

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE YACIMIENTOS MARGINALES MEDIANTE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO. CASO: ÁREA OESTE, CAMPO DACIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por el Br.
Andrés Sowiesky Galavís Borden.

Caracas, Noviembre 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE YACIMIENTOS MARGINALES MEDIANTE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO. CASO: ÁREA OESTE, CAMPO DACIÓN

Tutor académico: Prof. Leopoldo Farías
Tutor industrial: Ing. José Gregorio Araujo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por el Br.
Andrés Sowiesky Galavís Borden.

Caracas, Noviembre 2002

Esta tesis es tuya Dani:

Gracias por tu apoyo y por estar allí para mí todo el tiempo, sin ti mi trabajo no hubiese sido ni la mitad de lo que es. Te quiero y te mereces todos los masajitos más ricos del mundo!.

Gracias a mis tutores, Leopoldo y José, quienes sin tener que hacerlo y a pesar de sus obligaciones, aceptaron un trabajo tan pesado.

Quiero también agradecer a la gente del piso 13, quienes hicieron mi primera experiencia laboral más fácil y agradable de lo que pensé que sería. Especialmente a Ángel Molina, por brindarme la oportunidad de trabajar en su equipo.

A mis amigos por aguantar mi “hoy tengo que escribir” y ayudarme a soltar el vapor cuando lo necesité.

Por último, pero no menos importante, gracias a mi familia. Espero que se sientan tan orgullosos de mí como yo de ustedes. Gracias por su apoyo y cariño.

Galavís B., Andrés S.

**DESARROLLO DE YACIMIENTOS MARGINALES MEDIANTE
PRODUCCIÓN EN CONJUNTO.
CASO: ÁREA OESTE, CAMPO DACIÓN**

**Tutor Académico: Prof. Leopoldo Farías. Tutor Industrial: Ing. José Araujo.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2002, 105 p.**

Palabras Claves: Producción conjunta de yacimientos, Yacimientos marginales, Campo Dación, Comportamiento de flujo, Aceleración de producción.

Resumen. En las próximas páginas se presentará un estudio sobre la producción conjunta de yacimientos. El objeto de este estudio es establecer una metodología que permita generar proyectos de explotación de yacimientos bajo este esquema de producción.

Inicialmente se presenta una revisión teórica sobre este esquema de producción. Basándose en la bibliografía consultada se propone una metodología aplicable a la generación de proyectos de producción conjunta. Dicha metodología hace uso de curvas de comportamiento de flujo (IPR) compuesto como elemento común para relacionar la producción de los yacimientos involucrados. Adicionalmente, hace uso de las curvas de aporte relativo de fluidos para examinar la contribución futura de los yacimientos al conjunto.

Se determinaron parámetros de discriminación para la selección de yacimientos que puedan ser incluidos en un programa piloto de producción conjunta. Una revisión de los yacimientos pertenecientes al campo Dación bajo estos parámetros dio como resultado un listado de candidatos a ser producidos según este esquema.

Se determinaron los pozos disponibles para el desarrollo de los yacimientos candidatos y se seleccionó uno de éstos para la prueba piloto del esquema

propuesto en el campo Dación. En este pozo se aplicó la metodología propuesta para la predicción del comportamiento del conjunto.

La evaluación económica del proyecto de producción conjunta al ser comparado con un proyecto de producción secuencial mostró un incremento del valor presente neto (VPN) que sobrepasan el 44 por ciento. Esto se debe a dos factores principales. El primer factor es el recobro acelerado de fluidos, el cual se refleja en un menor del tiempo de pago, hasta nueve meses menos para recuperar la inversión. El segundo factor responsable del incremento del VPN fue el aumento de la producción acumulada, hasta un 55% por ciento extra.

Tabla de Contenido

ÍNDICE DE FIGURAS	I
ÍNDICE DE TABLAS	III
INTRODUCCIÓN	
CAPÍTULO 1: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS.....	1
1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	1
1.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO.	3
1.3 ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.	7
CAPÍTULO 2: PRODUCCIÓN CONJUNTA DE YACIMIENTOS.	12
2.1 DEFINICIÓN.	12
2.2 ESTUDIOS PREVIOS SOBRE LA PRODUCCIÓN CONJUNTA.	13
2.3 CASOS A NIVEL MUNDIAL.	18
2.4 VENTAJAS DE LA PRODUCCIÓN CONJUNTA.	21
2.5 PRECIPITACIÓN QUÍMICA Y COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS.	23
2.6 FLUJO CRUZADO.	25
2.7 SITUACIONES ADVERSAS A LA PRODUCCIÓN CONJUNTA.	27
2.7.1 <i>Sistemas compuestos por yacimientos de fluidos químicamente incompatibles.</i>	27
2.7.2 <i>Producción conjunta de zonas que presenten diferencias de potencial.</i>	28
2.7.3 <i>Zonas que producen con grandes diferencias en cortes de agua, RGP o °API.</i>	29
2.7.4 <i>Zonas productoras muy distantes.</i>	30
2.8 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS PARA PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA.....	31
2.8.1 <i>Clasificación según los componentes del sistema.</i>	31
2.8.2 <i>Clasificación del sistema según su objetivo.</i>	32
2.9 REGULACIONES LEGALES.	33
2.10 MÉTODOS DE COMPLETACIÓN.	35
2.11 MONITOREO Y CONTROL DE PRODUCCIÓN.....	38
CAPÍTULO 3: FUNDAMENTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO...44	
3.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN).	44
3.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	45
3.3 TIEMPO DE RETORNO (TR).	45
3.4 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO (B/C).....	45
3.5 EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE ACELERACIÓN.	46

3.4 MODELO ECONÓMICO LASMO.	48
3.4.1 Ingreso:	48
3.4.2 Inversiones de Capital:	49
3.4.3 Costos operativos:	49
CAPÍTULO 4: PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA EL DISEÑO DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO.	50
4.1 ANÁLISIS INDIVIDUAL DE COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS.	51
4.2 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO INDIVIDUALES.	52
4.3 CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE IPR DEL CONJUNTO.	53
4.4 DETERMINACIÓN DE LA TASA TOTAL Y ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DEL CONJUNTO.	55
4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO.	56
4.6 RESUMEN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	57
CAPÍTULO 5: DESARROLLO DE UN PROYECTO PILOTO DE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO. EXPERIENCIA PRÁCTICA.	59
5.1 ESTABLECIMIENTO DE LA NECESIDAD.	59
5.2 SELECCIÓN DE YACIMIENTOS CANDIDATOS.	61
5.3 UBICACIÓN ESPACIAL DE YACIMIENTOS E IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS.	64
5.4 SELECCIÓN DE POZOS Y YACIMIENTOS.	69
5.5 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO P1,3:LG203	71
5.6 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO N2L:LG264	72
5.7 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.	73
5.7.1 Yacimiento P1,3:LG:203	73
5.7.2 Yacimiento N2L:LG264	76
5.8 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN	78
5.8.1 Yacimiento P1,3:LG203	78
5.8.2 Yacimiento N2L:LG264	81
5.9 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO INDIVIDUALES.	85
5.10 CONSTRUCCIÓN DE LA IPR CONJUNTA.	87
5.11 DETERMINACIÓN DE LA TASA TOTAL Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL CONJUNTO.	88
5.12 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA.	90
CONCLUSIONES	96
RECOMENDACIONES	98
NOMENCLATURA	99
REFERENCIAS.....	102

APÉNDICE A: HISTORIA DEL POZO LG264. A.1

APENDICE B: COLUMNA ESTRAFIGRÁFICA TIPO PARA EL CAMPO DACIÓN (FIGURA). . B.1

APÉNDICE C: UBICACIÓN DEL CAMPO DACIÓN (FIGURA)..... C.1

Índice de Figuras

Figura 1.1 Comportamientos de Influjos.	4
Figura 1.2 Curvas IPR para Pozos Dañados.	6
Figura 2.1 Cuerpos de Arena Interceptados por un Pozo (vista lateral).....	14
Figura 2.2 IPR Compuesta según Nind.....	15
Figura 2.3 Comparación entre Esquemas de Producción Secuencial y Conjunta.	22
Figura 2.4 Completación Simple.	35
Figura 2.5 Completación Simple (Variante).....	36
Figura 2.6 Completación Simple Selectiva (Mangas Deslizables)	37
Figura 3.1 VPN Contra Tasa de Interés	47
Figura 4.1 Establecimiento de Criterios de Selección	51
Figura 4.2 Construcción de la IPR Compuesta	53
Figura 4.3 Procedimiento para el Diseño de Proyectos de Producción Conjunta.	58
Figura 5.1 Distribución de las Reservas Recuperables del Campo Dación	59
Figura 5.2 Ubicación Vertical de los Yacimientos Candidatos.	65
Figura 5.3 Mapa Isopaco-Estructural de P1,3:LG203	71
Figura 5.4 Mapa Isopaco-Estructural de N2L:LG264	72
Figura 5.5 Producción del Yacimiento P1,3:LG203 Relativa al Tiempo	75
Figura 5.6 Producción del Yacimiento N2L:LG264 Relativa al Tiempo.....	77
Figura 5.7 Tasa de Petróleo Contra Tiempo en P1,3.....	79

Figura 5.8 Tasa de Petróleo Contra Producción Acumulada en P1,3	80
Figura 5.9 Corte de Agua Contra Producción Acumulada en P1,3	81
Figura 5.10 Tasa Líquida y de Petróleo Contra Tiempo en N2L	82
Figura 5.11 Tasa de Petróleo Contra Tiempo en N2L.....	83
Figura 5.12 Tasa de Petróleo Contra Producción Acumulada en N2L.....	84
Figura 5.13 Corte de Agua Contra Producción Acumulada en N2L.....	84
Figura 5.14 IPR para la Arena P1,3	86
Figura 5.15 IPR para la Arena N2L	87
Figura 5.16 IPR Compuesta para el Pozo LG264	88
Figura 5.17 Tasas de Petróleo y Cortes de Agua.	89
Figura 5.18 Aportes Relativos de Petróleo.....	90
Figura 5.19 Variación Estadística de Permeabilidades (Arenas P, Rango Bajo) ..	91
Figura 5.20 Comparación entre Esquemas.....	93
Figura 5.21 Resultados de la Evaluación Económica.	94
Figura 5.22 Evaluación del Proyecto Diferencial.....	95

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Clasificación de las Herramientas PLT.....	41
Tabla 3.1 Flujos de Caja para un Proyecto de Aceleración	47
Tabla 5.1 Distribución de Yacimientos y Reservas por Arenas.....	63
Tabla 5.2 Yacimientos Candidatos a Producción Conjunta	64
Tabla 5.3 Pozos Filtrado de Pozos por Estación.....	67
Tabla 5.4 Listado de Pozos Prospecto.....	68
Tabla 5.5 Propiedades de los Horizontes para el Pozo LG264.....	70
Tabla 5.6 Puebas Iniciales de Completación en P1,3:LG203	73
Tabla 5.7 Parámetros para la Estimación del PI	85
Tabla 5.8 Permeabilidades y Tasas Iniciales Utilizadas en la Evaluación Económica.	93

Introducción

Cada vez se hace más evidente que el petróleo de fácil obtención se está agotando. Con el incremento constante de los costos de producción surge la necesidad de encontrar maneras más eficientes de explotar nuestras reservas e incluso hacerlas mayores. El campo Dación, ubicado en el estado Anzoátegui a 20 kilómetros al este de la población de El Tigre, posee un volumen considerable de fluidos que no son recuperables debido a razones económicas, actualmente se enfocan esfuerzos a la búsqueda de soluciones que permitan el aprovechamiento de estos recursos. En este marco surge la inquietud de estudiar la posibilidad de producir bajo esquemas no convencionales yacimientos que no serían comerciales de otra forma.

La producción conjunta se define como la práctica de producir varios intervalos simultáneamente mediante una única tubería. Tradicionalmente se cree que esta práctica deteriora la producción, pero mediante el estudio de la bibliografía se examinó la veracidad de esta creencia. Se encontró que la producción en conjunto ha probado a nivel mundial ser capaz de aumentar los indicadores económicos del proyecto, al permitir que los pozos fluyan a tasas económicas a pesar que cada yacimiento sea incapaz de brindar el fluido necesario por sí sólo y acelerar la recuperación de los hidrocarburos. Adicionalmente, este esquema de producción permite obtener las ventajas del aumento de las presiones de fondo fluyente (p.e. retardo de los tiempos de irrupción, disminución de problemas de arenamiento) sin disminuir la tasa total del pozo.

Este esquema de producción es bastante sensible a las características de los yacimientos y los fluidos a producir. Dos de los problemas que más pueden afectar un sistema de producción conjunta son las diferencias de presión entre los yacimientos y la incompatibilidad química de los fluidos a producir. La primera condición puede provocar un fenómeno denominado flujo cruzado, responsable de pérdida de reservas. La segunda situación puede dar origen a la deposición de sólidos que pueden obstruir los canales de flujo (dentro o fuera del yacimiento).

Los problemas que se puedan presentar en un proyecto de producción conjunta pueden tener (en la mayoría de los casos son) solución técnica, pero el incremento en costos que ésta genera tiende a eliminar el atractivo económico del proyecto.

Conociendo los beneficios y las situaciones adversas que se pueden presentar, se programó una metodología que permita detectar oportunidades de desarrollo bajo este esquema y generar proyectos de producción conjunta. Se pretende probar esta técnica en el Campo Dación para desarrollar reservas marginales.

Dación se compone de 371 yacimientos, de los cuales 238 se ubican en el área oeste de la falla que divide al campo. Según el libro de reservas oficial del 2002 el petróleo en sitio de ésta área representa el 51,8 por ciento del total del campo.

Estas reservas han sido bastante desarrolladas, un 63,6 por ciento de las reservas recuperables totales ha sido drenado. Debido a esta actividad, yacimientos que inicialmente contenían niveles atractivos de reservas se encuentran actualmente agotados y abandonados.

Además del estado de agotamiento de los yacimientos, debido al carácter lenticular de las arenas medias de Dación, existe gran cantidad de yacimientos con pocas reservas recuperables iniciales.

Muchos de los yacimientos que entran en la clasificación anterior no serán explotados por razones económicas bajo esquemas convencionales. En estos casos surge la producción conjunta como una posible opción válida para su desarrollo.

Como se ha mencionado anteriormente, mediante la producción conjunta de yacimientos no sólo se hace atractiva económicamente la posibilidad de explotar yacimientos con pocas reservas, también existe la posibilidad de incrementar los factores de recobro de los mismos.

Capítulo 1: Comportamiento de Producción de Yacimientos.

1.1 Índice de Productividad .

La cantidad de fluidos que un yacimiento puede producir está sujeta al diferencial de presión existente entre la formación y el pozo. Para cada caída de presión el yacimiento será capaz de aportar una determinada cantidad de fluidos dada por su índice de productividad.

El índice de productividad (PI por *Productivity Index*, también denotado como J) fue mencionado por primera vez por Moore en 1930, y es definido como el volumen de petróleo muerto producido por cada unidad de diferencial de presión entre el pozo a la cara del horizonte productor y la presión estática del yacimiento¹. Esto se puede escribir de la siguiente forma:

$$PI = \frac{q}{\Delta p} = \frac{q}{(p_e - p_{wf})}$$

Ecuación 1

donde q es la tasa de flujo, p significa presión y los subíndices e y wf indican que la presión es estática y de fondo fluyente respectivamente. Esta definición es cierta para un sistema que contenga un solo fluido bajo condiciones de flujo estable o semiestable.

El PI se puede obtener efectuando pruebas a los pozos en las cuales se mida la presión de fondo fluyente para una determinada tasa de producción estable. Estas pruebas proporcionan un índice de productividad real que refleja las limitaciones al flujo que puedan ocurrir en el pozo, como puede ser el daño ocasionado a la formación por los fluidos de perforación, la restricción ocasionada por un empaque de grava o por el arenamiento del pozo. Sin embargo, no todos los pozos son probados para obtener su índice de productividad, razón por la cual se deben utilizar métodos alternos.

Una manera de obtener el PI sin la medición directa de la presión de fondo fluyente pozo, consiste en utilizar las pruebas mensuales de producción en las cuales se determina la tasa del pozo y se registra la presión de cabezal. Mediante el uso de correlaciones para el cálculo de caídas de presión para tuberías verticales, se puede estimar un valor del diferencial de presión que ocurre en el pozo, que sumado a la presión de cabezal proporciona la presión de fondo fluyente que se requiere para el cálculo del PI. La información requerida para trabajar con estas correlaciones varía dependiendo de las correlaciones a utilizar, pero usualmente incluyen información de la tubería de producción (diámetro, longitud) información del pozo (ángulo de inclinación), de los fluidos (viscosidad de los fluidos, relación gas petróleo, corte de agua) y las tasas de flujo. Antes de hacerse popular el uso de computadoras para hacer los cálculos, las caídas de presión eran calculadas mediante gráficas.

Otra manera de determinar el PI es mediante el uso de ecuaciones de flujo a través de medios porosos. Éstas relacionan la tasa de producción con el diferencial de presión que la ocasiona, incorporando parámetros del medio en el cual se desarrolla el flujo. Las ecuaciones más sencillas para describir el flujo a través de un medio poroso son las del tipo Darcy, (aplicables para el régimen estable). La ecuación de Darcy para flujo radial es:

$$q_o = \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}$$

Ecuación 2

Donde h es el espesor productor, k_o es la permeabilidad al petróleo, μ_o es la viscosidad del petróleo, β_o es el factor volumétrico del petróleo, r_e es el radio de drenaje del pozo, r_w es el radio del pozo y s es el daño a la formación.

De la Ecuación 2 en la Ecuación 1, se obtiene:

$$J = \frac{k_o h}{\mu \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}$$

Ecuación 3

con la cual se puede obtener el PI a partir de parámetros de los fluidos y de las rocas yacimiento.

Un objetivo del ingeniero de producción es obtener en todo momento índices de productividad más altos. Algunos usos prácticos del PI incluyen el cálculo del potencial de flujo máximo, que es utilizado por algunos organismos de regulación para determinar las tasas de producción permitidas para cada pozo, para comparar las capacidades de flujo de los diferentes horizontes que atraviesa un pozo y para la evaluación de trabajos efectuados mediante la comparación de los índices pre y post-trabajo.

1.2 Curvas de Comportamiento de Influjo.

En 1954, Gilbert propuso métodos de análisis que utilizan toda la curva proveniente de graficar la tasa de producción contra las presiones de fondo a la entrada del fluido en tubería. A esta curva la llamó “curva de comportamiento de influjo” o IPR (*inflow performance relationship*), la cual se ha convertido en una herramienta de uso común para el análisis y optimización de los sistemas de producción.

Si se manipula la ecuación 1 de manera de escribir P_{wf} en función de q se obtiene la ecuación de una recta con pendiente igual al inverso negativo del PI y punto de corte igual a la presión estática del yacimiento (línea azul de la Figura 1.1). Esta es la forma más simple de comportamiento de influjo.

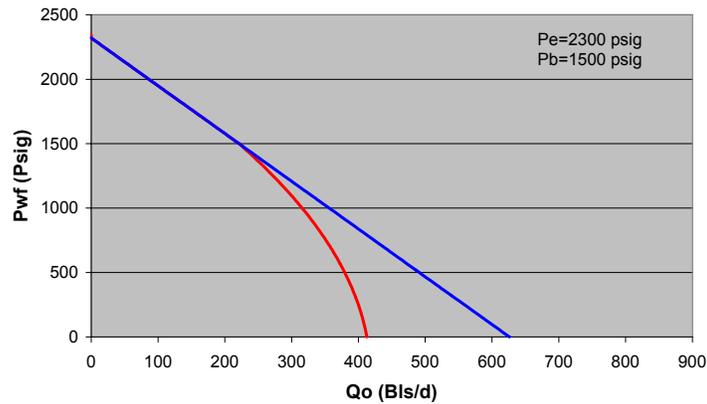


Figura 1.1 Comportamientos de Influjos.

Cuando fluyen dos fases al mismo tiempo (p.e. por desprendimiento de gas y/o conificación de agua), se produce una curvatura debido a efectos de permeabilidades relativas. Las tasas obtenidas por un diferencial de presión dado serán menores a las pronosticadas por el PI (sección roja de la Figura 1.1). Este efecto se observa cuando la presión de fondo toma valores inferiores a la presión de burbujeo del fluido.

Evinger y Muskat² fueron los que señalaron esta curvatura y llegaron a una ecuación para estado estable en la cual J depende directamente de la integral de $k_{ro}/\mu_o\beta_o$ entre las presiones estática y de fondo. Su estudio mostró que para una presión estática fija el PI disminuye a medida que aumenta la caída de presión. Este método encontró poca aplicación en el campo debido a lo engorroso de la técnica y a la cantidad de información requerida (curvas de permeabilidades relativas y estudios PVT). Este método constituye un análisis mecánico del comportamiento del PI y es tan confiable como lo sea la información utilizada.

En enero de 1968 Vogel³ publicó los resultados de su estudio de simulación, en el cual analizó un amplio rango de yacimientos productores por gas en solución. Construyó curvas de influjos para cada yacimiento a distintos estados de agotamiento y luego normalizó las curvas dividiendo la tasa de petróleo entre la tasa máxima observada para cada caso y las presiones de fondo fluyente entre la

presión estática del yacimiento. Sobrepuso las curvas resultantes y observó que eran bastante concordantes, por lo que construyó una curva de referencia que fuese fácil de reproducir y aplicable a la mayoría de los yacimientos que produzcan por gas en solución.

La ecuación de la curva de Vogel es:

$$\frac{q_o}{(q_o)_{\max}} = 1 - 0,20 \frac{P_{wf}}{P_e} - 0,80 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2$$

Ecuación 4

y se puede utilizar para un yacimiento específico al sustituir los valores de tasa máxima y presión estática correspondientes al yacimiento de interés.

Para la construcción de una IPR mediante el método de Vogel sólo es necesario conocer la presión estática del yacimiento y tener un valor de presión de fondo fluyente con su respectiva tasa. Sustituyendo los valores en la ecuación de referencia se obtiene la tasa de flujo máxima y una vez conocida ésta se puede escribir la ecuación de la curva que satisface a cualquier punto.

Otra conclusión del trabajo de Vogel fue que el efecto del daño en las curvas de flujo es la disminución de su curvatura. Esto es explicado mejor por Standing⁴, quien incluyó el concepto de la eficiencia de flujo y presentó un gráfico para correcciones debido a el factor de daño (Figura 1.2)

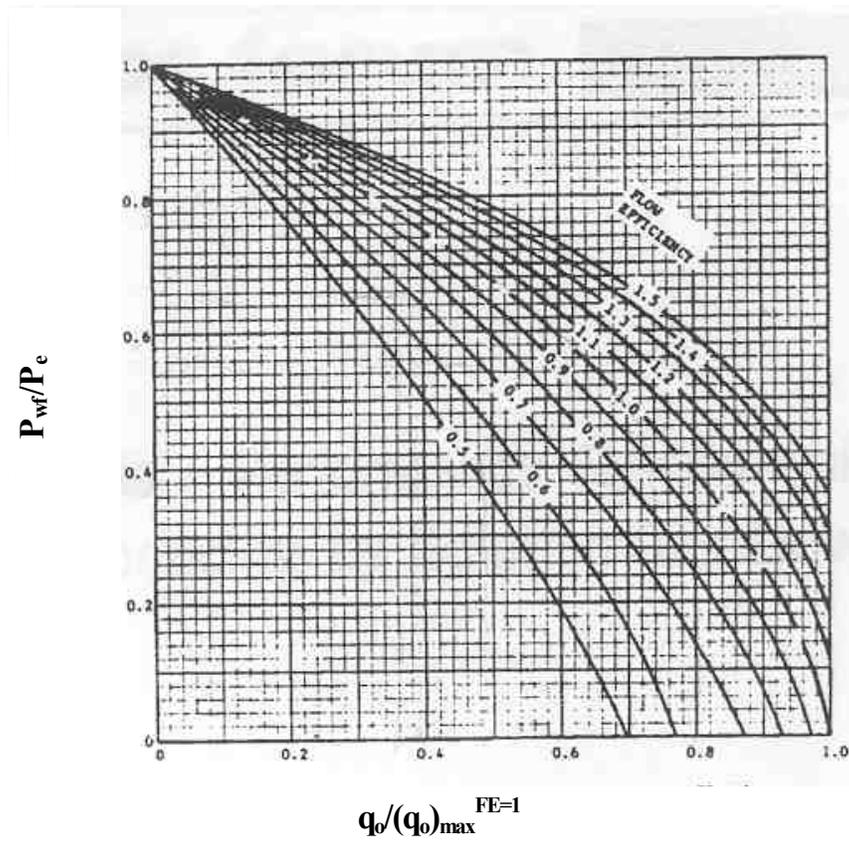


Figura 1.2 Curvas IPR para Pozos Dañados.

Se puede observar que a medida que disminuye la eficiencia de flujo (aumenta el daño a la formación) la curva correspondiente se hace cada vez mas recta, lo que comprueba la observación de Vogel.

Posteriormente, Fetkovich⁵ trató de verificar los resultados de Vogel mediante el análisis de datos de campo obtenidos en yacimientos con un amplio rango de condiciones mediante pruebas de tasa múltiple. Sus resultados difieren de los de Vogel. Basado en sus observaciones, estableció el PI como:

$$J' = \frac{q_o}{(p_e^2 - p_{wf}^2)^n}$$

Ecuación 5

donde J' es el PI estable. En esta ecuación existen dos variables desconocidas, “ J' ” y “ n ”. Al conocer dos presiones de fondo y las tasas estables a las que éstas

se producen, se puede determinar el valor de las dos variables planteando un sistema de ecuaciones. El exponente n es indicativo de la existencia de flujo que no responde a la ley de Darcy (p.e. flujo turbulento). Si n es igual a la unidad se considera que la ley de Darcy describe el flujo presente.

Los resultados obtenidos mediante el método de Fetkovitch cuando n es igual a uno, son un poco más conservadores que aquellos obtenidos mediante la ecuación de Vogel. Si se dispone de las pruebas multipunto y se puede determinar el exponente n , entonces la predicción puede ajustarse de mejor manera a la data del campo.

En un ejemplo encontrado en la literatura¹ se utilizaron los métodos de Vogel, y Fetkovitch para determinar las tasas máximas de flujo. Mediante la correlación de Vogel se obtuvo una tasa máxima de 665 barriles diarios, mientras que con la de Fetkovitch (al considerar n igual a uno) se obtuvo la tasa de 640 barriles. La diferencia entre ambos métodos es menor al cinco por ciento.

En el caso del ejemplo citado se disponía de la información requerida para determinar el exponente n , el cual tenía un valor de 0,65. Utilizando este valor en la ecuación de Fetkovitch se obtuvo una de tasa máxima de 295 bbl/d. La tasa máxima real de este pozo era de 340 barriles (13 por ciento de error). Este ejemplo ilustra el error resultante de aplicar estas correlaciones a pozos que fluyen a muy altas tasas o con altas relaciones gas-petróleo. Sin embargo, debido a las pruebas requeridas para poder calcular el IPR mediante la fórmula de Fetkovitch, la metodología de Vogel sigue siendo aún muy utilizada en pozos donde se espera que ocurra flujo tipo Darcy.

1.3 Análisis de Curvas de Declinación.

Una técnica utilizada para estimar reservas remanentes o la vida productiva de un pozo es el análisis gráfico de tendencias de algunas variables durante la producción. Independientemente de la variable estudiada (p.e. cortes de agua o tasa de petróleo), el procedimiento es similar. Se selecciona una variable

independiente (usualmente la producción acumulada o el tiempo) que se asigna al eje de las abscisas. Luego se selecciona una variable dependiente para producir una tendencia extrapolable. Esta última debe cumplir con tres condiciones:

- Que pueda ser presentada como una función mas o menos continua de la variable independiente.
- Varíe monótonamente
- Tenga un límite establecido.

La extrapolación de la tendencia hasta el límite establecido permite determinar el recobro final de un pozo o yacimiento y/o su vida productiva.

La tasa de producción de petróleo es una de las variables mas frecuentemente utilizada para esta labor. En el caso de la tasa contra el tiempo se han establecido curvas tipo que se ajustan a la historia de producción para luego ser extrapoladas. Estas curvas tipo se basan en que el índice de declinación (variación porcentual de la tasa en el tiempo) es directamente proporcional a una potencia n (no relacionado con el exponente de Fetkovitch) de la tasa. Esto se expresa como:

$$\frac{dq}{dt} / q \propto q^n$$

Ecuación 6

Existen dos tipos de índices de declinación. El índice nominal, a , el cual se define como la pendiente negativa del logaritmo natural de la tasa contra el tiempo, esto es:

$$a = -\frac{d \ln q}{dt} = -\frac{dq}{dt} / q$$

Ecuación 7

El segundo tipo de índice es el efectivo, b , el cual se define como la diferencia en la tasa de producción en un período de tiempo específico entre la tasa inicial de

ese período. Usualmente se refiere a un año o a un mes. Este índice se puede escribir así:

$$d = \frac{q_i - q_f}{q}$$

Ecuación 8

Este tipo de declinación, por ser una función escalonada, tiende a ajustarse mejor con la historia de producción.

Los índices de declinación se utilizan para derivar polinomios tipo que son ajustados a la historia de producción y posteriormente utilizados para realizar pronósticos de comportamiento. El primer polinomio tipo se deriva de asumir que la tasa declina con un índice constante, es decir que n es igual a cero, es decir:

$$-\frac{dq}{dt} / q = a$$

Ecuación 9

Que luego de derivar respecto al tiempo da la relación:

$$q = q_i e^{-at}$$

Ecuación 10

La segunda derivada resulta en:

$$N_p = \frac{q_i - q}{a}$$

Ecuación 11

Donde q_i es la tasa inicial de producción y N_p es representa la producción acumulada.

