampas controladas estructuralmente. Los crudos livianos, como el parafinoso y el condensado presentan relativamente pequeñas diferencias laterales o verticales en gravedad API, dentro del mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una

fuerza cercana bien organizada y relativamente poca influencia de funciones diferenciales de trampa que a veces se aplican a cada yacimiento.

En los campos de Anaco resaltan dos condiciones de interés: el alto número de acumulaciones y la superposición de yacimientos.

El depósito de los hidrocarburos presentan diversas características: se encuentran atrapamiento puramente anticlinal, con un contacto agua-petróleo paralelo a las curvas estructurales. Existen yacimientos de tipo canal, barra y cuerpo múltiples como evidencia de la sedimentación deltáica; los canales de arena son factor importante en los Campos Santa Rosa y San Roque. Muchos yacimientos controlados por la lenticularidad se encuentran en posiciones estructurales distintas sobre la cresta, los flancos e incluso en sillas sinclinales entre domos. Los desarrollos dómicos delimitan los campos petroleros de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín (Dos domos bien diferenciados), Santa Ana (Tres domos pobremente diferenciados) y el

Topo. En las sillas tectónicas principales se encuentran fallas transcurrentes de dirección Noreste que contemplan el sistema de corrimiento.

El corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo en el atrapamiento de arenas petrolíferas de la Formación Oficina porque el contacto agua - petróleo está por encima del contacto falla-arena, pero en ciertas arenas productoras de la Formación Merecure el contacto agua- petróleo de flanco Noreste está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el atrapamiento. Las sillas tectónicas entre los domos mayores contienen petróleo en algunos casos particulares pero no por regla general. La arena neta petrolífera es de 5.5 metros/pozos; la temperatura media del crudo es de 113^a C. La presión inicial de los yacimientos es de 4.020 lpc.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Yacimiento

Un yacimiento de hidrocarburo es una acumulación natural en una formación subterránea, porosa y permeable que contiene una cantidad de fluidos producibles (petróleo y/o gas), atrapados y confinado preferencialmente en rocas sedimentarias que forman una trampa subterráneas y limitadas por barreras estructurales (fallas, discordancia, anticlinales, domos, etc.) y/o estratigráficas (cambios litológicos, cambios de permeabilidad, etc.).^[1]En la figura 2.1 se observa la estratificación y entrapamiento de los fluidos presentes en la formación.

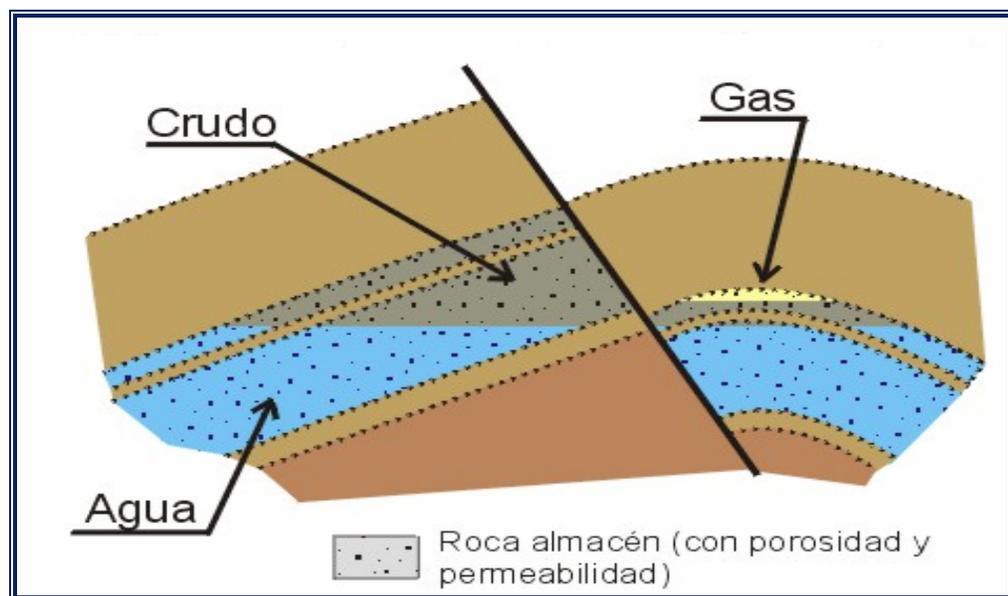


Figura. N° 2.1. Yacimiento.

2.2 Propiedades de las rocas

2.2.1 Características de las rocas de los yacimientos

Para que los hidrocarburos permanezcan dentro de los yacimientos, las capas o estratos subyacentes que lo cubren, deben ser impermeables. De igual manera, los

lados tienen que impedir la fuga de los líquidos. Ciertas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad de la roca, que indica el porcentaje de capacidad de almacenamiento del volumen total de la roca; el volumen total yacimiento que se estima tomando en consideración su espesor promedio y extensión; la cantidad de hidrocarburos en sitio, dada por el porcentaje de saturación, o sea el porcentaje del volumen que forman los poros y que está ocupado por los hidrocarburos. Estos factores básicos sirven para estimar el aspecto volumétrico del yacimiento. Para complementar la apreciación volumétrica en sitio, es muy importante determinar y aplicar el factor de recuperación, que presenta el porcentaje estimado de petróleo que podrá producirse durante la etapa primaria de producción del yacimiento. Tanto este factor como, por ende, la etapa primaria de producción, están íntimamente ligados al aspecto económico del desarrollo inicial y la vida productiva subsiguiente del yacimiento.

Desafortunadamente, no es posible extraer todo el petróleo en sitio del yacimiento. Sin embargo, no se escatiman esfuerzos por estudiar, investigar y aplicar métodos que conduzcan a la extracción del mayor porcentaje acumulado durante la primera y segunda etapas de vida productiva del yacimiento y, quizás, si fuese posible, hasta una tercera y cuarta etapas.^[2]

2.2.2 Porosidad (Φ):

La porosidad de una roca se define como la fracción del volumen total de la roca ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal. Cualquiera que sea el método empleado para determinar la porosidad, el equipo necesario es relativamente simple. Existen tres clases de porosidad:

2.2.2.1 Porosidad absoluta

Es el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, considerando los poros que estén o no interconectados entre sí. Una roca puede

tener una porosidad absoluta considerable y aun no así tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de comunicación entre los poros. Este es el caso de las lavas y otras rocas ígneas con porosidad vesicular. ^[2]

2.2.2.2 Porosidad efectiva

Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la facilidad a la conductividad de los fluidos por la roca, aunque no es una media cualitativa de este parámetro. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clases de arcillas, y estados de hidratación de las mismas. Los métodos empleados para determinar porosidad experimental se pueden dividir en dos clases: los diseñados para medir la porosidad efectiva y aquellos para medir la porosidad absoluta. ^[2]

2.2.2.3 Porosidad no efectiva

Representa la diferencia entre las porosidades anteriores descritas, es decir, la porosidad absoluta y la efectiva. En la Figura 2.2, se observa la diferencia entre los tres tipos de Porosidad.

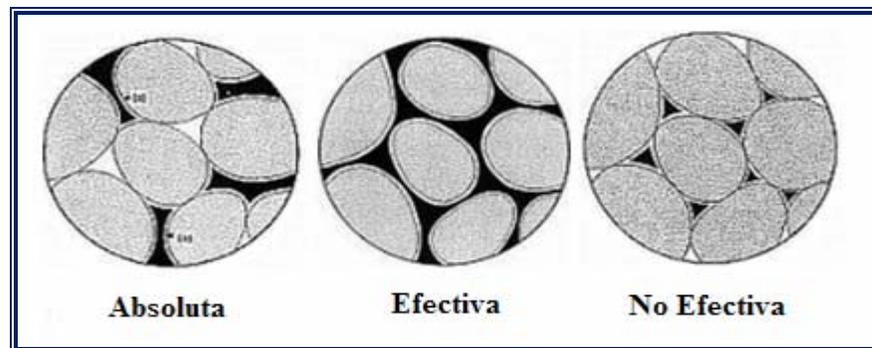


Figura. N° 2.2. Tipos de Porosidad.

2.2.3 Permeabilidad (k)

La permeabilidad manifiesta la capacidad de una roca para transmitir un fluido, dependiendo de la porosidad efectiva y del tamaño predominante de los poros individuales. También es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos

se puedan mover a través de la red de poros interconectados. La permeabilidad se mide en Darcy, en honor al ingeniero hidráulico francés Henri Darcy, quien formula la ley que lleva su nombre, que reza: “la velocidad del flujo de un líquido a través de un medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo”.^[2] El experimento de Darcy tomó ciertos parámetros (Tasa (Q), Longitud (L), Área (A)) como se observa en la Figura 2.3.

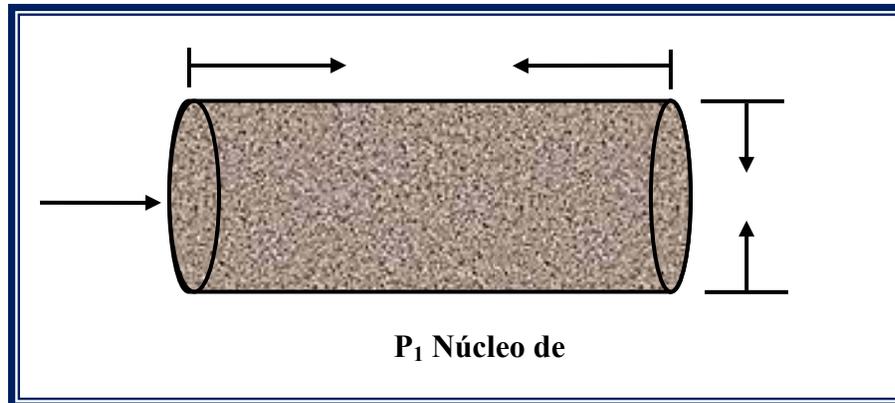


Figura. N° 2.3. Flujo en Medio Poroso.

2.2.3.1 Permeabilidad absoluta.

Cuando la permeabilidad (K) se refiere a un fluido homogéneo o un solo líquido fluyendo a través del medio y se mide en laboratorio, se conoce como Permeabilidad Absoluta.^[2]

2.2.3.2 Permeabilidad efectiva

La permeabilidad efectiva de un fluido, se refiere a un medio donde fluyen dos o más fluidos (fases) a la vez, y se representa por K_o , K_g y K_w , y la permeabilidad relativa se representa por K_{ro} , K_{rg} y K_{rw} .^[2]

2.2.3.3 Permeabilidad relativa

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Existe K efectiva y relativa a los fluidos que generalmente se encuentran en los yacimientos: Petróleo, Gas y Agua.^[2]

2.3.- Modelo estático

El modelo estático consiste en la integración de los modelos: estratigráficos, estructurales, petrofísicos y sedimentarios, parámetros que en conjunto son importantes para la caracterización de yacimiento.

2.3.1 Objetivo de la geología de yacimientos

El estudio integral de un yacimiento y su adecuada explotación requiere del conocimiento de las características geológicas del mismo. En la evaluación y explotación de los cuerpos de arenas que constituyen los yacimientos petrolíferos de los diferentes campos, se ha detectado que sus variadas formas de posición y el comportamiento de producción y presión es producto de la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas, por esta razones la producción de cada pozo del yacimiento es diferente según sus aéreas óptimas, tiene relación directa con las características sedimentológicas y petrofísicas. La identificación de estas características, su representación en modelos geológicos y mapas, la definición de las zonas óptimas en el área del yacimiento, la determinación de sus límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburo son los objetivos primarios del estudio geológico de yacimiento.

2.3.2 Geología de yacimientos

El Crudo y el Gas Natural son mezclas de productos químicamente complejos, compuestos principalmente de hidrocarburos parafínicos. Son frecuentemente un constituyente de las rocas sedimentarias principalmente marinas fluviales y en general es un mineral que se forma en las cuencas de sedimentos.

Las rocas que conforman los yacimientos son generalmente de origen sedimentario. Sin embargo, el Petróleo y el Gas se encuentran ocasionalmente en rocas ígneas. Las rocas sedimentarias que contienen gas y petróleo pueden dividirse en dos clases: detríticas y químicas. Los sedimentos detríticos o clásticos provienen de la desintegración de las rocas ígneas y metamórficas o de otras rocas sedimentarias, lo que ocurre por medio de un proceso de meteorización, erosión, transporte a una cuenca de sedimentación y precipitación selectiva en tiempo y lugar

(arenas y lutitas). Los sedimentos químicos pueden formarse como resultado de dos procesos: desarrollo orgánico y precipitación, procesos por el cual se han formado la mayoría de los carbonatos (calizas dolomitas), o por evaporación del agua del mar en cuencas cerradas, lo que resulta en la formación de evaporitas, sal, anhidrita y yeso.

El volumen de Petróleo o Gas acumulado, es función de diferentes variables geológicas: capacidad de génesis de los sedimentos, volumen de sedimentos-madre, características físicas y volumen de las rocas-almacén, dimensiones y características de las trampas, comportamiento dinámico, actual y pasado de los fluidos en los terrenos y evolución geológica regional.

2.3.3 Explotación petrolífera

Las limitaciones en la búsqueda de hidrocarburos, están marcadas en función de la geología regional, del conocimiento de las condiciones generales de yacimiento de petróleo y de los lugares más favorables para su acumulación. Sólo después de la perforación de un pozo, se sabrá realmente si existe o no, un yacimiento de hidrocarburos.

Existen dos características importantes en la exploración geológica de superficie:

- Reconocer la presencia y determinar la naturaleza de las facies favorables para la génesis y acumulación de hidrocarburos y fijar su posición en la serie sedimentaria. Es lo que se puede agrupar bajo el apartado de búsquedas estratigráficas.
- Descubrir y localizar las trampas, determinando con la mayor precisión posible, su geometría. Son principalmente, los estudios estructurales.

2.3.4 Parámetros petrofísicos

La comprensión de las características básicas de las rocas es fundamental en la evaluación de una formación que contiene cantidades comerciales de Gas o Petróleo.

Estas formaciones productivas o yacimientos tienen varios parámetros o características comunes.

La mayor parte de las rocas productivas son de origen sedimentario y éstas se dividen en:

- **Clásticas:** arena y lutitas.
- **Carbonatos:** calizas y dolomitas.

Las rocas clásticas están compuestas de fragmentos o partículas de minerales, rocas o conchas, como consecuencia de la meteorización, erosión y transporte. Estos fragmentos se depositan en cuencas marinas junto con fragmentos de origen orgánico. Las rocas clásticas productivas se caracterizan por ser arenas o sílice de grano fino.

Hay otras clásticas productivas como los conglomerados. La presencia de arcilla o lutitas en las arenas de un yacimiento clástico es un parámetro que debe considerarse, ya que afectan las características de la formación y su vez pueden ocasionar interpretaciones falsas en las lecturas de los registros.

Los carbonatos están expuestos por calizas o dolomitas. La matriz o cemento de estas rocas se depositan directamente del agua marina o es extraída de ella por organismos vivientes.

La evaluación de las rocas productivas o potencialmente productivas requiere del estudio de tres parámetros principales:

- Porosidad (Φ).
- Permeabilidad (K).
- Saturación de fluidos (S_w , S_o , S_g).

La saturación de un fluido en una roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros y el volumen total de los poros. La saturación es expresada en porcentaje o fracción.

2.3.5 Evaluación petrofísica

El estudio petrofísico se inicia con análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos o para recalibrar algunos perfiles. Se pasa luego a una fase de edición y normalización. Este procedimiento está basado en aplicaciones estadísticas y permite incorporar datos viejos a la caracterización de yacimientos.

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos parámetros, basados en el origen y ambiente sedimentario común. Luego se realiza la correlación núcleo-perfil con el fin de obtener relaciones para porosidades, volumen de arcillas, exponentes de saturación, coeficientes de cementación, entre otros, que permiten ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y extrapolar estas relaciones a los pozos sin datos de núcleos. Luego se procede a determinar las diferentes petrofacies existentes en cada zona, mediante parámetros de porosidad, permeabilidad, tamaño de la garganta de los poros, tamaño de grano, entre otros, y junto con los datos de núcleo, y/o perfiles, se trata de establecer una comparación entre ellos para definir las facies del modelo sedimentológico.

Al realizar un análisis petrofísico se debe considerar una serie de parámetros, los cuales, de acuerdo al uso para los cálculos, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Parámetros fijos:** son aquellos invariables en el cálculo petrofísico referente a la arena limpia de agua, arena que se observa con poco o nada de arcillosidad y baja resistividad y capa de arcilla adyacente al intervalo de arena a estudiar. Estos parámetros permanecen constantes y se emplean para corregir las características petrofísicas obtenibles en la arena de estudio.

- **Parámetros variables:** Son aquellos que determinan las variaciones en características y propiedades petrofísicas de la arena en estudio. Estos parámetros son fundamentales en el análisis petrofísico y se determina luego de haber seleccionado la arena en intervalos considerados de interés. Los parámetros variables son: Porosidad, Densidad, Porosidad Neutrón, Volumen de arcilla, Resistividad verdadera.

2.4 Modelo dinámico

Consiste en realizar un estudio del comportamiento de producción del yacimiento, para esto es necesario tener la información geológica, datos de presión, datos petrofísicos, datos de producción, análisis PVT que representen el comportamiento de los fluidos del yacimiento.

2.4.1 Caracterización de yacimiento

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico, donde se debe tener en cuenta como 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 tipo de yacimiento se deben realizar análisis de los datos disponibles y compararlo con el objetivo que se desea desarrollar, incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y calidad de los datos es suficiente para caracterizarlo.

El estudio integrado de un yacimiento no puede comenzar hasta no haber recopilado la mayor información posible sobre el mismo y sobre todo una concepción sólida y clara de él, que le permita realizar una evaluación confiable y así obtener un excelente plan de explotación y un alto recobro al menos costo. Para lograr esto se necesita de datos petrofísicos, historia de presión y producción, estudios geológicos previos, análisis PVT, entre otros. Así como también los programas o herramientas de trabajo que hacen más fácil la predicción futura del comportamiento del yacimiento con un alto nivel de confiabilidad.

Uno de los aspectos más importantes dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la fusión de los datos. A diferencia de la integración, la fusión implica la creación de parámetros cuantificables que identifiquen un aspecto particular, a partir de datos provenientes de diferentes fuentes.

