

TRABAJO ESPECIAL

**ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y MODELOS PROBABILÍSTICOS EN LA
EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

Tutor:
Prof. Armando Azpúrua

Presentado por:
Br. Luis E. Navarro P.

CARACAS, 2.004

TRABAJO ESPECIAL

**ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y MODELOS PROBABILÍSTICOS EN LA
EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

PRESENTADO ANTE LA
ILUSTRE UNIVERSIDAD
CENTRAL DE VENEZUELA
POR EL BACHILLER
NAVARRO P. LUIS E. PARA
OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEO

CARACAS, 2.004

Dedicatoria

A Dios, por darme la fortaleza necesaria para seguir adelante.

A mis Padres que me han inculcado valores morales, principios éticos y me han dedicado su vida, les agradezco el amor que me han brindado, por estar siempre a mi lado apoyándome para alcanzar exitosamente mis metas. Por creer en mí.

A mis profesores que me han dado las herramientas básicas para desarrollarme como profesional integral.

Luís Emilio

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a mis padres.

Agradezco a mis profesores de la Universidad Central de Venezuela por darme las herramientas para desarrollarme académicamente.

Agradezco al Prof. Víctor Escalona por su colaboración oportuna y desinteresada, orientándome en momentos difíciles y complejos en la culminación de mi carrera.

Agradezco a la Prof. Carmen Peláez por su paciencia y apoyo técnico prestado para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco a la Prof. María Teresa Vives por sus indicaciones en la presentación del arte final del presente trabajo.

Agradezco al Prof. Robinson L. Arcos, a su esposa Loida Vaccaro de Arcos y a sus hijos por el apoyo recibido en la culminación de mi carrera.

Agradezco a mis amigos que me han apoyado durante la carrera.

Agradezco a mi amiga incondicional Diana Rodríguez por el apoyo recibido.

A todos Gracias.

Navarro P. Luis E.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y MODELOS PROBABILÍSTICOS EN LA EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Tutor Académico: Prof. Armando Azpúrua. Tesis. Caracas, U.C.V.
Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2004. 101 Pág.
Análisis Estadístico, Modelo Probabilístico, Explotación de Petróleo, Análisis
Mecánico, Optimizar Producción

Este trabajo es una investigación exploratoria, bibliográfica y descriptiva de la aplicación en la industria petrolera nacional del *Análisis Estadístico* como herramienta de pronóstico y *los Modelos Probabilísticos* en la fase de explotación del petróleo. El Análisis Estadístico aplicado a las curvas de declinación permite conocer el comportamiento de una acumulación, optimizando la energía disponible para la producción de hidrocarburos y estimaciones de Reservas entre otras, el objetivo general es documentar su utilidad en la industria petrolera; para ello se enumeran algunos Modelos Probabilísticos y se establece una comparación entre el tipo de Análisis Mecánico y el Estadístico. Como aplicación particular de la probabilidad se modela mediante la Programación Lineal un problema de optimización de producción sujeto a restricciones técnicas y operativas. El diseño utilizado en la investigación es Bibliográfico, introduciendo la estadística en el lenguaje del Ingeniero de Petróleo, con la finalidad de abrir campo en esta área. Esto permite establecer una relación entre el Análisis Mecánico y el Análisis Estadístico, aportando herramientas matemáticas al campo petrolero.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. EL PROBLEMA	3
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
2.2 OBJETIVO GENERAL.....	4
2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
2.4 JUSTIFICACIÓN	4
2.5 ANTECEDENTES.....	5
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	7
3.1 ESTADÍSTICA	7
3.2 PROBABILIDAD.....	8
3.2.1 Teoría de la Probabilidad	9
3.2.2 Modelo de Correlación.....	9
3.2.3 Modelo de Regresión.....	10
3.3 EXPLORACIÓN	11
3.3.1 Yacimiento	12
3.3.2 Explotación	12

3.4 PRODUCCIÓN	13
3.4.1 Agotamiento Natural	14
3.5 CALCULO DEL PETRÓLEO EN EL YACIMIENTO.....	16
3.5.1 Método Volumétrico	17
3.5.2 Método Balance de Materiales.....	18
3.5.3 Método Probabilístico	20
3.5.4 Simulación Numérica.....	20
3.6 PRONÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO	20
3.6.1 Análisis Mecánico.....	21
3.6.2 Análisis Estadístico	22
3.6.3 Curvas de Declinación	22
3.6.4 Exponencial.....	23
3.7 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y MECANÍSTICO EN EL YACIMIENTO	24
3.7.1 Estimación de Reservas	25
3.7.1.1 Reservas Probadas.....	26
3.7.1.2 Reservas Probables	26
3.7.1.3 Reservas Posibles.....	26
3.7.2 Comparación entre el Análisis Mecánico y el Análisis Estadístico.....	27