El segundo polinomio tipo se deriva de la denominada declinación hiperbólica. En este caso se asume que n se encuentra en un intervalo abierto entre cero y uno, lo que da la relación:

$$-\frac{dq}{dt} = bq^n$$

Ecuación 12

donde b es una constante dependiente de las condiciones iniciales, y se define como:

$$b = \frac{a_i}{q_i^n}$$

Ecuación 13

en esta relación a_i representa el índice de declinación inicial. Luego de integrar con respecto al tiempo se obtiene:

$$q = q_i(1 + na)^{-\frac{1}{n}}$$

Ecuación 14

Derivando por segunda vez se obtiene que la producción acumulada es:

$$N_p = \frac{q_i^{1-n} - q^{1-n}}{(1-n)a_i}$$

Ecuación 15

El tercer polinomio tipo se obtiene de asumir la tasa de declinación es directamente proporcional a la tasa de producción (declinación armónica), esto es:

$$-\frac{dq}{dt} / q = bq$$

Ecuación 16

En este caso se obtiene derivando la primera vez para obtener la tasa de producción y la segunda para obtener la producción acumulada:

$$q = \frac{q_i}{1 + a_i t}$$

Ecuación 17

y

$$N_p = \frac{q_i \ln \frac{q_i}{q}}{a_i}$$

Ecuación 18

Cutler (citado en la referencia 1) realizó un estudio sobre la aplicación de los diversos polinomios tipo. Observó que la mayoría de las curvas era del tipo hiperbólico, con n variando entre cero y 0,7. Tomando mayormente valores entre cero y 0,4. Según Forest y Gerry en su artículo del manual de ingeniería de petróleo, la ocurrencia de curvas armónicas es aparentemente escasa¹.

Otra gráfica utilizada usualmente para este tipo de estudios (aunque su tendencia no sea de declinación) es la del corte de agua contra la producción acumulada. Es tipo de estudio de tendencia se realiza por lo general en pozos de yacimientos que producen por empuje de agua o se someten a inyección de agua. En este caso se extrapola la tendencia de incremento de corte de agua hasta llegar al límite establecido (éste se fija usualmente por consideraciones operativas de manejo de fluidos).

También se pueden estimar reservas recuperables de yacimientos que produzcan por gas en solución mediante una gráfica de gas acumulado contra petróleo acumulado. La limitación de este método radica en el deficiente control que se lleva sobre la producción de gas. Para este método se requiere estimar mediante métodos volumétricos el recobro de gas hasta la presión de abandono, lo que va a constituir el punto final de la curva de Gp contra Np.

Capítulo 2: Producción Conjunta de Yacimientos.

2.1 Definición.

El-Banbi y Wattenbarger⁶ en su trabajo sobre producción conjunta de yacimientos definen yacimientos en producción conjunta como yacimientos conectados sólo por el pozo que no exhiben flujo cruzado a través de sus bordes. Basándose en esta definición se puede decir entonces que la producción en conjunto (*commingled production*) es la práctica de producir simultáneamente diferentes horizontes mediante una misma tubería, resultando en la mezcla de los distintos fluidos dentro del educor. Según esta definición, los intervalos abiertos pueden pertenecer a yacimientos completamente distintos, con presiones, fluidos, y mecanismos de producción diferentes y sin ningún tipo de conexión hidráulica.

La producción conjunta proporciona una forma de aumentar la vida útil de los pozos, manteniendo la tasa de producción sobre los niveles mínimos aceptables aun cuando los yacimientos por separado sean incapaces de proporcionar dicha tasa. Adicionalmente, debido a que la tasa de abandono de cada yacimiento disminuye, se incrementa su factor de recobro y las reservas aumentan. El porcentaje de incremento de reservas depende directamente de la relación entre las tasas de producción de cada yacimiento y el límite económico fijado. Si los yacimientos por separado producirían a tasas muy cercanas al límite económico, el incremento de reservas será mayor. Para dar un ejemplo de esto en un caso extremo, si se tiene un conjunto de yacimientos que por separado no puede producir a tasas superiores a la tasa económica, no existen reservas. Al producirse en conjunto se obtendrá una tasa económicamente viable que permita la recuperación. Por lo tanto el nivel de reservas pasó de ser nulo a situarse en un valor, lo que representa un incremento porcentual infinito.

Si bien los fluidos pueden ser bastante distintos, es altamente deseable que sean compatibles. Algunas combinaciones de fluidos pueden resultar en la precipitación de escamas o asfaltenos que ocasionan en la mayoría de los casos

obstrucciones en las tuberías y las formaciones productoras, con la consiguiente disminución de producción (la sección 2.5 trata y define este problema). Esto puede llevar a la muerte del pozo y a costosos trabajos de reacondicionamiento. Es necesario entonces el estudio de cada uno de los fluidos que van a estar involucrados para asegurar el buen desenvolvimiento del pozo sin tener que recurrir a tratamientos químicos, pues sin las pruebas directas no es posible determinar a priori cuales crudos y mezclas presentarán problemas.

En lo relativo a las presiones es aceptable que sean distintas siempre y cuando se pueda garantizar que la presión de fondo sea en todo momento (tanto en condiciones de flujo como en condiciones estáticas) menor o igual a la presión estática del yacimiento a esa profundidad. Esta condición es necesaria para evitar el riesgo de que se presente flujo cruzado. Una manera de evitar el flujo cruzado es estar en la capacidad de aislar el horizonte problema mientras el desbalance de presiones persista.

Es deseable que los mecanismos de producción de los yacimiento sean iguales. La migración de fluidos “indeseables” al hoyo (producto de la conificación o de la irrupción del frente de agua) puede ocasionar que disminuya la producción de petróleo debido a un flujo preferencial del otro fluido. Sin embargo, se deben realizar estudios de sensibilidad al corte de agua en cada intervalo, pues como se observó durante este trabajo, es posible que la mencionada invasión no resulte realmente perjudicial. En un estudio de sensibilidad al aumento del corte de agua se observó que mientras el incremento de la producción de agua del yacimiento superior disminuía la producción, el mismo incremento en la zona inferior causaba un incremento de la tasa de producción, esto atribuible a la disminución de la viscosidad promedio de los fluidos en la tubería.

2.2 Estudios Previos Sobre la Producción Conjunta.

La producción simultánea se ha probado ideal para yacimientos económicamente marginales que son interceptados por un mismo pozo (Figura 2.1). En muchas partes alrededor del mundo se estudia como una opción válida a ser utilizada en

casos donde la producción de los yacimientos por separado no provee una tasa de producción que asegure el éxito económico de la operación.

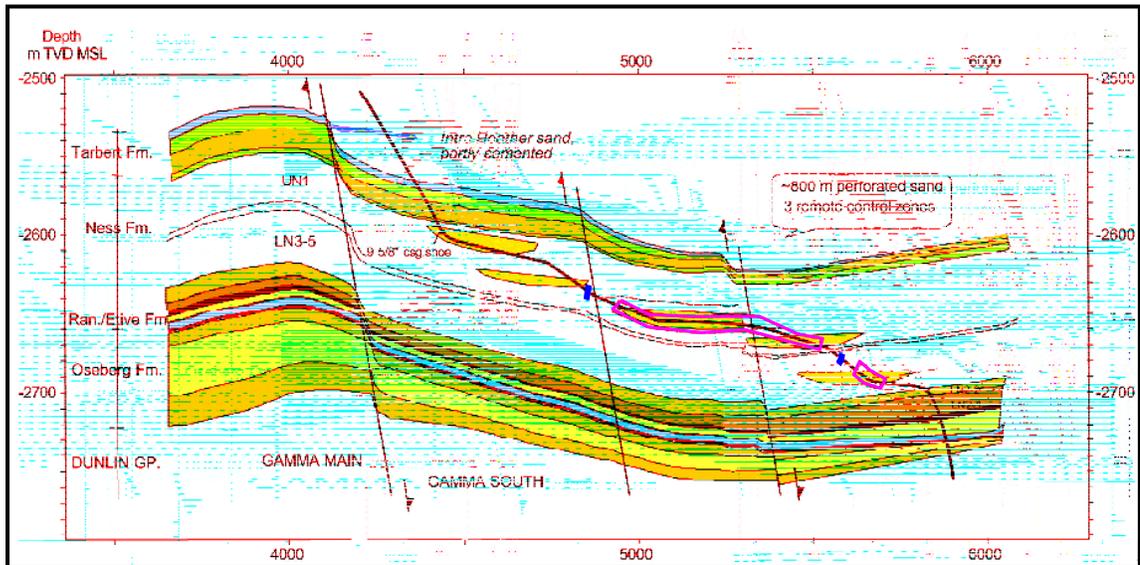


Figura 2.1 Cuerpos de Arena Interceptados por un Pozo (vista lateral).

La producción conjunta comenzó a estudiarse en yacimientos estratificados, donde cada estrato presenta productividades y/o presiones distintas. Nind⁷ trata este aspecto diciendo que la productividad del conjunto será la sumatoria de las productividades individuales de cada estrato, y plantea que la IPR compuesta se puede lograr sumando punto a punto las tasas para cada caída de presión (Figura 2.2).

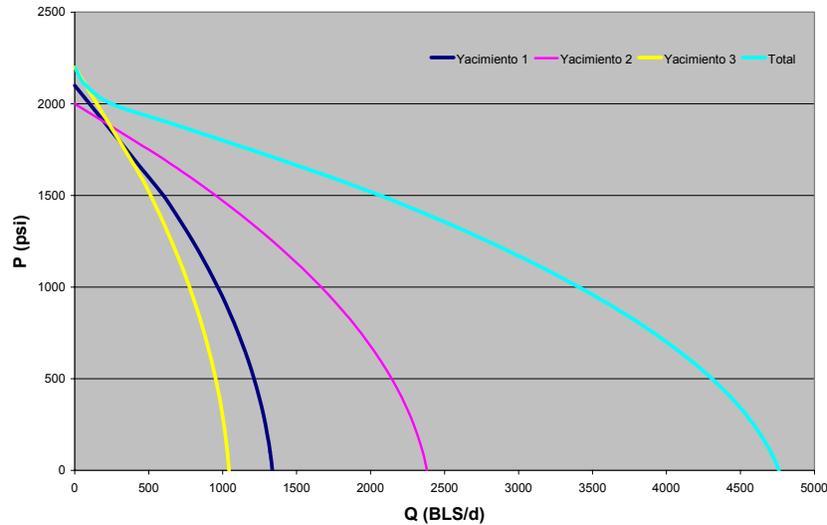


Figura 2.2 IPR Compuesta según Nind.

En ningún momento considera Nind en este trabajo la posibilidad de flujo cruzado. Adicionalmente, por referirse sólo a un yacimiento, supone que la distancia entre las zonas productoras no genera una caída de presión en la tubería de producción apreciable. Debido a esto, con esta curva de in flujo se puede trabajar de igual manera que se trabaja con la IPR de un yacimiento no estratificado. Posteriormente, en 1994, Ferrer^{8,9} propuso una metodología para construir una curva de IPR compuesta que tomase en cuenta las caídas de presión en la tubería. Este método se explica con mayor detalle en el capítulo 4

Prabowo y Rinadi¹⁰ presentan un método que permite aproximar la relación de las tasas de flujo y los acumulados para yacimientos de gas en producción conjunta. La metodología propuesta consiste en el modelaje del comportamiento de cada estrato, mediante el cálculo de tasas de flujo utilizando ecuaciones de tipo Darcy y de producciones acumuladas por balance de materiales. Para la relación de tasa de producción (Rg) establecen la siguiente ecuación:

$$Rg_j = \frac{\left[\frac{Ckh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{\mu Z} \right]_j}{\sum \left[\frac{Ckh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{\mu Z} \right]_j}$$

Ecuación 19

Con las variables expresadas en unidades de campo. C representa una constante (específica para cada horizonte) dependiente del tamaño de la capa, su temperatura y el daño a la formación. Esta constante se calcula mediante la fórmula:

$$C = \frac{0,703}{T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5 + s \right]}$$

Ecuación 20

La Ecuación 19 indica que el aporte de cada horizonte es igual a su tasa entre la sumatoria de las tasas de todos los intervalos.

Para establecer la relación de producciones acumuladas (RQ_j) utilizaron la ecuación de balance de materiales para yacimientos de gas; la producción acumulada obtenida para cada yacimiento la dividen entre la sumatoria de las producciones acumuladas de cada yacimiento. La ecuación se presenta a continuación:

$$RQ_j = \frac{\left[\frac{V}{T} \left(\frac{p_i}{z_i} - \frac{p_r}{z_r} \right) \right]_j}{\sum_{j=1} \left[\frac{V}{T} \left(\frac{p_i}{z_i} - \frac{p_r}{z_r} \right) \right]_j}$$

Ecuación 21

Las relaciones obtenidas dan una idea del aporte de cada intervalo a la producción total del conjunto, permitiendo una distribución correcta de la producción. En su trabajo compararon los resultados obtenidos con aquellos interpretados de

registros de producción. Concluyen que existe peligro al asignar la producción basándose sólo en los registros, pues estos estimados no toman en cuenta los cambios en las condiciones de los yacimientos debido al agotamiento. A medida que avanza la producción de los intervalos, los niveles de presión y la saturación de fluidos cambia. Este cambio no es uniforme en todos los intervalos, por lo que una arena que inicialmente aportaba tasas altas puede en luego de un tiempo disminuir su aporte relativo. Este método si toma en cuenta estos cambios, y las gráficas de aporte relativo se constituyen en una buena herramienta de análisis de comportamiento del conjunto.

Para el caso práctico ilustrado en este trabajo se construyeron las curvas de aporte relativo basándose en los comportamientos pronosticados de producción. Estas se presentan en el capítulo 5.

El-Banbi y Wattenburger⁴ construyeron otro modelo que utilizaba la ecuación de balance de materia, la ecuación de índice de productividad y la relación existente entre la tasa de flujo y la producción acumulada. El modelo fue construido para trabajar con cada capa por separado y finalmente se sumaban las tasas obtenidas de todos los intervalos para determinar la tasa total del sistema. Ambos modelos se basan en las mismas ecuaciones y relaciones. Lo que diferencia a este modelo del anterior es que mientras el modelo de Prabowo y Rinadi utiliza valores fijos de para las propiedades de los yacimientos, el modelo de El-Banbi y Wattenberger incorpora una rutina de optimización que permite un mejor cotejo de la historia de producción y consecuentemente, un mayor poder de proyección. El proceso se inicia asumiendo valores de GOES y J_g para cada estrato. Acto seguido de calcula el perfil de producción (tasa Vs tiempo) del conjunto y se calcula el error mediante las ecuaciones 22 y 23.

$$e_1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{q_{data} - q_{modelo}}{q_{data}} \right|$$

Ecuación 22

$$e_2 = \frac{1}{N} \sqrt{\sum_{i=1}^N \left(\frac{q_{data} - q_{modelo}}{q_{data}} \right)^2}$$

Ecuación 23

Donde N representa el número de puntos de la data que intervienen en el cotejo. Este error se convierte en el objeto de la mencionada rutina de optimización. Es posible integrar ambos métodos para obtener una predicción del aporte de cada horizonte en cada momento de la vida futura de los yacimientos. Una falla de estos métodos es que no toman en cuenta la evolución del PI en el tiempo,

Numerosos investigadores han estudiado el problema del análisis y diseño de las pruebas de pozos en sistemas de producción conjunta, en la referencia 11 se presenta una corta historia de los trabajos realizados en este tema.

2.3 Casos a Nivel Mundial.

La producción conjunta de yacimientos se practica en muchas partes del mundo como medio para incrementar la productividad de los pozos o acelerar e incrementar la recuperación. Este esquema se utiliza con frecuencia en la explotación de campos costa afuera, donde los costos de mantener un pozo exigen altas productividades y los espacios para perforar son limitados. En la literatura se pueden encontrar numerosos ejemplos de producción conjunta en el Mar del Norte. Algunos de éstos son los campos Oseberg¹² y Gullfaks¹³, donde aplicaron la tecnología de completaciones inteligentes (este tipo de completación se tratará en la sección 2.10) para poder producir simultáneamente intervalos pertenecientes a formaciones distintas.

En el caso del campo Oseberg, la aplicación de esta tecnología permitió el control de las zonas que producían con alto corte de agua o alta relación gas-petróleo, mientras que en el campo Gullfaks el sistema instalado hizo posible la producción simultánea de zonas con gran diferencia de presiones, a la vez que ahorró el espacio de un pozo nuevo.

También se encontraron ejemplos documentados de producción conjunta en el Golfo de Suez¹⁴, donde en al menos un pozo se produjeron conjuntamente las formaciones Nukhul y Rudeis cuando la primera mostró baja prospectividad.

La producción conjunta ha sido adoptada ampliamente en los campos costa afuera de Indonesia, ejemplo de esto es la afirmación Prabowo y Rinady al decir que para 1995 mas del 60 por ciento de los pozos productores existentes trabajaban bajo este esquema de producción.

En 1988 se presentó un sistema que se había desarrollado en los campos del noroeste del mar de Java¹⁵. Éste permitió la producción conjunta de varias zonas mientras conservó la capacidad para controlar selectivamente cada una. Este tipo de completación fue utilizado profusamente en varios campos del área, siendo el método seleccionado para 48 pozos del campo Bima, todos los pozos de los campos AAB y AVSA, además de numerosos pozos en otros campos de la zona. Más adelante se describirá este tipo de completación.

En el mar de China también utilizan la producción conjunta, donde han desarrollado sistemas de completación ajustados a las necesidades del área. Tal es el caso de las técnicas de empaque con grava para zonas múltiples del área de Xijiang¹⁶, donde lograron el aislamiento mecánico de las áreas a la vez que minimizaron el número de viajes necesarios para la colocación del empaque. Su filosofía de completación se basa en la necesidad de producir varios yacimientos por un mismo pozo para lograr tasas de flujo que sean económicamente viables. Los yacimientos poseen acuíferos distintos y producen con cortes de agua igualmente disímiles. Por esta razón se requería control individual de las arenas permitiendo la mezcla de fluidos sólo en la tubería, lo cual lograron mediante empacaduras y camisas deslizantes. Este tipo de completación también será explicado con mayor detalle en otra sección.

Otro caso de China es presentado por Huaqing y colaboradores¹⁷. En este trabajo se expone el primer intento de producir en conjunto los yacimientos Putouhua y Fuyu. La experiencia fue exitosa a pesar de las grandes diferencias

en los yacimientos, los cuales están separados por mas de 1300 pies de profundidad y presentan permeabilidades absolutas de 118 milidarcys (md) para el yacimiento Putouhua y 1,16 md para el yacimiento Fuyu. Las viscosidades de los fluidos también eran bastante distintas -11,9 y 4 centipoises (cp) respectivamente. Las mencionadas diferencias se evidencian en los índices de productividad específicos calculados para cada uno de los yacimientos. A condiciones estables de producción el índice del yacimiento Fuyu es tan solo un 16,3 por ciento del índice del yacimiento Putouhua. En este trabajo los pronósticos de producción se hicieron por separado para cada arena, seleccionando una presión de fondo de operación y basándose en curvas IPR para obtener así la tasa de flujo correspondiente. El método de levantamiento seleccionado fue el bombeo mecánico. Éste se diseñó para que la presión de fondo a la profundidad del yacimiento superior fuese igual a cero y así maximizar el diferencial de presión entre el pozo y los yacimientos, a manera de obtener la mayor tasa posible del pozo. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios ya que los pozos produjeron de acuerdo a lo esperado, es decir, que cada yacimiento produjo de forma similar a como lo hubiese hecho en un esquema de producción convencional, incluso en algunos casos las tasas totales del pozo fueron mayores a las esperadas.

En Venezuela también existen casos documentados de producción conjunta en yacimientos estratificados¹⁸ y al menos una vez se ha dado el caso intencional de producción simultánea de yacimientos independientes^{8,9}. Este último es un proyecto piloto llevado a cabo en el campo Ceuta del occidente del país. En este trabajo se seleccionaron cinco pozos para la ejecución del plan, de los cuales dos fueron suspendidos antes del finalizar la prueba, uno por alto corte de agua de uno de los intervalos y el otro por problemas de deposición de escamas. Las pruebas llevadas a cabo en los pozos restantes indican que la producción conjunta se corresponde con la suma de las producciones de cada arena por separado. También se ensayó la adjudicación de la producción mediante métodos geoquímicos. Éstos mostraron buen acuerdo con las pruebas de producción (PLT) en los casos donde pudieron ser aplicadas.

En el oriente del país los esfuerzos se han enfocado hacia la búsqueda de pruebas de la existencia de unidades de flujo que incluyan distintos horizontes para conformar yacimientos estratificados. La referencia 18 describe un trabajo realizado por PDVSA para seleccionar campos a los que se les pudiese aplicar la producción conjunta de arenas pertenecientes a una misma unidad de flujo. El resultado de ese estudio fue la elección del campo Acema Casma, para el cual realizaron una simulación que indicó que la producción conjunta de tres horizontes podía incrementar el valor presente neto del proyecto hasta cuatro veces y media. Para el momento de realizarse ese estudio, ya la empresa operadora de los campos Oritupano-Leona, Pérez-Companc, había realizado un estudio integrado que le permitió cuadruplicar su recobro.

Actualmente la empresa LASMO VENEZUELA B.V. ha realizado también estudios que le han permitido establecer varias unidades de flujo las cuales se encuentran actualmente en producción. De las experiencias obtenidas en estos casos se ha extraído que la producción en exceso de agua de uno de los intervalos perjudica de manera importante el comportamiento general del conjunto, llegando inclusive a disminuir el aporte de todos los otros horizontes, la razón de este fenómeno se explicará en una sección posterior.

2.4 Ventajas de la Producción Conjunta.

Las ventajas de la producción en conjunto nacen de la capacidad de producir tasas económicas con diferenciales de presión más bajos, además de permitir una vida más larga del pozo en cada horizonte al disminuir la tasa de abandono. Algunas ventajas de esto se pueden explicar mediante el uso de un caso sintético de la producción de tres yacimientos (Figura 2.3). El caso base representa la producción secuencial de los yacimientos. La curva amarilla representa el perfil de tasa contra tiempo y la curva verde representa el perfil de producción acumulada. El caso de producción secuencial es representado por las curvas azul y marrón (tasa y acumulado respectivamente). La recta roja representa la tasa mínima económica, fija en 50 barriles diarios.

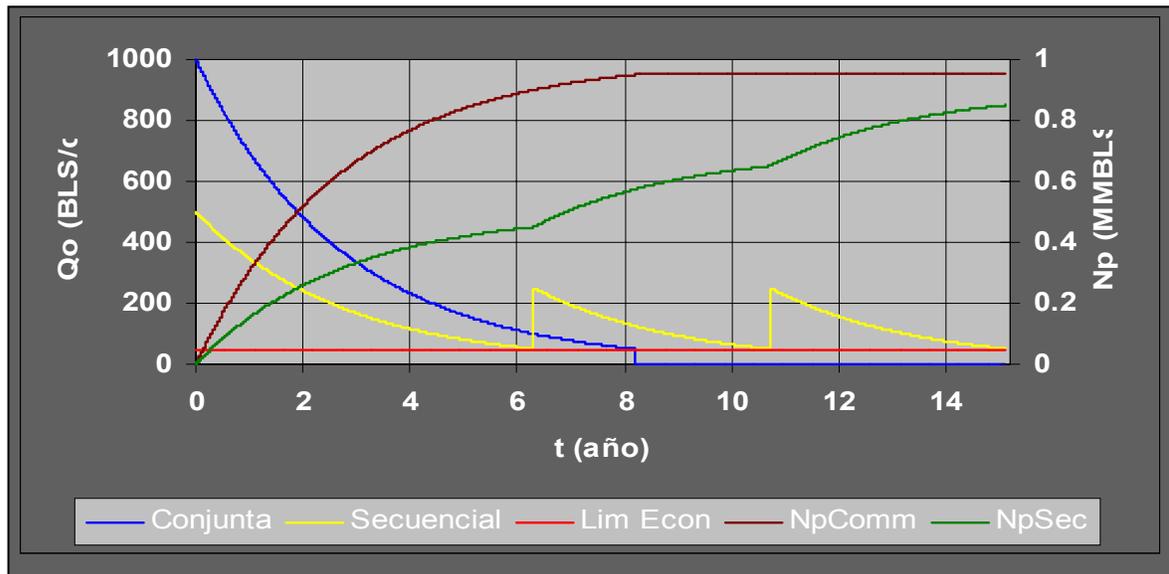


Figura 2.3 Comparación entre Esquemas de Producción Secuencial y Conjunta.

Se puede apreciar que mediante la producción conjunta:

- μ Aumenta la productividad del pozo, como se evidencia por unas mayores tasas iniciales.
- Se incrementa el valor presente neto del proyecto al disminuir el tiempo de retorno de la inversión inicial y/o incrementar el recobro total del mismo. Mientras que en un esquema de producción secuencial se producirían 850 mil barriles en 15 años, al producir en conjunto se podría recuperar 950 mil barriles (12 por ciento extra) en tan solo 8 años, lo que se traduce en el incremento del VPN del proyecto. Otro ejemplo de esto se puede observar en el ya mencionado caso del campo Acema-Casma, donde se estimó un incremento del VPN del 450 por ciento.
- Aumenta reservas al permitir producir los yacimientos hasta menores tasas de abandono, permitiendo inclusive la explotación de yacimientos maduros o marginales que no se pueden producir de otra manera. En este trabajo se observó que el incremento porcentual en las reservas tiende a infinito a

medida que las tasas iniciales de los yacimientos se acerquen a su tasa mínima económica.

- Reduce los riesgos de pérdidas de reservas debido a fallas mecánicas gracias a un recobro acelerado. Si ocurriese algún problema que obligase a abandonar el pozo a los ocho años, mediante la producción secuencial solo se hubiesen recuperado 575 mil barriles (pérdidas del 32,4 por ciento de las reservas del caso base), mientras que mediante la producción conjunta ya se habrían recuperado las reservas contempladas en el caso base mas el excedente.

Adicionalmente:

- Aumenta el tiempo de irrupción del gas y agua ya que al producir a tasas más bajas, los frentes de avance de agua o gas tienen la posibilidad de estabilizarse y así se evita que se rompa el frente y se creen “dedos” que puedan llegar al pozo de forma prematura.
- Reduce los riesgos de producción de arena debido a un diferencial de presión reducido.
- Se puede disminuir la presión de fondo fluyente mediante la producción de intervalos que contengan fluidos más livianos. Un ejemplo de esta aplicación se presenta en el trabajo de Betancourt y colaboradores¹⁹ el cual trata sobre la producción conjunta de zonas de gas y de petróleo para simular el levantamiento artificial por gas.

2.5 Precipitación Química y Compatibilidad de fluidos.

Los cambios de composición que ocurren en los fluidos de los yacimientos pueden producir la precipitación de sólidos. Estos precipitados pueden ser de carácter orgánico (parafinas o asfaltenos) o inorgánico (escamas). La composición de los fluidos de formación puede cambiar debido a variaciones en la temperatura, en la presión o a la mezcla con fluidos distintos.

En el caso de la producción conjunta de yacimientos la precipitación química debido a la mezcla de fluidos es un factor que debe ser tomado en cuenta para prevenir posibles disminuciones de productividad debido a taponamiento de tuberías o a daño en las zonas cercanas a las perforaciones. Se debe procurar que los fluidos a producir no sean incompatibles, definiéndose como fluidos incompatibles aquellos que al mezclarse produzcan precipitados.

La mezcla de aguas puede producir la formación de depósitos de precipitados orgánicos, a estas acumulaciones se les conoce con el nombre de escamas. Usualmente se forman por la combinación de cationes bivalentes como el calcio o el bario con iones sulfatos o carbonatos. A condiciones iniciales de yacimiento el agua de formación se encuentra en equilibrio iónico, al incorporarse nuevas partículas cargadas ocurre un desbalance que ocasiona la precipitación. Para dar un ejemplo se presenta la ecuación de equilibrio entre el calcio y el bicarbonato.



Ecuación 24

Si el agua de formación se encuentra inicialmente saturada con respecto al bicarbonato y debido a la mezcla con otras aguas (en nuestro caso de interés provenientes de otra formación) aumenta la concentración del ión calcio, se precipitará carbonato de calcio. En este caso, producir este horizonte en conjunto con otro cuya agua de formación sea muy rica en calcio acarreará problemas formación de escamas.

Como se mencionó anteriormente, el cambio en la composición del crudo también da origen al la formación de precipitados, esta vez de origen orgánico. Producir crudos composicionalmente distintos en una línea de flujo (o dentro del pozo) puede producir la solubilidad de asfaltenos y/o parafinas de alto peso molecular, resultando en la precipitación de estos componentes en la línea. El problema se acentúa cuando un crudo rico en asfaltenos proveniente de carbonatos se mezcla con crudos mucho mas livianos²⁰. Las parafinas de alto peso molecular son

hidrocarburos de cadenas largas que se precipitan también cuando la temperatura se reduce o cuando, debido a la disminución de presión, se libera gas en solución del crudo.