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en cual son aplicados diversos conocimientos sobre ingeniería para así interpretar lógicamente todos sus datos y características mediante herramientas y técnicas modernas.

La definición involucra la determinación de la extensión areal, espesor, límites, buzamiento y demás condiciones de deposición geológica del yacimiento. Por su parte la evaluación está relacionada con la determinación de las propiedades de las rocas y los fluidos y su variación a través del yacimiento, barreras, fracturas, etc., y otros factores que puedan afectar el flujo. Una definición y evaluación temprana de un yacimiento son requisitos básicos para una ingeniería efectiva mediante un programa coordinado de evaluación temprana de un yacimiento son requisitos básicos para ingeniería efectiva mediante un programa coordinado de evaluación (supervisores, geólogos, ingenieros). Al ingeniero debe permitírsele obtener los datos necesarios para evaluar al yacimiento y debe participar en las decisiones de operaciones con respecto al mismo. El trabajo de ingeniero es “obtener”, lo mismo que “interpretar los pasos necesarios para evaluar el yacimiento” Una vez que se ha realizado la definición y evaluación, se cuenta con una poderosa herramienta para predecir el comportamiento futuro de un yacimiento con alto nivel de confiabilidad. Una ingeniería de yacimiento efectiva debe suministrar rápida información que permita un control adecuado del yacimiento. El ingeniero de yacimiento no solamente debe utilizar la información geológica los dato de la pruebas realizadas a los pozos para estimar las reservas, sino que también debe identificar el mecanismo de producción predominante en el yacimiento, predecir su comportamiento y diseñar un plan de explotación apropiado para el yacimiento en estudio, con la finalidad de obtener una alta producción.

El ingeniero de yacimiento también predice, para comparar y determinar el método más eficiente de producción, el comportamiento y el recobro esperado del yacimiento bajo condiciones establecidas.

La aplicación de una ingeniería efectiva requiere obtener un comportamiento probable del yacimiento bajo todos los posibles métodos de operación y luego controlar su comportamiento para obtener un beneficio óptimo. Esto, requiere decisiones de operación antes que el comportamiento del yacimiento sea evidente. No suficiente para el ingeniero determinar el estado de salud del yacimiento y luego mejorarlo; para ser efectivo, desde mantenerle la salud desde el inicio.

2.4.2 Modelo Petrofísico

Su objetivo es analizar y controlar la calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos algunos perfiles. Se pasa luego a una fase de edición y normalización, incluyendo la de perfiles viejos. Este procedimiento está basado en aplicaciones estadísticas y permite reutilizar e incorporar datos viejos a la caracterización de yacimientos.

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos parámetros, basados en el origen y ambiente sedimentario común.

Luego se realiza la correlación núcleo-perfil con el fin de obtener relaciones para porosidades, volumen de arcillas, exponente de saturación, coeficiente de cementación, etc. (Φ , V_{cl} , n , m), que permitan ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y extrapolar estas relaciones a los pozos sin datos de núcleos.

A continuación se procede a determinar las diferentes petrofacies existentes en cada zona, mediante parámetros como (Φ , K , tamaño de garganta de poros, tamaño de grano, entre otros), y utilizando datos de núcleos y/o de perfiles y tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico.

2.4.3.-Modelo dinámico de fluidos

Su objetivo es definir los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de los datos dinámicos: Dato PVT, composición, permeabilidades relativas, presiones capilares e historias de producción, inyección, y presión.

La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción y las reservas totales. Una vez establecidas las condiciones dinámicas de los fluidos (PVT) y su relación con la roca (K_r), debe procederse al Balance de Materiales. Este balance permite determinar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio en el yacimiento.

2.5 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos

Los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes criterios:

- Geología.
- Mecanismo de Producción.
- Fluidos que contienen.

2.5.1 Según el criterio geológico

- **Estratigráficos:** Son yacimientos cuya geometría es el resultado de cambios en la litología, estos cambios se representan a través de lentes de arena, cambios de facies, caliza o dolomitas porosas, sellos asfálticos, cambios de permeabilidad y otros.
- **Estructurales:** Son yacimientos cuya geometría se debe a procesos post-deposicionales que modifican la configuración especial de la roca reservorio, ejemplo de estos son: fracturas en calizas, discordancia, fallamientos en areniscas, anticlinales, sinclinales, domos, entre otros.

- **Combinación de Ambos:** Son yacimientos cuya geometría presenta límites tanto estratigráficos como estructurales. La mayoría de los yacimientos venezolanos son de este tipo.

2.5.2 De acuerdo al mecanismo de producción

Se conoce como mecanismo de producción al proceso en el cual los fluidos del yacimiento son movidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo. Existen cuatro mecanismos de producción, y en general en los yacimientos predominan uno o dos aunque en muchos yacimientos actúan los cuatro mecanismos simultáneamente⁽³⁾.

Durante la vida del yacimiento el predominio de un mecanismo puede cambiar por otro en forma natural o artificialmente.

Según el mecanismo de producción predominante en un yacimiento éstos se clasifican en:

2.5.2.1 Empuje por expansión de los fluidos y de la roca

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimiento donde la presión es mayor a la presión de saturación, (presión de rocío para el caso de yacimiento de gas condensado y presión de burbujeo para el caso de yacimiento de petróleo) y, por lo tanto todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en una sola fase, en fase líquida los crudos y en fase gaseosa el gas condensado. Cuando se perfora un pozo en estos yacimientos, la producción de los líquidos favorece una reducción de presión que, a su vez, genera una expansión de los líquidos hidrocarburos y del agua del yacimiento. Conjuntamente ocurrirá una reducción del volumen poroso al mantenerse constante la presión o el peso de los estratos suprayacentes y reducirse la presión en los poros debido a la producción de los fluidos. Este mecanismo se caracteriza por:

- La presión del yacimiento declina rápidamente durante el tiempo que este mecanismo se comporta dominante.

- Hasta que se alcanza la presión de burbujeo o de rocío, la Relación Gas Petrolé y la Relación Gas Condensado de los pozos del yacimiento es similar a la Razón Gas Disuelto (Rsi) y Razón Gas Condensado Inicial (RGCI) respectivamente.
- Compactación de la roca que produce reducción del volumen poroso.

2.5.2.2 Empuje hidráulico

Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento, origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. El empuje puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero, y lateral y de fondo, según la posición en la estructura del yacimiento. La efectividad de este mecanismo depende del tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca del yacimiento. Para un efectivo empuje hidráulico se necesitan acuíferos de gran tamaño y una permeabilidad adecuada para que exista rápida comunicación entre yacimiento y acuífero, como se observa en la Figura 2.3. Este mecanismo se caracteriza por:

- Rápida declinación inicial en la presión, pero esa declinación se hace cada vez menor con la producción.
- La tasa de producción de líquidos hidrocarburos disminuye lentamente, pero en forma continua y a su vez la producción de agua aumenta.
- Los factores de Recobro están entre 40 y 60 %.

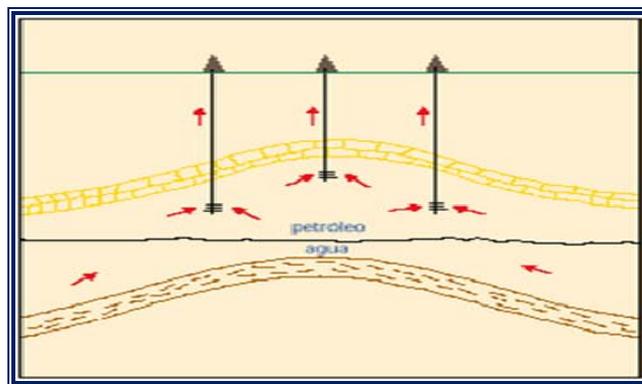


Figura. N° 2.3. Desplazamiento Hidráulico.

2.5.2.3 Empuje por gas en solución

Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. Ocurre cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión, la cual origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo o gas condensado y ocupando el lugar del fluido producido, como se observa en la Figura 2.4. Sus principales indicadores son la rápida declinación de la presión y de la tasa de producción.

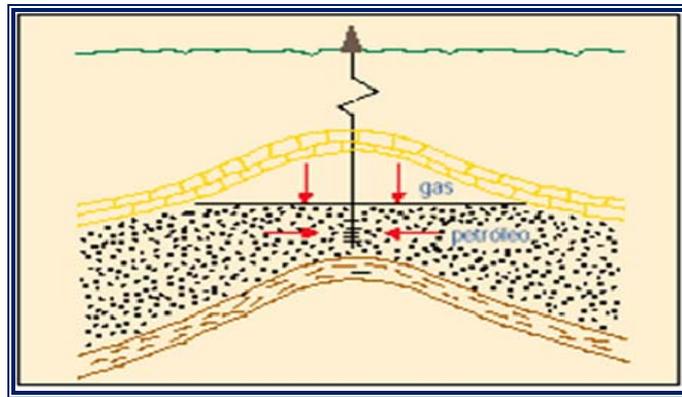


Figura. N° 2.4. Desplazamiento por Gas en Solución.

2.5.2.4 Empuje por expansión de capa de gas

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es igual a la de burbujeo del crudo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de hidrocarburos más pesados, la cual se expandirá desplazando los hidrocarburos más pesados hacia los pozos productores, Como se muestra en la Figura 2.5. El factor de recobro por este método se encuentra entre 25 y 30 %, sin embargo su efectividad se reduce a medida que se produce gas en forma descontrolada. Se caracteriza por una baja declinación de la presión del yacimiento y de la producción.

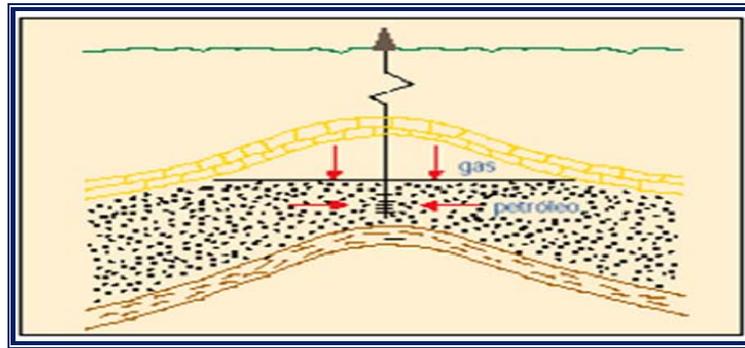


Figura. N° 2.5. Desplazamiento por Capa Gas.

2.5.2.5 Empuje por gravedad

Este tipo de empuje es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento, esto favorece el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidades. La ubicación de los fluidos en la formación se muestra en la Figura 2.6.

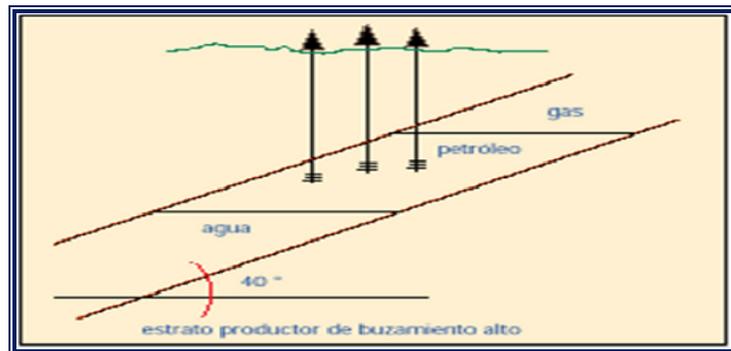


Figura. N° 2.6. Desplazamiento por Segregación Gravitacional.

2.5.2.6 Empuje combinado

Esto ocurre cuando se ponen en manifiesto dos o más mecanismos de producción de los descritos anteriormente. Una vez identificado el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción predominante en el medio poroso, el ingeniero de yacimiento debe seleccionar el método de producción de acuerdo a la energía predominante en el yacimiento y siguiendo un control estricto sobre el comportamiento de la producción, debe aprovechar al máximo dicho mecanismo de expulsión para recuperar la mayor cantidad posible de hidrocarburo.

La información comúnmente utilizada por el ingeniero de yacimientos para evaluar las distintas acumulaciones de hidrocarburos es la siguiente:

- Pruebas de Producción y DST.
- Análisis de Núcleos.
- Análisis de Fluidos (PVT):
- Historia de Producción de Condensado, Gas y Agua.
- Declinación de Presión.
- Pruebas de Restauración de Presión (Build-Up).

De estos análisis se puede predecir el comportamiento futuro del yacimiento, estimar las reservas a recuperar, planificar su desarrollo y finalmente seleccionar los posibles métodos de Recuperación Secundaria aplicables para mejorar el recobro final como son: Inyección de Agua, Gas, Emulsiones, Polímeros, Vapor de Agua, etc.

2.5.3 En base a los hidrocarburos que contienen

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas-petróleo (o condensado), gravedad API y color del líquido del tanque, etc. ⁽⁴⁾
- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.
- Dependiendo del estado en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos en los yacimientos de líquido.

2.5.3.1 Yacimientos de gas seco

Los yacimientos de gas seco se caracterizan por su alto contenido de metano (% $C_1 > 90$ %) (Tabla N° 2.1), con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados (% $C_1+ \ll 1$ %). La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor

que la temperatura cricondertérmica, y durante el agotamiento de presión la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en estado gaseoso tanto a nivel de yacimiento como en el sistema de producción. Generalmente los yacimientos de hidrocarburos que se producen con una relación gas líquido (RG) mayor de 100.000 PCN/BN son considerados de gas seco (Tabla N° 2.2). En los procesos criogénicos se enfría este gas a presión atmosférica introduciéndolo en la región de dos fases para así extraer líquidos, pero este proceso tiene grandes costos asociados.

2.5.3.2 Yacimientos de gas húmedo

Se caracterizan por presentar mayor contenido de componentes intermedios y pesados en comparación con los gases secos. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, mientras que a condiciones de separaciones en superficie la mezcla de hidrocarburos cae en la región de dos fases generando una relación gas-líquido que varía entre 60.000 y 100.000 PCN/BN (Tabla N° 2.2). Presentando un contenido de líquido menor 30 BN/MMPCN, los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrograda durante el agotamiento de presión.
- Tienen menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido es menor.

2.5.3.3 Yacimientos de gas condensado

Se definen como aquella acumulación de hidrocarburos que por composición, presión y temperatura de almacenamiento constituyen sistemas multicomponentes sujetos a condensación retrograda al ser sometidos a agotamiento isotérmico de presión.

Un yacimiento de gas condensado puede definirse como un gas con líquido disuelto donde el contenido de C_1 es mayor de 60% y el de C_7^+ menor de 12,5 % y donde la temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica (T_c) y la temperatura cricondertérmica (T_{ct}) de la mezcla (Tabla N° 2.2). Esta definición abarca el concepto del yacimiento de gas retrogrado, que es aquel que bajo

condiciones de agotamiento natural presenta un punto de rocío lo que produce condensación de líquido en la formación cuando la presión disminuye por debajo de la de rocío. Esta última definición es la más empleada en la práctica, y es la que se utiliza en el laboratorio para identificar los yacimientos de gas condensado.

Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color pálido o incoloro, con gravedad API entre 40 y 60, la relación Gas-Condensado (RGC) está en un rango de 5.000 a 100.000 PCN/BN, esta relación aumenta con el tiempo debido a la condensación de líquido en el yacimiento (DROP OUT). Sin embargo, ciertos autores consideran inapropiados clasificar los yacimientos según la (RGC) de superficie, ya que la clasificación adecuada de los yacimientos depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos y de la temperatura y presión de la misma en el yacimiento. A presiones por debajo de la zona de condensación retrograda ocurre revaporización de parte del condensado retrogrado. En la medida que el gas condensado es más rico, la presión de rocío es más alta⁽⁵⁾.

2.5.3.4.-Yacimiento de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento del líquido (BN cond / MMPCN gas de separador) de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con tiempo (a que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

2.5.3.5 Yacimientos de gas condensados sin condensación retrógrada en el yacimiento

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producidos no varía en el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de Gas Húmedo.

La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

2.5.3.4.-Yacimientos de petróleo de alta volatilidad (cuasicríticos)

La mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico. La temperatura del yacimiento es ligeramente menor que la crítica de mezcla. El equilibrio de fases de estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta de un 45 %) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. La RGP de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2.000 a 5.000 PCN/BN. El petróleo de tanque tiene un color amarillo oscuro a negro y una gravedad API mayor de 40°. El factor volumétrico de crudo es regularmente mayor de 1.5 BY/BN. En la Figura 2.7 se observa la ubicación de los parámetros que rigen un yacimiento de Petróleo de Alta Volatilidad (Cuasicríticos).

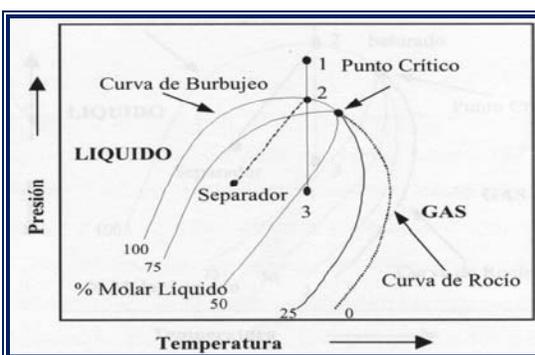


Figura 2.7 Yacimiento de Petróleo de Alta Volatilidad.

2.5.3.5 Yacimientos de petróleo de baja volatilidad (petróleo negro)

Se caracteriza por tener un porcentaje alto de C_7^+ (>40 %). La temperatura del yacimiento es muy inferior la temperatura crítica. La RGP es menor de 2.000 PCN/BN. El petróleo de tanque tiene una Gravedad API menor de 40° y un color negro o verde oscuro. El factor volumétrico regularmente es inferior a 1.5 BY/BN. En la Figura 2.8 se observa el comportamiento de la Envolvente de Fases para un Yacimiento de Petróleo de Baja Volatilidad.

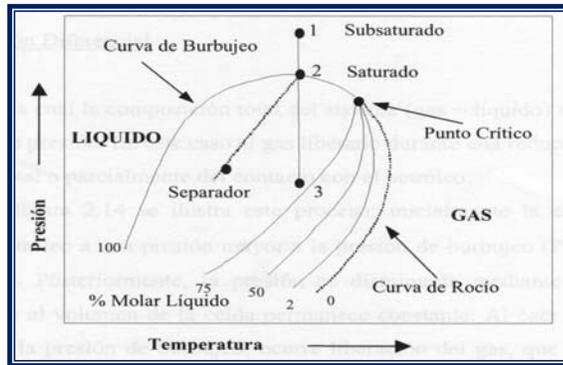


Figura 2.8 Yacimiento de Petróleo de Baja Volatilidad.