Los asfaltenos se definen operacionalmente como la fracción no volátil y polar del crudo que es insoluble en *n*-alcanos (usualmente se toma el *n*-pentano como referencia). Es de general aceptación que los asfaltenos forman miscelas que se mantienen en equilibrio estable con las resinas (fracción no volátil y polar soluble en *n*-alcanos). Gracias a la adsorción de las resinas, las miscelas de asfaltenos se mantienen en solución. Cuando disminuye la relación de resinas por asfaltenos las miscelas se floculan y forman agregados que se precipitan. Diallo y colaboradores²¹ presentan una revisión de los estudios que se han llevado a cabo en relación al fenómeno de agregación de asfaltenos y su solubilidad en el crudo. También resaltan que existe la necesidad de herramientas que permitan predecir de manera cuantitativa estos factores en función de la composición de los fluidos y de las condiciones de presión y temperatura.

2.6 Flujo Cruzado.

Si la presión en la cara de la formación es mayor que la presión estática en la misma, ocurre flujo desde el pozo a la formación. Cuando este flujo ocurre, se considera que se inyecta fluido. Si esta inyección ocurre de forma espontánea, se le llama contraflujo.

Cuando existen varios yacimientos en comunicación con el pozo, puede ocurrir que la presión de uno de los horizontes productores cause un aumento en la presión de fondo y se produzca contraflujo a uno de los yacimientos que poseen menor presión. A esta situación se le denominará flujo cruzado.

El flujo cruzado puede ocurrir también cuando ambos yacimientos se conectan mediante fallas permeables o pozos mal cementados que permiten el paso de fluidos entre la pared del hoyo y el cemento.

La magnitud del contraflujo se debe obtener como el producto del diferencial de presión que lo causa por el índice de inyectividad (i) de la formación que toma el fluido. Este índice se puede definir de manera análoga al PI como la cantidad de fluido que puede ser introducida en una formación por cada unidad de presión aplicada por encima de la presión del yacimiento. Debido a que la cantidad de fluido que pasa a través de un medio poroso es dependiente de su viscosidad, este índice se mide al inyectar el fluido de interés en la formación. Este índice también puede ser estimado de manera teórica mediante el uso de ecuaciones de flujo en medios porosos como la de Darcy. En el caso de la producción conjunta de yacimientos, el índice de inyectividad debería ser estimado utilizando los fluidos que provienen de la otra formación (de la cual se espera que provengan los fluidos a inyectar). Como un proyecto de producción conjunta se debe evitar el flujo cruzado, la determinación empírica de este factor no es una posibilidad en nuestro caso. No existe tampoco una relación que permita determinar el índice de inyectividad de una formación a través de su índice de su PI debido a que i depende del fluido a inyectar.

Por lo antes expuesto, para determinar la magnitud del flujo cruzado se propone la utilización métodos analíticos para la determinación del índice de inyectividad, es decir, utilizar una ecuación de flujo que combine las características de la roca yacimiento que va a tomar el fluido, con las características del fluido provenientes del yacimiento productor.

La ocurrencia de este fenómeno induce a tasas más bajas debido a que una porción del fluido no llega a la superficie por entrar a la zona de baja presión. También se producen errores en la contabilidad de los fluidos de cada uno de los yacimientos, pues en superficie se medirán tasas erróneas. Del mismo modo puede ocurrir la pérdida de reservas si el yacimiento al que entran los fluidos no es capaz de producirlos nuevamente. Por ejemplo, si el yacimiento se encuentra tan agotado como para ser cerrado, los fluidos que recibió no se producirán luego.

Por las razones antes mencionadas el flujo cruzado es una condición indeseable en un sistema de producción conjunta y se constituye en uno de los problemas

que se deben prevenir, usualmente mediante técnicas de completación que serán mencionadas posteriormente.

2.7 Situaciones Adversas a la Producción Conjunta.

Hay situaciones en las cuales la producción conjunta de yacimientos no es la mejor opción. Técnicamente cada una de las situaciones descritas a continuación tiene solución, pero los gastos inherentes elevan los costos de completación y operación hasta niveles que pueden poner en peligro la viabilidad económica del proyecto. Estas situaciones son:

2.7.1 Sistemas compuestos por yacimientos de fluidos químicamente incompatibles.

Como se mencionó en la sección 2.5, la mezcla de fluidos de diversas composiciones puede dar lugar a la precipitación de sólidos. Aunque se han publicado trabajos que tratan la estabilidad de los sólidos en crudos y se apunta hacia la simulación del comportamiento de deposición, los modelos de simulación aún no son de uso difundido y parecen aún más destinados al uso investigativo que al comercial. La compatibilidad de fluidos sólo se puede conocer de manera cierta mediante pruebas de laboratorio que indiquen el comportamiento de la mezcla en cuanto a la precipitación. Sin estas pruebas sólo se puede suponer que crudos con características similares serán compatibles. Esto se enfoca a través de la comparación de las gravedades específicas de los crudos a mezclar; gravedades similares sugieren menos problemas de deposición al ocurrir la mezcla. Aunque este criterio se utilice para hacer un filtrado inicial, se reconoce que no es realmente concluyente. El comportamiento de los sólidos (parafinas, asfaltenos, escamas) durante una mezcla no es un fenómeno del cual se haya encontrado material publicado durante la revisión bibliográfica, por lo cual la respuesta final sobre este aspecto debe provenir de un laboratorio.

La precipitación de sólidos puede producir daños en la formación si los fluidos incompatibles se mezclan justo a la salida de las perforaciones y la velocidad del

flujo es menor a la velocidad con la que se depositan las partículas sólidas. Una manera de estudiar este fenómeno es tomando en cuenta la capacidad de suspensión sólidos de los fluidos (viscosidad y propiedades tixotrópicas) mediante pruebas similares a las que se hacen para evaluar la capacidad de limpieza de un fluido de perforación.

El problema se puede agravar si al momento de cierre del pozo o al producir a altas presiones de fondo (por ejemplo al producir a bajas tasas) ocurre flujo cruzado. En esta situación las partículas sólidas se depositan dentro de la formación, tapando los espacios porosos y disminuyendo la permeabilidad del horizonte afectado. Además de la reducción de la productividad del horizonte, se pueden producir cambios en la humectabilidad de la roca. También se ha observado que la adsorción de miscelas de asfaltenos en la interfase con el agua puede producir una estabilización de las emulsiones agua-petroleo.

Aún si no ocurre daño en la formación, pueden ocurrir obstrucciones en la tubería por la acumulación de precipitado si las condiciones dinámicas del pozo son como las descritas anteriormente (velocidad de flujo menor que velocidad de precipitación). Para tratar estos problemas se dispone de tratamientos químicos mediante solventes e inhibidores. Éstos son costosos, y de no ser aplicados mediante un capilar especialmente diseñado para la inyección de fluidos al pozo, requieren detener la producción. También existen medios mecánicos como raspadores, los cuales sólo funcionan si la obstrucción ocurre en la tubería y siempre requieren detener la producción (en este punto puede ocurrir flujo cruzado y agravarse el problema).

2.7.2 Producción conjunta de zonas que presenten diferencias de potencial.

Las diferencias de presión entre las formaciones deben ser estudiadas mediante el uso de curvas de gradiente fluyente y estático, para asegurar que la presión en la formación sea siempre mayor o al menos igual a la presión de la tubería en ese nivel y así evitar la posibilidad de flujo cruzado. En la práctica es permisible una tasa de inyección que pueda ser considerada despreciable. Esto ocurre en

formaciones bien consolidadas que no tomen fluido fácilmente, pero en zonas fracturadas el flujo cruzado puede ser importante. El manejo de este problema se logra de dos maneras. La primera es evitar el flujo hacia la formación mediante barreras mecánicas (válvulas de un solo sentido); la segunda es garantizar que las presiones de fondo fluyente sean siempre menores que las presiones de formación (levantamiento artificial), lo cual sólo funciona en condiciones de flujo y no cuando se detiene la producción.

2.7.3 Zonas que producen con grandes diferencias en cortes de agua, RGP o °API.

El comportamiento de estos parámetros debe ser analizado no sólo en la situación presente de producción, sino también evaluando escenarios futuros para cada yacimiento. En esta situación lo más recomendable es procurar hacer un pronóstico de la vida del yacimiento lo más acertado posible y realizar las completaciones de manera que retarden la llegada de fluidos invasores al pozo, de otra manera es necesario recurrir a tratamientos que aumentan el costo del proyecto y/o disminuyen la productividad de los intervalos.

Una manera en la cual esta condición puede afectar la vida del proyecto es mediante el aumento del peso de la columna de fluido debido a la incorporación de fluidos más pesados (crudos con mayores °API, mayor cantidad de agua en el flujo, producción de zonas con menor RGP) pudiendo esto evitar la producción eficiente de otras zonas. En este caso se puede recurrir también al levantamiento artificial para disminuir los gradientes de presión del pozo.

La producción de zonas de alta RGP por supuesto no aumenta el peso de la columna de fluidos, pero la diferencia de velocidades entre las fases líquida y gaseosa puede incrementar las pérdidas de presión debido a la fricción y ocasionar un aumento de la presión de fondo fluyente. Otro fenómeno que se presenta en pozos que producen a bajas tasas y altas relaciones gas-petróleo es la acumulación de fluidos en el fondo. En ciertos casos el petróleo se “escurre” y se almacena en el fondo, produciéndose solo gas.

Adicionalmente, el incremento en los cortes de agua o de la RGP hace inferir que la saturación de petróleo, al menos en la cercanía a las perforaciones, ha disminuido, ocasionando una caída en su permeabilidad efectiva y consecuentemente disminución de la productividad.

2.7.4 Zonas productoras muy distantes.

Las caídas de presión en la tubería son proporcionales a la distancia que recorre el fluido. Debido a los efectos gravitacionales o de turbulencia, las pérdidas de energía pueden hacer que las presiones de fondo en las zonas inferiores deban ser demasiado altas para permitir que estos intervalos aporten fluidos suficientes como para justificar la aplicación de un esquema de producción conjunta.

Esta situación puede llegar a complicar en gran manera el diseño de los métodos de levantamiento a utilizar. Por ejemplo, si se diseña el método para que la zona superior produzca eficientemente, el diferencial de presión en el yacimiento inferior podría ser despreciable. En el caso contrario, para que el intervalo inferior pueda ser beneficiado por el sistema de levantamiento, la presión de fondo fluyente en el horizonte superior deberá ser demasiado baja, lo que podría ocasionar problemas de producción de arena o de un avance apresurado de agua o gas. En el mejor de los casos se puede esperar diseñar un sistema balanceado, aunque no sea óptimo para ninguno de los dos yacimientos.

La solución de este problema se puede lograr disminuyendo la viscosidad para disminuir las caídas por fricción (inyección de diluentes o vapor), o controlar la tasa para evitar las caídas por turbulencia.

Para determinar la distancia máxima aceptable, es necesario analizar la capacidad de levantamiento disponible en cada proyecto, por ejemplo, en el caso citado sobre la producción conjunta de yacimientos en Daqing fue posible producir dos yacimientos separados por 1300 pies y en uno de los casos del campo Ceuta se consideró un caso de yacimientos separados por 2000 pies.

Se debe considerar también que los problemas que puedan presentar algunos de los yacimientos o niveles productivos influirá sobre todo el sistema. Así, el daño mecánico que pueda causarse dentro del pozo en un nivel más profundo afectará el desempeño de todos los otros niveles.

2.8 Clasificación de los Sistemas para Producción Simultánea.

A efectos de esta tesis se define un sistema como el conjunto de zonas a ser producido y el pozo que los conecta.

2.8.1 Clasificación según los componentes del sistema.

Actualmente la empresa Lasmo-Eni identifica cuatro esquemas de producción conjunta, según esta clasificación los sistemas pueden ser compuestos por:

- Zonas de la misma unidad hidráulica, es decir, con fluidos (agua, petróleo y gas), mecanismos de producción y presiones similares, además de argumentos geológicos (conexión vertical sea por coalescencia o erosión) (Tipo 1). En esta situación se deben unificar los horizontes como un solo yacimiento, en este trabajo esto no se considera producción conjunta. Existen varios casos en el bloque Dación que han sido aprobados por el MEM y se encuentran actualmente en producción. (por ejemplo las arenas A6M,L; A7U; A7L; A8). Sin embargo el comportamiento de producción puede ser diferente entre cada uno de los estratos en las zonas lejanas a la región donde ocurre la conexión y puede inclusive haber cortes de agua diferentes para cada cuerpo de arena separados en esa localidad específica. En estos casos puede ser necesario el control selectivo de cada intervalo, es por eso que las completaciones contemplan aislamiento de cada horizonte mediante empacaduras. Las arenas se producen en conjunto hasta que una de presente un corte de agua que cause una caída en la producción o una producción de agua superior a la manejable, cuando es aislada del conjunto (usualmente mediante el cierre de la manga respectiva).

- Zonas independientes mezcladas en la cara de la formación con diferentes presiones, permitiendo flujo cruzado (Tipo 2). En este caso se puede presentar, según las propiedades de cada formación, flujo cruzado durante el tiempo de cierre o durante la producción a ciertas presiones de fondo. Este flujo cruzado puede ser considerado despreciable o reversible al cambiar las condiciones del pozo (abrir a producción o disminuir la presión de fondo si el pozo ya está fluyendo).
- Zonas independientes con mezcla de fluidos en el pozo sin permitir flujo cruzado (Tipo 3). El control se hace necesario debido a una tasa de flujo cruzado no despreciable o incompatibilidad de fluidos que podría causar daño en la formación debido a la precipitación de escamas o asfaltenos si los fluidos se mezclasen dentro de la formación. En este sistema se puede requerir además la utilización de tratamientos químicos inhibidores para tratar las obstrucciones que se formen en la tubería.
- Zonas independientes simultáneamente con mezcla de fluidos en la superficie (Tipo 4). Este tipo incluye las completaciones con varias sartas de tubería, así como las completaciones dobles que producen por el anular y la tubería. El MEM acepta este tipo de producción. Esta categoría entra dentro de la producción conjunta en su definición más amplia, pues aunque los yacimientos son producidos simultáneamente por un solo pozo, la utilización de dos sartas de tuberías podría hacer pensar que se trata de la producción de dos pozos que comparten la línea de producción.

Los sistemas a tratar en esta tesis son de tipo 2 y 3. Debido a la justificación geológica requerida en los casos de tipo 1 y a los costos de las completaciones duales en los casos de tipo 4, estos no serán planteados.

2.8.2 Clasificación del sistema según su objetivo.

Existe una segunda forma de clasificación según lo que se espera lograr con el proyecto. Así, el sistema puede buscar:

- Aceleración de la producción: Bajo este esquema se busca producir en un tiempo menor las reservas que están programadas para ese pozo en cada yacimiento. Este tipo de proyectos es aplicable a yacimientos que podrían producir individualmente, pero el tiempo de retorno de la inversión para el trabajo hace que éste no resulte atractivo. Los sistemas de tipo 4 (zonas independientes, mezcla en superficie) son un perfecto ejemplo de esta categoría.
- Incremento de reservas: Estos sistemas se constituyen usualmente de yacimientos maduros o marginales que poseen un volumen de hidrocarburos no recuperable debido a razones económicas, por ejemplo tasas muy bajas como para mantener el pozo. Como se mencionó anteriormente el incremento de reservas se logra mediante el aumento del factor de recobro gracias a una disminución de la tasa de abandono específica de cada yacimiento. Los sistemas de este tipo son aquellos en los cuales la mezcla ocurre frente a la formación. Otra forma en la que se incrementan reservas es mediante el retardo del tiempo de irrupción de agua o gas. Al ser capaz de producir a menores tasas, el proceso de barrido se hace más eficiente evitándose la conificación.
- μ Disminución de presiones de fondo: Un uso menos común pero posible es la producción en conjunto de yacimientos de gas y petróleo, de manera que un flujo controlado de gas reduzca el peso de la columna de fluido y por consiguiente disminuya el gradiente del pozo.

2.9 Regulaciones Legales.

Motivado a que la producción conjunta no es un esquema de producción tradicional, es necesario conocer las regulaciones de tipo legal que permiten o que pueden impedir la aplicación de un proyecto de esta clase.

La ley vigente que regula la actividad petrolera en Venezuela es el Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos promulgada en noviembre de 2001²²

Ésta expresa en su artículo 19 que las personas que operen los campos deben hacerlo "...conforme a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles sobre seguridad e higiene, protección ambiental, aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos, la conservación de la energía de los mismos y el máximo recobro final de los yacimientos". De acuerdo con esto se debe buscar la mejor opción para explotar la mayor cantidad de fluidos de los yacimientos.

La ley también indica que el organismo regulador de lo referente a la industria petrolera es el Ministerio de Energía y Minas, por lo cual el reglamento vigente 1967 se aplica. Según el último²³., en su artículo séptimo, el operador debe equipar el pozo de forma tal que sea posible:

- "Controlar en forma apropiada la producción e inyección de fluidos;
- Permitir que las presiones de fondo, tanto en el entubado como en el revestimiento, puedan medirse fácilmente;
- Evitar la mezcla de fluidos provenientes de diferentes estratos".

Esto directamente indica que se debe evitar el flujo cruzado, convirtiéndose en uno de los aspectos más importantes de diseño del sistema de producción conjunta. En realidad, es posible que el Ministerio acepte que esto ocurra en ocasiones en las cuales los fluidos puedan ser catalogados como producción diferida o la cantidad sea despreciable. Aún así, se establece la necesidad de llevar a cabo un monitoreo del comportamiento de las zonas para poder controlar la producción.

Otro artículo de importancia es el onceavo, que obliga a medir la producción mensualmente. El artículo se refiere solamente a la producción del pozo, pero en realidad la obligación (inclusive por razones técnicas) es de medir la contribución de los yacimientos. Es por esta razón que el segundo aspecto relevante que encontramos en el diseño de un sistema conjunto es la capacidad para la distribución correcta de la producción.

2.10 Métodos de Completación.

Según la clasificación del sistema los requerimientos de completación varían, por ejemplo, los sistemas que no permiten la mezcla de fluidos en el fondo del pozo (tipo cuatro) deben ser completados de manera que los fluidos viajen sin contacto entre si hasta la superficie. Eso requiere dos sistemas de tuberías, sean concéntricas o paralelas, mientras que para los sistemas de tipo 1 no hay necesidad de completaciones no convencionales pues se produce de un solo yacimiento, aunque es aconsejable prever el futuro cierre de algún intervalo al cual irrumpa agua o gas.

Las opciones de completación para producción conjunta varían en complejidad técnica y costo, dependiendo de los problemas que se desean manejar. El método menos complejo y más económico inicialmente es la completación simple, compuesta por una empacadura y un eductor (Figura 2.4). Este método puede funcionar bien en sistemas de tipo 2, en los cuales no se presentan problemas de flujo cruzado. Su principal desventaja radica en que no brinda ningún tipo de posibilidad de control para los horizontes que puedan presentar problemas como, por ejemplo, invasión de fluidos indeseables.

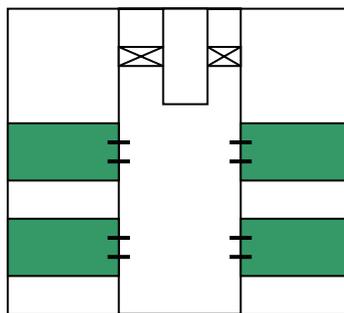


Figura 2.4 Completación Simple.

Una variante de este método se ilustra en la Figura 2.5. En esta configuración los yacimientos producen separadamente: el inferior por dentro de la tubería y el segundo por el espacio anular entre la tubería y el revestidor. Este tipo fue propuesto como una alternativa de bajo costo para la completación dual de pozos en la cuenca norte de los Apalaches. La principal desventaja de esta completación es que la arena superior debe ser capaz de producir mediante flujo

natural. Adicionalmente el cabezal del queda mas expuesto a la acción abrasiva de la producción de arena y a los agentes corrosivos, esto ocasiona una posible falta de control durante un trabajo. Los riesgos de perder el pozo (y mas importante aún, vidas) hacen de este tipo de completación una opción no viable actualmente.

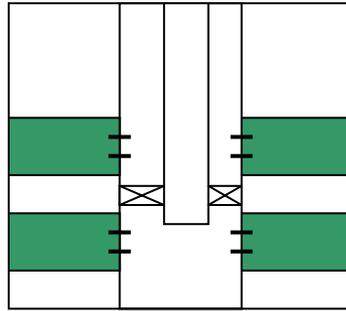


Figura 2.5 Completación Simple (Variante).

El segundo método es el uso de completaciones selectivas operadas por mangas deslizantes (Figura 2.6). En su forma más básica, estas completaciones se componen de un juego de empaaduras que aíslan el espacio anular en cada horizonte y una manga deslizante también para cada horizonte que permite aislar la tubería en caso de presentarse la necesidad de cerrar el intervalo. El yacimiento más bajo puede ser aislado mediante una combinación de niple y tapón. Este tipo de completación no impide el flujo cruzado cuando las zonas están abiertas y sólo permite cerrar o abrir completamente los horizontes individuales, por lo cual no brinda control del flujo de cada estrato. Este esquema permite el paso de herramientas, aunque en algunos casos el peso de los fluidos puede causar que las herramientas floten y no sea posible efectuar un trabajo (p.e. cerrar una manga). Los sistemas presentados en las referencias 15 y 16 son de este tipo.

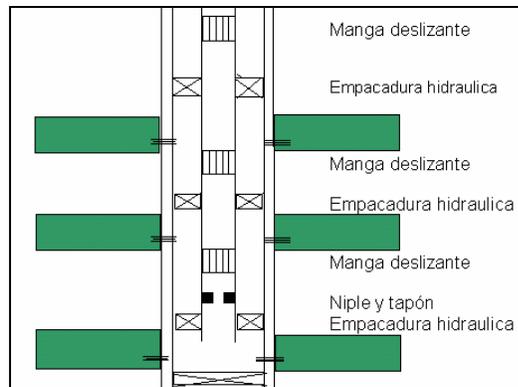


Figura 2.6 Completación Simple Selectiva (Mangas Deslizables)

El tercer tipo de completaciones son las inteligentes. En realidad, este es un término general aplicado a las completaciones equipadas con mecanismos de control y monitoreo permanentes que son controlados a distancia. Usualmente se instalan medidores de flujo y presión que operan todo el tiempo, permitiendo al operador conocer la cantidad de fluidos que se producen y cómo se comporta el yacimiento.

También se instalan distintos elementos de control de flujo, que van desde camisas deslizantes que sólo trabajan en dos posiciones (totalmente cerradas o totalmente abiertas), hasta estranguladores que pueden controlar la cantidad de fluido producido. Aunque la mayoría de estos instrumentos operan hidráulicamente, existen algunos que operan eléctricamente.

El pozo se equipa con cables y tuberías que transmiten la energía necesaria a los equipos y permiten accionar desde la superficie cada uno de los elementos del pozo, lo que implica que todos los equipos de aislamiento del pozo deben ser diseñados especialmente para permitir el paso de estas líneas.

La tecnología de completaciones inteligentes es aún extremadamente cara; los equipos para completar un pozo superan los 100 mil dólares. Por esta razón estas completaciones usualmente se aplican sólo en zonas donde el costo de perforar y trabajar en un pozo es demasiado alto. En este caso se requiere que los yacimientos produzcan de la manera más controlada posible y se minimice la necesidad de realizar servicios y reacondicionamientos para disminuir los riesgos

de dañar el pozo accidentalmente. A pesar de su elevado costo las virtudes de las completaciones inteligentes se hacen evidentes en casos como los citados del mar del norte. En concreto, el ahorro que significa eliminar la necesidad de un pozo justifica en sobremanera la inversión extra.

2.11 Monitoreo y Control de Producción.

La adjudicación correcta de producción, además de ser un requerimiento del MEM, es absolutamente necesaria para poder estudiar el comportamiento de los yacimientos, afinar pronósticos de producción y detectar problemas en los pozos. Existen diversas maneras de distribución de producción en un sistema conjunto, cada una con distintos niveles de certidumbre y con costos igualmente variables.

La forma más sencilla de distribuir la producción consiste en asignar un porcentaje del total a cada arena basado en la relación de capacidad de flujo del intervalo contra la capacidad de flujo total. Este método asume: flujo incompresible, fluidos de igual composición y en condiciones de presión y temperatura iguales, pozo drenando un mismo radio en cada yacimiento, que las pérdidas de presión en la tubería son despreciables y que el pozo no tiene daño.

Según ley de Darcy (ecuación 2) la tasa de flujo se escribe:

$$q_o = \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}$$

La proporción de aporte de cada yacimiento será igual a la tasa de ese yacimiento dividido entre la tasa total del sistema tomado como la sumatoria de todas las tasas (verdadero si el flujo es incompresible).

$$\%deAporte = \frac{q}{q_t} = \frac{\left\{ \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right] } \right\}_i}{\sum \left\{ \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right] } \right\}_i}$$

Ecuación 25

Al extraer y anular los factores comunes, queda sólo la capacidad de flujo de la arena entre la sumatoria de las capacidades de cada yacimiento.

$$\%deAporte = \frac{Kh}{\sum Kh}$$

Ecuación 26

Al multiplicar la tasa total por la fracción resultante de la operación anterior se obtiene la tasa de cada yacimiento. Este método no genera costos adicionales y no se necesita el uso de herramientas que puedan quedarse en el pozo causando obstrucciones. Sin embargo, es en extremo inexacto y por ende utilizado sólo en aquellos casos en que se produce conjuntamente por error y es necesario distribuir la producción acumulada sin tener más datos. La certidumbre de este método aumenta si para cada yacimiento se conoce la composición de los fluidos, se toman en cuenta los radios de drenaje en cada yacimiento, y se trabaja en función de los flujos másicos de cada componente.

El segundo método de distribución de la producción es basado en los registros de producción (PLT por su nombre en inglés *Production Logging Test*). Estos registros tienen dos objetivos fundamentales, diagnóstico de problemas en los pozos y monitoreo de yacimientos.

Al igual que la mayoría de los registros utilizados en la industria, los registros de producción constan de un conjunto de herramientas que realizan mediciones

indirectas que deben ser interpretadas mediante correlaciones. En la referencia ²⁴ se dividen estas herramientas en cuatro categorías. La primera categoría la componen las herramientas que miden tasa de flujo. En esta categoría entran los medidores de flujo de que trabajan mediante hélices (*flowmeters*) y los trazadores radioactivos (*RA tracers*). Los *flowmeters* miden la velocidad de giro de las aspas generado por el paso del fluido a través de ellas, mientras que los *RA tracers* miden la velocidad a la que viaja un fluido marcador a través de una distancia conocida.

En la segunda categoría de instrumentos se encuentran aquellos utilizados para determinar que fluidos y que en que relación se encuentran presentes en un determinado punto de la tubería (determinación de *holdups*). El primero de estos instrumentos es el gradiomanómetro, el cual mide la diferencia de presión que hay entre una distancia corta definida (dos pies). En un pozo vertical sin pérdidas por fricción significativas esta diferencia es directamente proporcional a la densidad de los fluidos.

El segundo de los instrumentos de esta categoría es un medidor de absorción de rayos gamma. En la base de este instrumento se sitúa una fuente radioactiva, y en el tope se encuentran unos detectores que mide la radioactividad no absorbida a la salida del instrumento. En este caso el logaritmo de la actividad detectada es inversamente proporcional a la densidad de los fluidos.

El último instrumento de esta categoría es la *hydro tool* que realiza mediciones de la resistividad de los fluidos en el pozo. Esto permite distinguir el porcentaje de agua presente. En el caso de crudos pesados donde no se observa mucha diferencia de densidad entre el crudo y el agua se recomienda el uso de esta herramienta. Si además hay gas presente se deben correr al mismo tiempo un instrumento que determine la densidad y la *hidro tool*.

La tercera clase de instrumentos la constituyen aquellos que permiten determinar las características PVT de los fluidos en el pozo. En esta categoría se presentan las herramientas de presión y las de temperatura. El registro de temperatura

adicionalmente es utilizado para detectar puntos de entrada de fluido al pozo mediante las anomalías que se presentan durante la entrada de fluidos al hoyo.

El cuarto tipo de registros es un compendio de herramientas auxiliares como cámaras de video, detectores de ruido y registros C/O (carbono oxígeno) que sirven para detectar las condiciones de los tubulares (video, ruido), detectar movimiento detrás de los revestidores (ruido) y generar perfiles de saturación de fluidos en las formaciones (C/O)

Estos registros son corridos en conjunto cada cierto tiempo y luego según los resultados, se distribuye la producción para cada yacimiento. La principal desventaja de estos registros es su costo (depende de los registros corridos, pero ronda los 30.000 dólares), lo que obliga a correrlos muy esporádicamente, disminuyendo la precisión de la distribución. La Tabla 2.1 resume la clasificación de las herramientas antes mencionadas y menciona ejemplos de las herramientas que comprenden cada categoría.

Tabla 2.1 Clasificación de las Herramientas PLT

Tipo	Uso	Herramientas
I	Miden tasa de flujo total.	Flowmeters, trazadores radioactivos.
II	Determinan porcentaje de fluidos en un segmento de tubería (<i>holdups</i>).	Gradiomanómetro, Medidores de absorción de rayos gamma, <i>Hydrotool</i> .
III	Determinan parámetros PVT. Determina puntos de entrada (o salida) de fluido a la tubería (solo temperatura)	Manómetros de fondo, termómetros de fondo.
IV	Detecta movimiento detrás de los tubulares	Registros de ruido
	Generar perfiles de saturación detrás del revestidor	Registros C/O
	Inspeccionar condición de los tubulares	Cámaras de video, registros de ruido

Otra forma de adjudicar la producción es mediante métodos geoquímicos (cromatografías). Estos se basan en que crudos de diferentes yacimientos tienen diferentes composiciones. Esto puede ser, dependiendo del área, debido a:

- Los procesos que afectan la composición una vez que el fluido entra al yacimiento (p.e. biodegradación o fraccionamiento evaporativo) no actúan de igual manera en cada yacimiento.
- Diferentes tipos de roca madre, unos de origen continental, deltaico y otros de origen marino.
- El crudo generado en un momento dado por una determinada roca madre difiere sutilmente del petróleo generado en tiempos anteriores y posteriores, debido a cambios en la madurez de la roca y al estar ésta situada en distintos sitios de la ventana del petróleo. Así, el crudo difiere aunque sea generado en una misma roca.
- Puede haber más de una roca que contribuya al llenado del yacimiento.

Las diferencias composicionales pueden ser utilizadas para distinguir la proporción de fluido aportado por cada yacimiento. El procedimiento consiste en la toma preliminar de muestras separadas de cada fluido a ser producido, estas muestras se denominan *end members*. Las muestras se analizan para determinar la composición de cada fluido. Debido a que la composición de las mezclas será una combinación lineal de las de los *end members*, se pueden trazar “curvas de mezcla” para cada componente sobre las cuales se debe ubicar el resultado del análisis de composición realizado a las mezclas. Para corroborar la aplicabilidad de las curvas se mezclan diversas proporciones de cada fluido puro, se realiza el análisis composicional de cada una de las mezclas y se comparan los porcentajes obtenidos mediante la utilización de las curvas con las proporciones en las que se realizó la mezcla. Con los resultados de una prueba posterior que se realice al fluido del sistema se podrá identificar en que relación se encuentra presente cada crudo en la mezcla al utilizar las curvas de mezcla.

Las ventajas del método geoquímico son:

- Menor costo que los registros de producción (aproximadamente en una relación de 1:40), lo que permite una mayor frecuencia de pruebas y una distribución basada en datos menos espaciados en el tiempo.
- No interrumpe la producción.
- Puede ser usado en cualquier tipo de pozo, con cualquier método de bombeo.
- Es un proceso rápido en todos sus elementos (muestreo, análisis de resultados).
- No requiere el uso de herramientas en el fondo del pozo, evitando el riesgo de la pérdida de alguna de estas.

Desventajas:

- No toma en cuenta los cambios de composición que ocurren en el yacimiento durante la producción, para aminorar el efecto de este problema, usualmente se trabaja con las fracciones más pesadas del crudo.
- Requiere el análisis del gas de inyección para ser utilizado en pozos con levantamiento por gas y es sensible a los cambios en la composición del gas utilizado.
- Ciertos crudos pueden no presentar suficientes diferencias como para poder ser identificados por este método al ser mezclados.

Capítulo 3: Fundamentos Para la Evaluación Económica de un Proyecto.

La toma de decisiones sobre un proyecto consta de dos partes: una parte técnica, en la que se determinan las opciones físicas posibles para llevar a cabo el proyecto y un parte económica, en la cual se decide cuál es la opción que se va a implementar o incluso rechazar el proyecto.

Para esta toma de decisiones se cuenta con varias herramientas de análisis que a continuación se explican.

3.1 Valor Presente Neto (VPN).

El valor presente neto es las suma de todos los flujos de caja utilizando el concepto del valor del dinero en el tiempo. Cada uno de los flujos de caja es llevado a un tiempo de referencia mediante la aplicación de una tasa de descuento compuesto por año sobre el capital. El VPN se puede escribir de la siguiente manera:

$$VPN = \sum_{n=0} \frac{FC}{(1+i)^n}$$

Ecuación 27

Donde FC es el flujo de caja esperado en un periodo de tiempo n . La tasa de interés i se utiliza de forma fraccional.

Utilizando varias tasas de descuento, se puede construir una gráfica cuyas abscisas representen las tasas y las ordenadas representen los VPN obtenidos para cada tasa. Este perfil de VPN constituye una excelente herramienta para la comparación de dos proyectos mutuamente excluyentes o para el estudio de proyectos que presentan múltiples tasas de retorno.

3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).

Es la tasa que hace que el valor presente neto del proyecto sea igual a cero. La TIR representa la tasa de retorno que un inversionista recibe sobre su capital no amortizado al final de cada año, no la tasa a la que la inversión total trabaja. Esto se puede entender mejor si se ve la tasa interna de retorno como el interés que cobra un inversionista por prestar su dinero

Como herramienta de toma de decisiones, se dice que un proyecto es viable si su TIR es mayor que la tasa corporativa de corte. Esto implica que el valor presente neto del proyecto a la tasa de corte corporativa, normalmente, será un valor positivo.

Debe tenerse cuidado al utilizar la TIR como parámetro de comparación entre dos proyectos, por que aún si ésta es mayor para un proyecto dado, su rentabilidad puede resultar menor a la del proyecto con el cual de compara. Aún así, es un buen indicador de la solidez de la inversión, para lo cual este parámetro si es comparable.

3.3 Tiempo de Retorno (TR).

Es el tiempo que tarda un inversionista en recobrar su dinero. Tiempos menores de retorno son deseables. Cuando se utiliza para comparar proyectos presenta la desventaja de no tomar en cuenta las ganancias globales de cada una de las inversiones, de esta manera, una selección basada únicamente en este parámetro ayudará a disminuir el riesgo de pérdidas por imprevistos, mas no a maximizar las ganancias.

Se calcula dividiendo los costos entre los beneficios anuales considerando el valor del dinero en el tiempo y el poder adquisitivo del mismo.

3.4 Relación Beneficio-costo (B/C).

La relación de beneficio-costo representa la ganancia real, en unidades recibidas por cada unidad invertida. Se calcula dividiendo la sumatoria de todos los

beneficios a recibir durante el proyecto en valor presente entre todos los costos que componen la inversión. Indica la eficiencia de la inversión.

3.5 Evaluación de Proyectos de Aceleración.

En la industria es de ocurrencia habitual que se presenten dos proyectos mutuamente excluyentes. Por ejemplo la producción secuencial de un grupo de yacimientos mediante un pozo o la producción conjunta de los mismos. Cada una de las opciones presenta un esquema distinto de flujos de caja y de inversiones.

Los proyectos de aceleración tienen la característica de no estar destinados a aumentar los ingresos totales sino a disminuir el tiempo en el cual se recuperan las ganancias. Así, al compararlos con otro proyecto, sólo presenta un incremento en los valores presentes netos de ambas opciones. Usualmente un proyecto de aceleración se presenta cuando ya existe un proyecto activo, y el nuevo proyecto es una manera de optimizar las ganancias a cambio de una inversión extra. En este caso se evalúa un pseudo-proyecto cuyos flujos de caja son la diferencia de ambos proyectos, dando como resultado un perfil de flujos de caja que presenta valores negativos al inicio y al final de la vida del proyecto. Este tipo de perfil puede presentar múltiples TIR, en este caso se hace uso del perfil del VPN del proyecto para identificar entre qué tasas de descuento se producirán ganancias. La Tabla 3.1 muestra los flujos de caja de dos proyectos ideales utilizados para ejemplificar el expuesto anteriormente. El caso base contempla una inversión menor y un horizonte económico más largo que la alternativa de aceleración, ambos proyectos generan el mismo recobro de unidades monetarias (300 u.m).

Tabla 3.1 Flujos de Caja para un Proyecto de Aceleración

Año	Flujo de Caja (U.M)		
	Base	Aceleración	Diferencial
0	-300	-400	-100
1	100	300	200
2	100	200	100
3	100	100	0
4	100	0	-100
5	100	0	-100
6	100	0	-100

La Figura 3.1 muestra el perfil de VPN para cada uno de los proyectos y para el proyecto diferencial. Valores negativos del perfil del proyecto diferencial indican que el VPN del proyecto de aceleración es menor que el VPN del proyecto básico. Se puede observar que en este caso la inversión adicional vale la pena solamente si la tasa de interés se sitúa entre 15,17 por ciento y 130,15 por ciento.

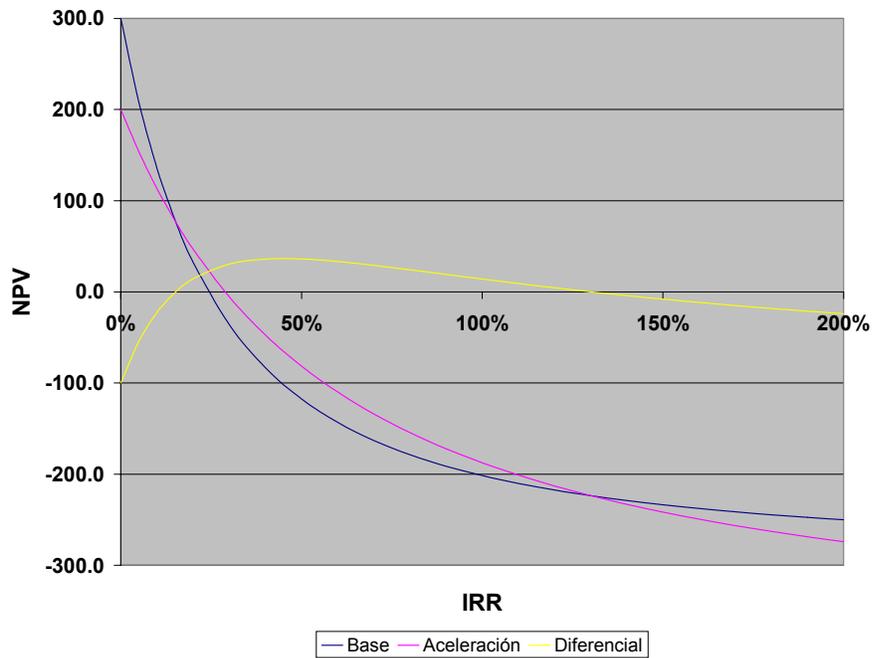


Figura 3.1 VPN Contra Tasa de Interés

3.4 Modelo Económico Lasmo.

Las principales variables (definidas en dólares) que conforman el flujo de caja en el modelo económico de evaluación de pozos se describe a continuación:

3.4.1 Ingreso:

Lasmo presta un servicio a PDVSA que consiste en extraer, tratar y enviar crudo de al menos 20° API al sistema de recolección de la petrolera venezolana en San Tomé. En cambio, Lasmo recibe un estipendio por servicio o pago, cuyo máximo monto es el valor neto de los hidrocarburos líquidos producidos (VNH). El estipendio se calcula con una fórmula financiera que persigue primero la recuperación de parte de Lasmo de todo el dinero invertido y gastado en el proyecto, y luego la distribución del beneficio económico entre Lasmo y PDVSA.

El VNH se obtiene multiplicando la cantidad de petróleo producido por el precio del hidrocarburo en cada momento de la producción. Es importante resaltar, que la producción de gas no representa ningún ingreso para Lasmo, debido a términos contractuales que sólo establecen el pago de PDVSA por hidrocarburos líquidos. Por el contrario, el gas usado en actividades operacionales es cobrado por PDVSA considerando una tarifa industrial.

El precio del crudo Dación establecido en el Convenio es función del crudo Maya, y éste a su vez, es función de 4 crudos marcadores internacionales: West Texas Sour (WTS), Residual Fuel Maximum 3% Sulfur (RES), Light Louisiana Sweet (LLS) y Brent del Mar del Norte (DB). En razón de esto, se utilizó el método de regresión lineal de datos diarios de los últimos cinco años entre el Brent y los crudos marcadores para obtener los precios de Dación como función lineal del Brent. El resultado muestra que el comportamiento del Brent explica en al menos 85% o más al comportamiento del precio de los crudos que componen la fórmula de Dación.

3.4.2 Inversiones de Capital:

Las inversiones de capital se dividen en inversiones de perforación y costos de personal de gerencias técnicas (Yacimientos y Perforación). Las inversiones de perforación incluyen lo que cuesta perforar, completar e instalar el sistema de levantamiento del pozo, y si es necesario la línea de flujo. El costo de personal es una asignación por pozo como resultado del costo total de las gerencias técnicas dividido entre el número de pozos planificados por Lasmo para desarrollar las reservas del Bloque Dación.

3.4.3 Costos operativos:

Costos operativos es un término que abarca los costos desde el pozo hasta el múltiple de producción y el costo de operar de la estación de flujo. Se compone por:

- Producción del pozo: Costos de mantenimiento de la completación (cambio de mangas de producción, reemplazo de empaque con grava, etc.)
- Sistema de levantamiento: Gastos de mantenimiento recurrentes del sistema de levantamiento, consumo de gas, consumo de energía, químicos, etc.
- Separación y tratamiento de fluidos: Costo del manejo de desperdicios y mantenimiento fijo, consumo de gas, electricidad, químicos.
- Tratamiento de agua e inyección: Mantenimiento en bombas de inyección, electricidad, químicos.
- Tratamiento del crudo y exportación: Mantenimiento de bomba de exportación, electricidad requerida para exportación.

Una vez que se definen los componentes del flujo de caja del proyecto / pozo, se descuentan al 7 % en términos reales (costo de capital de Lasmo) y se obtiene el valor presente de cada uno de ellos, lo que permite calcular los indicadores económicos del proyecto.

Capítulo 4: Procedimiento Propuesto para el Diseño de un Proyecto de Producción en Conjunto.

Para el diseño de proyectos de producción conjunta es conveniente partir de la selección de los yacimientos susceptibles a ser desarrollados bajo el esquema propuesto. Así, se ahorra trabajo al delimitar las zonas en las cuales éstos se ubican y una vez identificadas, es posible centrarse en los pozos de esas zonas.

Para llevar a cabo la selección de candidatos es necesario como paso preliminar establecer los criterios de discriminación que van a ser aplicados. Se deben establecer los objetivos del proyecto, pues dependiendo de esto los yacimientos objetivo deberán reunir ciertas características. Por ejemplo, si el objetivo es la recuperación de reservas marginales económicamente, se deben incluir yacimientos que se encuentren muy agotados, o que produzcan cerca de los límites económicos del operador, lo que enfoca la búsqueda a yacimientos que contengan pocas reservas o que produzcan a bajas tasas.

Otro elemento que debe ser tomado en cuenta es el marco legal en el cual se va a desarrollar el proyecto, cada organismo regulador posee diversos reglamentos que pueden o no permitir la actividad y puede incluir restricciones adicionales a las puramente técnicas.

También se debe decidir que métodos se van a utilizar para pronosticar la producción y obtener los índices de productividad. Estos elementos son de carácter técnico y se refieren a la información que debe ser conocida para poder estudiar el yacimiento. Los yacimientos que luego de pasar por los filtros anteriores (cumplen los objetivos y no violan las regulaciones legales) y no poseen la información requerida, aún pueden ser tomados en cuenta como candidatos potenciales para ser desarrollados una vez que se obtenga la data. La Figura 4.1 esquematiza el proceso de criterios de selección. Una vez que se han tomado las decisiones concernientes a los objetivos del proyecto, a los métodos de estimación y de construcción de IPR y se conocen las regulaciones legales, se obtiene para

cada opción un conjunto de criterios que debe ser tomado en cuenta para la selección de yacimientos.

Establecimiento de criterios de selección	Objetivos	Producción de zonas marginales	Nivel de reservas Permeabilidad Corte de agua GOR Presiones
		Recuperación acelerada	Tiempo de recobro de reservas
		Ahorro de pozos	Zonas geográficas
		Incremento de productividad	PI (Selección mediante pozos)
	Regulaciones legales	Condiciones del contrato Regulaciones Estatales	Variadas según país o campo
		Metodos de estimación	Análisis de Declinación
	Balance de materiales		Historia de presión Historia de producción Propiedades PVT % de recobro > 5
	Simulación numérica		Modelo geológico Historia de presión Historia de producción Propiedades PVT Propiedades Roca-Fluido
	Analogía		Yacimientos cercanos conocidos
	Construcción de IPR	Ley de darcy	Data: Pe, T, k, h, S, re, rw
		IP	IP
		Vogel	Pwf, Q@ Pwf
		Fetkovitch	Prueba a tasas múltiples

Figura 4.1 Establecimiento de Criterios de Selección

Una vez realizada la selección de yacimientos candidatos se debe proceder a ubicar éstos en el espacio para identificar conjuntos de yacimientos que se sobreponen. Cada uno de estos conjuntos representa un potencial sistema de producción conjunta y debe ser examinado para determinar si realmente es una opción factible. El procedimiento que se presenta a continuación representa la metodología a seguir una vez que se han identificado los posibles yacimientos del sistema.

4.1 Análisis Individual de Comportamiento de Yacimientos.

Este estudio se realiza para cada yacimiento con el objeto de predecir cómo será su comportamiento por el resto de la vida productiva del pozo y así poder estimar si es posible añadir un determinado yacimiento al conjunto sin que impacte de

manera negativa al sistema (ver la sección 2.7 en relación a las situaciones adversas a la producción conjunta).

La simulación de yacimientos es una herramienta ideal en aquellos casos en los cuales los yacimientos involucrados poseen suficiente información (usualmente yacimientos grandes pero muy agotados), pero debido a que los yacimientos en estudio poseen un bajo nivel de reservas no suelen ser modelados por considerarse de baja prioridad, reservándose los trabajos de simulación a los yacimientos que presentan mayor potencial. Por esta razón, el análisis de comportamiento individual se realiza mediante el análisis de declinación de los pozos de cada yacimiento en cuestión. También se debe tomar en cuenta el perfil de corte de agua contra producción, pues es éste el que indica cuándo esperar una intrusión de agua.

El análisis de declinación debe estar acompañado siempre que sea posible por un estudio de balance de materiales para estimar el proceso de agotamiento de presión a medida que se drenan los yacimientos. Así se podrá predecir la posible producción de gas al llegar a presiones menores al punto de burbujeo, o estar preparado para la ocurrencia de flujo cruzado al cambiar los niveles de presión relativos entre cada yacimiento mediante la estimación de las presiones luego de producirse un determinado volumen.

4.2 Construcción de las Curvas de Comportamiento de Influjo Individuales.

Cada uno de los yacimientos debe poseer una curva de comportamiento de influjo que permita establecer la capacidad que posee el yacimiento para proporcionar una tasa determinada en ese momento de su vida y para un pozo específico.

Para la construcción de las curvas de comportamiento de influjo se debe usar el método que más se ajuste a la región en estudio y a la información disponible. En el capítulo 1 se presentaron diversas formas de obtener la IPR de un yacimiento y se deja a juicio del lector la elección del método más apropiado.

4.3 Construcción de la Curva de IPR del Conjunto.

Una vez que se tienen las curvas IPR individuales se procede a construir una curva para el conjunto. Anteriormente se señaló que Nind⁷ indica que para yacimientos estratificados el comportamiento de flujo toma la forma correspondiente a la suma de los comportamientos de cada uno de las capas productoras. Partiendo de ese principio, pero tomando en cuenta las caídas de presión, Ferrer^{8,9} diseñó una metodología que consiste en llevar las presiones de fondo requeridas para producir una tasa arbitraria al nivel del yacimiento inmediato superior, utilizando éste como datum para poder sumar las curvas. Las presiones al datum son determinadas mediante el uso de curvas de gradiente para las condiciones del pozo.

El procedimiento de Ferrer (con una leve modificación que será explicada más adelante) se puede ilustrar mediante la utilización de la Figura 4.2. En ésta aparecen dos gráficos, el primero (lado izquierdo del eje de las ordenadas) es un gráfico de presión de fondo fluyente contra profundidad, mientras que el segundo (área a la derecha del eje de las ordenadas) muestra la presión de fondo fluyente contra la tasa de producción (gráfico de IPR convencional)

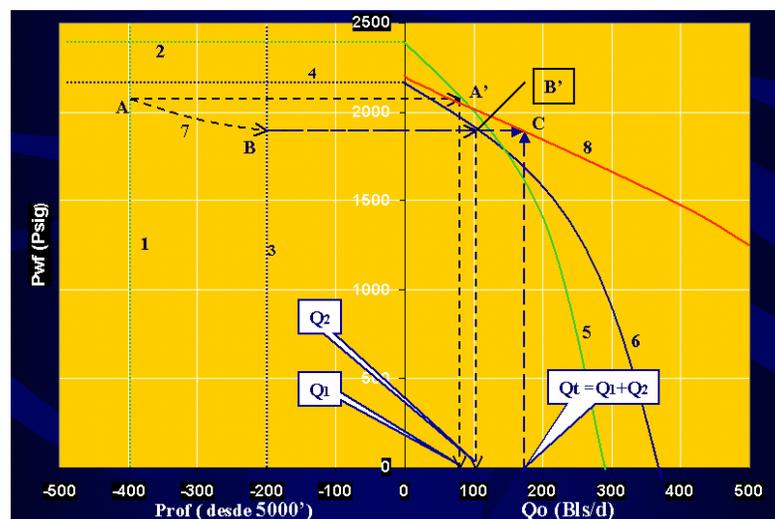


Figura 4.2 Construcción de la IPR Compuesta

En el primer gráfico aparece la línea 1 que representa la profundidad del yacimiento más bajo, en el ejemplo, éste se encuentra a 5400 pies bajo el nivel del

mar (pbnm), y la línea 2 que representa la presión estática de yacimiento. Se puede observar que la tasa de producción del yacimiento a esta presión es cero, hecho lógico pues en ese punto no existe un diferencial de presión que provoque flujo.

La línea 3 indica la profundidad del yacimiento superior, en este caso a 5200 pbnm, y la línea 4 indica su presión estática.

En el segundo gráfico se observan las IPR para los yacimientos inferior y superior, estas son las curvas 5 y 6 respectivamente. .

En el método de Ferrer se comienza el proceso seleccionando una tasa de flujo para el yacimiento inferior y mediante su IPR se determina la presión de fondo requerida para producir dicha tasa. En la modificación que aquí se propone el proceso se realiza de forma inversa. Se selecciona la presión de fondo en el nivel inferior, y a partir de ésta se obtiene la tasa que proporciona el yacimiento. Las presiones de fondo que se utilizan se sitúan en un rango que va desde cero hasta niveles mayores a la presión estática del yacimiento inferior; el rango es bastante amplio para poder asegurar que luego de calcular las caídas de presión en la tubería, aún se cubran los niveles de presión estática de los yacimientos superiores. Esta modificación se realizó para poder detectar los casos en los cuales las presiones estáticas de los yacimientos superiores sean mayores que la presión del yacimiento inferior, y así poder identificar la posibilidad de flujo cruzado hacia la zona más baja.

Una vez que se ha escogido la presión a la que se va a hacer el cálculo (punto A) y se determinó la tasa a la que va a producir ese yacimiento (punto A'), se calculan las pérdidas de presión en la tubería mediante curvas de gradiente fluyente (curva 7). De esta manera se determina la presión de fondo fluyente en el nivel del yacimiento inmediato superior (punto B). Con esa presión de fondo se obtiene la tasa que producirá el yacimiento (punto B'). Al sumar las tasas de los dos yacimientos se obtiene la tasa total que produce el conjunto a esa presión de fondo fluyente (punto C).

El proceso se repite para todas las presiones en el rango escogido, de manera que se obtienen varios puntos de tasa-presión con los cuales se traza la curva de influjo del conjunto (curva 8).

Este proceso fue adaptado para simplificar su uso en hojas de cálculo. Para esto, las IPR se trabajan en forma de una función (en este caso hechas con la correlación de Vogel), las cuales calculan las tasas de flujo para un rango de presiones dado. Inicialmente se calcula la tasa que produce el yacimiento más profundo (yacimiento 1) para cada presión del rango, luego cada presión es llevada al nivel del yacimiento inmediato superior (yacimiento 2) mediante el uso de gradientes fluyentes. Con la presión resultante se calcula la tasa que produce el yacimiento 2 mediante el uso de su función de IPR. Las dos tasas obtenidas para cada presión son sumadas (tasa del conjunto) y se puede obtener una IPR compuesta al graficar las tasas del conjunto con las presiones en cualquiera de los dos niveles.

4.4 Determinación de la Tasa Total y Análisis de Comportamiento del Conjunto.

La determinación de la tasa de producción del conjunto se logra mediante análisis nodal. Éste análisis sólo toma en cuenta las condiciones del pozo y los yacimientos, sin incluir las condiciones reales de las líneas de flujo y el sistema de levantamiento, pues el diseño de las condiciones de producción definitivos no entra en el alcance de esta tesis. Con esto se determina la presión de fondo fluyente aproximada a la cual fluirá el conjunto y también la tasa con la cual contribuirá cada yacimiento.

Partiendo de la idea de que los yacimientos no crearán interferencia entre sí, se asume que declinarán de igual manera que si fluyesen por separado¹⁷. Así, el perfil de producción esperado será la suma de los perfiles pronosticados para cada yacimiento por separado. Para la declinación de los yacimientos en esta etapa, se tomará como tasa inicial la respectiva a cada horizonte obtenida al finalizar el análisis nodal.

Se debe recalcar que las tasas de producción obtenidas luego de este paso y los perfiles de producción resultantes no son los iguales a los obtenidos para la producción secuencial.

Las tasas en este caso se encuentran relacionadas mediante la IPR compuesta del sistema y presentan la desventaja de ser dependientes de una sola presión de fondo. En el caso de la producción secuencial, las tasas de producción son optimizables, por lo que deberían ser mas altas y los perfiles de producción mas optimistas. Esto quiere decir que se deben construir perfiles de producción individuales para cada arena y para cada caso.

4.5 Análisis Económico.

El análisis económico de la propuesta se lleva a cabo mediante la suma algebraica de las variables descritas en el capítulo 3. Se realiza el análisis para dos proyectos. El primero, que sirve como referencia, es un proyecto de producción secuencial, que toma como entrada para generar los ingresos los pronósticos de producción estimados para cada arena por separado. En este caso se asume que la primera arena produce hasta que alcance su límite económico o el límite de corte de agua, lo que ocurra primero, momento en el cual la próxima arena se abre a producción para ser cerrada cuando se cumplan las mismas condiciones. Las arenas se abren consecutivamente hasta que todas se hayan agotado, momento que marca el horizonte económico del proyecto. Para la evaluación del proyecto de producción secuencial se asume que se va a reacondicionar el pozo con una completación sencilla selectiva.

Paralelamente se realiza el análisis para el sistema conjunto, asumiendo que los yacimientos producen al mismo tiempo y que se cierra el sistema cuando la tasa del conjunto cae por debajo de la tasa económica o se cierra selectivamente una arena cuando su corte de agua alcanza el límite estipulado. En esta evaluación se deben utilizar los costos de reacondicionamiento estimados para el tipo de completación escogido. También deben incluirse en los costos operativos las pruebas adicionales requeridas para el monitoreo del sistema.

Para cada uno de los proyectos analizados se deben plantear escenarios optimistas, pesimistas y probables. Se debe cubrir el rango de situaciones posibles para poder estimar los riesgos de ganancia o pérdida asociados con cada uno de los esquemas de producción. De cada proyecto se presentarán los siguientes indicadores económicos, previamente explicados en el marco teórico: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), La relación de Beneficio-Costo (B/C) y tiempo de pago, mediante la comparación de los cuales se podrá seleccionar la mejor manera de desarrollar los yacimientos.

4.6 Resumen de la Metodología Propuesta

El procedimiento general propuesto en este trabajo se presenta en la Figura 4.3. Según este esquema los pozos a utilizar se escogen luego de generados los pronósticos de producción, eso permite que de no existir ningún pozo disponible para el proyecto se pueda considerar la propuesta de una nueva localización. En general la decisión de utilizar o perforar un pozo es de carácter puramente económico por lo que es dejado al final del proceso.

El dejar la selección de pozos como paso final fue decidido basándose en la experiencia recogida durante la realización de este trabajo. Se observó que si se plantean los proyectos de manera genérica para un conjunto de yacimientos y se determina posteriormente el pozo se va a utilizar, el trabajo se reduce en tiempo, haciéndose más eficiente. Esto es debido a que los pronósticos obtenidos para yacimientos de poca extensión areal en sus pozos son bastante similares y las diferencias pueden ser tomadas en cuenta al realizar sensibilidades sobre un mismo caso.