Tabla N° 2.1 Composición típica de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos ⁽⁵⁾.

COMPONENTE (%)	GAS SECO	GAS HÚMEDO	GAS CONDENSADO	PETRÓLEO VOLÁTIL	PETRÓLEO NEGRO
C ₁	96%	90	75	60	48,83
C ₂	2	3	7	8	2,75
C ₃	1	2	4.5	4	1,93
IC ₄ -nC ₄	0,5	2	3	4	1,6
IC ₅ -nC ₅	0,5	1	2	3	1,15
C ₆	-	0.5	2.5	4	1,59
C ₇₊	-	1.5	6	17	42,15
MC ₇₊	-	115	125	180	225
RGL. PCN/BN	-	26000	7000	2000	625
GRAVEDAD API	-	60°	55°	50°	34,3°
LÍQ. DE TANQUE	-	Incoloro-claro	Amarillo claro	Amarillo Claro-Amarillo	Negro

Tabla N° 2.2. Valores características para los diferentes tipos de yacimientos ⁽⁶⁾.

	GAS SECO	GAS CONDENSADO	PETRÓLEO VOLÁTIL	PETRÓLEO NEGRO
Relación Gas-Líquido (Pet. O Cond) PCN/BN	>100.000	>3200	>1.750	<1.750
Gravedad API del Líquido del Tanque	-	>40°	>40°	<45°
Color del Líquido de Tanque	-	Incoloro Amarillo-claro	Amarillo Oscuro	Negro-Verde Oscuro
Factor Volumétrico del Petróleo (Cond) BY/BN	-	>2	>1,5	<1,5
Composición del Fluido Original	C ₁ >90% C ₇ <0,7%	C ₇₊ <12,5% C ₁ >60%	C ₇₊ >12,5% C ₁ ≤60%	C ₇₊ >20% C ₁ <50%
Temperatura del Yacimiento	>T _{cdt}	200- 400°F T _c < T < T _{cdt}	T ≈ T _c	T ≤ T _c

Se deben tomar en cuenta que cada mezcla de hidrocarburos tiene su diagrama de fases en particular y este depende exclusivamente de los componentes de dicha mezcla, entonces, el diagrama de fases es cambiante a medida que se produce en el yacimiento y cambia la composición del fluido en el mismo. En la Figura 2.9 se observa el Diagrama de Fases que denota la presión y la temperatura de cada tipo de yacimiento.

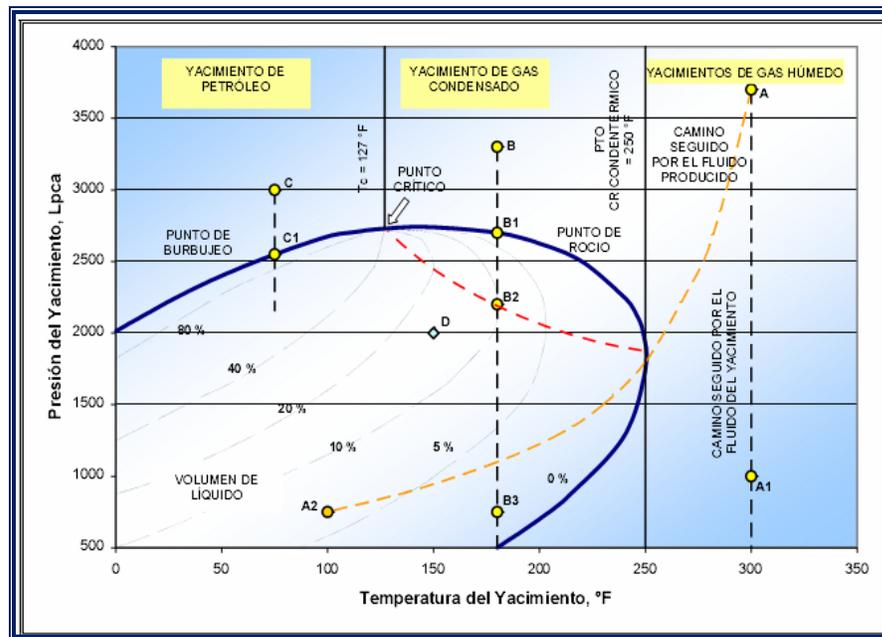


Figura N° 2.9. Diagrama de fases de los tipos de Yacimiento de Hidrocarburos⁽⁵⁾

2.6.-Métodos para el cálculo y evaluación de reservas

Los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos son 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 recobros.^(6, 7, 8)

Las herramientas utilizadas para hacer los estudios de yacimientos están basadas en la mecánica que rige el flujo de fluidos a través de medios porosos, en comportamiento termodinámico de los fluidos del yacimiento (expansión, compresión cambios de fases, etc.) y en la mecánica de las rocas del yacimiento (comprensibilidad de la formación, compactación, etc.)

El cálculo de reservas y la predicción del comportamiento del yacimiento se pueden hacer por los siguientes métodos.

- Método volumétrico.
- Balance de materiales.
- Curvas de declinación.

- Simulación Numérica.

2.6.1 Método volumétrico

Este método permite la estimación de fluidos originalmente en sitio, 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. El método volumétrico permite estimar: GCOES, GOES, COES y POES, y luego las reservas multiplicando los volúmenes de fluido en sitio por un factor de recobro obtenido por correlaciones.

La ecuación del método volumétrico para yacimientos de petróleo es la siguiente:

(Ec.2.1)

$$POES = \frac{7.758 \times \Phi \times A \times hp \times (1 - Swi)}{Boi} \quad (BN)$$

Donde:

A = Área de arena neta petrolífera (acres).

hp = Espesor de arena neta petrolífera (pie).

Boi = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN).

Φ = Porosidad promedio, (fracción).

Swi = Saturación promedio de agua connata, (fracción)

El gas se encuentra en solución en el petróleo, es decir, el gas original en sitio (GOES) se determina a partir de la ecuación.

$$GOES = POES \times Rsi \text{ (PCN)} \quad (Ec.2.2)$$

Para yacimientos de gas condensado las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

El GOES (gas original en sitio) y el gas COES (condensado original en sitio) de yacimientos de gas condensado (con sin condensación retrógrada), de gas húmedo o de capa de gas condensado (asociadas a piernas de petróleo) se pueden determinar haciendo una modificación al método volumétrico utilizado para calcular las reservas de un yacimiento de gas seco, el volumen de gas condensado originalmente en sitio (GCOES) en PCN se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\mathbf{GCOES = 43.560 \frac{\Phi(1 - S_{wi})V_r}{B_{gci}} \quad (PCN) \quad (Ec.2.3)}$$

Donde:

V_r: Volumen de roca, (Acre- pie)

B_{gci}: Factor volumétrico del gas condensado a presión inicial y temperatura del yacimiento, (PCY/PCN).

El factor volumétrico promedio del gas condensado, utilizando un factor de compresibilidad del gas condensado determinado a las condiciones de presión inicial temperatura de yacimiento, suponiendo que el gas permanezca en fase gaseosa en superficie ⁽²⁾. A partir de la fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, f_g, se puede calcular el GOES de la siguiente ecuación:

$$\mathbf{GOES = GCOES \times f_g \quad (PCN) \quad (Ec.2.4)}$$

$$\mathbf{f_g = \frac{RG_{Ci}/379.4}{379.4 + 350 \gamma_c/M_c} \quad (Ec.2.5)}$$

Donde:

GCOES: Gas Condensado Original en Sitio, (PCN)

GOES: Gas Original en Sitio, (PCN).

fg: fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, (fracción)

RGCi: Relación Gas Condensado Inicial, (PCN/BN).

γ_c : Gravedad Específica del gas Condensado.

2.6.2 Balance de materiales

En ausencia de una data volumétrica confiable, la cantidad de petróleo o gas en sitio puede algunas veces pueden ser determinada mediante el balance de materiales ⁽⁹⁾. El estimado realizado a partir de balance de materiales es función de la producción, mientras que los estimados volumétricos son determinados a partir de los mapas de arena neta, los cuales muchas veces no toman en consideración el efecto de la discontinuidad de las arenas en producción. La diferencia entre ambos métodos da una idea del grado de discontinuidad de un yacimiento en particular.

Este método está basado en la premisa de que el volumen poroso del yacimiento permanece constante o cambia de una manera predecible con la presión del yacimiento cuando los fluidos (petróleo, gas y/o agua) son producidos. Esto hace posible igualar la expansión de los fluidos del yacimiento al espacio vacío causado por la producción de petróleo, gas, agua menos el influjo de agua. Para una aplicación de este método se requiere de una historia precisa de las presiones promedios del yacimiento, así como también de una confiable data de producción de petróleo, gas, agua y datos PVT de los fluidos del yacimiento.

En este sentido, un balance de los fluidos del yacimiento podría ser expresado de la siguiente manera:

El volumen de los fluidos presentes en el yacimiento en un momento determinado será igual al volumen de los fluidos iniciales menos el volumen de los fluidos producidos. En este balance los volúmenes de los fluidos deben calcularse a una misma condición de presión y temperatura para que tenga validez.

• **Las suposiciones de este método son:**

1. El yacimiento es considerado como un tanque, y por esto es visto como un modelo de dimensión cero.
2. Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
3. Las presiones y las saturaciones se distribuyen en forma continua.
4. Cualquier cambio en presión y saturación se distribuyen en forma instantánea en el yacimiento.

• **Ecuación General: Yacimiento de Gas Seco**

(Ec.2.6)

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right) + \frac{B_{gi}}{B_g} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + 5,615 \frac{W_e - W_p B_w}{G B_g}$$

Ecuación General: Yacimiento de Petróleo.

(Ec.2.7)

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_s) B_g} + \frac{m B_{ti} (B_g - B_{gi})}{B_t + (R_p - R_s) B_g} + \frac{(1 + m) \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P}{B_t + (R_p - R_s) B_g} + \frac{W_e - W_p B_w}{N [B_t + (R_p - R_s) B_g]}$$

Donde:

G = Gas original en sitio, PCN.

G_p = Gas producido acumulado hasta una presión p , PCN.

B_{gi}, B_g = Factores volumétricos del gas a (P_i, T_y) y (P, T_y) , PCN.

C_w, C_f = Comprensibilidad del agua y de la formación, lpc^{-1}

S_{wi} = Saturación inicial del agua, fracción.

$\square P = P_i - P$ = Cambio en la presión promedio del yacimiento, lpc .

W_e = intrusión de agua, BY.

W_p = Agua producida acumulada, BN.

B_w = Factor volumétrico del agua, BY/BN.

N_p = Volumen del petróleo producido acumulado, BN.

B_{ti} , B_t = Factores volumétricos total a (P_i, T_y) y (P, T_y) , B_y/BN .

R_p = Relación gas petróleo acumulado producido, PCN/BN.

R_s = Relación gas petróleo en solución, PCN/BN.

N = Volumen de petróleo inicial del yacimiento, BN.

R_{si} = Relación gas petróleo en solución inicial, PCN/BN.

m = Razón entre el volumen inicial del gas de la capa de gas y el volumen inicial de petróleo.

2.6.2.1 Método de declinación de presión para yacimientos de gas seco

Sustituyendo el factor volumétrico en la ecuación general de balance de materiales para yacimientos de gas seco por la ecuación (Ec.2.6), se obtiene la ecuación base del método de declinación de presión.

(Ec.2.8)

$$\frac{P}{Z} = \frac{\frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right)}{1 - \left(\frac{C_w \times S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right) \times \Delta P - \frac{(W_e - WP \times B_w) \times P_i}{0,0054 \times Z_i \times t \times G}}$$

La compresibilidad de la formación (C_f) varía entre $3-6 \times 10^{-6}$ para arena muy consolidadas y 100×10^{-6} para arenas no consolidadas. Este método puede ser aplicado tanto para yacimientos volumétricos como para yacimientos con desplazamiento hidráulico.

2.6.2.2 Yacimiento volumétrico ($W_e = 0$)

a. Haciendo C_f y C_w igual a cero (C_f y $C_w = 0$)

b. (Ec.2.9)

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right)$$

Se grafica P/Z Vs G_p y se obtiene una línea recta, sobre todo en yacimientos donde predomina principalmente la expansión del gas como mecanismo de recobro.

La línea se extrapola y corta con el eje de las abscisas y se obtiene el GOES Como se observa en la Figura 2.10.

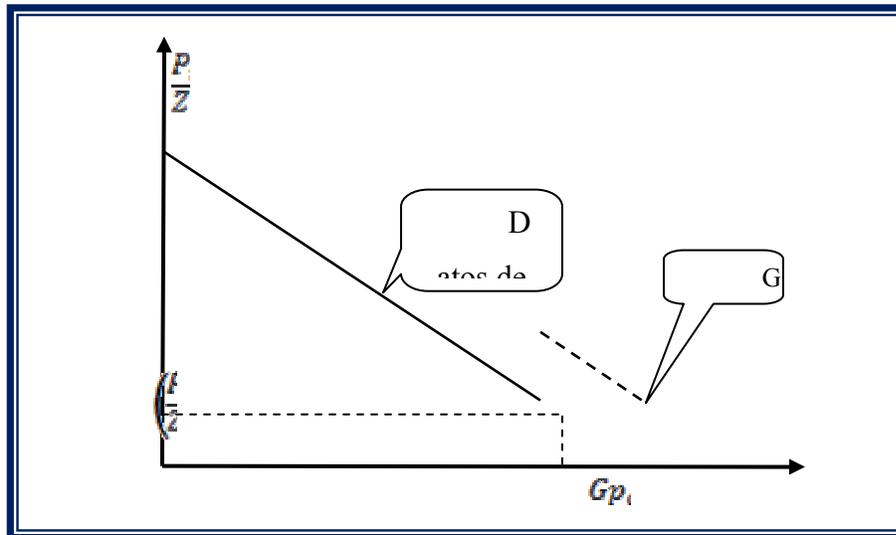


Figura N°2.10. Grafico "P/Z" Vs Gp1 Yacimiento volumétrico.

Para calcular las reservas se fija una presión de abandono, se calcula Z de abandono y se lee en la grafica el gas producido a condiciones de abandono. Las reservas remanentes es el gas producido al abandono menos el gas producido actual. En el comportamiento de la grafica es donde se aprecia la existencia o no de un acuífero, como se observan en la Figura 2.11.

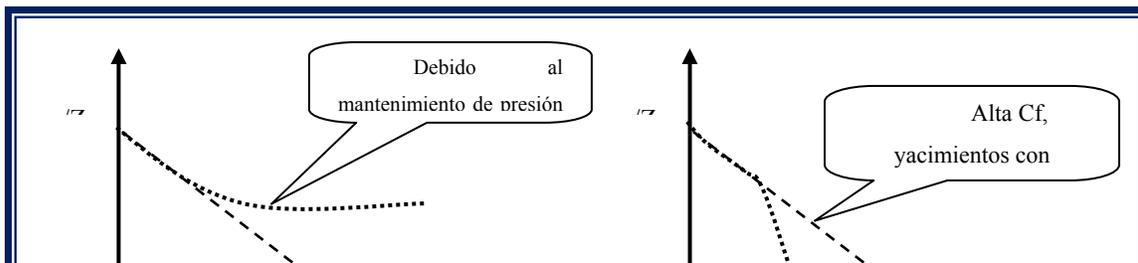


Figura N°2.11. Desviación del comportamiento normal de la declinación energética.

b.- Yacimientos con alta compresibilidad, Cf y Cw .We = 0

(Ec. 2.10)

$$\frac{P}{Z} \left[1 - \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \times \Delta P \right] = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right)$$

Se grafica $(P/Z) \times C_{pa}$ Vs G_p y se obtiene una línea recta, el procedimiento para el cálculo de reservas es el mismo que el caso anterior.

Limitaciones del Método de Declinación de Presión:

- **Presencia de un acuífero:** Disminuye la caída de presión de un yacimiento y la grafica de P/Z Vs G_p no es una línea recta, sino una curva con concavidad hacia arriba, debido a que con un influjo de agua la caída de presión es menos rápida con producción que para yacimientos volumétricos.

Este comportamiento es difícil de detectar al comienzo de la explotación del yacimiento porque los acuíferos no responden inmediatamente a una caída de presión en el contacto gas-agua, sino que tarda cierto tiempo en responder sobre todo si el acuífero es grande. De tal manera que se requiere cierto tiempo para que ocurra suficiente producción de gas y se observe la linealidad de la curva de P/Z Vs G_p en yacimientos de gas con empuje hidráulico. La extrapolación en estos yacimientos produce errores graves en el cálculo de reservas. ^[11]

- **Presiones Anormales:** Algunos yacimientos de gas muestran presiones anormales en este caso la grafica P/Z en función de G_p , presenta dos rectas con pendientes diferentes esto es producto del efecto de la compresibilidad de la formación que es mucho mayor que la de un yacimiento con presión normal y de la compresibilidad de los fluidos. Una vez que el yacimiento alcanza una presión normal la pendiente permanece constante pero más inclinada que a pendiente inicial por lo tanto los estimados de reservas basados en la primera pendiente son altamente erróneas.