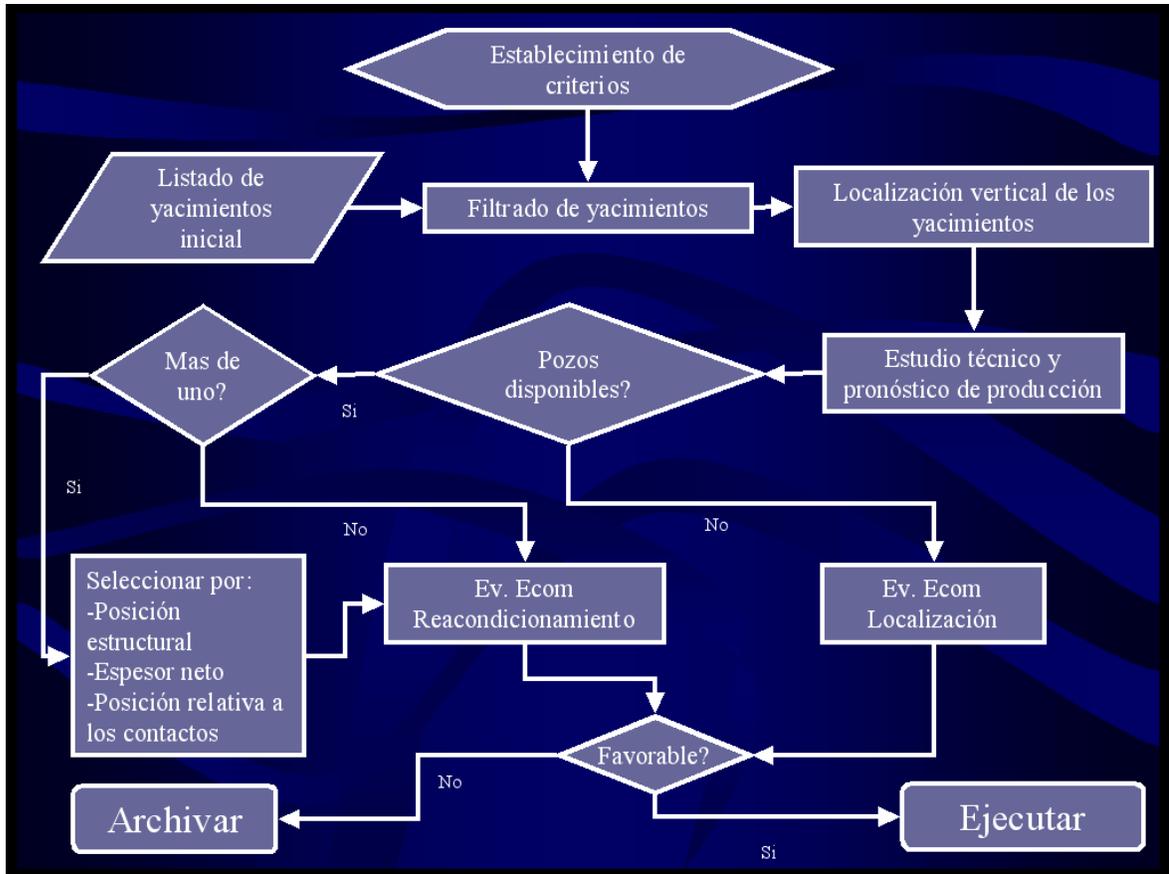


Figura 4.3 Procedimiento para el Diseño de Proyectos de Producción Conjunta.

Capítulo 5: Desarrollo de un Proyecto Piloto de Producción en Conjunto. Experiencia Práctica.

5.1 Establecimiento de la Necesidad.

En la actualidad el campo Dación se compone de 371 yacimientos, de los cuales 238 se ubican en el área oeste de la falla que divide al campo. Según el libro de reservas oficial del 2001 el petróleo en sitio de esta área representa el 51,8 por ciento del total del campo, con unas reservas que representan el 51,2 por ciento del las reservas recuperables totales. La Figura 5.1 presenta que porcentaje de las reservas iniciales de todo el campo se ha producido (áreas oscuras) y que porcentaje aún está en sitio (áreas claras) para cada una de las áreas que componen el campo (las zonas verdes representan el área este del campo y las zonas azules representan el área oeste).

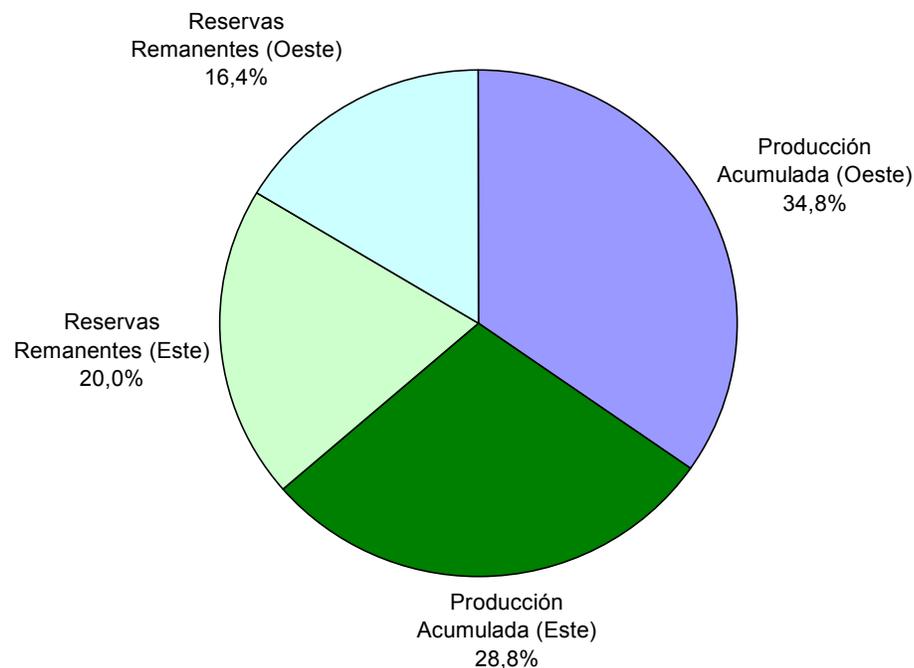


Figura 5.1 Distribución de las Reservas Recuperables del Campo Dación

La producción acumulada de todo el campo hasta el 2002 representaba un 63,6 por ciento de las reservas recuperables totales, de esta producción, el 54,7 por

ciento se produjo del área oeste, lo que implica el que para ese momento se había producido un 67,9 por ciento de las reservas recuperables del área. Debido a esta actividad, 56 yacimientos que inicialmente contenían reservas mayores a 300 Mbbl se encuentran ahora por debajo de ese nivel.

Además del estado de agotamiento de los yacimientos, el carácter lenticular de las arenas medias de Dación origina gran cantidad de yacimientos con pocas reservas recuperables iniciales, 128 yacimientos del área oeste contienen reservas menores a 300 Mbbl. En total, los 184 yacimientos (77,3 por ciento de los yacimientos de Dación oeste) con reservas bajas contienen un 21,1 por ciento de las reservas recuperables del área.

Muchos de los yacimientos que entran en la clasificación anterior no serán explotados por razones económicas bajo esquemas convencionales, es por esta razón que se hace necesaria la búsqueda de otras opciones para el desarrollo de estas reservas y surge la producción conjunta como una opción válida para esta labor.

Como se ha mencionado anteriormente, mediante la producción conjunta de yacimientos no sólo se hace atractiva económicamente la posibilidad de explotar yacimientos con pocas reservas, también existe la posibilidad de incrementar los factores de recobro de los mismos.

Por lo antes expuesto se tomó la decisión de ensayar el esquema de producción conjunta mediante un plan piloto que permita evaluar la propuesta antes de una aplicación a gran escala. Los objetivos de este plan son recabar información sobre el comportamiento de los yacimientos sometidos a la producción conjunta, que sirva para corregir y/o los problemas que puedan presentarse debido a la aplicación de este tipo de proyectos y sustentar ante los organismos reguladores la viabilidad del esquema de producción conjunta. Las secciones siguientes describen la planificación del proyecto de producción conjunta para el pozo LG-264 , el cual se propone como pozo piloto para el ensayo de esta técnica. Se espera obtener un comportamiento de producción que compruebe el incremento

de productividad proyectado. También se desea validar el método geoquímico de distribución de producción para su uso posterior a gran escala.

5.2 Selección de Yacimientos Candidatos.

El primer paso para la proposición de candidatos fue la discriminación de los yacimientos factibles a ser incluidos en un proyecto piloto de producción conjunta. Los posibles candidatos debían cumplir inicialmente tres requerimientos: presentar reservas remanentes entre los 50 y 400 Mbbl, poseer fluidos con gravedades mayores a 17 grados en la escala de la API y tener un recobro actual superior al cuatro por ciento, para poder realizar un pronóstico de comportamiento confiable.

Se decidió que los yacimientos deben poseer reservas menores a 400 Mbbl debido a que en muchos de los casos para estos yacimientos no se han planificado actividades de recobro debido a la baja rentabilidad de los posibles proyectos. Adicionalmente los pozos completados en estos yacimientos pequeños suelen presentar índices de productividad bajos debido en parte al espesor del horizonte productor, arenas delgadas presentan índices de productividad mas bajos (aunque su PI específico pueda ser mayor que el de otra arena de mayor espesor). Por otro lado, la inclusión de yacimientos con reservas menores a 50 Mbbl puede resultar en problemas para el sistema completo, pues estos yacimientos pueden encontrarse en un estado de agotamiento muy avanzado y su presión en niveles tan bajos que exista peligro de flujo cruzado, o porque todos los pozos hayan sido alcanzados por el frente de agua y su puesta en producción implica altos cortes, o porque simplemente el aporte de dicho yacimiento al recobro total del proyecto sería tan poco que su inclusión podría inclusive resultar en pérdidas.

La gravedad API de los fluidos en los yacimientos fue escogido como un parámetro de discriminación debido al compromiso de la empresa con PDVSA de entregar una producción con un promedio de al menos 20 grados API. Debido a este compromiso se lleva a cabo constantemente un programa de control de gravedades, mediante el cual se cierran sistemáticamente los pozos que producen

con bajas gravedades. Una consulta con el personal del campo arrojó que la gravedad mínima para asegurar que el proyecto no sería cerrado debía ser de 17 grados API.

El último parámetro de discriminación utilizado en esta etapa de filtrado fue que los yacimientos tuviesen un recobro actual de al menos un cuatro por ciento. Debido a la necesidad de obtener pronósticos de producción que permitan proyectar de el comportamiento del pozo en el tiempo, es necesario contar con una historia de producción representativa de la vida del yacimiento. Los métodos de predicción utilizados (análisis de declinación y balance de materiales) se basan en la existencia de información de producción y su eficacia aumenta de manera proporcional a la cantidad de historia de producción existente.

En esta etapa se incluyeron algunos yacimientos con historias de producción no representativas. Para yacimientos con POES menores a un millón el cuatro por ciento de recobro representa menos de cuarenta mil barriles, si ese volumen se produjo a una tasa superior a los cien barriles diarios, la historia de producción no excedía de un año. Adicionalmente las historias de estos yacimientos suelen ser bastante discontinuas, lo que dificulta el análisis de declinación. En estos casos la predicción de se realizó por analogía con yacimientos similares, y la existencia de al menos una corta historia, permitió ajustar de mejor manera los pronósticos.

De los 238 yacimientos probados del área oeste de Dación solamente 54 de ellos entraban dentro de los parámetros de corte. La información con la cual se trabajó en el primer filtrado fue obtenida del libro de reservas del área para el año 2001 y corroborado con la información de la base de datos corporativa mas reciente disponible.

La Tabla 5.1 muestra la distribución de yacimientos, reservas y producción acumulada según grupos de arenas. Se puede apreciar claramente como el intervalo de mayor interés para este proyecto comprende las arenas medias (B - P), pues contiene mas de la mitad de las reservas por drenar. Adicionalmente esta área contiene la mayor cantidad de arenas por lo que la probabilidad de encontrar

yacimientos verticalmente apilados es mucho mayor. Se puede apreciar también que la producción acumulada de las arenas profundas es substancialmente mayor a la de los otros grupos arenas, lo que resulta de que la actividad de desarrollo se ha orientado históricamente a la explotación de estas acumulaciones. De este grupo las arenas con mas probabilidades de ser incorporadas a un proyecto son las arenas R, debido a que las restantes presentan un espesor que hace que sus índices de productividad sean mayores y por consiguiente rentables para ser exploradas bajo esquemas convencionales. En el área oeste del campo Dación se produce en conjunto de las arenas profundas, pero mediante la unificación de yacimientos pertenecientes a una misma unidad hidráulica.

Tabla 5.1 Distribución de Yacimientos y Reservas por Arenas

Arenas	% de Yacimientos	% de Reservas Recuperables	% de Reservas Remanentes	% de Producción Acumulada
A	16,4	15,5	20,2	14,4
B - P	54,5	42,2	55,7	39,0
S - U	29,1	42,4	24,1	46,6

Concluido la primera etapa de la selección se revisó cuantos y cuales de los yacimientos identificados como posibles candidatos poseían información actual de presión. Esta información es vital para determinar la posibilidad de ocurrencia de flujo cruzado, así como para la construcción de las IPR de los yacimientos. De los 54 yacimientos 28 poseían mediciones de presión, pero de éstos solo la mitad tenían información actual. Finalmente se llegó a un total de 14 yacimientos candidatos.

Es importante recalcar que la lista de yacimientos obtenida en este proceso no constituye la lista definitiva de candidatos, pues al seleccionar los pozos y yacimientos que se van a integrar un proyecto, se debe examinar el comportamiento de producción de todos los yacimientos en la trayectoria del pozo de interés. Así es posible que se detecten oportunidades que hayan sido pasados

por alto en esta etapa. La Tabla 5.2 muestra todos los candidatos obtenidos en esta etapa de la selección.

Tabla 5.2 Yacimientos Candidatos a Producción Conjunta

Yacimiento	Reservas Remanentes (Mbbbl)	°API	Recobro Actual (%)	Fecha última presión	Fecha última producción
A13U:GS95	75	21	15%	30/9/98	octu-98
F0L:GS97	256	25,3	21%	28/4/51	juni-84
F7L:LG201	249	22,2	18%	31/10/01	novi-74
F7U:GS100	172	22	21%	18/12/99	novi-83
H3L,4:LG201	87	22,8	35%	22/1/00	novi-97
J3U:GS125	116	24	15%	30/1/87	mayo-87
J3U:LG207	337	28	4%	22/1/00	novi-72
L2U,M:LG202	126	23,2	16%	22/1/00	juni-87
N2L:LG264	128	20	9%	31/10/01	juli-88
P1,3:LG203	363	20,4	9%	22/1/00	juni-99
P1L:GS100	320	18,3	9%	14/6/85	mayo-85
R4L:GS137	215	19,6	14%	17/11/99	agos-90
S5:GG201	103	19,8	16%	20/2/00	sept-93
U2M,L:GS139	119	18,2	22%	27/5/99	juni-88

En resumen se puede decir que se identificaron catorce (14) yacimientos como candidatos a ser producidos en conjunto como mejor opción. Se identificó también un potencial de cuarenta (40) yacimientos en espera de medición de presión. Adicionalmente se confirmó que la zona de las arenas medias es la más prospectiva para este tipo de proyectos.

5.3 Ubicación Espacial de Yacimientos e Identificación de Pozos Candidatos.

Antes de iniciar el filtrado de los pozos se realizó un inventario de cuales pozos encuentran en su trayectoria los yacimientos previamente escogidos y de estos cuales intercepta cada pozo, es decir se realizó el proceso de ubicación espacial de yacimientos. Para cada yacimiento se realizó un listado de todos los pozos que contiene, esto se hizo basándose en los mapas actuales de los yacimientos de interés.

Construido este listado para todos y cada uno de los yacimientos se utilizó una rutina programada por el autor en el programa Excel, de Microsoft, que organiza la lista de yacimientos interceptados por cada pozo a partir de los listados creados en el paso anterior.

Al terminar el mencionado proceso se conoce el número de yacimientos de interés que intercepta cada pozo y en este punto comenzó la discriminación de pozos de posible utilización. La Figura 5.2 presenta de manera esquemática la ubicación vertical de los yacimientos candidatos. En esta se puede identificar de manera sencilla cuales yacimientos pueden ser considerados como posible proyecto de producción conjunta. Por ejemplo, se puede ver que el yacimiento GS97 en la arena F0L se sobrepone con los yacimientos A13U:GS95, F7U:GS100 y P1L:GS100, sin embargo, los yacimientos de las arenas F7U y P1L no coinciden con el de la arena A13U.

Arena	Yacimiento												
A13U	GS95												
F0L	GS97												
F7L								LG201			LG201		
F7U			GS100										
H3L,4											LG201		
J3U				GS125		LG207							
L2U,M							LG202						
N2L										LG264		LG264	
P1,3										LG203		LG203	
P1L			GS100										
R4L						GS137							
S5						GG201							
U2M,L					GS139								
YACIMIENTOS	2	2	3	2	2	2	2	3	4	4	3	2	2

Figura 5.2 Ubicación Vertical de los Yacimientos Candidatos.

Luego de identificar las combinaciones posibles, se procedió a identificar los pozos disponibles en cada conjunto de yacimientos. Este proceso se llevó a cabo antes de la refinación del procedimiento propuesto, razón por la cual en esta ocasión la selección de pozos fue realizada como una decisión técnica y no económica (de hecho, luego de este proceso se identificó la posibilidad de mejorar la metodología).

El primer criterio utilizado fue que el pozo interceptase al menos dos yacimientos de interés. Ya que la producción conjunta implica la puesta en producción de dos

yacimientos simultáneamente, es imperativo que al menos dos yacimientos entren dentro del grupo de los candidatos a ser desarrollados bajo este esquema.

El segundo criterio de selección fue la actividad actual y/o planificada para cada pozo. La bases de datos para esta parte de la discriminación se constituyó por los reportes semanales de estado de pozos, la base de datos de trabajos de reacondicionamiento aprobados y la base de datos de la utilización que esperaba darle LASMO VENEZUELA B.V. a los pozos recibidos de PDVSA. La idea tras este proceso fue excluir los pozos que producen actualmente dentro del rango aceptable para el campo (gravedad de la producción mayor a 16.5 °API, tasa de crudo superior a 50 BPD, corte de agua menor a 95% y RGP menor a 11MPC/BF), aquellos que tienen planes concretos para ser abiertos a producción, los que están abandonados y los que son inyectores. Según la metodología propuesta, se debería llevar a cabo la evaluación económica del prospecto sin tomar en cuenta este criterio para luego comparar los cual de los proyectos es mas rentable.

El tercer criterio para el filtrado de los pozos fue el estado mecánico. Debido a lo “frágil”, económicamente hablando, que se espera que sean los proyectos de producción conjunta, los costos de un trabajo de rehabilitación deben ser bajos. Por esta razón aquellos pozos que puedan presentar problemas durante los trabajos, deben ser evitados. Se revisó el diagrama mecánico de cada pozo, y aquellos que requerían trabajos de pesca o estaban equipados con varios tapones de hierro fueron dejados afuera. La historia de cada pozo también se estudió para dejar afuera aquellos que hubiesen presentado problemas mecánicos en los últimos intentos de reacondicionamiento que resultasen en la frustración de los planes. Este criterio tampoco se utiliza en el procedimiento tal como se propone actualmente, debido a que los riesgos (económicamente hablando) de un trabajo de rehabilitación pueden ser tomados en cuenta en una evaluación económica y ahorrar el tiempo y esfuerzo que representa la revisión de las historias y diagramas de todos los pozos del área, permitiendo reservar este trabajo a los pozos que de verdad presentan potencial.

También se realizó una revisión somera de los horizontes que atravesaba el pozo. Esto para determinar si existían oportunidades de reactivación bajo esquemas tradicionales de producción. Esta revisión se hizo necesaria para evitar un posible rechazo de las propuestas. La motivación de este trabajo es eminentemente económica. Por esta razón, la existencia de horizontes en los cuales la actividad tradicional sea rentable puede eliminar la posibilidad de obtener aprobación del proyecto de reactivación.

Para el momento en el cual fue realizada esta discriminación, había 172 pozos en el área oeste del campo Dación. De este número solamente 30 pozos cumplieron el primer criterio. Este número de pozos se redujo luego de la aplicación de los otros tres criterios a un total de 14 pozos. Es importante recalcar que este número de pozos puede ser alterado si durante un proceso posterior se demuestra que es rentable la adición de un nuevo pozo. Si por el contrario (caso mas probable) se demuestra que los yacimientos interceptados por el pozo no presentan una buena oportunidad de ser producidos en conjunto (por cualquiera de las situaciones mencionadas en capítulos anteriores), el número de pozos puede reducirse.

En este punto se hizo una división de los posibles casos de acuerdo a la estación de flujo a la cual producen los pozos. La Tabla 5.3 muestra los resultados de esta clasificación.

Tabla 5.3 Pozos Filtrado de Pozos por Estación

Estación de flujo	Número de pozos luego del 1 ^{er} filtro	Número de Yacimientos de interés*	Número de Pozos luego del 4 ^{to} Filtro
DED-01	2	2	1
DED-03	10	7	7
DED-05	9	8	4
DEF-02	9	2	2
* Un yacimiento puede contarse en mas de una estación de flujo.			

Las áreas con mayor potencial para ser incluidas en un proyecto de producción conjunta son las correspondientes a las estaciones DED-03 y DED-05. Estas estaciones se sitúan en los extremos oriental y occidental del área. La zona de DED-03 ha sido la más explotada del oeste del campo, razón por la cual posee la mayor cantidad de pozos que interceptan yacimientos con bajas reservas.

En cuanto al área de la estación DED-03 (solamente la parte correspondiente al oeste del campo), se puede decir que presenta un buen potencial, pues la mayoría de los yacimientos son pequeños, situados en una reducida área limitada por fallas a los lados. En esta zona es posible encontrar un buen número de yacimientos pequeños apilados, lo que incrementa también la posibilidad de inclusión de uno de los pozos en un proyecto de producción conjunta. La Tabla 5.4 muestra los pozos que fueron seleccionados como posibles candidatos a ser utilizados para un proyecto de producción conjunta.

Tabla 5.4 Listado de Pozos Prospecto.

Pozo	Estación de flujo	Número de Yacimientos de interes
LG204	DED-03	4
LG203	DED-03	4
LG205	DED-03	3
GS100	DED-05	3
LG264	DED-03	2
LG287	DED-03	2
LG210	DED-01	2
LG207	DED-03	2
LG201	DED-03	2
GS97	DED-05	2
GS270	DEF-02	2
GS118	DED-05	2
GS107	DEF-02	2
GS105	DED-05	2

5.4 Selección de Pozos y Yacimientos.

Para la selección de los sistemas pozo-yacimientos se examinó cada uno de los pozos seleccionados. La revisión incluyó la recopilación de la profundidad, el espesor, porosidad, permeabilidad, saturación de agua en los alrededores del pozo, las reservas remanentes y la producción acumulada para cada uno de los yacimientos que intercepta el pozo. La información fue recopilada de los sumarios petrofísicos y del libro de reservas

Una vez que se obtuvo la información relativa a los horizontes del pozo, se confirmó que no fuese factible económicamente producir el pozo de forma tradicional.

Debido a que no todos los yacimientos tienen estudios de PVT, se decidió realizar la selección sin tomar en cuenta los mismos. La utilización de correlaciones para la determinación de estos parámetros hubiese resultado en un gasto de tiempo injustificado. Resultó preferible la comparación de los datos de entrada para las correlaciones. Por ejemplo, las gravedades API de los crudos y sus relaciones gas petróleo se consideró más confiable que la obtención de la viscosidad por medio de correlaciones para comparar un valor indirecto.

Los yacimientos escogidos para dar ejemplo de la metodología propuesta fueron el N2L:LG264 y el P1,3:LG203. Estos fueron seleccionados debido a que sus comportamientos de producción son bastante similares, existen estudios de fluidos de esas arenas que pueden ser utilizados para estos yacimientos con bastante confianza y ninguno de los dos se encuentra en un estado de agotamiento que haga sospechar problemas de flujo cruzado. Debido a que no se dispone de un criterio que permita concluir de manera cierta en lo referente a la compatibilidad de fluidos, se asume que estos crudos serán compatibles dada su similitud en gravedad (0,4 grados API de diferencia). En relación a la compatibilidad de aguas no hay ningún elemento que permita tomar una decisión por lo que se recomienda llevar a cabo un análisis a la brevedad posible (ambos análisis, de crudos y aguas).

El pozo seleccionado fue el LG264. Este pozo se sitúa en la parte más alta de la estructura en ambos yacimientos, se encuentra en buenas condiciones mecánicas y debido a que actualmente está completado en las mismas arenas, los trabajos de reacondicionamiento son más sencillos. La Tabla 5.5 muestra las propiedades de los horizontes para este pozo.

Tabla 5.5 Propiedades de los Horizontes para el Pozo LG264

Yacimiento	Arena	Tope (pies)	ANP aprox (pies)	Reservas remanentes (Mbbbl)	Producción acumulada (Mbbbl)	Porosidad	Permeabilidad (mD)	°API	Saturación de agua
LG264:U2M	U2M	6694	11,0	219,0	0,0	23,7%	1104,28	11,0	15,7%
LG264:U1	U1U	6599	28,0	0,6	157,0	26,6%	2509,23	14,8	8,5%
LG202:T	TU	6539	23,5	0,0	2335,0	27,1%	2710,13	19,5	7,1%
LG202:T	TL	6569	5,5	0,0	2335,0	26,4%	2433,10	19,5	18,2%
LG205:S5	S5	6508	4,5	556,0	249,0	20,9%	185,43	23,4	35,5%
LG203:S2	S2	#N/A	#N/A	209,0	2238,0	24,0%	1704,51	19,2	#N/A
LG203:R4L	R4L	6408	0,0	227,0	71,0	22,1%	288,68	19,9	100,0%
LG205:R4U	R4U	6380	0,0	111,0	285,0	0,0%	0,00	20,8	100,0%
LG203:P1,3	P3	6274	2,5	363,0	284,0	21,7%	349,08	20,4	33,6%
LG203:P1,3	P1	6254	15,0	363,0	284,0	22,7%	460,20	20,4	15,1%
LG264:N2L	N2	6176	5,0	128,0	148,0	21,9%	368,15	20,0	20,2%
LG205:M4	M4	6141	5,0	100,0	0,0	23,1%	463,49	20,0	31,9%
LG201:H3L,4	H3L	5784	0,5	935,0	408,0	19,9%	128,23	25,1	47,7%

Se puede apreciar que el único yacimiento que podría ser reactivado fuera de los dos seleccionados es el S5:LG205, pero ese yacimiento no puede ser drenado por este pozo debido a que el espaciamento no lo permite.

estima un factor de recobro de 20 por ciento, para unas reservas primarias de 647 Mbbl, de las cuales ha sido producido 276 Mbbl.

La producción proviene de los pozos LG203, con 51,5 Mbbl, y del LG264, con 224.5 Mbbl. La producción total de gas es de 297 MMPCN y la de agua se remonta a 670 Mbbl. La presión original del yacimiento se estimó en 2450 LPC (nivel de referencia a 5610 pbnm), la cual ha descendido hasta 2350 LPC para el momento de la última medición. Para este momento llevaba ya mas de año y medio sin producir. Este yacimiento se encuentra abandonado desde Junio de 1999.

5.6 Descripción del yacimiento N2L:LG264

Este yacimiento está definido por las mismas fallas que limitan al yacimiento P1,3:LG203. Su contacto agua petróleo se estima a 5545 pbnm. La estructura es un homoclinal con buzamiento suave hacia el norte. El estrato presenta espesores aproximados de 15 pies y arenas netas de hasta diez pies.

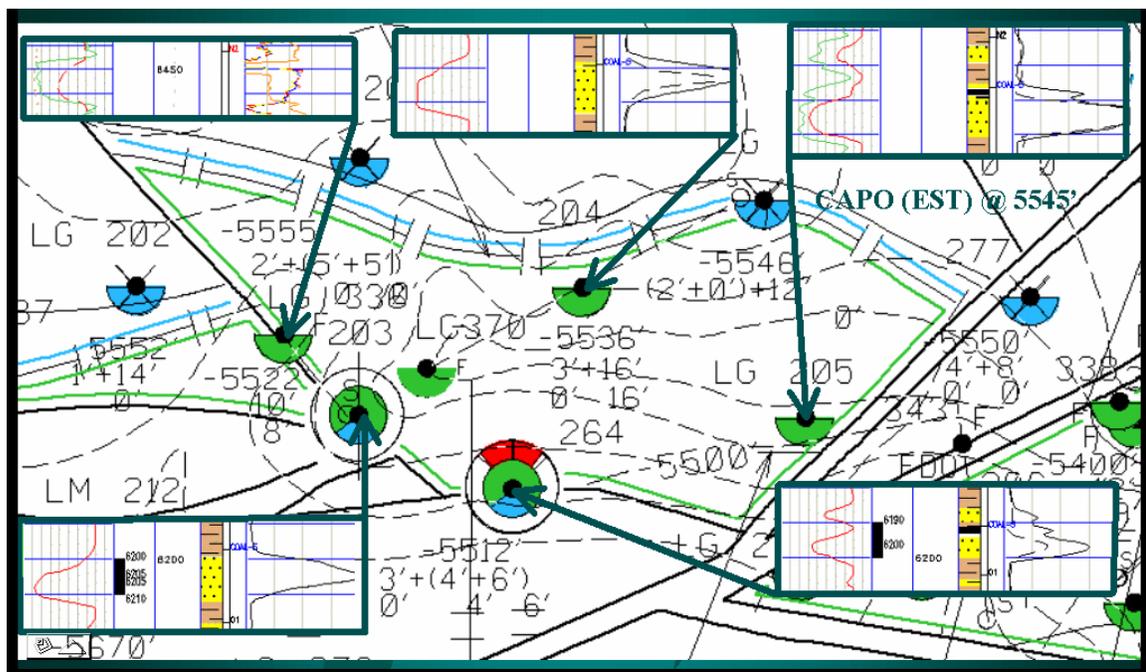


Figura 5.4 Mapa Isopaco-Estructural de N2L:LG264

Este yacimiento produce desde Agosto de 1979, cuando se abrió a producción el pozo LG203. Se calcula que tiene un petróleo en sitio de 1,6 MMbbl y se estima que el recobro primario será de 17,5 por ciento, lo que arroja un nivel de reservas de 276 Mbbl. El crudo de este yacimiento es de 20 °API.

Sólo dos pozos han producido de este yacimiento, el LG203 y el LG264, los cuales presentan acumulados de 16,3 Mbbl y 131,4 Mbbl respectivamente. En total se han producido casi 148 Mbbl de petróleo, 77 Mbbl de agua y 160 MMPCN de gas.

La última medición de presión se realizó también en enero de 2001 indicando 2300 LPC (nivel de referencia a 5510 pbnm), una caída de 130 libras respecto a la presión inicial. La última producción de este yacimiento fue en Julio de 1988.