La pendiente inicial es producto de la expansión del gas y del agua connata y una compactación de la roca, causando una reducción del volumen poroso, a medida que la presión disminuye la compresibilidad de la formación (C_f) también disminuye. ^[11]

- **Condensación retrograda en el yacimiento:** La condensación retrograda de hidrocarburos en el yacimiento produce una disminución de la pendiente de la curva de P/Z Vs G_p con incremento de G_p esto se debe al cambio de la composición del gas y a la caída de presión adicional cuando ocurre condensación en el yacimiento. Una concavidad hacia abajo también es presentada por un yacimiento de gas cuando ocurren pérdidas de gas por fuga o comunicación con otras arenas a través del pozo o formación. ^[11]

• **Variación de Permeabilidad (yacimientos naturalmente fracturados):** a formar típica de la curva P/Z Vs G_p , muestra una rápida declinación de P/Z durante la primera etapa de agotamiento, la extrapolación de este comportamiento resulta un GOES muy bajo (Figura N°2.12. Posteriormente la pendiente disminuye cuando ocurre un balance entre la capacidad de flujo de la fractura y la matriz no fracturada, los cálculos de reserva y comportamiento futuro se debe hacer extrapolando este último comportamiento lineal. ^[11]

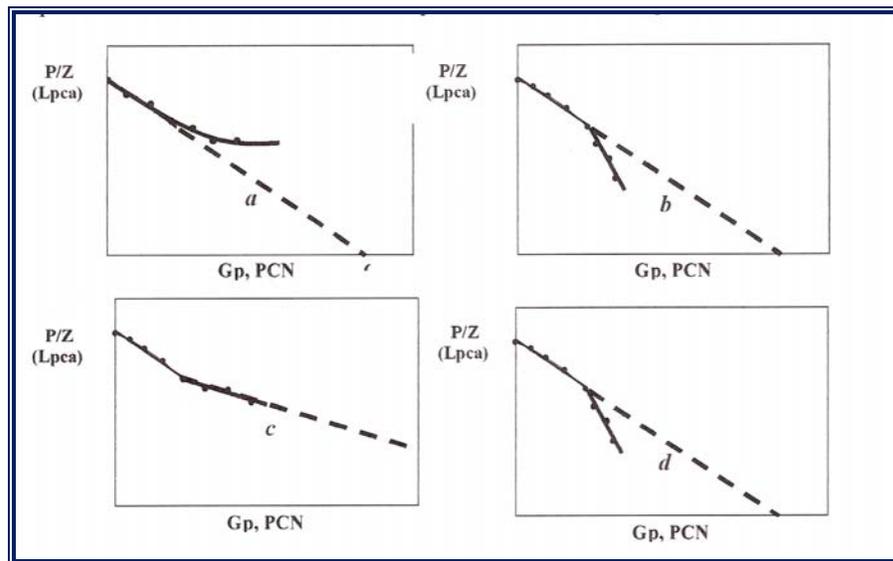


Fig. N° 2.12. Limitaciones del método de declinación de presión

Donde:

1. P/Z vs G_p Para un Yacimiento de Gas con Empuje Hidráulico.
2. P/Z vs G_p Para un Yacimiento de Gas con Presión Anormal.
3. P/Z vs G_p Para un Yacimiento de Gas con Condensación Retrógrada.
4. P/Z vs G_p Para un Yacimiento de Gas con Variación de Permeabilidad.

2.6.2.3 Procedimientos del método de declinación de presión

1) Calcular los factores de compresibilidad del gas (Z) para los diferentes valores de presión que se disponga del yacimiento. ^[11]

$$\gamma_{gc} = \frac{RGC * \lambda_g + 4584 * \gamma_c}{RGC + 132800 * \frac{\gamma_c}{Mc}} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$\gamma_c = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$Mc = \frac{6.084}{^\circ API - 5.9} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$P_{sc} = 706 - 51,7 * \gamma_{gc} - 11,1 * \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71,5 * \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 2.15})$$

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

2.6.2.4 Yacimiento con desplazamiento hidráulico

(Ec. 2.18)

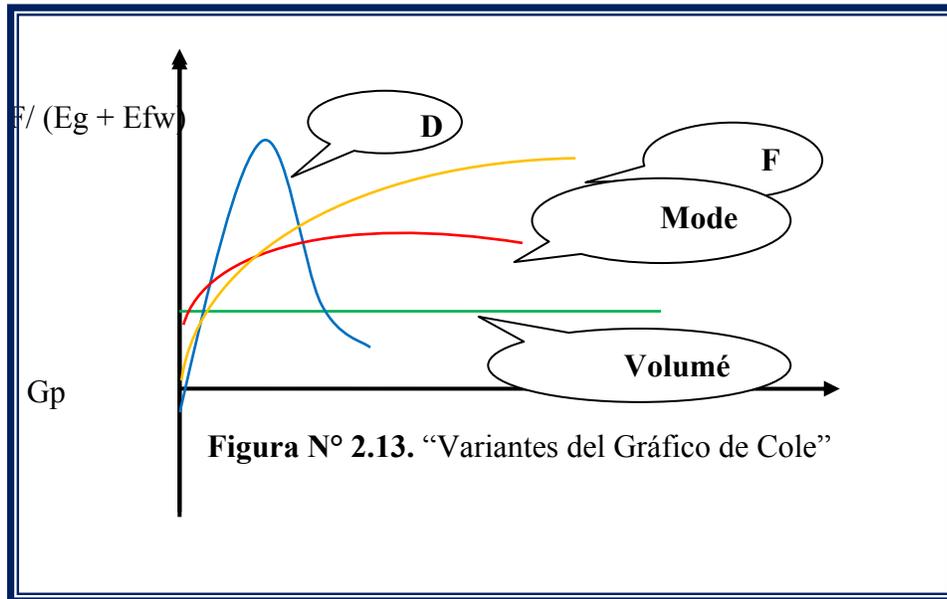
$$GpBg + 5,615 WpBw = G(Bg - Bgi) + \frac{(Cf + CwSwi) \times \Delta P \times Bgi}{1 - Swi} \times G + 5,615 We$$

$$F = G * E_g + G * E_{fw} + 5,615 * W_e$$

(Ec. 2.19)

$$\frac{F}{E_g + E_{fw}} = G + \frac{5,615 \times W_e}{E_g + E_{fw}}$$

La presencia de un acuífero se determina graficando $F / (Eg + Efw)$ Vs Gp , Suponiendo $Wp = 0$ y $We = 0$, la figura 2.13 muestra las variantes del gráfico de Cole.



2.6.3 Simulación numérica

Consiste en la construcción y operación de un modelo numérico, cuyo comportamiento reproduzca las condiciones del yacimiento. Este modelo numérico simula un sistema físico a través de un conjunto de ecuaciones de observación de masa y/o energía que describen adecuadamente el significado de los procesos que tienen lugar en el yacimiento.

Es una herramienta de gran utilidad para estimar reservas de hidrocarburos y determinar los métodos a usar para optimizar el recobro de un yacimiento. En este proceso, el ingeniero de yacimiento, incluye un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento integrándolos simultáneamente. ⁽⁹⁾

Esto se logra a través de modelos matemáticos que poseen un conjunto de ecuaciones las cuales simulan el comportamiento termodinámico de sistema y envuelven el uso de ecuaciones de flujo es obtenida de cada nodo del mallado. Los

parámetros dependientes obtenidos para cada nodo del mallado representan el valor promedio para el elemento.

Un simulador numérico puede ser usado para modelar cualquier yacimiento. Los datos de entrada para el simulador describen un modelo único para un yacimiento en particular.

2.7 Reservas

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente. Ellos constituyen el capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su experiencia.⁽¹⁰⁾

2.7.1.- Clasificación de reservas

Existen diversos criterios que pueden usarse para clasificar las reservas. Sin embargo dada la relación de propiedad de los yacimientos que mantiene el estado venezolano, se tomara la clasificación establecida por el Ministerio de Energía y Minas, el cual clasifica las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas.

De acuerdo a este criterio, las reservas se clasifican en:

2.7.1.1 Reservas probadas

Se consideran reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que según la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponible, puedan ser producidos comercialmente.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.

- Las reservas contenidas en yacimientos delimitados estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- Las reservas contenidas en el áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.
- Los volúmenes producibles de áreas no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, 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, recuperación térmica u otros).
- Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto con éxito o en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.
- En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozo en donde el análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

2.7.1.2 Reservas probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- 🚧 Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- 🚧 Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y donde el limite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.

- ✚ Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- ✚ 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 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.).

2.7.1.3 Reservas posibles

Las reservas posibles son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- 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 económica futuras razonablemente ciertas.
- Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozo o núcleo de formación con 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 donde 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 duda razonable sobre si ese segmento contiene volumen recuperable.
- Los volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser 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, cambio en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

2.8 Uso de correlaciones

Cuando no se dispone de análisis de laboratorio (PVT) de los fluidos, los ingenieros de yacimiento recurren a correlaciones empíricas, que les permitan modelar o estimar y hacer predicciones del comportamiento de los yacimientos.

Hay muchas correlaciones disponibles para aproximarse a las características PVT de los fluidos de los yacimientos en forma rápida, y con una precisión razonable. Cuando no se necesita mucha presión esas ecuaciones pueden ahorrar costos y esfuerzos en la obtención de un estudio detallado de PVT. ^[13]

2.8.1 Peso molecular

Conocido el análisis composicional de los fluidos del yacimiento, el peso molecular se puede determinar sumando de las fracciones molar de cada uno de los componentes del Hidrocarburo, por sus respectivos pesos moleculares. ^[13]

$$M_g = 28.963 \gamma_g \quad (\text{Ec.}$$

2.20)

2.8.2 Gravedad específica

Del análisis composicional, una vez determinado el peso molecular, se puede determinar la gravedad específica de los hidrocarburos con las siguientes correlaciones:^[13]

$$\gamma_{Cond} = \frac{141,5}{\circ API + 131,5} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

2.8.3.- Determinación de la temperatura y presión pseudocríticas para los gases

Alternativamente, si se conoce la composición del gas, se determina la presión y la temperatura pseudo críticas de la mezcla mediante el producto de las fracciones de cada uno de los componentes por sus respectivas presiones y temperaturas críticas, aplicando las ecuaciones:^[13]

2.8.4 Factor de compresibilidad del gas, Z

Con el propósito de utilizar la Ecuación General de los Gases a altas presiones y temperaturas, es necesario modificar la Ecuación (1.1). El método más común de corregir esta ecuación, consiste en introducir un factor de corrección denominado Factor de Compresibilidad, Factor de Desviación o Factor Z del gas:

$$P * V = n * Z * R * T \quad (\text{Ec. 2.22})$$

El valor de Z para diferentes gases ha sido determinado en base al Teorema de los Estados Correspondientes, el cual establece que: A las mismas condiciones de Presión y Temperatura pseudoreducidas, todos los gases tienen el mismo Factor de Compresibilidad Z. La Presión y Temperatura pseudoreducidas P_{sr} y T_{sr} , están definidas por:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde P y T son la presión y temperatura absolutas a la cual se desea determinar Z y P_{sc} y T_{sc} la Presión y Temperatura pseudos-críticas, tal como se describió anteriormente. ^[13]

2.8.5 Correlación gráfica de Standing, M.B. y Katz, D.L.

Basado en el Teorema de los Estados Correspondientes, Standing y Katz desarrollaron la correlación gráfica, la cual puede utilizarse para determinar el Factor de Compresibilidad de un Gas Natural a partir de la Presión y Temperatura pseudo-reducidas. ^[13]

2.8.6 Densidad del gas, ρ_g

La Densidad del Gas, ρ_g en lbs/pie³, puede determinarse aplicando la Ley de los Gases Reales: ^[5]

$$\rho_g = \frac{m}{V} = 2,7 * \frac{\gamma_g * P}{Z * T} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde:

ρ_g : Densidad del Gas a P y T, lbs/pie³

γ_g : Gravedad Específica del Gas, (aire = 1)

Z: Factor de Compresibilidad del Gas, adim.

P: Presión, lpa

T: Temperatura, °R.

La Densidad del Gas a Condiciones Normales, ρ_{g1} en lbs/pie³, se expresa por;

$$\rho_{g1} = 0,0763 * \gamma_g \quad (\text{Ec. 2.26})$$

2.8.7.- Determinación del factor volumétrico del Gas

El factor volumétrico del gas, designado por el símbolo B_g , se define como el volumen en barriles (ó pies cúbicos) que en pié cúbico normal de gas ocupará como gas libre en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes- (BYgas libre/PCNgas).^[13]

También, puede definirse como el cambio de volumen que experimenta la fase gaseosa al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión del gas. Para un gas real, esta relación dada por:

$$B_g = \frac{14,7 ZT}{520 P} = 0.02829 \frac{ZT}{P}, \frac{PCY}{PCN} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Si se desea expresar B_g en BY/PCN, se divide por 5.615.

$$B_g = 0,00504 \frac{ZT}{P}, \frac{BY}{PCN} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde:

B_g : Factor volumétrico del gas, (PCY/PCN ó BY/PCN).

P: Presión, (lpca).

T: Temperatura, ($^{\circ}\text{R} = 460 + ^{\circ}\text{F}$).

Z: Factor de compresibilidad del gas a P y T, (Adimensional).

2.8.8 Determinación de la densidad del gas a condiciones de yacimientos

$$\rho_g = \frac{M_g P_y}{10.732 ZT_y} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Donde:

ρ_g : Gravedad específica del gas.

M_g : Peso molecular del gas, (lbs-mol).

P_y : Presión de yacimiento, (lpca).

Z: Factor de compresibilidad del gas, (Adimensional).

T_y: Temperatura de yacimiento, (°R).

2.9 Historia de producción

Los valores medidos de gas producido acumulado (G_p) presentan un alto grado de incertidumbre, ya que en yacimientos alejados de los centros de recolección, el gas es venteado o usado como generador de electricidad, sin medirse, en otros casos su medición es realizada sin mucha precisión.

En relación con el agua producida acumulada (W_p). Por razones económicas, su grado de incertidumbre es mayor que en el caso anterior.^[12]

2.10 Datos PVT

Es necesario que los datos PVT utilizados en la ecuación de balance de materiales como lo son: los Factores volumétricos de los fluidos (B_g, B_w), las compresibilidades del agua y la formación, estén validados y corregidos a las condiciones de operación del yacimiento.^[12]

2.11 Intrusión de agua

La determinación de un contacto Gas-Agua en el yacimiento lleva a considerar la intrusión de agua. Otras veces aun sin haberse detectado dicho contacto, la detección de un volumen de fluido no contabilizado, al entrar al yacimiento. Otro elemento que lleva a pensar en la existencia de una intrusión de agua al yacimiento es la observación de una suave o inexistente declinación de presión del yacimiento y/o la producción de agua en pozos buzamiento abajo.^[11]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA APLICADA

3.1 Revisión bibliográfica

La revisión bibliográfica se basó en la búsqueda de información propia al tema en estudio para respaldar con base teórica los procedimientos y cálculos realizados durante la elaboración del trabajo. Consistió en la revisión bibliográfica de todos aquellos documentos que sirvieran para la comprensión y entendimiento del tema planteado.

En primer lugar se consultó bibliografía relacionada con Ingeniería de Yacimiento, tomando en cuenta que el hidrocarburo contenido en la arena en estudio es Gas Condensado.

3.2 Revisión de las características petrofísicas

Los datos petrofísicos, tales como Porosidad (Φ), Saturación de Agua inicial (S_{wi}), Permeabilidad (k) son parámetros importantes en la determinación volumétrica de los fluidos originales en sitio, dichos parámetros suministrados en los datos para la realización de este estudio, coinciden con los datos extraídos de las carpetas de pozo de la empresa PDVSA, estas fueron las únicas fuentes de información para este estudio y en vista de no poseer ningún tipo de registro de pozos, se asumieron estos datos como válidos.

3.3 Revisión y validación de la información

Con la finalidad de llevar a cabo una buena interpretación estática y dinámica del yacimiento, se recolectó la información disponible del yacimiento RG-100 arena MEJ11 del Área mayor de Anaco, Campo Santa Rosa.

En esta etapa se recopiló toda la información disponible de las operaciones, histórico de producción, análisis PVT y mapa isopaco estructural.

Se validó por varios métodos disponibles, todos los reportes de PVT que fueron extraído de la carpeta de pozos de la empresa PDVSA con el software Spiyac para disponer de una data representativa del comportamiento de los pozos completados en la arena MEJ11, yacimiento RG-100.

La validación de la data de producción se validó a través de graficas (Presión Vs Tiempo), observándose un comportamiento de acuerdo a lo esperado.

3.3.1 Cálculo de propiedades de gases y líquidos presentes en el yacimiento

Del PVT se obtuvieron algunos parámetros iniciales (Gravedad API, Relación gas-petróleo (RGP), Peso Molecular del Condensado (Mc), Presión de Rocío Retrogrado (Proc) y con los datos de producción se generaron las graficas (Relación de Condensado Vs tiempo) para cada uno de los pozos que se poseen data de producción (RG-100; RG-216 y el RG-187). La siguiente Figura 3.1 muestra el comportamiento del pozo RG-100 en el tiempo. Las restantes se encuentran en el anexo.

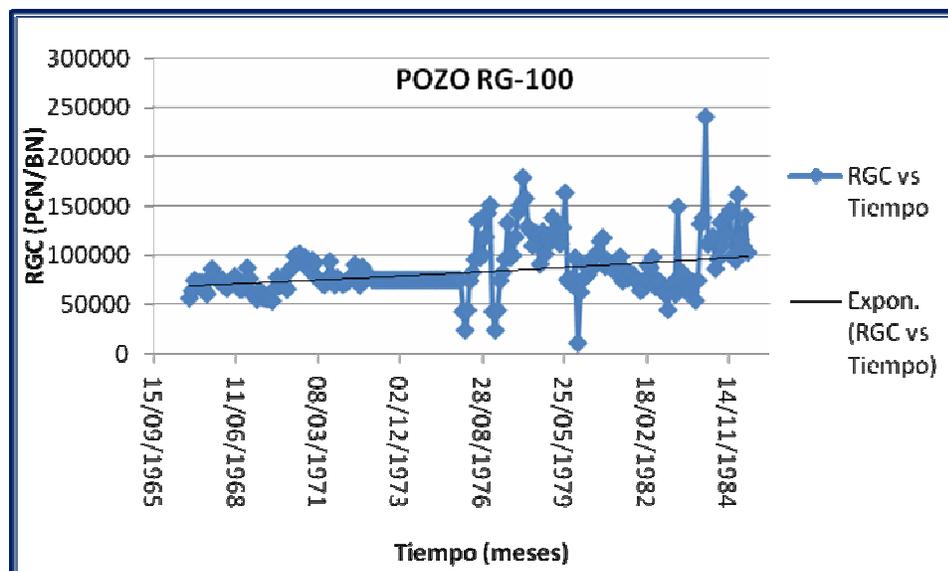


Figura N°3.1. Relación Gas Condensado Vs. Tiempo

3.3.2. Cálculo de las propiedades Pseudocrítica

La presión y Temperatura pseudocrítica se pueden determinar a partir de la gravedad específica de la mezcla mediante las siguientes ecuaciones ajustadas por Standing.⁽¹⁴⁾

- Gas Condensado ($\gamma_g > 0,75$)

$$P_{sc} = 706 - 51,7\gamma_{gc} - 11,1\gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$T_{sc} = 187 + 330\gamma_{gc} - 71,5\gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec.3.2})$$

Luego se procedió a calcular el factor de compresibilidad del fluido a sus fechas iniciales antes de que este se produzca de forma bifásica, es decir a la fecha en que este alcance su presión de rocío. Para el cálculo del factor de compresibilidad Z se utilizó la grafica de compresibilidad de Standing y Katz para el cual es necesario realizar el cálculo de Presión Seudoreducida (P_{sr}) y Temperatura Seudoreducida (T_{sr}), esta última se mantendrá constante a través del tiempo ya que se asume un yacimiento isotérmico.

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Una vez calculado los valores de Presión Seudoreducida y la Temperatura Seudoreducida se puede obtener el factor de compresibilidad Z ingresando en la grafica (Figura 3.2 de Standing y Katz),

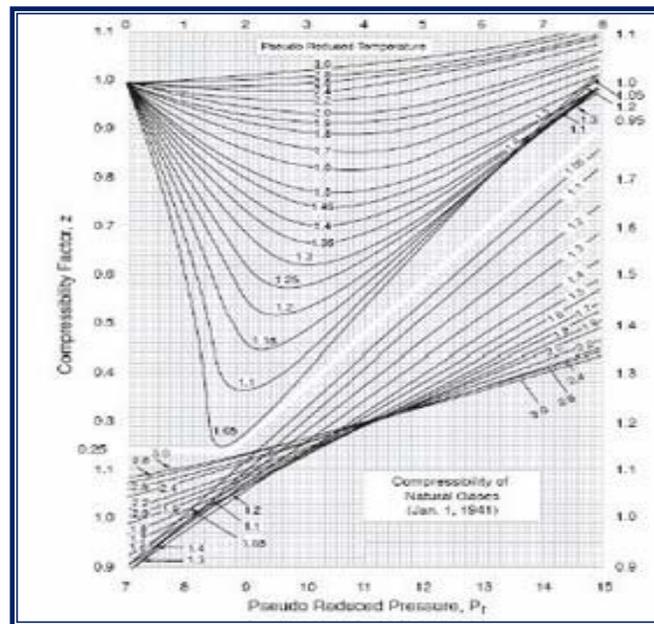


Figura N° 3.2. Factor de Compresibilidad Z.

3.3.3 Factor volumétrico del gas

Este parámetro nos permite determinar el volumen ocupado en el yacimiento por un pie cúbico normal de gas y se calcula mediante la siguiente ecuación. ⁽¹⁴⁾

$$Bgci = 0,02829 \frac{Zgci \times Ty}{Pi} \left(\frac{PCY}{PCN} \right) \quad (Ec. 3.4)$$

Donde:

Bgci = Factor volumétrico del gas condensado inicial (PCY/PCN)

Zgci = Factor de Compresibilidad del gas condensado inicial a P y T.

T = Temperatura absoluta (°R)

P = Presión Absoluta (Lpca)

Estas ecuaciones se utilizan por encima de la presión de rocío, es decir, cuando el fluido se comporta como monofásico, en el caso de que se calcule el factor volumétrico por debajo de la presión de rocío se utiliza Zgc ya que se estaría liberando condensado retrogrado y se calcularía como factor volumétrico bifásico o de gas condensado (Bgc).

3.4 Cálculo de volúmenes de hidrocarburo originalmente en sitio

3.4.1 Aplicación del método volumétrico

Para el cálculo de Gas Condensado Original en sitio (GCOES) por este método se aplicó la ecuación 2.3 señalada en el marco teórico, luego de haber obtenido el GCOES mediante la ecuación 2.4, el cual se obtiene del producto del GCOES por la fracción molar de gas condensado que producida en superficie como gas (fg).

3.4.2. Método de declinación de presión

Este método consiste en realizar una gráfica P/Z Vs G_pt, la cual va a generar una línea recta que será extrapolada hasta P/Z = 0. Este punto de corte en el eje de las abscisas va a representar el valor del Gas Condensado Original en Sitio (GCOES), que podrá ser comparado con el obtenido por el método volumétrico.

Entre los parámetros utilizados para el desarrollo de este método se encuentran los datos de presión que corresponden al primer pozo explotado en el yacimiento y los valores de factor de compresibilidad Z fueron obtenidos mediante la gráfica de Standing.

- Cálculo Del G_pt

El cálculo del G_pt se realizó mediante la ecuación 3.5, la cual se muestra a continuación:

$$\mathbf{G_{pt} = 132,800 \left(\frac{Y_e}{M_c} N_c + \frac{Y_w}{M_w} W_p \right), PCN} \quad \mathbf{(Ec. 3.5)}$$

Donde el agua producida (W_p) proviene del agua connata y una pequeña parte del agua condensada en el gas, los parámetros incluidos en esta ecuación son datos de producción los cuales fueron validados anteriormente.

3.4.3 Cálculos de reservas

El cálculo de reservas se realizó mediante el método de declinación de presión y consiste en utilizar la presión de abandono del yacimiento para entrar a la recta de declinación de presión y así obtener el Gpt de abandono, valor que será introducido en una serie de ecuaciones que arrojarán parámetros fundamentales para la obtención de las reservas del yacimiento.

La presión de abandono fue la obtenida (820 Lpc) por los libros de reservas del Campo Santa Rosa del yacimiento RG-100 arena MEJIL, perteneciente al Área Mayor de Anaco.

3.5 Estudio del comportamiento de la presión en yacimiento RG-100 Arena Mejil

El estudio del comportamiento de las presiones se realizó mediante las presiones reportada en el histórico de producción del pozo, con estos datos se permite obtener graficas de Declinación de Presión, dando un estimado del comportamiento de la presión a medida que el pozo se encuentre produciendo.

3.6 Análisis de la producción del yacimiento RG_100 Arena Mejil

Una vez validada la historia de producción de todos los pozos en estudio, se procedió a analizar el comportamiento de las producciones comparándolas con la tendencia esperada por las graficas de producción de ese tipo de yacimiento (yacimiento de gas condensado).

También se generaron graficas (RGC Vs Tiempo) para observar el comportamiento de la tasa de producción de gas con respecto a la producción de condensado.

3.7 Plan de explotación

Esta etapa comprende el análisis de los resultados del proyecto para así proponer un plan de explotación y desarrollo, tomando en cuenta, el comportamiento de la producción, ubicación de los pozos, curvas de declinación, estado de los pozos, nivel de energía del yacimiento, reservas remanentes, lo que permitió crear un plan de explotación acorde a las condiciones de los yacimientos.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Durante la “Caracterización del yacimiento RG-100, Arena MEJ11, del Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco” fue necesario la aplicación de una serie de herramientas indispensables para la realización de este trabajo, disponibles por exploración y producción de PDVSA Distrito Gas Anaco. Seguidamente se muestra una descripción general de las características más resaltantes.

4.1 Carpeta de pozos

Las carpetas de pozos son archivos físicos en los cuales podemos encontrar almacenados todos aquellos documentos, informes, pruebas de presión entre otros, referente a las pruebas realizadas a los pozos ubicados en el área de estudio; tales como programas de perforación y completación original del pozo, información acerca de datos petrofísicos, pruebas de presión realizadas, pruebas PVT, recomendaciones para reacondicionamiento y reparaciones, análisis de fluidos, entre otros. También se puedan encontrar diagramas de completación de pozo a lo largo de su vida productiva, ubicación exacta de intervalos cañoneados, profundidad total alcanzada y todo con lo que tenga que ver con las especificaciones mecánicas del pozo, así como también pruebas de producción tomadas en las arenas al ser completadas y producción acumulada del horizonte productor a la fecha.

4.2 SPIYAC (Sistema de Programas de Ingeniería de Yacimientos)

El sistema de programas de ingeniería de yacimientos Spiyac (ver Figura 4.1). Se encuentra conformado por un conjunto de programas que sirven de herramientas en el área de yacimiento. El programa fue creado por un grupo de trabajo perteneciente a las empresas INTESA y PDVSA, basados en las correlaciones de la TOTAL.



Figura. N° 4.1. Ventana de Inicio de la Herramienta Spiyac.

Para validación y consistencia de pruebas PVT; a su vez está integrado por cinco módulos (CPVT, BAL 3, RECOMB 2, SEPARADORES, BACK WARD, RAPVT, RAPERME, PREDICT TOTAL, POZOS HORIZONTALES, POZOS HORIZONTALES, CARACTERIZACION DE FLUIDOS).

- Estos deben ser utilizados dependiendo del tipo de prueba que se quiera validar.
- Para caracterización de fluidos y pozos horizontales.

De esta gamma de programas solo se utilizo los módulos Bal 3, y Recomb2 para la validación del PVT.

4.2.1 RECOMB 2

Este módulo se utiliza para recombinar matemáticamente un gas y un líquido de composiciones conocidas a cualquier presión y temperatura. Se utiliza el método basado en el equivalente de vapor de un líquido. Se requiere de los valores de la relación RGP (PCS/BARRIL en el separador), el peso molecular, la gravedad específica de la fracción pesada del líquido y la composición molar de los fluidos a recombinar.

Para ejecutar este programa existen dos formas para hacerlo. La primera de ellas es mediante el uso del menú, seleccionando en el menú Programas el submenú Validación y Consistencia PVT y en este la opción Recomb 2, como se muestra en la Figura 4.2 La segunda forma de ejecutar el programa (método rápido) es utilizando la barra de herramientas, presionando el icono identificado con el N° 3.



Figura. N° 4.2. Ventana del Ubicación del Recomb2.

4.2.2 BAL3

BAL3 es un programa para calcular la composición molar de líquido y la constante de equilibrio para cada etapa de agotamiento de un análisis P.V.T.

El balance de masas es utilizado para la revisión de la consistencia de la información experimental, aunque algunos autores lo han utilizado para el cálculo de las constantes de equilibrio en sistemas de hidrocarburos a alta presión.

Para ejecutar este programa existen dos formas para hacerlo. La primera de ellas es mediante el uso del menú, seleccionando en el menú Programas el submenú Validación y Consistencia PVT y en este la opción Bal 3, como se muestra en la Figura 4.3 La segunda forma de ejecutar el programa (método rápido) es utilizando la barra de herramientas, presionando el icono identificado con el N° 2.



Figura. N° 4.3. Ventana del Spiyac.

La ventana de Entrada de Datos Presenta tres (4) carpetas, que dividen los datos, Datos Básicos del Pozo, Etapas de Agotamiento, Composición del Gas en cada Etapa y Comp. Líquido en la 1ra Etapa. Inicialmente el programa nos presenta la carpeta de Datos Básicos.

4.2.3 Balance molar del programa Spiyac

Este método consiste en hacer un balance molar a las diferentes etapas de agotamiento de la prueba Depleción a Volumen Constante (CVD) del PVT, revisar que las fracciones molares del condensado retrógrado (X_i) sean mayores a (0) y que la constante de equilibrio (K_i) de cada componente disminuya a medida que el peso molecular aumenta por componente, esto sin considerar las impurezas (H_2S , CO_2 , y N_2) como se muestra en las Figuras 4.4.

Pozo: RG-100
 Núm. Etapas: 7
 Núm. Componentes: 11
 Temp. Yacimiento: 288

Estado de Agotamiento	Componente	%Molar Gas	%Molar Liq.	K
Estado de Agotamiento: 2 (3600 Psia)	CO2	5,92	115,10	0,05
	N2	0,13	4,17	0,03
	C1	78,48	-354,20	-0,22
	C2	8,50	20,63	0,41
	C3	4,29	93,25	0,05
	IC4	0,84	21,06	0,04
	NC4	0,93	41,37	0,02
	IC5	0,30	28,61	0,01
	NC5	0,18	12,31	0,01
	C6	0,17	32,52	0,01
	C7	0,26	85,18	0,00

Figura N° 4.4. Primera etapa de Agotamiento de la prueba de Balance Molar a través del Programa Spiyac

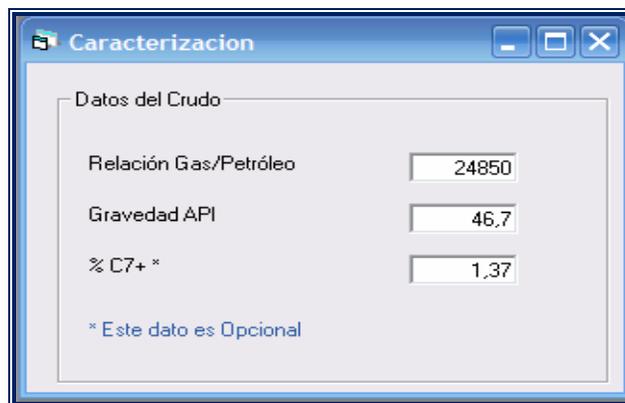
4.2.4 Caracterización de yacimientos

Este programa determina la segregación de un crudo utilizando redes neuronales para inferir si es Petróleo Negro, Gas Condensado o Petróleo Volátil, como se ve reflejado en la Figura 4.5.

Este programa es sumamente fácil de utilizar, el usuario solamente debe conocer la gravedad API del Fluido y la Relación Gas Petróleo como se observa en la Figura 4.5. Opcionalmente se puede ingresar el % Molar de C7+, sin embargo si este campo se deja en blanco el programa lo calculará.

Datos de Entrada:

- Gravedad API ($^{\circ}$ API)
- Relación Gas Petróleo (PCN/BN)
- % Molar de C7+ (este dato es opcional, puesto que el programa puede calcularlo)



The image shows a software window titled "Caracterizacion" with a standard Windows-style title bar (minimize, maximize, close buttons). The window contains a section titled "Datos del Crudo" with three input fields:

Variable	Value
Relación Gas/Petróleo	24850
Gravedad API	46.7
% C7+ *	1.37

Below the input fields, there is a note: "* Este dato es Opcional".

Figura. N° 4.5. Ventana de Datos.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Recopilación de información del yacimiento RG-100 Arena Mejil, área mayor de Anaco, campo Santa Rosa

El Yacimiento RG-100 Arena MEJIL, es un yacimiento de gas condensado con una presión inicial de 4.100 Lpc, durante su producción presento problemas de condensación retrograda, está limitado por un contacto Condensado-Petróleo.

El pozo descubridor de este yacimiento fue el pozo RG-100 Arena MEJIL, se encuentra ubicado en la zona de condensado, presenta 32' de arena porosa permeable con buenas propiedades petrofísicas. Fue completado en Diciembre de 1966 en los intervalos (9.637'- 9.657') y (9.523'-9.692'), durante su vida productiva se caracterizó por ser un excelente productor de hidrocarburos, Fue abandonado durante los trabajos de reacondicionamiento en Enero de 1989, momento para el cual presentaba las siguientes producciones acumuladas 785 MBls de crudo, 62,2 MMPC de gas y 156 MBls de agua producida.

La presión constituye un parámetro muy importante para el análisis dinámico de la arena en estudio, ya que da una idea de la energía con la cual dispone el yacimiento y que incide directamente en la producción de los pozos, este y otros parámetros se obtuvieron de la carpeta de pozos, como se muestra en la siguiente tabla 5.1.

Tabla N°5.1. Información Oficial del Yacimiento RG-100 Arena MEJIL.

YACIMIENTO	RG-100
°API	46,7
Porosidad (%)	0,12
Permeabilidad (md)	150
Área (Acres)	3.142
Volumen (Acres*pies)	80.783
Temperatura (°F)	248
Presión inicial (lpc)	4.080
Presión de Abandono (lpc)	820
GCOES (MMMMPCN)	105.503
COES (MBN)	7.674

5.2 Validación de los datos suministrados de yacimiento RG-100 Arena Mejil

Se procedió a validar una prueba PVT suministrada por la empresa PDVSA Gas Anaco, mediante el uso de la herramienta Spiyac, en la utilización este programa se obtuvieron los siguientes resultados:

5.2.1-Recombinación matemática

En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una presión P y T, arrojando como resultado que el $C1 \leq 2$ y $C7+ \leq 5$, el cual indica que cumple con la condición para considerar válida la prueba.

En este método se requieren de los valores de la relación RGP (PCS/BARRIL en el separador), peso molecular, la gravedad específica de la fracción pesada del líquido y la composición molar de los fluidos de los fluidos a recombinar, como se muestra en la Tabla N°5.2.

Tabla N°5.2. Resultados de Recombinación Matemática.

Programa: Recomb2					SPIYA C
Validación de Estudios PVT		PETRO SALA			
<u>Recombinación Matemática Gas-Líquido RG-100</u>					
Componente	Líquido	Gas	Fluido Recombinado	Recombinación Matemática	% Error
N2	0,010	0,120	0,120	0,117	2,417
CO2	2,090	5,650	5,560	5,558	0,030
C1	12,730	79,550	77,830	77,830	0,001
C2	6,590	8,470	8,420	8,422	-0,019
C3	9,720	4,070	4,220	4,215	0,107
IC4	3,730	0,790	0,870	0,866	0,497
NC4	5,470	0,830	0,950	0,949	0,056
IC5	3,010	0,230	0,300	0,302	-0,524
NC5	2,280	0,150	0,200	0,205	-2,364
C6	2,920	0,090	0,160	0,163	-1,760
C7	51,450	0,050	1,370	1,373	-0,251
Relación Gas Petróleo: 37000 (PCN/bbl sep.)					
Gravedad Específica Fracción Pesada: 0,809 (fracción)					
Peso Molecular Fracción Pesada: 149, (g/mol)					
Gravedad Específica Calculada: 0,8046 (fracción)					
Peso Molecular Calculado: 148,26 (g/mol)					

5.2.2 Balance molar

Se determinó las fracciones molares del condensado retrógrado, haciendo un balance molar de fluidos en las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD.

- **Reportes del Balance Molar del Programa Spiyac.**

Esta prueba no se pudo validar, ya que el programa arroja unas constantes de equilibrio (K) negativas, como se observa en la Tabla 5.3, pero los componentes más importantes de la mezcla nos arroja un resultado positivo, como es el caso de metano (C₁) y el Heptano (C₇₊), esto nos indica que podemos utilizar los datos iniciales de la Prueba PVT aplicada al yacimiento RG-100 (Presión de Rocío, Presión de Burbujeo, °API). Pero es importante acotar esta prueba PVT no arroja valores de Factor volumétrico bifásico, esto puede ser debido a que fue la primera prueba PVT que se tomó en ese yacimiento.