5.7 Comportamiento de Producción.

5.7.1 Yacimiento P1,3:LG:203

Los perfiles de producción de este yacimiento se presentan como la Figura 5.5. El yacimiento fue drenado a través de dos pozos, pero estos estuvieron activos en momentos distintos y nunca produjeron simultáneamente. El primer pozo en producir este yacimiento fue el LG203. En la Tabla 5.6 se presenta la prueba inicial de completación de este pozo en las arenas P.

Tabla 5.6 Puebas Iniciales de Completación en P1,3:LG203

POZO	ARENA	FECHA	PETROLEO (bbl)	AGUA (bbl)	CORTE DE AGUA (%)	RGP (PCN/BN)	API
LG203	P1,3	30-Sep-78	8,96	19,04	68	1597	20,1
LG264	P1,3	5-May-89	40,5	49,5	55	1767	18,6

Produjo en dos etapas fácilmente identificables en los perfiles. La primera etapa comprende el período desde Septiembre de 1975 hasta Julio de 1979. La segunda

etapa empezó en Noviembre de 1982 y terminó en Noviembre de 1985. Para el momento del cierre había acumulado un total de 51465 barriles.

Las tasas de producción durante la primera parte de la vida del pozo se situaron en un promedio cercano a los 120 barriles diarios de líquido. Sin embargo las tasas de petróleo nunca pasaron de 50 barriles por día. La segunda vez que el pozo se puso en producción se obtuvieron tasas de petróleo similares, pero con cortes de agua bastante superiores. Ya hacia el final, a partir de marzo del 85, se obtuvieron tasas de 80 barriles, pero el corte de agua también se incrementó hasta llegar a los niveles de cierre.

Durante toda su vida en este yacimiento, el LG203 produjo con cortes de agua altos, iniciando con un corte del 68 por ciento, hasta llegar a producir cien por ciento de agua. En este punto fue cerrado. En la Figura 5.3 se puede apreciar que este pozo fue completado muy cercano al contacto agua-petróleo, por lo cual era de esperarse semejante comportamiento.

En 1989 se abre a producción el pozo LG264. La Tabla 5.6 también muestra la prueba inicial de este pozo. En este pozo falta la información de producción para este yacimiento desde el inicio hasta mayo del 89. Esta perdida de información representa la producción de 14341 barriles, los cuales fueron añadidos a la producción de este mes para cuadrar los acumulados. A partir de Junio de ese año la historia de producción se reporta de forma normal. Se puede observar que en este pozo la producción tampoco sobrepasa la barrera de los 100 barriles salvo en contadas ocasiones, donde pueden observarse tasas puntuales de casi 160 barriles por día. El corte de agua también fue alto durante toda la producción de este pozo, llegando hasta 100 por ciento al final de la vida del pozo. En la Figura 5.3 se puede observar que el pozo LG264 también se cañoneó casi hasta la zona de agua, lo que explica el elevado corte de agua.

Según el comportamiento de la relación gas-petróleo y se asume que la presión actual del yacimiento no ha bajado aún del punto de burbujeo, asunción razonable

tomando en cuenta cuanto ha caído la presión debido a la producción (solo 130 LPC).

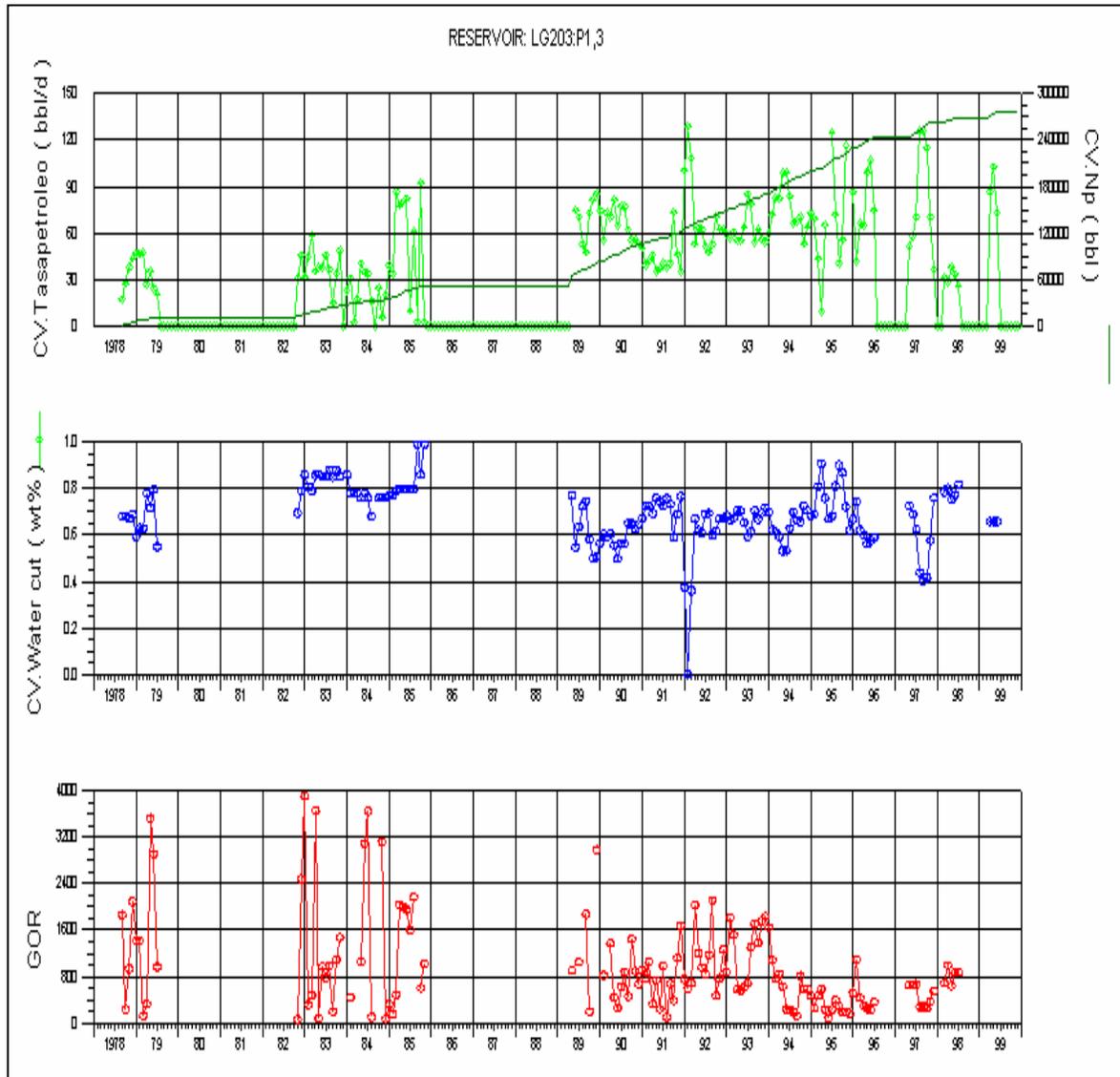


Figura 5.5 Producción del Yacimiento P1,3:LG203 Relativa al Tiempo

En la primera gráfica los valores en el eje izquierdo (Q_o) varían entre cero y 160 barriles diarios, las divisiones representan 40 bbl/d. En el eje derecho (N_p) varían entre cero y trescientos mil, con cada división representando 60 mil barriles.

En la segunda gráfica (F_w) los valores van entre cero y uno. En la tercera gráfica (RGP) se sitúan entre cero y cuatro mil pies cúbicos normales por barril normal.

En el eje de las abscisas cada división representa un año, abarcando desde 1978 hasta 1999.

5.7.2 Yacimiento N2L:LG264

La producción de este yacimiento también fue iniciada por el pozo LG203. Este produjo el de la arena N2L entre 1979 y 1981, lo que corresponde al tiempo que pasó cerrado en la arena P1,3. En su primera prueba produjo 20,3 barriles por día de petróleo de 19 grados API y 17,5 barriles diarios de agua (aproximadamente 46 por ciento de corte de agua) a una relación de gas-petróleo de 4792. Las tasas de producción fueron siempre bajas, variando entre los 10 y 80 barriles por día, con un promedio que ronda los 30 bbl/d. El corte de agua también fue alto, variando entre 46 y 75 por ciento. Este pozo acumuló 16251 barriles de este yacimiento. En la Figura 5.6 se presentan los perfiles de producción de este yacimiento, en estos se puede observar el comportamiento del pozo LG203 (la sección que abarca desde 1979 hasta 1981). Este horizonte fue cerrado debido a la baja productividad mostrada. En ningún momento produjo mas de un pozo a la vez.

Casi un año después del cierre del LG203 entra en producción el pozo LG264. Este pozo fue abierto en enero, pero la información de producción no se encuentra disponible si no a partir de abril. Para entonces solo se habían producido 3226 barriles. Este pozo mostró tasa mas altas, pero aún así la tasa mas alta calculada del histórico de producción fue de 164 barriles diarios. No se dispone de la prueba inicial de completación.

Inicialmente comenzó la producción con un corte del 2 por ciento (calculada del histórico de producción). Este fue aumentando gradualmente hasta agosto de 1985, cuando se incrementó hasta llegar a 58 por ciento. Desde ese momento del corte continuó incrementándose a un ritmo mucho menor hasta llegar a registrar niveles del 76 por ciento hacia finales de 1987. Esta irrupción de agua se atribuye a una posible comunicación mecánica en el pozo.

Hacia el final de la vida del pozo se observa un incremento en la RGP del pozo, lo que puede ser atribuido a problemas en la medición del gas de levantamiento o a disminución local de la presión. Se asume que el yacimiento aún se encuentra subsaturado. Ambos yacimientos producen por empuje de agua.

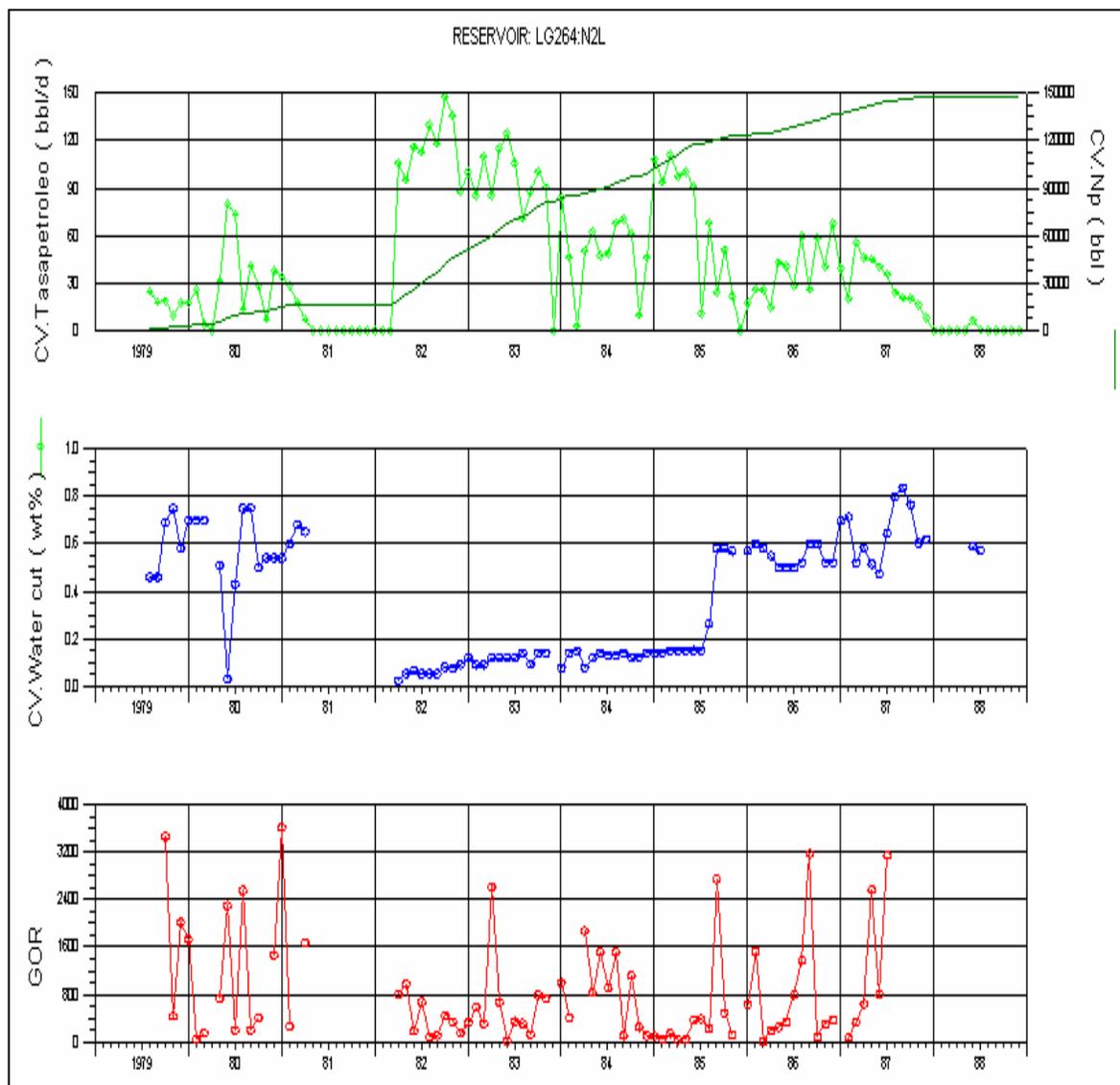


Figura 5.6 Producción del Yacimiento N2L:LG264 Relativa al Tiempo

En la primera gráfica los valores en el eje izquierdo (Q_o) varían entre cero y 160 barriles diarios, las divisiones representan 40 bbl/d. En el eje derecho (N_p) varían entre cero y trescientos mil, con cada división representando 60 mil barriles.

En la segunda gráfica (Fw) los valores van entre cero y uno. En la tercera gráfica (RGP) se sitúan entre cero y cuatro mil pies cúbicos normales por barril normal.

En el eje de las abscisas cada división representa un año, abarcando desde 1978 hasta 1999.

5.8 Análisis de Declinación

El análisis de declinación se realizó con el propósito de determinar las reservas remanentes primarias del pozo LG254, y a la vez obtener una predicción de producción para los dos yacimientos en cuestión. La declinación de la tasa de producción se analizó con respecto al tiempo de producción y con respecto a la producción acumulada.

Debido a que la mayoría de los yacimientos en este campo están asociados a un acuífero, muchos de los pozos deben cerrarse debido a la producción de agua. Por esta razón, es sumamente importante tratar de predecir como será el comportamiento de agua de cada yacimiento. Para esta tarea se analizaron las tendencias de incremento de corte de agua al aumentar la producción acumulada. A continuación se presentan los resultados de estos análisis.

5.8.1 Yacimiento P1,3:LG203

Para el estudio de este yacimiento se decidió utilizar la porción de la historia de producción comprendida entre mediados de 1989 y fines de 1992. La decisión de tomar este período se basa en la clara declinación de la tasa de producción. En este intervalo no se observan incrementos súbitos de producción que puedan indicar cambios importantes en las condiciones operativas del pozo. La Figura 5.7 muestra la curva de tasa de petróleo contra tiempo. En esta gráfica la línea roja representa la tendencia asumida y la recta verde representa el pronóstico de producción.

Se puede apreciar como luego de aumentos de producción, la tasa vuelve a declinar con una tendencia bastante similar a la apreciada en el intervalo seleccionado (rectas azules).

Basándose en esta tendencia y asumiendo una tasa inicial de 120 barriles se obtienen 73 Mbbbl de reservas. La producción se detiene al alcanzar el límite económico de producción (50 bbl/d), lo que ocurre en abril de 2004 (inicio de producción Junio de 2002). Este estimado asume que no se realizan modificaciones en las condiciones operativas del pozo.

Se asumió que la tasa inicial de producción sea de 120 bbl/d debido a la incorporación de nuevas técnicas de cañoneo. Debido a estas, en algunos pozos se ha logrado tasas de producción mas altas que las obtenidas por PDVSA en épocas anteriores.

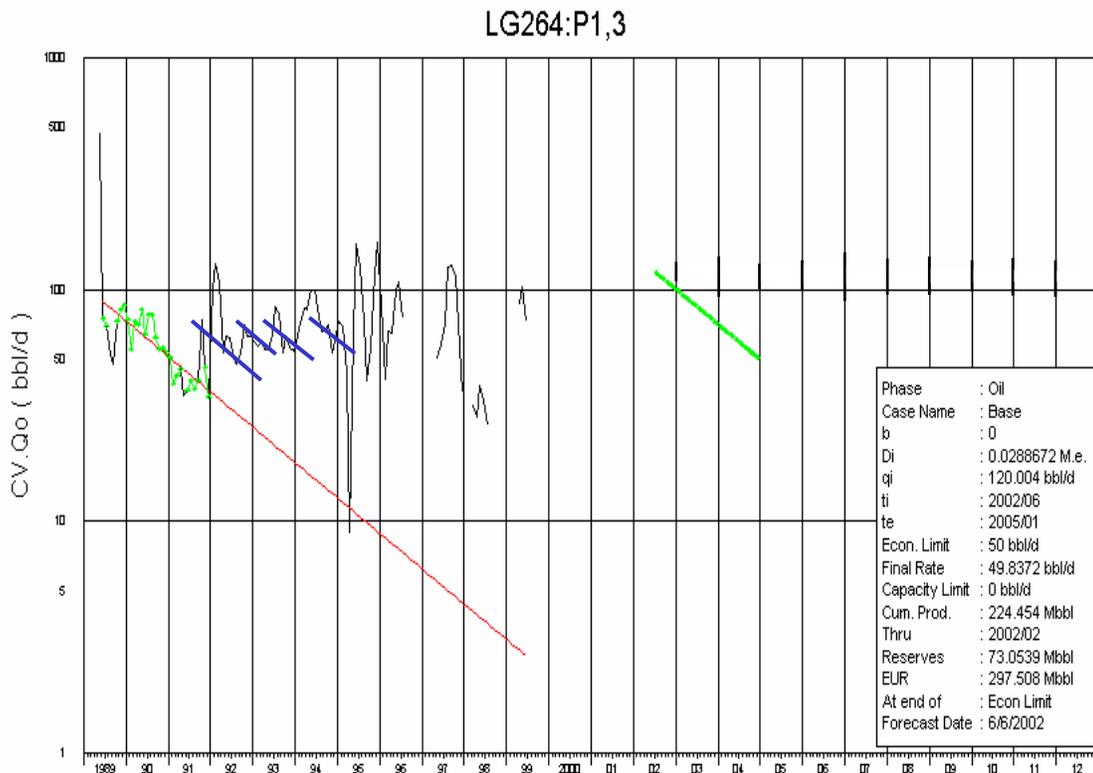


Figura 5.7 Tasa de Petróleo Contra Tiempo en P1,3

Para confirmar el valor obtenido se realizó el análisis de la declinación de la tasa de petróleo al aumentar la producción acumulada (Figura 5.8). En este caso se obtuvo un estimado de reservas de 77 Mbbls, obtenidos para abril de 2005, fecha en la cual se alcanzó el límite económico. Se hicieron las mismas suposiciones que en el caso anterior.

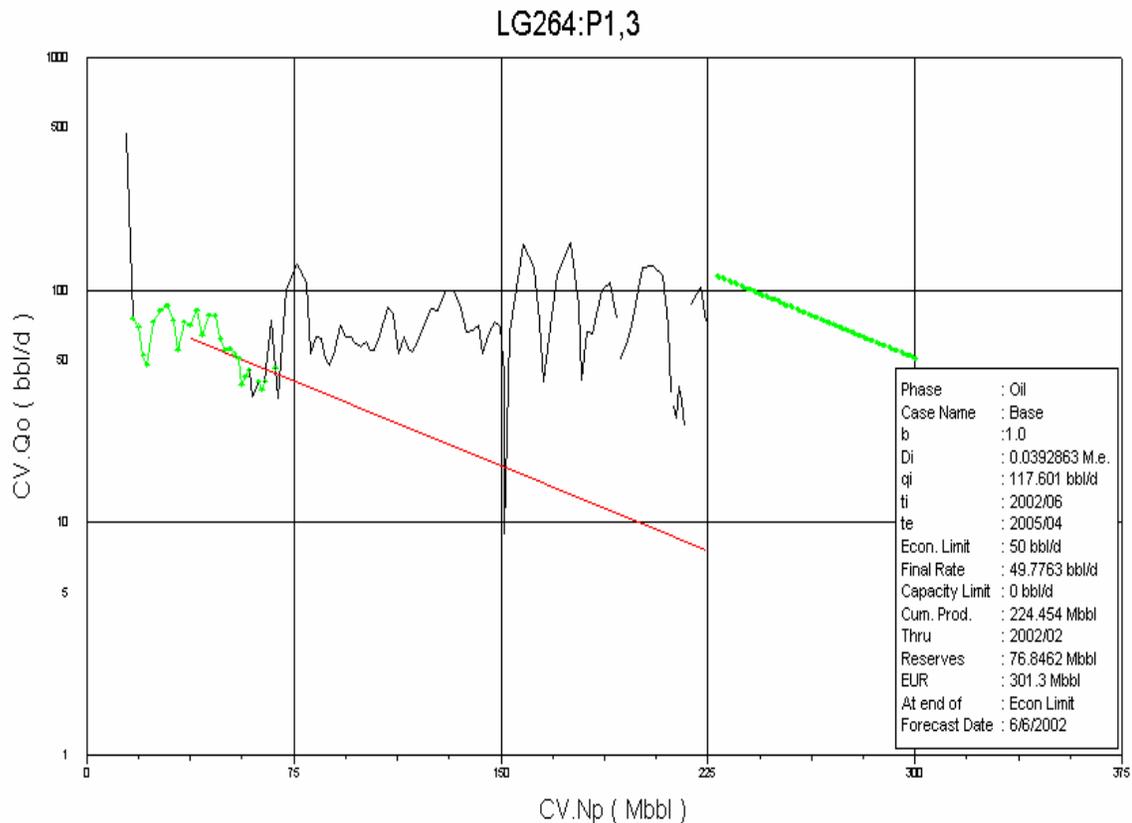


Figura 5.8 Tasa de Petróleo Contra Producción Acumulada en P1,3

Se realizó un análisis del comportamiento del corte de agua contra producción acumulada. Esto para verificar que el pozo pudiese producir las reservas estimadas antes de alcanzar el límite de producción de agua (95 por ciento). Se asumió un corte de agua inicial de 60 por ciento y se estimó la tendencia utilizando aproximadamente el mismo período de producción utilizado en los análisis anteriores.

En este caso se obtuvo reservas de 78 Mbbl, lo que indica altas probabilidades de poder producir las reservas estimadas antes de tener que cerrar el pozo. Se debe

hacer notar que el corte de agua inicial constituye un estimado pesimista, pues se espera reducir el corte de agua con los trabajos realizados durante el reacondicionamiento. En la Figura 5.9 se muestra la tendencia del corte de agua asumida, así como el pronóstico realizado.

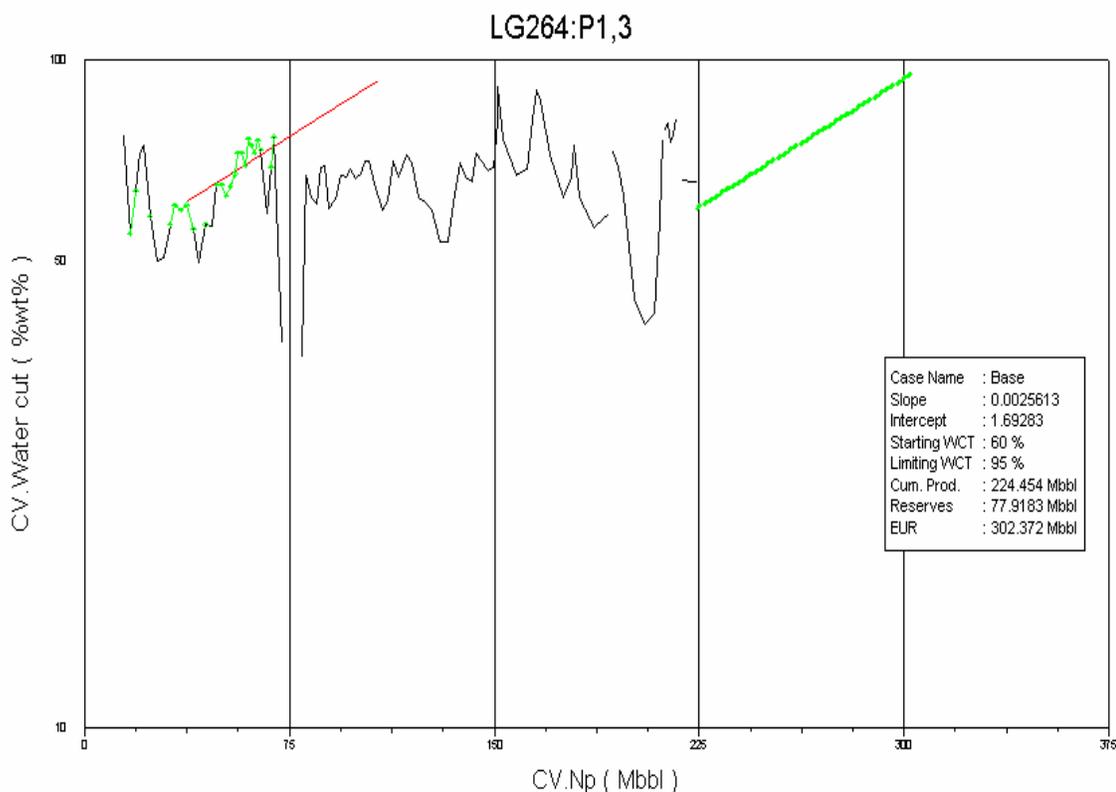


Figura 5.9 Corte de Agua Contra Producción Acumulada en P1,3

5.8.2 Yacimiento N2L:LG264

En este pozo se pueden identificar dos etapas en la producción. La primera etapa transcurre antes de la irrupción de agua (Agosto de 1986). La segunda etapa abarca desde el momento de la irrupción hasta el final de la vida del pozo.

Para observar el efecto de la llegada del agua en las tasas de fluidos se graficó la tasa total de líquidos y la tasa de petróleo contra el tiempo. Esta gráfica se observa en la Figura 5.10. Fácilmente se puede apreciar un solo comportamiento de declinación para ambas tasas durante la primera etapa. Sin embargo, durante la segunda etapa se pueden observar dos tendencias. La tasa de líquido tiende a

mantenerse estable y la tasa de crudo continua declinando. La declinación de la tasa de petróleo coincide con la declinación de la tasa inicial, por lo cual para la predicción de producción se asumió que la tasa declina de manera constante durante toda su vida.

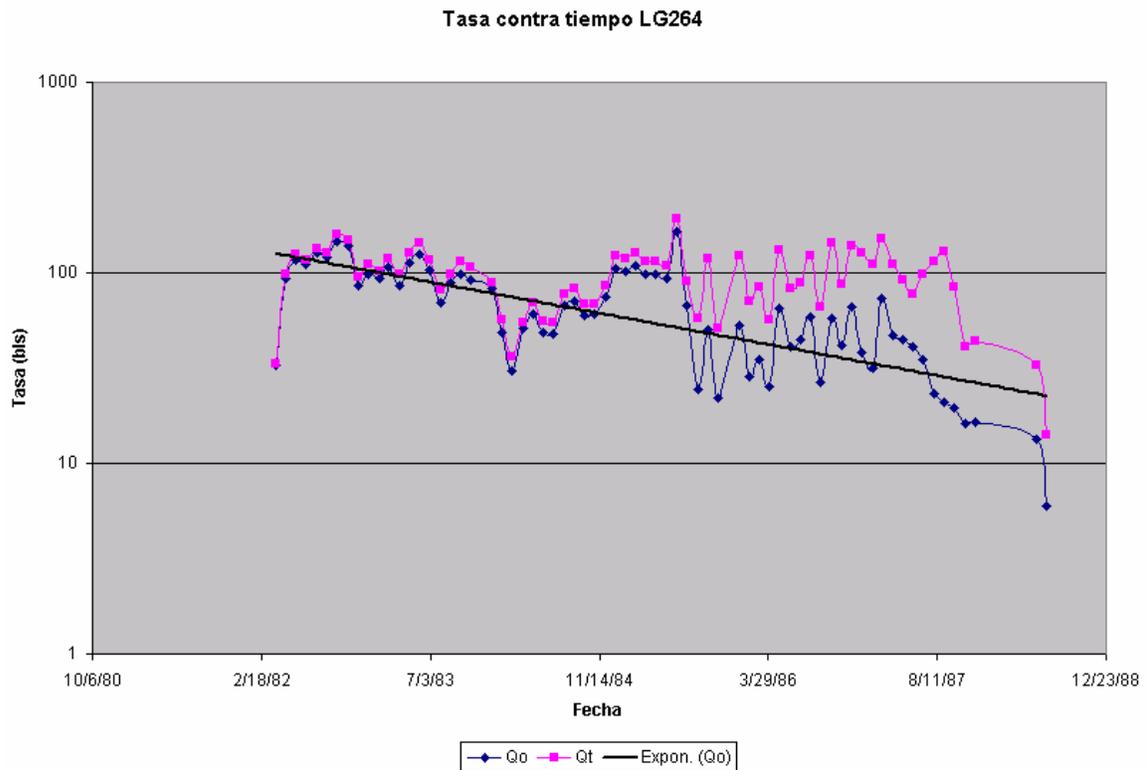


Figura 5.10 Tasa Líquida y de Petróleo Contra Tiempo en N2L

Mediante el análisis de estas curvas (Figura 5.11) se estimaron reservas en el orden de 36 Mbbl, producidos hasta Noviembre de 2003. La tasa inicial estimada para este pozo fue de 90 bbl/d. Si bien el pozo ha llegado a producir a tasas cercanas a los 120 bbl/d durante varios meses, estas tasas fueron obtenidas antes de la irrupción de agua, a partir de la cual no se han vuelto a obtener niveles semejantes. Luego del trabajo de reacondicionamiento se espera que disminuya el corte de agua. Pero, aunque se suba el nivel de las perforaciones, la tasa deberá ser controlada para prolongar el tiempo de una nueva irrupción. Por esta razón el estimado inicial es un tanto conservador.