Agotamiento a Volumen Constante. Método Estándar

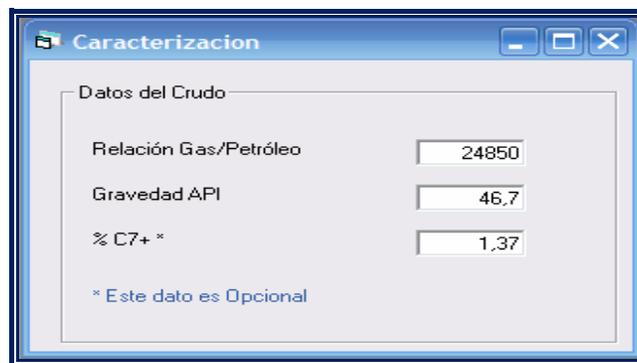
Estado de Agotamiento N° 2. Pozo RG-100 (3600 Psia).

Tabla N° 5.3 Reporte de Balance Molar

Componente	% molar Gas	% molar Líqu.	K
CO ₂	5,92	151,49	0,04
N ₂	0,13	4,17	0,03
C ₁	78,48	341,32	0,23
C ₂	8,50	40,85	0,21
C ₃	4,29	32,60	0,13
IC ₄	0,84	-11,29	-0,07
NC ₄	0,93	-7,16	-0,13
IC ₅	0,30	0,30	1,00
NC ₅	0,18	-7,91	-0,02
C ₆	0,17	4,21	0,04
C ₇₊	0,26	-448,59	0,00

5.2.3 Identificación del tipo de hidrocarburo presente en el yacimiento

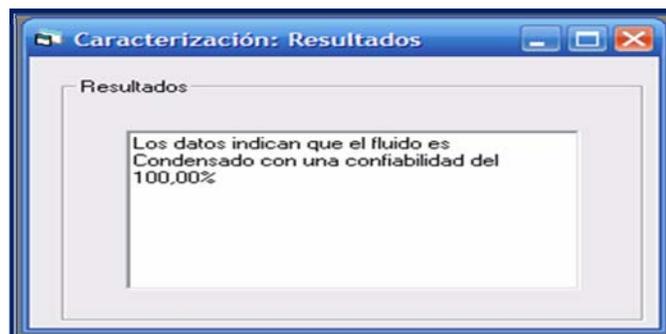
Una vez obtenido el reporte del Balance molar y según sus resultados se pudo utilizar los datos iniciales del yacimiento como se muestra el a Figura 5.1. (gravedad API, Relación Gas/petróleo). Usando la herramienta Spiyac, se determinó el %C₇₊ del fluido, la cual resulto ser de 1,37 %, además el programa arrojó, según el módulo de caracterización, que el fluido presente en el yacimiento es Gas-Condensado, con un porcentaje de confiabilidad de 100 %. Como se muestra en la figura 5.2.



Datos del Crudo	
Relación Gas/Petróleo	24850
Gravedad API	46.7
% C7+ *	1.37

* Este dato es Opcional

Figura. N° 5.1. Módulo Caracterización, SPIYAC.



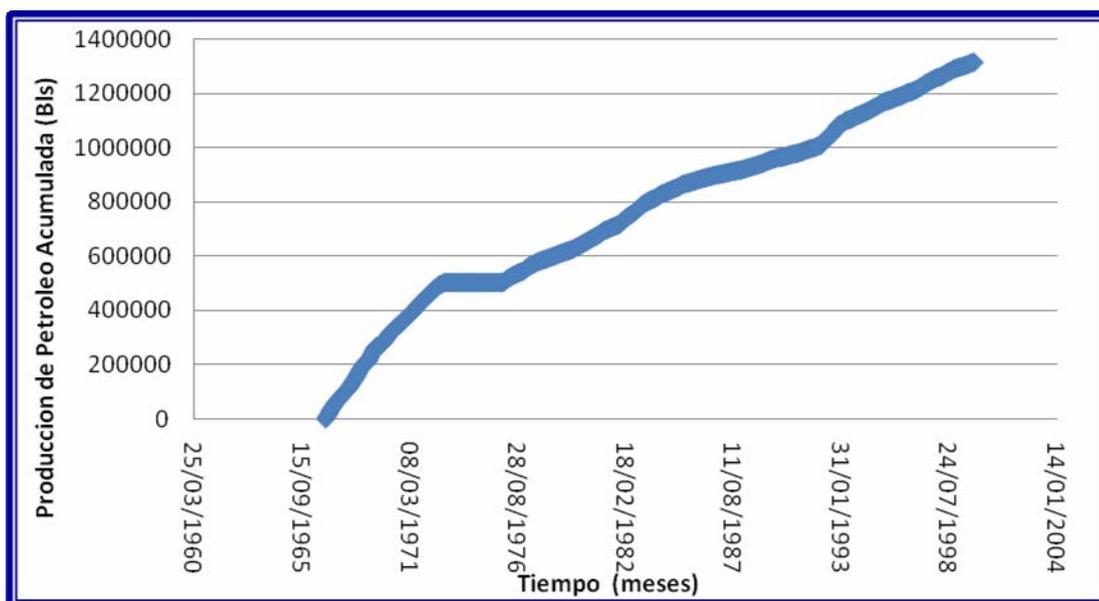
Resultados

Los datos indican que el fluido es Condensado con una confiabilidad del 100.00%

Figura. N° 5.2. Resultados Módulo Caracterización, SPIYAC.

5.3 Validación de los datos de producción

Se espera que la producción acumulada de los fluidos de un yacimiento aumente con respecto al tiempo, debido a que es la suma de las producciones de los fluidos (petróleo, agua y gas) que mensualmente aporta cada pozo del yacimiento, al observar las gráficas se visualiza que las tendencias de las gráficas 5.1 presentan un comportamiento de acuerdo a lo esperado, según lo expuesto anteriormente. Se representaron varias gráficas, (Presión acumulada Vs Tiempo; gas producido Vs Tiempo) esta se verán en los anexos.



Grafica N° 5.1. Producción Acumulada Vs Tiempo del Yacimiento GR-100.

5.4 Comportamiento de la presión del yacimiento

El factor de compresibilidad se calculó mediante las propiedades pseudocrítica para cada una de las presiones señaladas en la Tabla N°5.4, los resultados obtenidos están tabulados en la tabla N° 5.4, luego se obtuvo P/Z para cada una de las presiones, los resultados se ven reflejados en la Tabla 5.5.

Tabla N°5.4 Cálculo del factor de compresibilidad.

Psr	Tsr	Z
6,20456095	1,78	0,951
6,18031669	1,78	0,95
6,1394045	1,78	0,949
6,05303432	1,78	0,964
4,12258504	1,78	0,893
1,26479279	1,78	0,936

Tabla N° 5.5. Datos de para el cálculo P/Z

FECHA	Presión de Yacimiento al Datum (lpca)	Nc(Bsl)	Gas Acumulado (MMPC)	Agua Acumulada (Bsl)	Gpt(PCN)	Gpt (MMPCN)	P/z
01/01/1967	4.094,7	13.133	814	519	827.115.450	827,11545	4.305,67823
01/05/1967	4.078,7	52.333	3.622	3.223	3.682.783.399	3.682,7834	4.293,36842
01/08/1967	4.051,7	75.223	5.143	5.095	5.233.780.187	5.233,78019	4.269,44152
01/05/1968	3.994,7	141.549	10.049	15.471	1,0263E+10	10.263,2313	4.143,87967
01/10/1983	2.720,7	765.513	59.774	134.920	6,1311E+10	61.310,7063	3.046,69653
P _{ab} (lpca)	834,7						891,773504

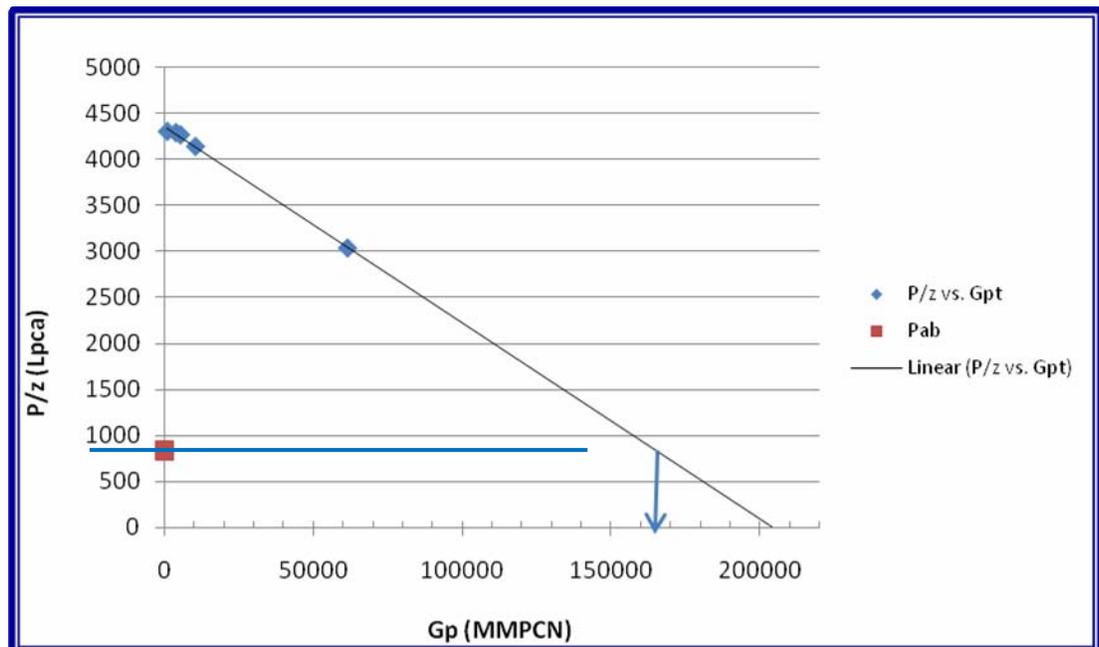
El peso molecular y la gravedad específica del condensado, extraídos del PVT son los siguientes:

Datos:

$$M_c = 149,1176$$

$$\gamma_c = 0,794$$

Para la construcción de la Grafica 5.2 se logro graficando en el eje de la ordenada P/z y en el eje de la abscisa el gas producido acumulado (G_p) y extrapolando de los primeros pares ordenados arroja un valor de GCOES igual a 204.000 MMPCN se obtiene y a una presión de abandono de 750 Lpca se obtuvo un $G_{p_{ab}}$ de 160.500 MMPCN. El cálculo de las reservas remanente es 160.296 MMPCN.

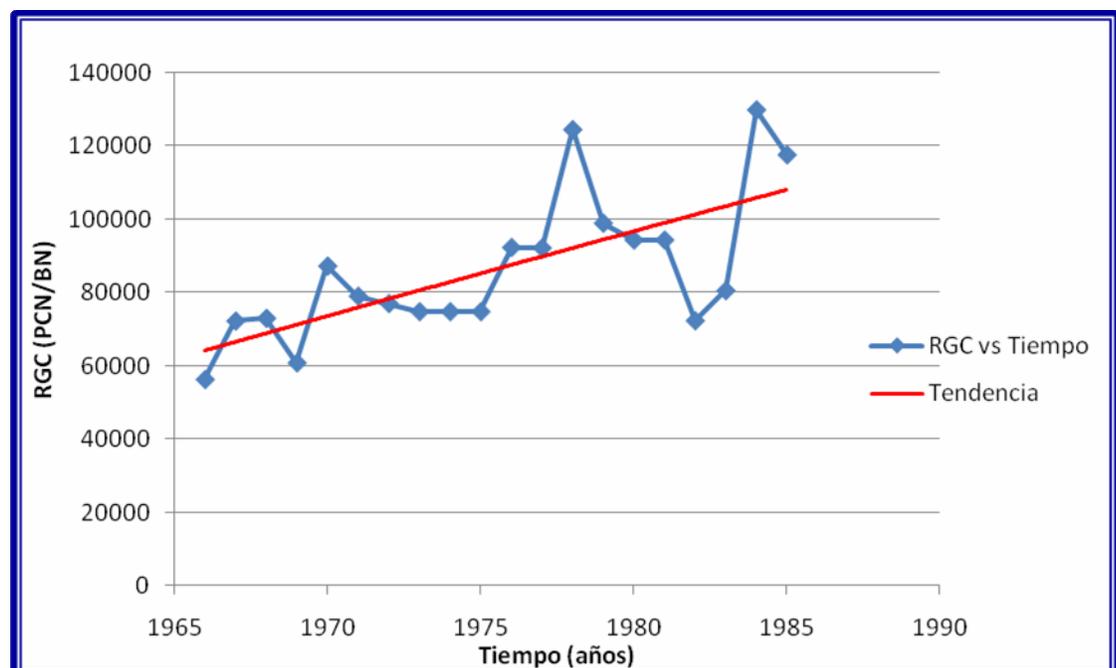


Grafica N° 5.2. Declinación de presión para gas condensado del pozo RG-100

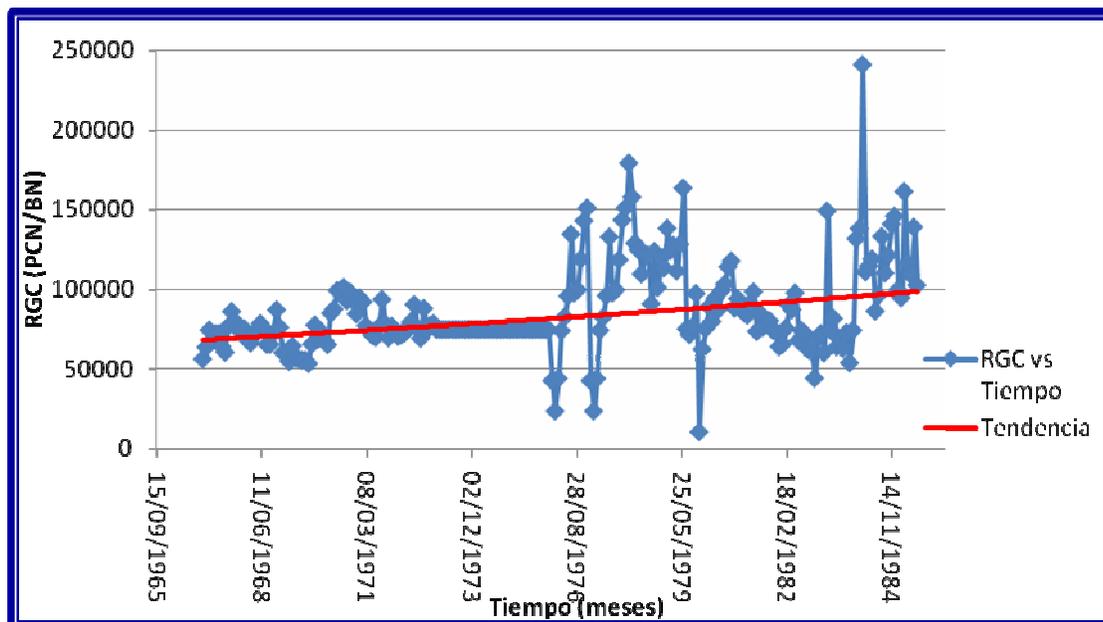
Análisis de la producción del yacimiento RG-100 Arena MEJ11.

- **Análisis del comportamiento de RGC del pozo RG-100:**

En las graficas 5.3 y 5.4, se observa que el comportamiento de la RGC con respecto al tiempo presenta un comportamiento casi lineal o cuyas variaciones no son muy marcadas en los primeros años de explotación hasta 1.973 cuando el pozo fue cerrado por 24 meses (las razones por la que fue cerrado no fueron suministradas en los datos del yacimiento). Luego de este tiempo se observan cambios bruscos en la RGC, pero con tendencia a aumentar progresivamente, a medida que continúa la explotación del pozo. Este comportamiento es normal y se puede decir que fue cerca del año 1.973 cuando la presión en el pozo cayó por debajo de presión de rocío, lo que motivo la decisión de cerrar el pozo por dos años a ver si se lograba una restauración de presión en el pozo, para mejorar la producción de condensado. El objetivo se logro en los primeros meses, pero luego la RGC fue aumentando progresivamente con la producción del pozo.



Grafica N° 5.3. La relación gas-condensado producido versus el tiempo en años del pozo RG-100.

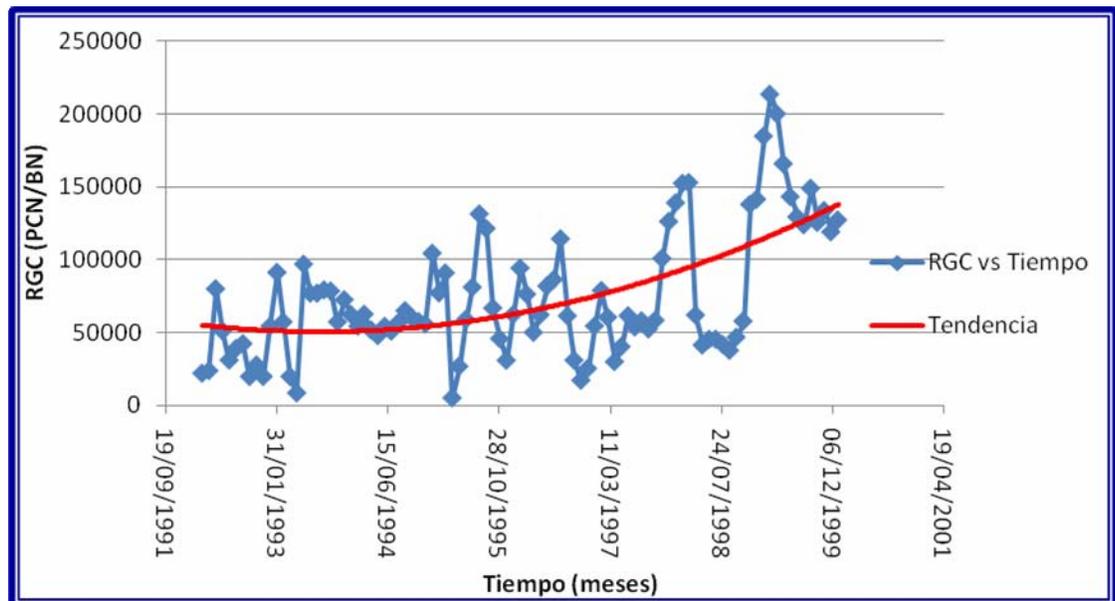


Grafica 5. 4. La relación gas-condensado producido versus el tiempo en meses del pozo RG-100.

- **Análisis del comportamiento de RGC del pozo RG-216.**

En la Grafica 5.5, al observar la tendencia de la grafica de la relación gas-condensado producido (RGC) con respecto al tiempo, y compararla con comportamiento esperado de acuerdo a la teoría estudiada ^[14] se puede decir que la tendencia es la esperada, pero también notamos aumento temprano de la RGC lo que nos indica que se puede estar condensando liquido en el yacimiento debido a una caída de presión. La RGC en promedio se mantiene constante desde el año 1.993 hasta 1.994, en este periodo la presión del yacimiento está por encima de la presión de rocío y desde 1.994 hasta el año 1.999 la producción de gas a aumentado con

respecto a la producción de líquido lo que nos indica que la presión en estos años declino por debajo de la presión del punto de rocío.

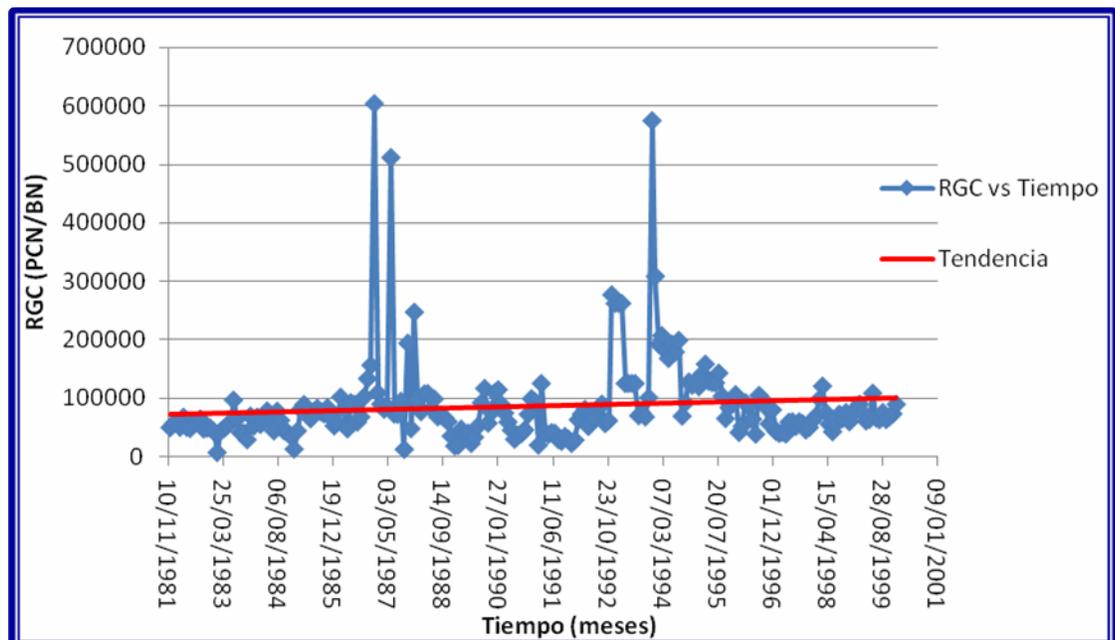


Grafica N°5.5 Grafica de la relación gas condensado versus el tiempo en meses del pozo RG-216.

- **Análisis del comportamiento de RGC del pozo RG-187:**

En la grafica 5.6 se observa un comportamiento que la relación gas-condensado va aumentando lentamente con respecto al tiempo y si se eliminan los picos en la grafica (los cuales pueden atribuirse a mediciones erróneas) su comportamiento seria casi lineal, lo que muestra que no existe una caída de presión notable durante la vida productiva de este pozo. Es importante destacar que para este trabajo se cuenta con un solo dato de presión el cual es de 2.638 y fue registrada en el mes de octubre de

1983, esto permite concluir que el pozo estuvo produciendo a una presión por debajo de la presión de rocío desde el inicio de su producción. Es debido a esto que no se observan grandes variaciones en la RGC.



Grafica 5.6. Grafica de la relación gas condensado versus el tiempo en meses del pozo RG-187.

El comportamiento de la producción de los pozos en estudios arrojaron una tendencia de acuerdo a lo esperado para este tipo de yacimiento de gas condensado, es decir manteniendo un aumento de la producción acumulada (G_p , NP , W_p) con

respecto al tiempo a excepción de pequeños intervalos de tiempo en los cuales el pozo exploratorio RG-100 tuvo algunos periodos de cierre hasta el año 1.985.

- **Cálculo del GCOES:**

Cálculo de GCOES utilizando los datos del PVT tomado en el pozo RG-100 y el área del yacimiento calculada:

$$T_y = 288 \text{ } ^\circ\text{F} = 748 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$P_i = 4.114,7 \text{ lpca}$$

$$\Phi = 0,12$$

$$S_{wc} = 0,15$$

$$\gamma_{gc} = 0,7707 \text{ (dato del PVT Pozo RG-100)}$$

Procedimiento

- Propiedades Pseudos críticas a partir de la gravedad específica del gas:

$$P_{sc} = 706 - 51,7\gamma_{gc} - 11,1\gamma_{gc}^2$$

$$P_{sc} = 706 - 51,7 \times 0,7707 - 11,1 \times 0,7707^2$$

$$P_{sc} = 659,56 \text{ lpca}$$

$$T_{sc} = 187 + 330\gamma_{gc} - 71,5\gamma_{gc}^2$$

$$T_{sc} = 187 + 330 \times 0,7707 - 71,5 \times 0,7707^2$$

$$T_{sc} = 398,86 \text{ } ^\circ\text{R}$$

- Cálculo de la B_{gci} , a una presión de 4.090 lpca y una temperatura de 248°F:

$z = 0.95$, para las condiciones iniciales

$$B_{gci} = 0,02829 \frac{z_{gci} \times T_y}{P_i}$$

$$B_{gci} = 0,02829 \frac{0,953 \times 748}{4114,7}$$

$$B_{gci} = 4,90105 \times 10^{-3} \text{ (} \frac{PCY}{PCN} \text{)}$$

Datos:

Área = 3.123,51 acres

H = 25 pies

Volumen = 78.087,75 acres-pies

$$GCOES = \frac{43.560\phi(1 - S_{wi})Vt}{Bgci}$$

$$GCOES = \frac{43.560 \times 0,12 \times (1 - 0,15) \times 78.087,75}{4,652 \times 10^{-2}}$$

$$GCOES = 7.079.159.261 \times 10^{10} PCN$$

$$GCOES = 7.079.159MMPCN$$

- **Cálculo del GCOES volumétrico utilizando los datos básicos del yacimiento obtenidos de la carpeta MEJ1LRG100:**

$$T_y = 248 \text{ } ^\circ\text{F} = 708 \text{ R}$$

$$P_i = 4.080 \text{ lpca}$$

$$\Phi = 0,12$$

$$S_{wc} = 0,15$$

$$\gamma_{gc} = 0,765 \text{ (Carpeta del Pozo RG-100)}$$

Procedimiento

- Propiedades Pseudos críticas a partir de la gravedad específica del gas:

$$P_{sc} = 706 - 51,7\gamma_{gc} - 11,1\gamma_{gc}^2$$

$$P_{sc} = 706 - 51,7 \times 0,765 - 11,1 \times 0,765^2$$

$$P_{sc} = 659,95 \text{ lpca}$$

$$T_{sc} = 187 + 330y_{gc} - 71,5y_{gc}^2$$

$$T_{sc} = 187 + 330 \times 0,765 - 71,5 \times 0,765^2$$

$$T_{sc} = 397,61 \text{ } ^\circ R$$

- Cálculo de la B_{gci} , a una presión de 4.094,7 lpc y una temperatura de 708°R:
 $z = 0.95$, para las condiciones iniciales

$$B_{gci} = 0,02829 \frac{Z_{gci} \times T_y}{P_i}$$

$$B_{gci} = 0,02829 \frac{0,951 \times 708}{4.094,7}$$

$$B_{gci} = 4.652 \times 10^{-3} \left(\frac{PCY}{PCN} \right)$$

- Cálculo del GCOES volumétrico :

Área = 3.123,51 acres

H = 25 pies

Volumen = 78.087,75 acres-pies

$$GCOES = \frac{43.560 \phi (1 - S_{wi}) V_t}{B_{gci}}$$

$$GCOES = \frac{43.560 \times 0,12 \times (1 - 0,15) \times 78.087,75}{4.652 \times 10^{-3}}$$

$$GCOES = 7.458.152.274 \times 10^{10} \text{ PCN}$$

$$GCOES = 7.458.152 \text{ MMPCN}$$

- **Calculo del GCOES volumétrico**

Los siguientes datos fueron suministrados por la empresa PDVSA del archivo de la historia del Yacimiento RG-100.

Datos:

H = 25 pies

Área = 3.142 acres

Volumen = 78.550 acres-pie

$B_{gci} = 3,4 \times 10^{-3}$ (BY/BN)

$$GCOES = \frac{43.560 \phi (1 - S_{wi}) V_t}{B_{gci}}$$

$$GCOES = \frac{43.560 \times 0,12 \times (1 - 0,15) \times 78.550}{3,4 \times 10^{-3}}$$

$$GCOES = 1.0264.914 \times 10^{11} PCN$$

$$GCOES = 1.026.491,4 MMPCN$$

Una vez realizado estos tres cálculos de GCOES se observa, que la diferencia radica solo en el cálculo del B_{gci} , según información suministrada en PDVSA estos cálculos de GCOES se encuentran actualmente en estudio debido a que el cálculo de las reservas remanentes resultan ser negativo arrojando un valor de -16.711 MMPCN, por lo tanto para este estudio se tomo valido el cálculo de GCOES obtenido por declinación de presión para yacimiento de gas condensado.

5.5 Plan de explotación para el recobro de las reservas remanentes del yacimiento

Luego de haber analizado el comportamiento de producción de los pozos en estudio (RG-100; RG-216; RG- 187) de la arena MEJ11 del yacimiento RG-100 y la declinación de presión del pozo RG-100 la cual se tomo como la energía representativa de todo el yacimiento por ser este el pozo descubridor y al no tener suficiente información actual de este yacimiento, debido a que a partir del año 2.003 se desarrolla un plan de unidad hidráulica de la formación Merecure, la cual consistió en la unión de la producción de varias arenas (MER-J/K/L/M). El plan de explotación se basó en el análisis de producción mediante gráficos (declinación, de presión y RGC Vs Tiempo).

De acuerdo al comportamiento de producción del Pozo RG-216, actualmente activo y es el posee la mejor prospección para producir si se logra disminuir la caída de presión, mediante la colocación de un reductor en el cabezal, esto mantendrá la energía del yacimiento evitando la formación de líquido alrededor del pozo.

El Pozo RG-187, de acuerdo a una prueba de presión se observo la acumulación de condensado alrededor del pozo, por lo tanto se debe realizar un plan de fracturamiento hidráulico, esto permitirá mejorar la comunicación yacimiento-pozo.

El pozo descubridor RG-100, en su vida productiva se caracterizó por ser un buen productor a la fecha de cierre (01/07/195), este producía 37 BNPD de condensado con una gravedad API 43,90 con una presión de cabezal de 1800 Lpca y una tasa de gas de 979 MPCND fue abandonado durante trabajo de reacondicionamiento, se propone cañonear y completar el intervalo de la arena de interés.

Se debe tener en cuenta que cuando se hizo el primer esquema de explotación de estos pozos en estudio su principal objetivo era la extracción de crudo y no de la explotación de Gas condensado en sí, esto tuvo como consecuencia que los pozos

presentarán problemas de condensación retrograda, la cual puede disminuir la producción hasta un 70%, por esta razón se recomienda un nuevo esquema de explotación que permita mejorar la comunicación yacimiento-pozo, es decir eliminar o disminuir el daño causado por la formación de anillos de condensado alrededor del pozo.

En la siguiente Tabla 5.6 se observa el estado actual de los pozos en estudio, presentando según su histórico de producción las correspondientes tasas de producción.

Tabla 5.6. Estado actual de los pozos productores de la arena MEJIL del yacimiento.

pozo	Estado actual	Ultima producción de Gas Qg (MPCN)/d
RG-100	Cerrado	62.185
RG-187	Activo	24.543
RG-216	Activo	8.720

5.6 Conclusiones

1. El yacimiento se encuentra inicialmente subsaturado a una presión inicial de 4.100 Lpca, su presión de rocío es de 3.800 según datos PVT, es un yacimiento volumétrico, siendo su principal mecanismo de producción la expansión de los fluidos.

2. El GCOES obtenido por los métodos volumétricos y de Declinación de Presión es de 7.079.159 MMPCN, 204.000 MMPCN respectivamente.

3. Se caracterizó el fluido como gas condensado en función de parámetros de producción tales como la relación gas petróleo (RGP), gravedad °API, gravedad específica y porcentaje de C7⁺.

4. El yacimiento no presenta evidencia de acuífero y la producción de agua se debe a la condensación en superficie del agua disuelta en el gas y al aumento de saturación de agua en el medio poroso por efecto de expansión de la roca y el agua.

5. Todos los pozos presente en el yacimiento presentan condensación retrograda.

5.7 Recomendaciones

1. Calcular GCOES por otros métodos (declinación de Presión y Balance de Materiales) y estudiar la comunicación hidráulica del yacimiento debido a que ya se ha producido un volumen mayor de gas condensado del estimado en las reservas volumétricas.

2. Realizar una revisión exhaustiva de la información comprendida en los libros de reservas para obtener más datos (data de producción).

3. Realizar pruebas de presión en cada pozo presente en el yacimiento, permitiendo mejorar la caracterización del yacimiento.

4. Activar la producción en pozo recomendado (RG-187 y 216), llevando a cabo un mecanismo de recuperación (fracturamiento, recañonear), para mejorar la comunicación yacimiento – pozo, evitando la acumulación de liquido en la cara de arena.

5. Hacer un análisis nodal a cada uno de los pozos para optimizar los componentes involucrados en la producción.

6. Realizar una inyección de gas para aumentar la energía del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. MARTÍNEZ, A. **“Diccionario del Petróleo Venezolano”**. Los Libros de El Nacional. Caracas, Venezuela, (1.998).
2. RIVERA, J. **“Practica de Ingeniería de Yacimiento Petrolíferos”**. Puerto La Cruz, Venezuela, (1.995).
3. CIED. **“Caracterización Física de Yacimientos”**, PDVSA, Febrero, Puerto la Cruz, Venezuela, (1.997).
4. Rojas, G. y Laprea, M., **“Manual de Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensado”**. Fundaudo, Puerto la Cruz, (1.989).
5. Rojas, G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, PDVSA, CIED, Puerto la Cruz, (1992).
6. CIED., **“Actualización en ingeniería de Yacimiento”**, Modulo I, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico”.
7. CEPET., **“Cursos Básicos de Ingeniería de Yacimiento”**. Editorial Fonives, Caracas, (1.999).
8. Essenfiel, M., **“Fundamento de ingeniería de Yacimiento”**, Centro de Información y Documentación Oriente.
9. Craft, B y Hawkins, M., **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**, Editorial Tecnos, Madrid, (1.968)

10. VALBUENA, E., **“Determinación de las Unidades Lodo hidráulicas en la Formación Merecure Campo Zapatos”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto la Cruz, Julio 2000.