Figura 5.11 Tasa de Petróleo Contra Tiempo en N2L

Para este horizonte también se realizó el análisis de la curva de tasa de petróleo contra producción acumulada. El resultado fue similar, las reservas se situaron en el orden de los 36 Mbbl y el límite económico se alcanzó en Enero de 2004. La Figura 5.12 muestra esta curva, la tendencia adoptada y la predicción de la producción.

Se observó que el corte se agua luego de la irrupción continuó aumentando de manera estable, similar al comportamiento que presentaba inicialmente. Debido a lo errático de los valores obtenidos en la segunda etapa, y asumiendo que luego de la reparación el corte de agua habrá disminuido nuevamente, se decidió utilizar la tendencia inicial para realizar la estimación de reservas. El corte de agua inicial para la proyección se estimó en 65 por ciento. Las reservas obtenidas por este método fueron de 74 Mbb, lo que indica que los 36 Mbbl estimados según los otros métodos podrán ser producidos antes de alcanzar el límite de agua establecido.

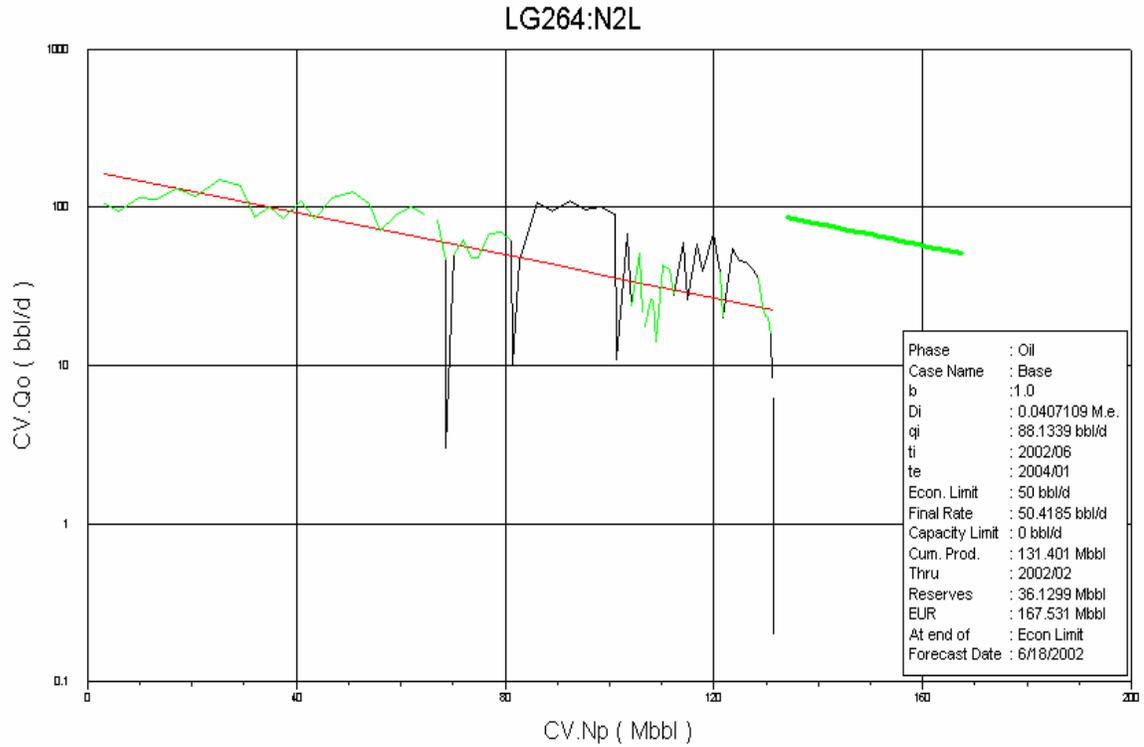


Figura 5.12 Tasa de Petróleo Contra Producción Acumulada en N2L

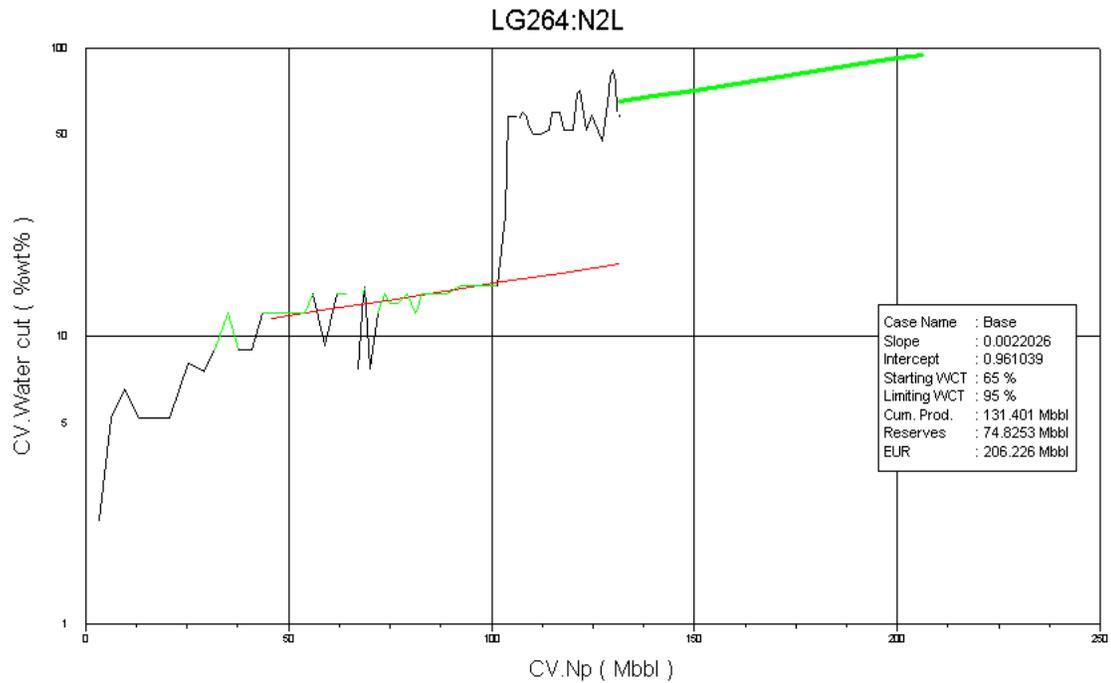


Figura 5.13 Corte de Agua Contra Producción Acumulada en N2L

5.9 Construcción de Curvas de Comportamiento de Influjo Individuales.

En el pozo LG264 no existe registro de toma de gradientes fluyentes para ninguno de los yacimientos en cuestión. Consecuentemente no se conoce el índice de productividad de ninguna de las dos arenas. Por esto, la construcción de las curvas de comportamiento de flujo se llevó a cabo utilizando la ecuación de Darcy para obtener los índices de productividad.

Una vez estimado el PI de la arena, se realizó una corrección para las presiones de fondo fluyente inferiores al punto de burbujeo del fluido de ese yacimiento. Para hacer la corrección se utilizó la correlación de Vogel.

Los parámetros utilizados en los cálculos de los PI para cada yacimiento se presentan en la Tabla 5.7

Tabla 5.7 Parámetros para la Estimación del PI

Yacimiento	Profundidad (pie)	Pi (psi)	Pb (psi)	ko (mD)	μ (cp)	β_o (v/v)	Espe-sor (pie)	Area (acre)	d _{tubería} (pul-gada)
P1,3 LG203	6270	2345	1720	300	2,9	1,17	5	176	6
N2L LG264	6195	2320	1500	250	3,2	1,16	5	128	6

Los PI obtenidos son 0,362 bbl/d*psi para la arena P1,3 y 0,281 bbl/d*psi para la arena N2L. Con estos valores se obtuvo la tasa de flujo cuando la presión de fondo fluyente es igual a la presión de burbujeo. La corrección de Vogel fue ajustada utilizando como punto de la IPR la tasa obtenida para la presión de burbujeo y esa misma presión.

Inicialmente puede parecer contradictorio que la arena N2L presente un índice de productividad menor, dado que históricamente ha producido tasas mas altas. Se debe notar que estas tasas se obtuvieron mientras el pozo producía con bajo corte de agua. Al aumentar la saturación de agua en los alrededores del pozo la permeabilidad relativa al petróleo disminuye. Al comparar las tasas que produjo la

arena N2L al presentar los niveles de corte de agua de la arena P1,3, se observa que efectivamente son menores. Esta observación concuerda con los PI obtenidos. También se obtuvo valores de PI para toda la fase líquida y el valor para la arena N2L continuó siendo inferior. Los valores de PI de líquido fueron 0,906 bbl/d*psi para la arena P1,3 y 0,803 para la arena N2L.

La curva obtenida para el yacimiento P1,3:LG264 se presenta como la Figura 5.14. En esta se puede comprobar que el yacimiento es capaz de producir una tasa de 120 bbl/d al aplicar un diferencial de presión de 335 libras por pulgada cuadrada. Esto corrobora que la tasa inicial asumida para el análisis de declinación es fácilmente lograda y por lo tanto factible.

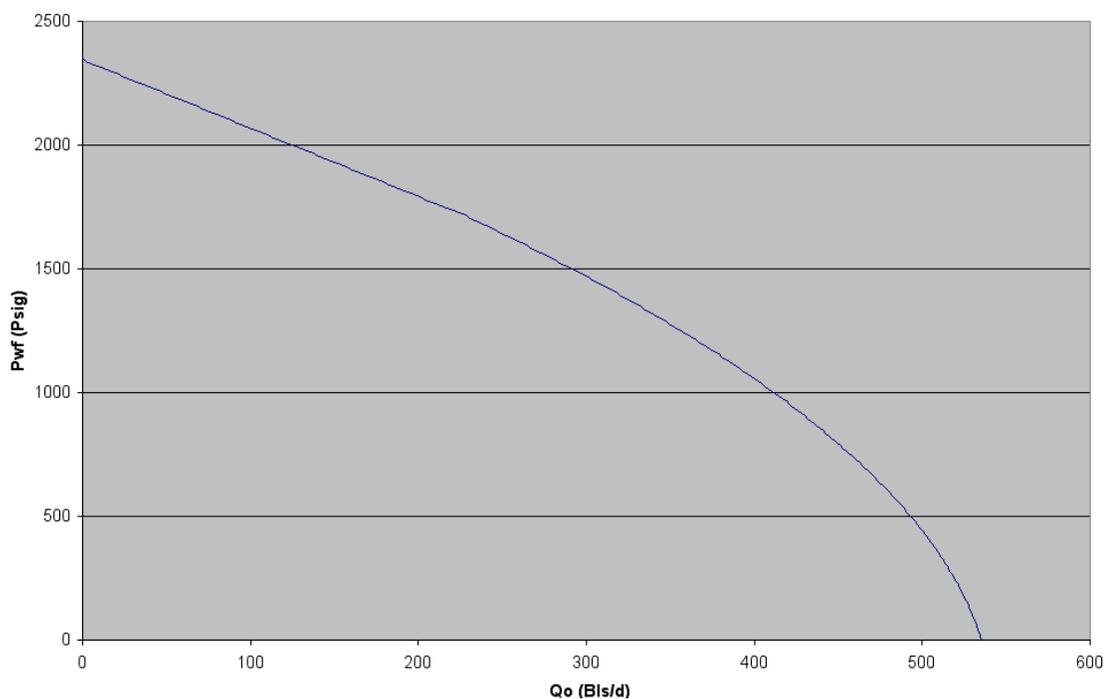


Figura 5.14 IPR para la Arena P1,3

La Figura 5.15 muestra la curva de comportamiento de flujo para el yacimiento N2L:LG264. Se comprueba que la tasa asumida (90 barriles diarios) en la sección previa es igualmente factible.

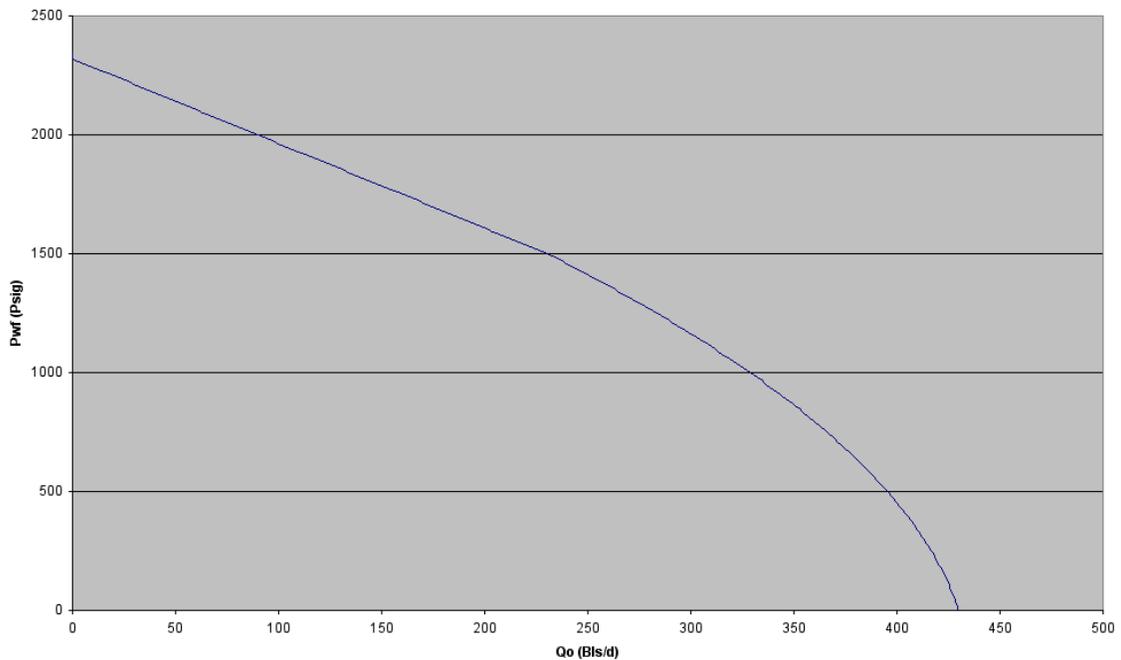
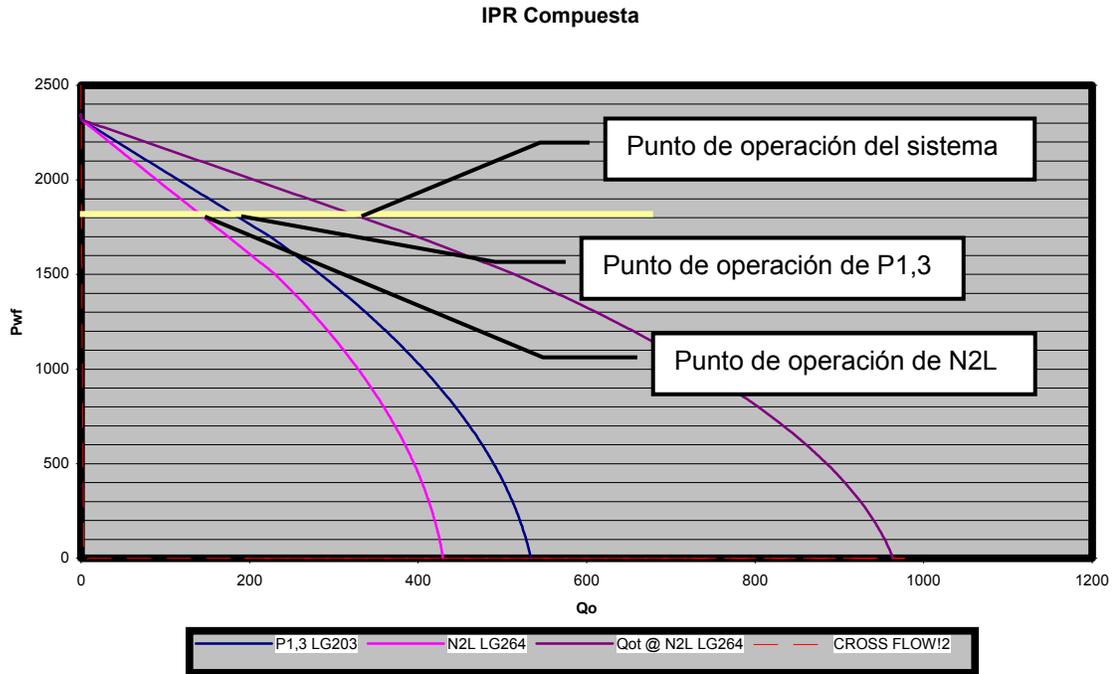


Figura 5.15 IPR para la Arena N2L

5.10 Construcción de la IPR Conjunta.

La IPR compuesta se construyó mediante el uso de una hoja de cálculo construida para tal fin según la metodología expuesta en el capítulo 4. La curva obtenida se presenta en la Figura 5.16. Adicionalmente en esta figura se presentan las curvas de comportamiento de influjo de cada arena por separado. En este caso las IPR se presentan referenciadas a una profundidad de 6195 pies (profundidad de la arena N2L).

La presentación de las tres curvas en la misma gráfica permite detectar rápidamente que porción de la tasa total es aportada por cada yacimiento. Al trazar una línea horizontal al nivel de la presión de fondo deseada, se obtienen tres cortes, cada uno de los cuales representa los puntos operativos de el conjunto y de cada yacimiento. De existir posibilidad de ocurrencia de flujo cruzado debería aparecer una recta roja vertical que indica la magnitud del contraflujo. La no aparición de dicha recta confirma la suposición inicial de que no ocurrirá este problema



5.11 Determinación de la Tasa Total y Análisis del Comportamiento del Conjunto.

Inicialmente se realizó un análisis nodal del sistema para determinar si el pozo era capaz de producir mediante flujo natural. El análisis se realizó utilizando el programa Well PERFORMANCE Analysis, de PSG/HIS Energy Group. El resultado de este análisis fue que el pozo produciría por flujo natural una tasa total de 44 barriles diarios. Un análisis de sensibilidades indicó que el aumento del corte de agua afecta de manera negativa todo el sistema, tal y como se esperaba.

Debido a la baja tasa del sistema al producir mediante flujo natural, se decidió utilizar levantamiento artificial. El diseño del método de levantamiento no es objeto de este trabajo. En este respecto sólo se determinó que el sistema debía ser capaz de proporcionar un diferencial de presión de 300 libras por pulgada cuadrada a nivel de la arena N2L. Con esta caída de presión el sistema producirá 189 barriles diarios, de los cuales 106 corresponderán a la arena P1,3 y 83 a la arena N2L.

Estos valores fueron utilizados como tasas iniciales para realizar los pronósticos de producción. Se utilizaron las tendencias obtenidas en los análisis de declinación previos. En esta ocasión no se fijó un límite mínimo de producción diaria, ya que en este caso el pozo se cerrará cuando la tasa total llegue a los 50 barriles diarios. La Figura 5.17 muestra el comportamiento de las tasas en el tiempo. Se puede apreciar que el pozo puede ser producido aún cuando cada yacimiento produce a tasas menores que la tasa económica y que la vida del proyecto en producción conjunta es mas larga que si se produjesen ambos yacimientos secuencialmente (asumiendo que las condiciones operacionales sean iguales).

Las curvas superiores representan el corte de agua proyectado. Se espera que para el final de la vida productiva del pozo el corte de agua promedio se sitúe en 78 por ciento, La arena P1,3 produzca con 81 por ciento y la N2L con 77 por ciento. No se espera que ninguno de los intervalos presente problemas por producción de agua.

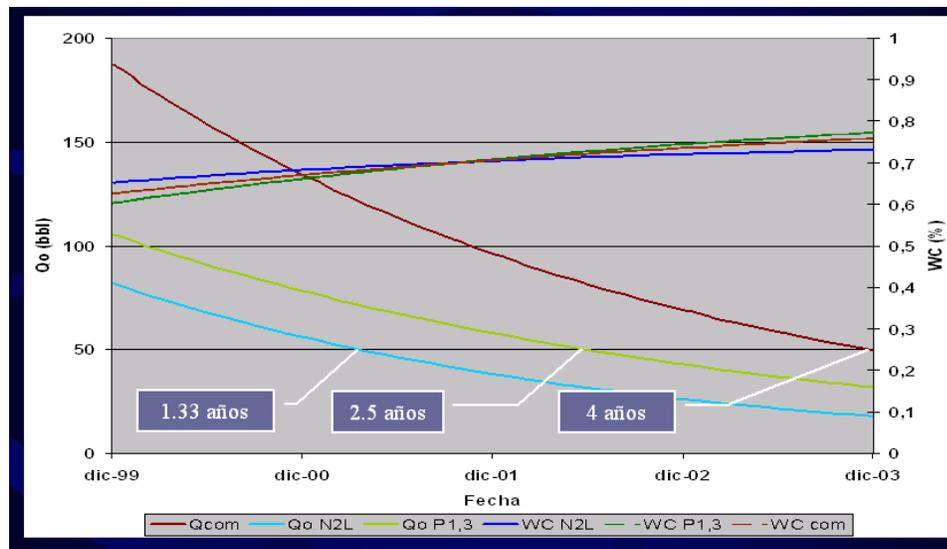


Figura 5.17 Tasas de Petróleo y Cortes de Agua.

La Figura 5.18 muestra los aportes relativos de cada yacimiento a la tasa de producción y al acumulado del sistema. Se espera que inicialmente el aporte a la tasa del horizonte P1,3 sea cercano al 57 por ciento, aumentando hacia el final de la vida productiva del pozo hasta situarse en un 64 por ciento. La producción acumulada, provendrá de los dos intervalos de manera similar, al término del proyecto 41 por ciento se habrá producido de N2L y 59 por ciento de la P1,3. La producción total del sistema se estima en 155 Mbbl de petróleo.

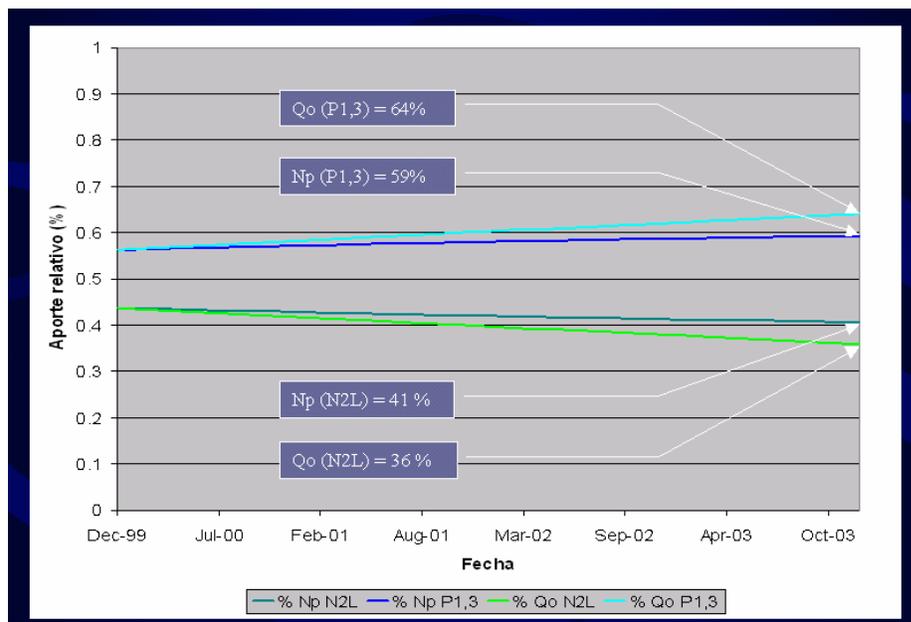


Figura 5.18 Aportes Relativos de Petróleo

5.12 Estudio de Factibilidad Económica.

Mediante el estudio económico se evaluó la viabilidad de llevar a cabo este proyecto. Se plantearon dos planes, la producción secuencial como plan base y la producción conjunta como proyecto alternativo. Para cada uno de los planes se plantearon tres escenarios que tomaron en cuenta la incertidumbre generada por la utilización de valores promedio para las propiedades (específicamente la permeabilidad) de los yacimientos.

Para esta labor se tomaron los valores de permeabilidad disponibles en las arenas de interés (N, P1, P2, y P3) en todos los pozos del campo. Se construyeron histogramas (uno para el grupo de las arenas N y otro para el grupo de las P) para

determinar la frecuencia de ocurrencia de cada una de las permeabilidades y con esto se determinó la variación estadística de la permeabilidad. En cada uno de los histogramas se encontraron dos rangos de permeabilidad que marcaban tendencias distintas, razón por la cual se dividieron los grupos en dos subgrupos, uno donde se agruparon los valores bajos de permeabilidad (entre cero y 600 md aproximadamente) y otro donde se agruparon los altos (de 600 md en adelante). Para verificar si la diferencia en los valores correspondían a diferencias en la localización geográfica de los pozos se ubicaron éstos en un mapa. Se encontró que los pozos que constituían cada una de las categorías estaban dispersos por todo el campo, por lo cual se concluyó que las diferencias observadas se debían a las facies en la cual estaban completados los pozos (canales o barras). Para cada uno de los subgrupos se construyeron histogramas de frecuencia. La Figura 5.19 muestra uno de los histogramas mencionados. En el se puede observar que cada valor de permeabilidad tiene un porcentaje de ocurrencia, el cual se puede tomar como la probabilidad estadística de que un pozo que se encuentre en esa facie presente una determinada permeabilidad. Por ejemplo, estadísticamente (según el histograma de la figura) existe un 70 por ciento de probabilidades de que un pozo completado en una zona de barra de una arena P del campo Dación, tenga una permeabilidad menor a 300 md

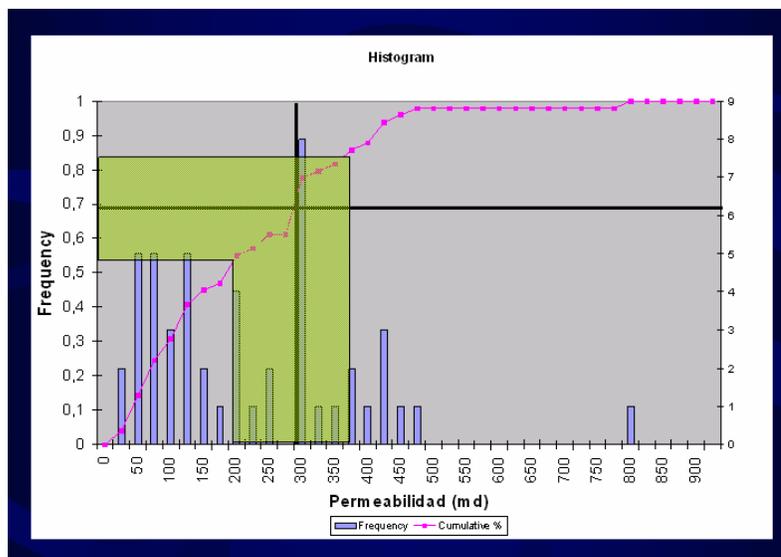


Figura 5.19 Variación Estadística de Permeabilidades (Arenas P, Rango Bajo)

Los valores promedio de permeabilidad de los yacimientos N2L:LG264 y P1,3:LG203 (250 y 300 md respectivamente) caen dentro de la categoría de permeabilidades bajas.

Para plantear los escenarios alto y bajo en la evaluación económica se determinaron las probabilidades de ocurrencia de las permeabilidades promedio de los yacimientos. Luego se asumió que dentro del yacimiento las permeabilidades podían variar en un rango del quince por ciento de esas probabilidades y se determinaron los valores máximo y mínimo de permeabilidad esperados. Para ilustrar este punto vea la Figura 5.19, en este caso se determinó que la probabilidad de ocurrencia del valor promedio de del yacimiento en la arena P es del 70 por ciento. En tomando una variación en el rango del quince por ciento se obtiene que los valores de permeabilidad en el yacimiento deberían encontrarse en el área sombreada , entre un mínimo de 200 md y un máximo de 390 md (55 y 85 por ciento de probabilidad de ocurrencia respectivamente).

Con los valores máximo y mínimo estimados para cada arena se determinaron nuevos índices de productividad, a partir de los cuales se construyó otro juego de curvas de IPR.

En este punto se planteó la diferencia entre el caso base (producción secuencial) y el caso de producción conjunta. Debido a que en un esquema de producción tradicional es posible diseñar los sistemas de levantamiento de manera óptima, se asumió que s diferencial de presión aplicado a cada una de las arenas en el caso base debía ser mayor. Por esta razón se asumió que en este caso el diferencial de presión sería de 350 libras por pulgada cuadrada. En el caso de producción conjunta la presión de fondo aplicada continuó siendo de 300 LPC. Con estos diferenciales de presión y las nuevas curvas de IPR se obtuvieron tasas iniciales que fueron utilizadas para generar los perfiles de producción. La Tabla 5.8 presenta los valores de permeabilidad obtenidos, así como las tasas iniciales utilizadas en la creación de los perfiles.

Tabla 5.8 Permeabilidades y Tasas Iniciales Utilizadas en la Evaluación Económica.

Caso	Permeabilidad (md)		Qoi Secuencial (BBL/d)		Qoi Conjunta (BBL/d)	
	N2L	P1,3	N2L	P1,3	N2L	P1,3
ALTO	322	390	125	162	107	138
MEDIO	250	300	97	125	83	107
BAJO	164	200	64	83	55	71

En la Figura 5.20 (gráfica izquierda) se pueden apreciar los perfiles de tasa contra tiempo para cada uno de los casos. Las curvas azules representan el esquema de producción conjunta, mientras que los colores cálidos representan el caso base. Los casos altos se identifican por las curvas de colores oscuros y los escenarios bajos son representados por los colores más claros. En la gráfica de la derecha se comparan las producciones acumuladas. Se puede observar que mediante el caso base sólo se producen más fluidos (que en el caso propuesto) en el escenario alto, pero este incremento es de sólo mil barriles al costo de tener que producir por más de un año adicional.

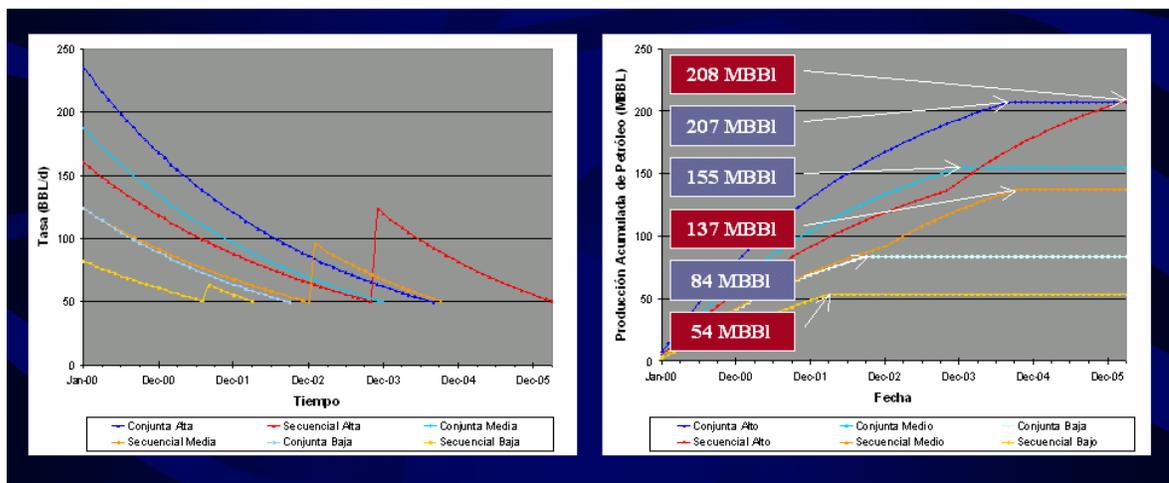


Figura 5.20 Comparación entre Esquemas

Para llevar a cabo la evaluación, sección se utilizó la hoja de cálculo desarrollada en Lasmó. Las variables que toma en cuenta la mencionada hoja fueron explicados en el capítulo tres.

En la evaluación del proyecto de producción conjunta se incluyeron los costos de realizar una prueba geoquímica mensual con un valor estimado en 700 dólares americanos por ensayo. También se programó correr registros de producción una vez al mes durante cuatro meses. El costo de cada prueba fue estimado en 30 mil dólares americanos. El objetivo de estas pruebas es comparar este método con el resultado de las pruebas geoquímicas de distribución de producción.

En la Figura 5.21 se presentan los indicadores económicos de cada uno de los casos para cada escenario. El código de colores es el mismo que para la figura anterior, colores cálidos caso base y colores azules esquema de producción conjunta.

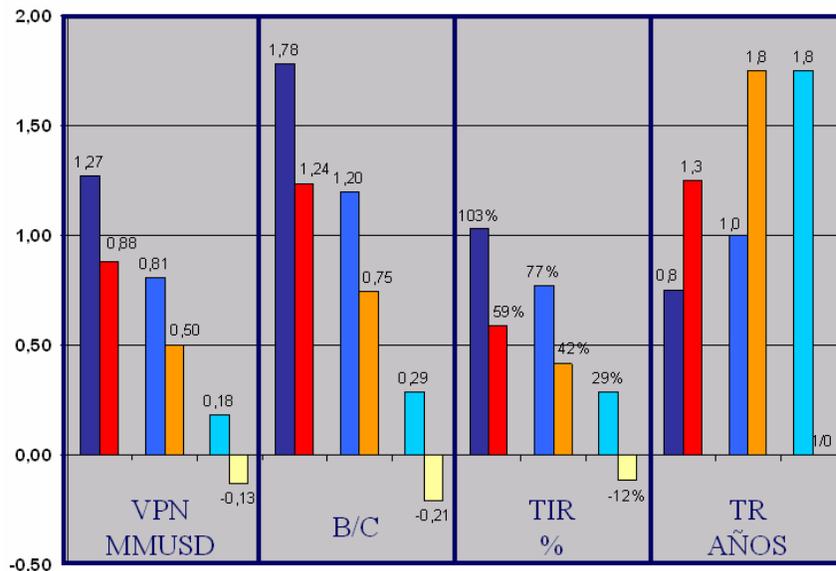


Figura 5.21 Resultados de la Evaluación Económica.

Se puede apreciar que todos los indicadores son favorables al esquema de producción conjunta.

También se realizó la evaluación del diferencial de los flujos de caja. En este caso el valor presente neto del diferencial será siempre positivo. Esto indica que el proyecto de aceleración será preferible al de producción secuencial para cualquier tasa de descuento. La razón de este resultado es que en este caso no hace falta una mayor inversión para la aplicación del esquema y los costos operacionales

extra no representan un incremento significativo. La Figura 5.22 da un ejemplo de las gráficas obtenidas en este estudio. Este caso representa la evaluación de los escenarios medios de cada esquema.

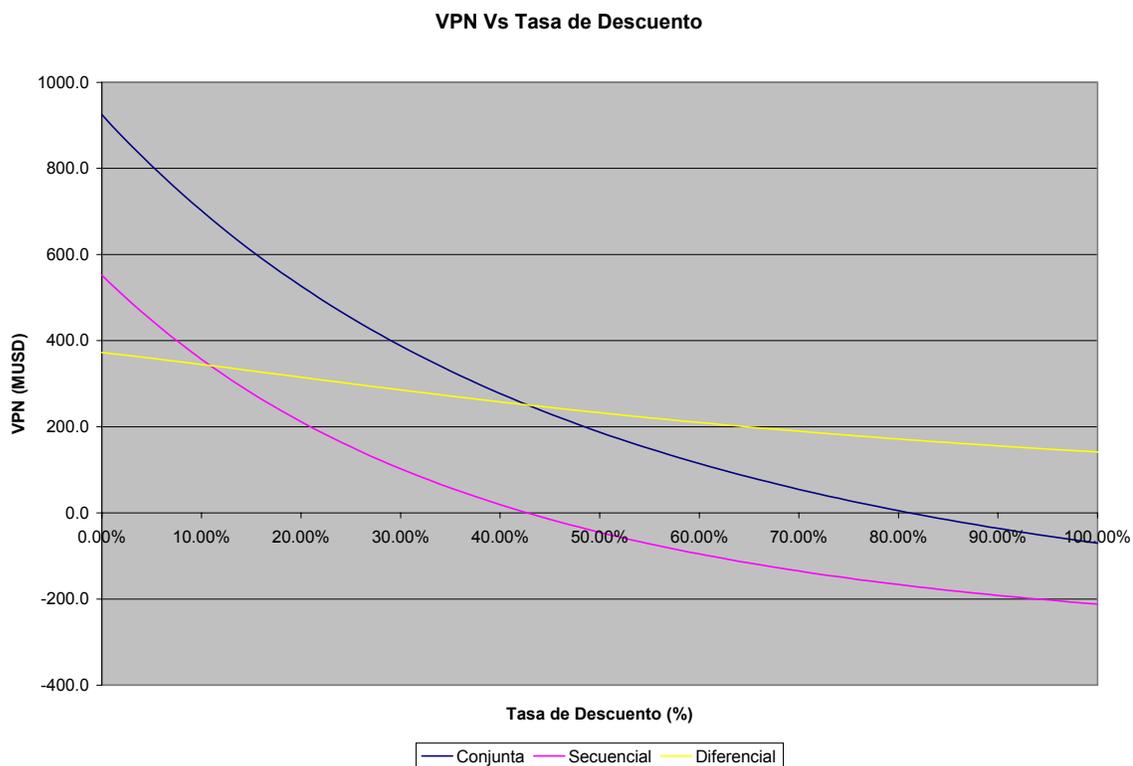


Figura 5.22 Evaluación del Proyecto Diferencial

Conclusiones

Como resultado de la investigación llevada a cabo en este trabajo se presenta una metodología en el capítulo cuatro para el diseño de proyectos de producción conjunta. Esta metodología fue aplicada a un caso real del campo Dación.

De la revisión bibliográfica se concluyó que el método de distribución geoquímico representa la opción óptima para distribuir la producción en proyectos destinados a producir zonas marginales, debido a relación costo-beneficio en comparación con los otros métodos estudiados.

14 yacimientos han sido identificados como candidatos a ser incluidos en proyectos de producción conjunta y 40 yacimientos potenciales en espera de toma de presión. También se identificaron 14 pozos disponibles para planes de este tipo.

La mejor opción detectada para un proyecto piloto de producción conjunta es el pozo LG264 en los yacimientos N2L:LG246 y P1,3:LG203.

El estudio de este sistema para el esquema de producción conjunta permite concluir que no se presentarán problemas de flujo cruzado en ninguno de los yacimientos.

Adicionalmente se proyecta que la producción conjunta permitirá el incremento de la producción de hasta el 55 por ciento. La vida útil del pozo bajo este esquema se espera que se encuentre entre los 3,75 y 4,75 años.

La observación de las curvas de aporte relativo indica que el yacimiento P1,3:LG203 aportará el 59 por ciento de los fluidos para el final de la vida del proyecto.

Ninguno de los yacimientos involucrados en este proyecto llegará al límite de corte de agua. Las presiones de los yacimientos no alcanzarán los puntos de burbujeo, por lo que no se espera irrupción de gas.

Dadas las facilidades actuales existentes para realizar la evaluación económica de proyectos, es mas eficiente realizar el análisis económico de los proyectos por separado que realizar un estudio del proyecto diferencial.

El proyecto de producción conjunta permitirá obtener un incremento del VPN de al menos 44 por ciento. Adicionalmente la evaluación del proyecto de producción secuencial (caso base) presenta la no viabilidad de la opción. Por esta razón la producción conjunta no solo se presenta como una mejor opción si no como la única viable.

La aplicación de este esquema de producción en el área oeste del campo Dación permitirá drenar yacimientos cuyas reservas actuales suman 2,7 millones de barriles. Las reservas mencionadas aumentarían al ser explotadas de este modo.

Tomar presiones en los 40 yacimientos potenciales dará acceso a yacimientos con reservas actuales de 6,4 millones de barriles. En caso de aplicarse este esquema a yacimientos sin historia de producción se tendrá acceso a bajo costo a 19,1 millones de barriles con una gravedad API promedio de 21,8 grados.

Recomendaciones

Como resultado de este trabajo se propone:

Llevar a cabo estudios de cromatografía de gas (*"fingerprints"*) en todo el campo para identificar las zonas en las cuales es posible la aplicación de esta técnica para distribuir la producción de las arenas desarrolladas en conjunto.

Realizar un estudio de comportamiento de deposición de sólidos resultante de la mezcla de fluidos. Es necesario una herramienta que permita predecir problemas relacionados con este fenómeno.

Planificar proyectos de producción conjunta en otras áreas del campo para incrementar la representatividad de la prueba piloto.

Realizar pruebas, inicialmente mediante simulación, que permitan caracterizar el resultado de producir en conjunto yacimientos con características distintas.

Prolongar la prueba piloto durante al menos seis meses con la intención de obtener resultados representativos.

De resultar positivo el resultado de la prueba, se deben ampliar los criterios de selección de yacimientos y de pozos para aprovechar al máximo las bondades de este esquema de producción.

Nomenclatura

Nota: presentado por orden de aparición.

IPR	Curva de comportamiento de flujo (<i>Inflow Performance Relationship</i>).
VPN	Valor Presente Neto (también NPV).
PI	Índice de productividad (<i>Productivity Index</i>).
J	
q	Tasa de flujo.
p	Presión.
k	Permeabilidad.
h	Espesor.
μ	Viscosidad.
β	Factor
s	Daño de formación
r_e	Radio externo de drenaje.
r	Radio de drenaje.
FE	Eficiencia de flujo (<i>Flow Efficiency</i>).
J'	Índice de productividad estable (Fetkovitch).
n	Exponente del IPR de Fetkovitch.

Bbl	Barriles.
d	Día.
t	Tiempo.
a	Índice de declinación nominal
b	Índice de declinación efectivo
Np	Producción acumulada de petróleo.
Gp	Producción acumulada de gas.
Rg	Relación de tasa de producción de gas (Prabowo y Rinadi).
Z	Factor de compresibilidad de gas.
T	Temperatura.
RQ	Relación de producciones acumuladas (Prabowo y Rinadi).
V	Volumen del yacimiento.
e	Función de error (El-banbi y Wattenburger)
md	Milidarcy.
cp	Centipoise.
PLT	Registros de producción (<i>Production Logging Tool</i>).
RGP	Relación gas-petróleo.
°API	Gravedad API (American Petroleum Institute).
MEM	Ministerio de Energía y Minas.

FC	Flujo de caja.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
TR	Tiempo de Retorno.
B/C	Relación Beneficio-Costo
u.m.	Unidades monetarias.
M	Mil.
MM	Millón.
PVT	Presión-Volumen-Temperatura.
PCN	Pie cúbico normal.
LPC	Libra por pulgada cuadrada.
BN	Barril normal.
Fw	Fracción de agua.

Referencias.

- ¹ Bradley, Howard. "Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers", Richardson, 1989.
- ² Evinger, H. Muskast, M. "Calculation of Theoretical Productivity Factor" *Trans, AIME* (1942) 146, 126
- ³ Vogel, J. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", *J. Pet. Tech* (Enero 1968) pp. 83-92.
- ⁴ Standing, M. "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive", *J. Pet. Tech* (Noviembre 1968) pp. 1399-1400.
- ⁵ Fetkovich, M. "The Isochronal Testing of Oil Wells", *Pressure Transient Testing Methods, Reprint Series, SPE, Richardson* (1980).
- ⁶ El-Banbi, Ahmed; Wattenbarger, Robert. "Analysis of Commingled Tight Gas Reservoirs", paper SPE 36736 (Octubre 1996).
- ⁷ Nind, T. "Principles of Oil Well Production". 1964. McGraw-Hill Book Company, Pp 64-64
- ⁸ Ferrer, F. "Commingled Production Wells: Experiences in Lake Maracaibo, Venezuela", paper SPE49311 (Septiembre 1998).
- ⁹ Ferrer, F. "Producción Conjunta de Yacimientos" Maraven, Gerencia de Exploración y Producción (Noviembre 1994).
- ¹⁰ Prabowo, H. Rinadi, M. "Production Allocation Method for Commingled Gas Completions", paper SPE 29913 (Noviembre 1995).

-
- ¹¹ Almehaideb, R. "Application of an Integrated Single Well Model to Drawdown and Buildup Analysis of Production from Commingled Zones", paper SPE 36987 (October 1996).
- ¹² Rundgren, G. Algeroy, J. Hestenes, L. Jokela, T. Raw, I. "Installation of Advanced Completions in the Oseberg 30/9-B-38 B Well", paper SPE 71677 (October 2001).
- ¹³ Lie, Ole. Wallace, Wayne. "Intelligent Recompletion Eliminates the Need for Additional Well", paper 59210 (February 2000).
- ¹⁴ Elshahawi, H. Gad, K. "Enhanced C/O logging as an Effective Cased Hole Saturation Monitoring Solution Case Histories from the Gulf of Suez" paper SPE71743 (October 2001).
- ¹⁵ Moradi, S. "An Innovative Single Completion Design with 'Y Block' and Electrical Submersible Pump for Multiple Reservoir" paper OSEA 88163 (February 1988).
- ¹⁶ Bennet, J. Sanders, T. Grigsby, T. Fucum, Y. Liang, Z. Yaxin, B. "Multi-Zone Gravel Pack Techniques: Case Studies From the South China Sea Xijiang" paper SPE36950 (October 1996).
- ¹⁷ Huaqing, C. Baocai, F. Yanming, P. Yunting, X. Cheng, A. "Test and Research on the Commingled Development of Two Kinds of Low Efficiency Oil Reservoirs", paper SPE50922 (November 1998).
- ¹⁸ Rampazzo, M. González, G. Ferrer, A. Iraldi, A. Alvarez, R. "Hydraulic Units in Traditional Areas of Eastern Venezuela" paper SPE53944 (April 1999).
- ¹⁹ Betancourt, S. Dahlberg, K. Hovode, Ø. Jalai, Y. "Natural Gas-Lift: Theory and Practice" paper SPE74391 (February 2002).

²⁰ “Preventing Sludge and Asphaltene Deposition”, Oil Tracers®L.L.C., <http://www.oiltracers.com/sludge.html> (febrero 7, 2002).

²¹ Diallo, M. Cagin, T. Faulon, J. Goddard III, W. “Thermodynamic Properties of Asphaltenes: a Predictive Approach Based on Computer Assisted Structure Elucidation and Atomistic Simulations”, *Asphaltenes and Asphalts 2*, Elsevier Science (2000), pp 103-127.

²² República Bolivariana de Venezuela. “Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos”, Caracas (Noviembre 2001)

²³ República de Venezuela. “Reglamento sobre la conservación de recursos de hidrocarburos”, editorial Torre, Caracas, (1968).

²⁴ Harris, P. Holsclaw, S. Mullen, M. Sagan, M. Frish, G. “The Use of Production Logs to Evaluate Completion and Stimulation Effectiveness”, paper SPE29178 (Noviembre 1994).

Apéndice A: Historia del Pozo LG264

La completación original se llevó a cabo en Octubre de 1962. En este trabajo se probaron las arenas U2M, U1U y TU, de las cuales se completaron solo las dos últimas. Se equipó el pozo con equipo de levantamiento por gas.

Hasta Enero de 1974 produjeron las dos arenas de forma alternada. En ese año se llevó a cabo el primer reacondicionamiento. En este se abandonó la arena T por producir con alto corte de agua y se completaron las arenas P1,3 y U1U.

En 1975 se realizó el segundo reacondicionamiento permanente. En este se abandonó la arena U1U por producir con alto corte de agua. En esta ocasión se completaron las arenas S2, P1,3 y N2L. Quedó en producción la arena S2.

En Enero de 1982 se abrió la arena N2L.

En diciembre de 1987 se programó toma de presión en la arena P1,3, la cual fue suspendida por posible obstrucción de asfaltenos. Hubo un cambio de zona que fue realizado luego de Julio de 1988 del cual no se tienen registros.

En Abril de 1989 se trató de bajar con camarita hasta el tapón que cierra la arena S2. No pasó de 6345', sacó impresión de escamas y arena sobre el tapón, la que fue confirmada luego con un toma muestras. Se suspendió el trabajo en el cual se iba a realizar cambio de zona de la arena P1,3 a la arena S2.

En Mayo de 1995 se bombeó Gas-Oil caliente y se corrió cortador, bajando lentamente hasta 1550' debido a encontrarse fluido pesado, motivo por el cual no se pudo realizar el cambio de zona propuesto de la arena P1,3 a la arena S2.

En Agosto de 1996 se corrió cortador de 1-27/32" para chequear el tubing, encontrándose fluido pesado desde 180' hasta 1800' donde no bajaron más las herramientas; se bombeó kerosene al pozo y se bajó nuevamente hasta 6330'.

En Diciembre de 1998 se realizó un servicio en el cual se cambió la tubería desde 6125 pies y el equipo de levantamiento por gas. En la figura A.1 se muestra el

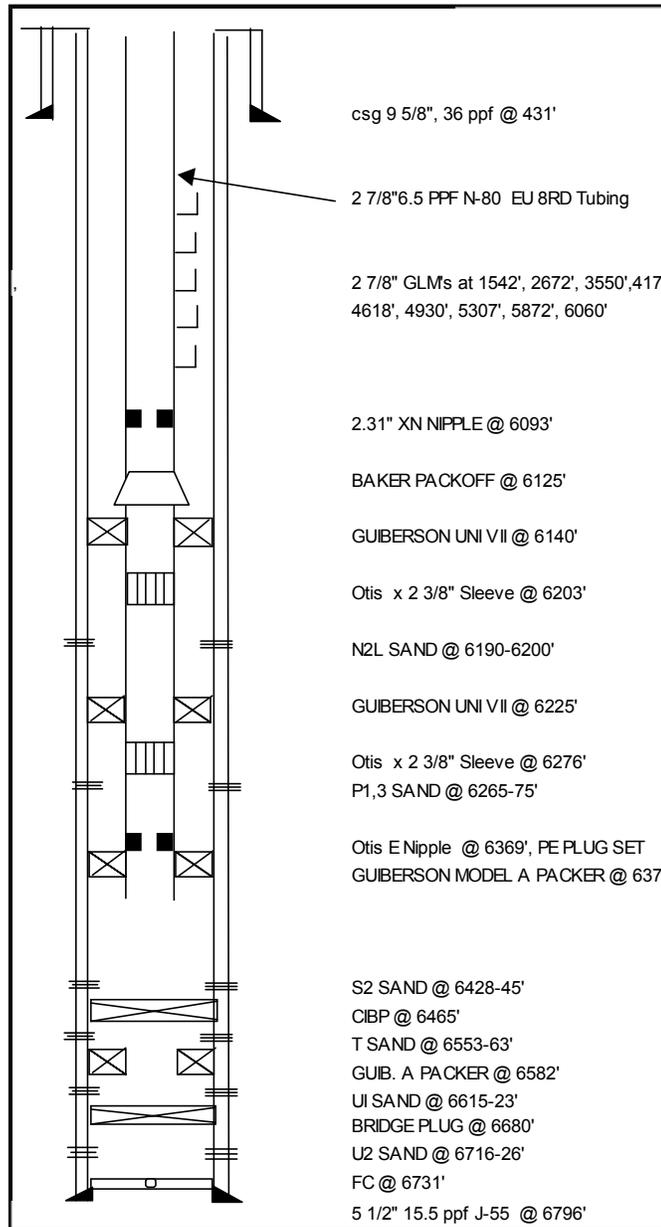
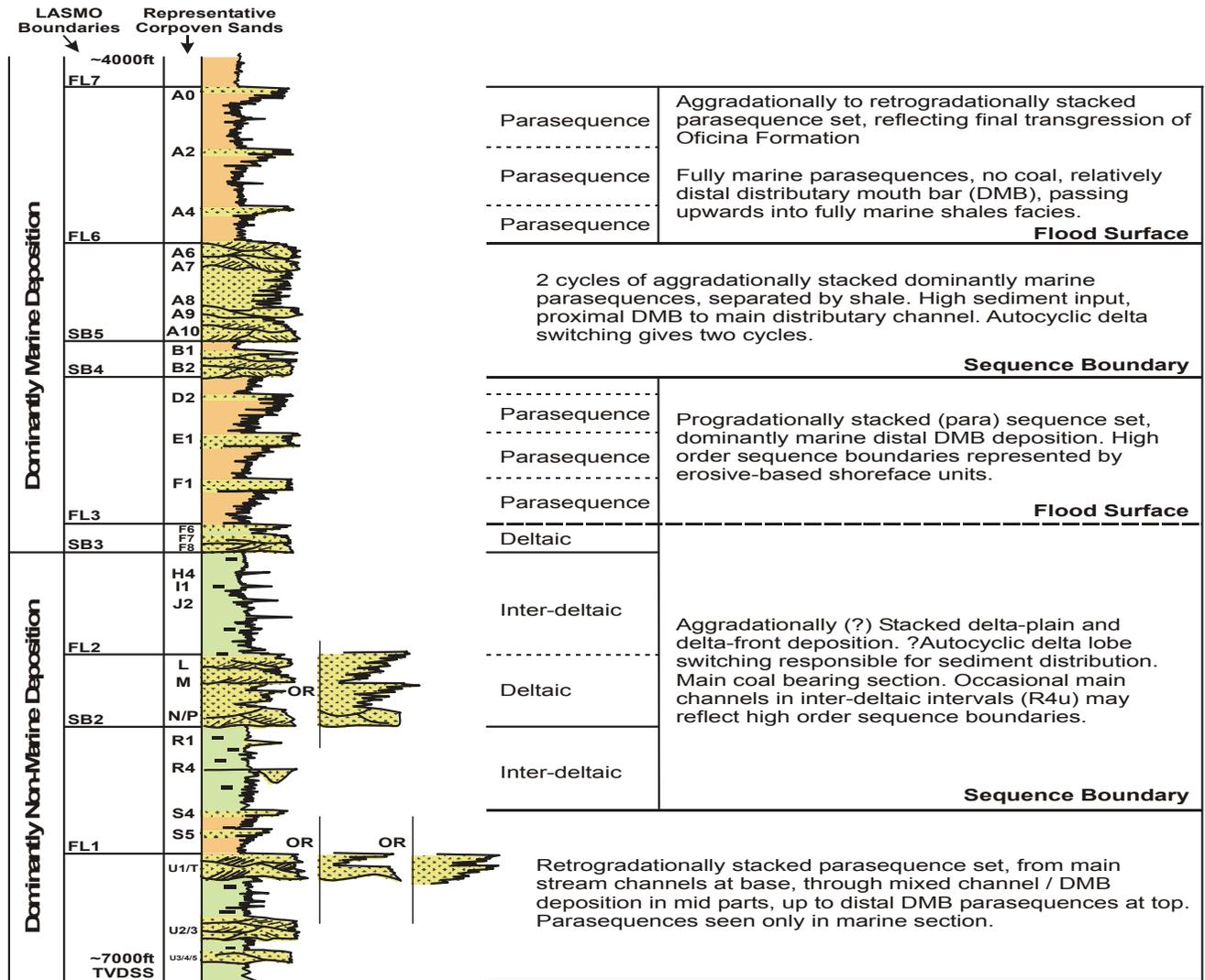


diagrama actual de completación del pozo.

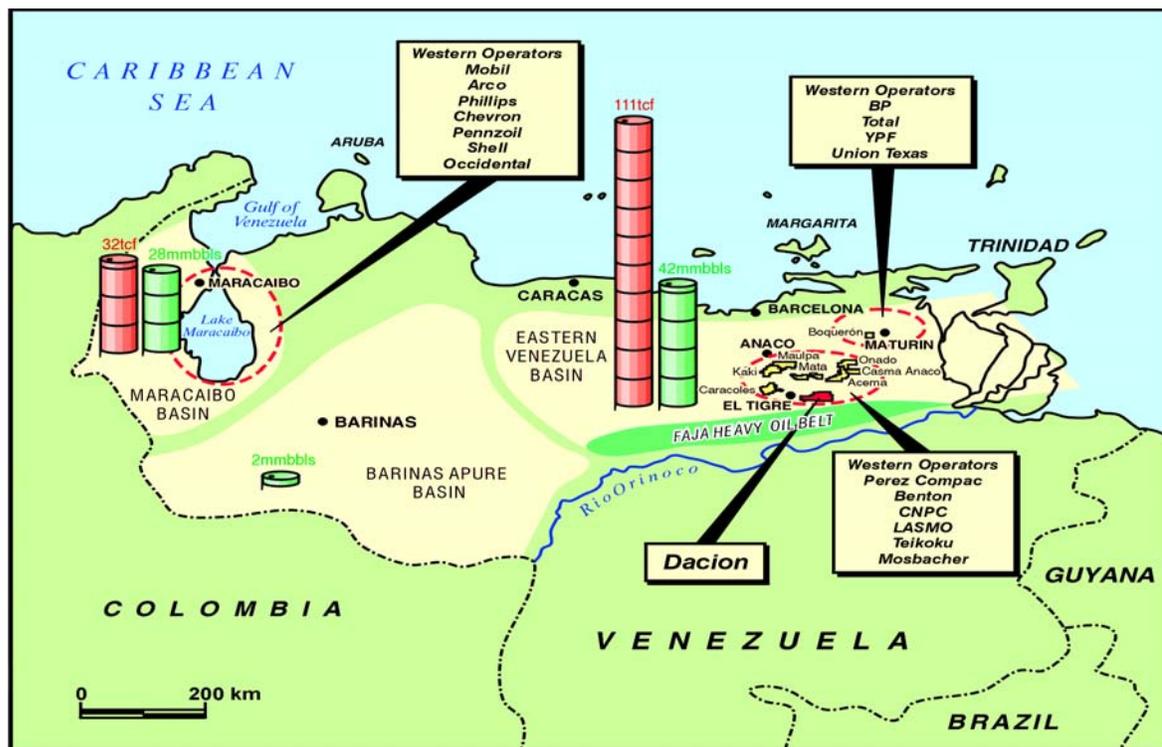
Figura A.1 Diagrama de Completación Actual del Pozo LG264

Apéndice B: Columna Estratigráfica Tipo para el Campo Dación (figura).



En esta figura se presenta la columna estratigráfica típica de la formación oficina en el área del campo Dación, de la cual se produce en este campo.

Apéndice C: Ubicación del Campo Dación (Figura)



El Campo Dación se ubica en el estado Anzoátegui, en el distrito San Tomé, a 20 kilómetros al este de El Tigre.