11. PDVSA-CIED, **“Ingeniería de Producción. Nivel III. Métodos de Producción”**, Caracas; Venezuela. (1.997).

12. PIRSON, S. **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones Omega S.A. Barcelona, España. (1.965).

13. BÁNZER, C. **“Correlaciones Numéricas P.V.T.”**, Universidad del Zulia, Maracaibo, Enero, (1.996).

14. ROJAS, G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**. Universidad de Oriente: Puerto la Cruz, (2.003).

ANEXOS

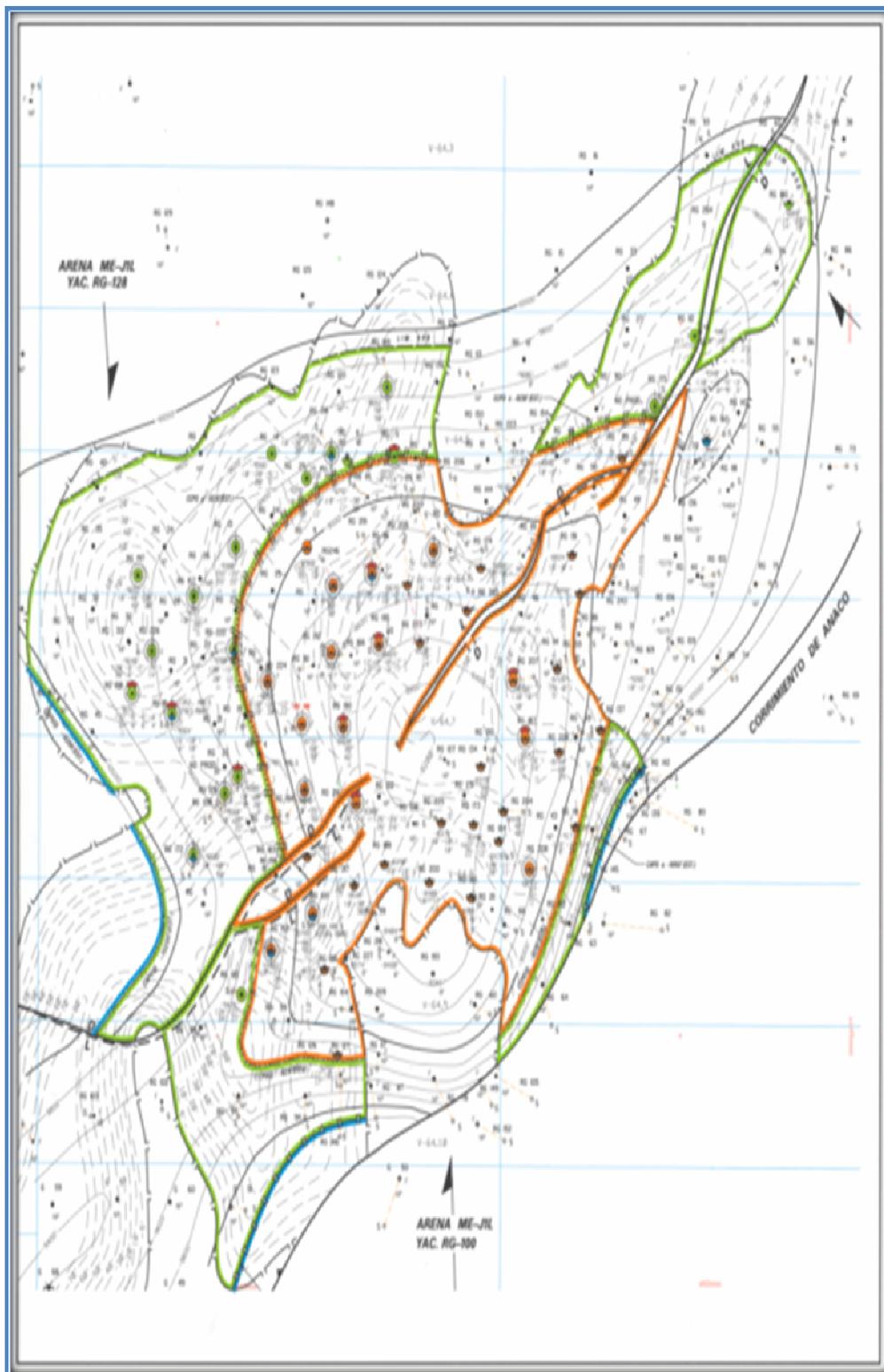
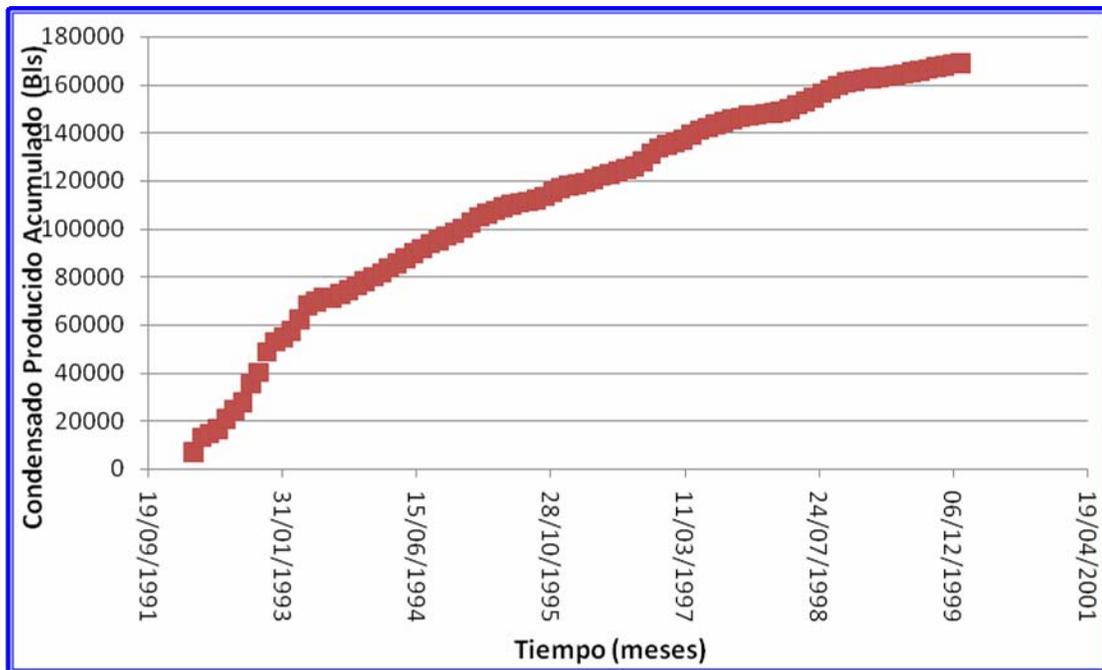
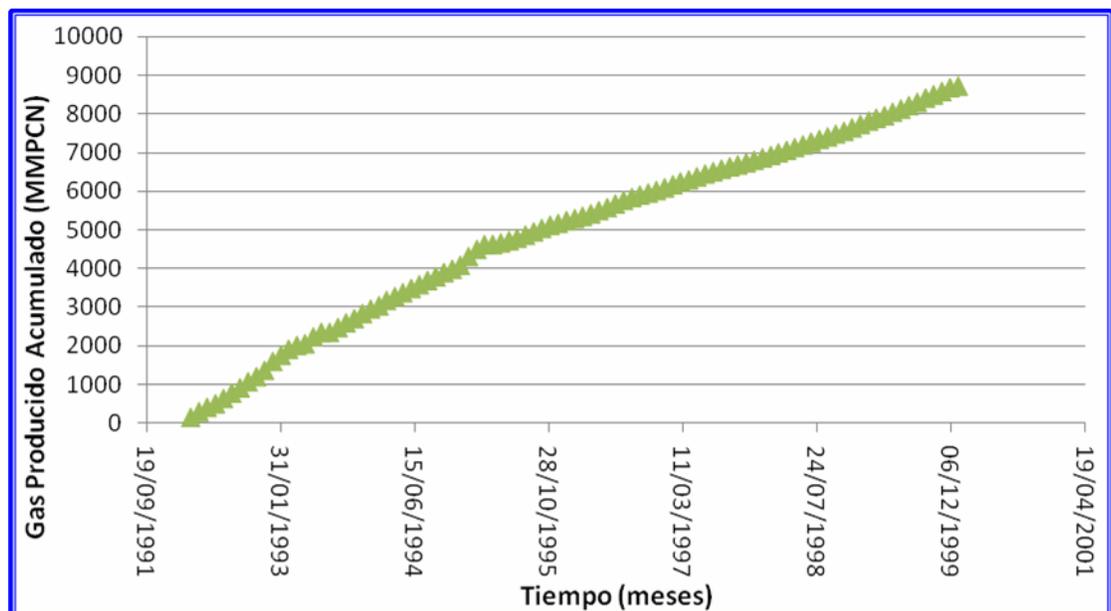


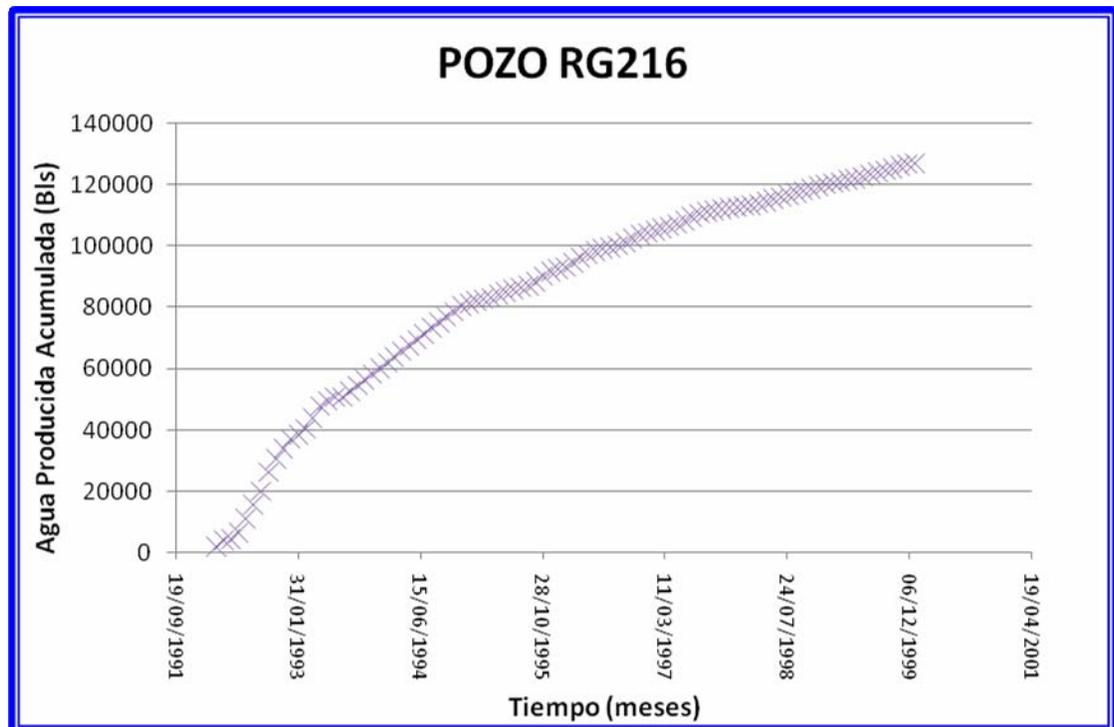
Figura N° A1. Mapa isopaco



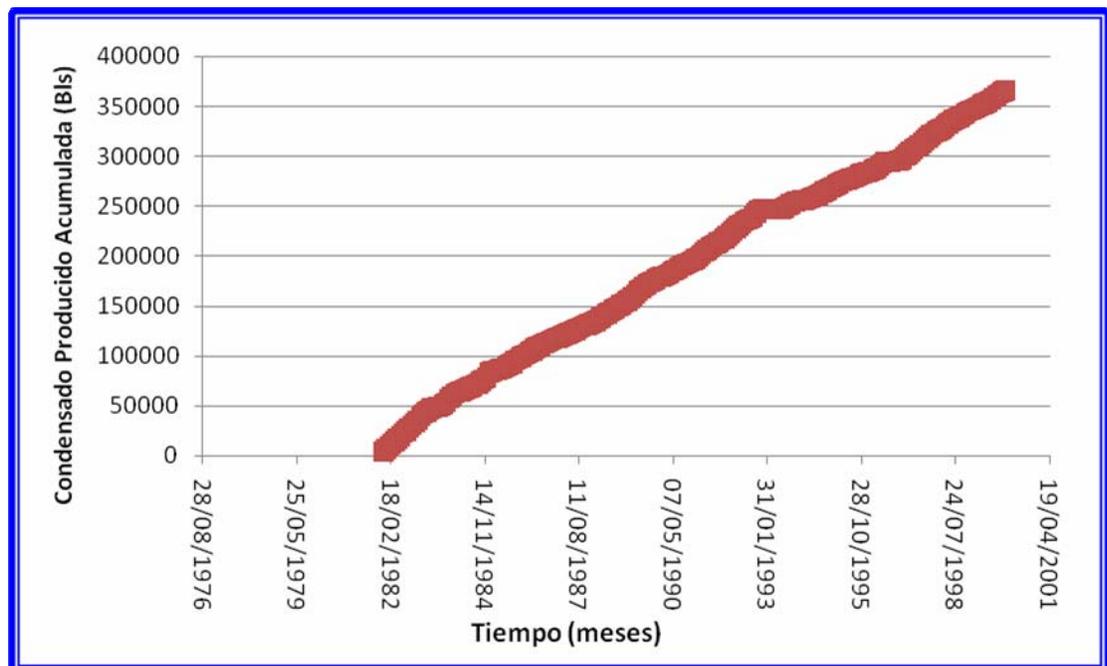
Gráfica N°A.2. La producción acumulada de condensado versus tiempo, del pozo RG-216



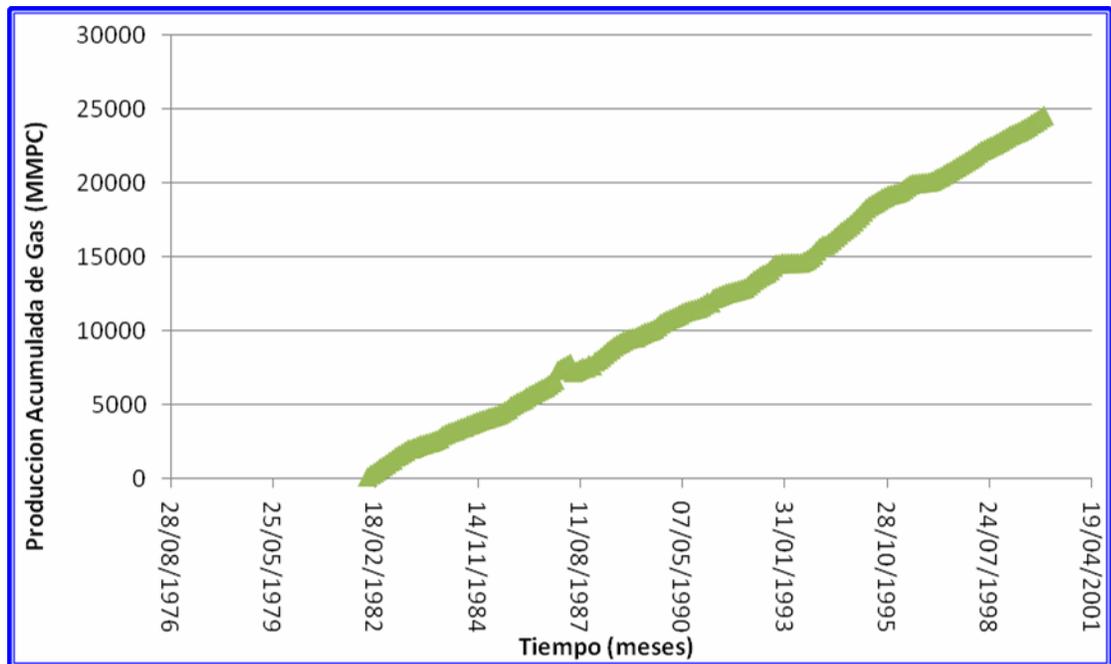
Gráfica N°A.3. La Producción acumulada de gas versus tiempo, del pozo RG-



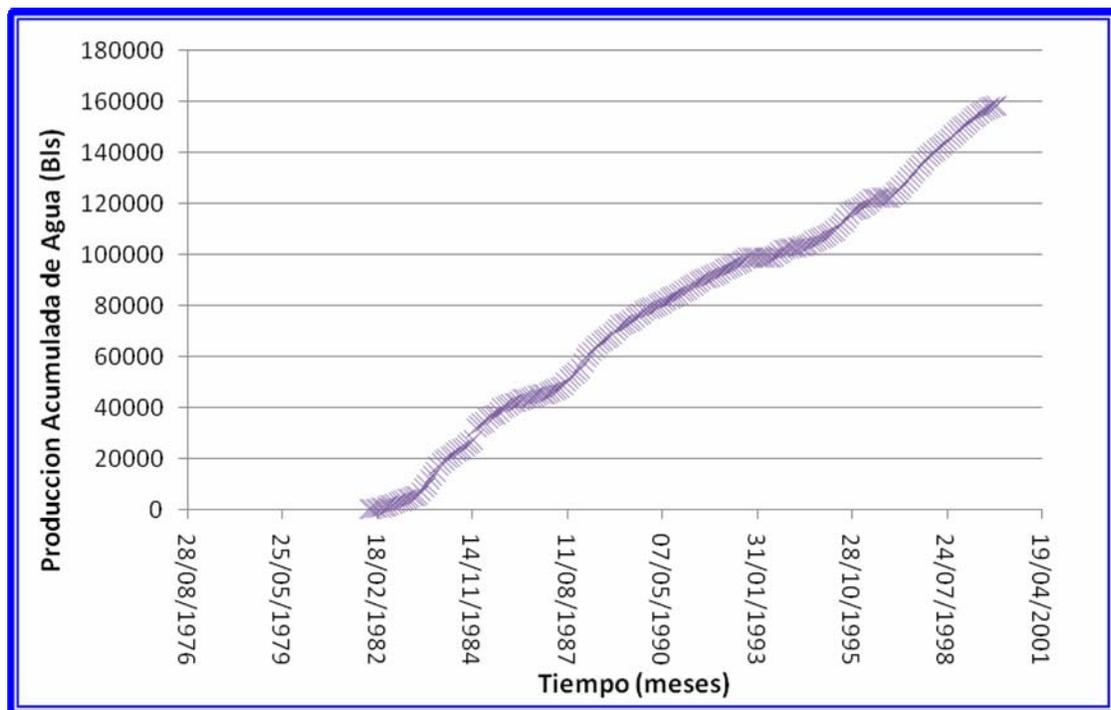
Gráfica N° A.4. La producción acumulada de agua versus tiempo, del pozo RG-216



Gráfica N°A.6. La Producción de condensado acumulado versus el tiempo del pozo RG-187.



Gráfica N° A.7. La Producción acumulada de gas versus tiempo del pozo RG-187.



Gráfica N° A.8. La producción acumulada de agua versus tiempo del pozo RG-187.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Caracterización del Yacimiento RG-100, Arena MEJ1L, Área Mayor de Anaco, Estado Anzoátegui
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Pérez P, María Alejandra	CVLAC: 12.255.868 E MAIL: alejandrita122_5@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Gas Condensado

Área Mayor de Anaco

Caracterización

Formación Merecure

Condensación Retrograda

Yacimiento

Arena MEJ1L

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUB ÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo de una Caracterización de Yacimientos es optimizar la explotación de un campo, siendo esta la principal finalidad del estudio realizado al Yacimiento RG-100 Arena MEJ11, ubicado en el Campo Santa Rosa; para lograr dicho objetivo se realizó una validación y análisis de la información del yacimiento. Seguidamente, se estimaron los volúmenes originales en sitio y el cálculo de reservas de hidrocarburos presentes en el mismo, a través del método de declinación de presión y el método volumétrico. Se obtuvieron volúmenes de 74581.52 MMPCN de Gas Condesado Original en Sitio (GCOES), 3.107.563,3 BN de Condensado Original en Sitio (COES) a través del Método Volumétrico. El gas condensado original en sitio obtenido por el método de declinación energética fue de 203.000 MMPCN. El yacimiento en estudio tiene 4 pozos de los cuales 1 está activo, 2 abandonados y uno inactivo, no hay inyección de gas. En el año 2005 la empresa Estatal PDVSA, realizó un proyecto de unificación de varias arenas del yacimiento incluyendo la arena MEJ11, por tal motivo se posee poca información referida del área en estudio en la carpeta de pozos. En base a los análisis realizados, se recomienda un nuevo esquema de explotación, aplicando procesos de recuperación mejorados como es la técnica de fracturamiento hidráulico que permite incrementar el contacto entre el pozo y la formación y la inyección de gas, con esto se espera incrementar las tasa de producción.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Castro , Luis	ROL	CA	AS x	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Salas, Roberto	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Briones, Mario	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	06	04
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
MONOGRAFÍA. Caracterización del Yacimiento RG-100, Arena MEJ1L, Área Mayor de Anaco, Estado Anzoátegui	Application/ 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 Ingeniería de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

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

Pérez P, María A.

AUTOR

**Briones, Mario
Roberto**

ASESOR

Castro, Luís

JURADO

Salas,

JURADO

Patiño, Raida

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