3.8 MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.....	27
3.8.1 Método de Pirson.....	29
3.8.2 Método de Tarner (presentado por Tracy).....	30
3.8.3 Método de Muskat	32
3.8.4 Relación entre los métodos de Pirson, Tarner y Muskat.....	34
3.9 APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA.....	34
3.9.1 Analogía.....	38
3.9.2 Volumétrico.....	38
4. MARCO METODOLÓGICO	40
4.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	40
4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	41
4.3 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN.....	41
4.4 TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS	42
5. RECOLECCIÓN DE DATOS.	45
5.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN ^[6]	45
5.2 APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PROBABILÍSTICOS ^[4]	46
5.3 APLICACIÓN PARTICULAR DE LA PROBABILIDAD ^[9]	47

6. METODOLOGÍA	48
6.1 PROCEDIMIENTO PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA DE APLICACIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN:.....	48
6.2 APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PROBABILÍSTICOS ^[4]	56
6.2.1 Método de Pirson.....	56
6.2.2 Método de Tarner (presentado por Tracy)	58
6.2.3 Procedimiento para solucionar el problema de Aplicación Particular de la Probabilidad:	62
7. RESULTADOS	67
7.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN ^[6]	67
7.2 Métodos Probabilísticos para la Explotación de Petróleo.....	67
7.3 Aplicación Particular de la Probabilidad.....	68
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	70
8.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN ^[6]	70
8.2 Métodos Probabilísticos para la explotación de Petróleo.....	71
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
9.1 CONCLUSIONES.....	72

9.2 RECOMENDACIONES	74
10. BIBLIOGRAFÍA.....	75
11. ANEXOS	77
11.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN ^[6]	77
11.2 CALCULO DE MODELOS PROBABILISTICOS.....	79
11.3 GLOSARIO.....	94
11.4 MODELO DE CUESTIONARIO	96

1. INTRODUCCIÓN

La presente investigación se inspira en la naturaleza del sector petrolero, hoy en día el grado de desarrollo científico y tecnológico del país son los rasgos que caracterizan a la industria petrolera y petroquímica nacional. Las áreas tecnológicas e industriales están comenzando a desarrollarse, lo que hace que este sea un sector de gran interés para fines de investigación y estudio.

Pocos profesionales se han dedicado a la tarea de desarrollarse en el área de estadística aplicada a la Explotación de Petróleo, como consecuencia, la disponibilidad de recurso humano calificado en esta actividad y los esfuerzos que se realizan se concentran fundamentalmente en las escuelas de ingeniería de las universidades, por esta causa es muy poca la información bibliográfica específica sobre este tema.

Esta realidad en el medio petrolífero venezolano se plantea la necesidad de incorporar la tecnología y los métodos que sean cónsonos con los países industrializados.

El objeto central de la presente investigación es enriquecer teóricamente la evaluación de la aplicación del análisis estadístico y los modelos probabilísticos en la explotación de petróleo y gas natural con la finalidad de contribuir al desarrollo del sector petrolero.

Dentro de los procesos de Exploración, Extracción y Producción Petrolera se emplean modelos probabilísticos que permiten la predicción y pronóstico del comportamiento de un yacimiento en específico.

El uso de instrumentos apropiados establece a corto y mediano plazo un mejoramiento rentable y sustentable de la producción en la industria petrolera nacional.

2. EL PROBLEMA

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Dentro de la formación profesional del Ingeniero de Petróleo en la Universidad Central de Venezuela, es necesario incorporar el Análisis Estadístico para:

- a) Optimizar la energía de cada acumulación para la producción de hidrocarburos.
- b) Analizar las curvas de declinación.
- c) Pronosticar la producción.
- d) Estimar las reservas.

En cuanto a los modelos probabilísticos, éstos se relacionan con el análisis estadístico ya que al pronosticar el comportamiento del yacimiento se desea conocer la presión que debe mantenerse a medida que avanza la producción. La cantidad de barriles producidos y su caudal son importantes para planificar las estaciones de flujo y el equipo de levantamiento artificial para mantener o mejorar la energía del yacimiento, lo cual se traduce en un incremento importante de la producción.

Se plantea la necesidad de documentar la aplicación de la estadística y de la probabilidad en la industria petrolera nacional.

2.2 OBJETIVO GENERAL

Documentar la aplicación en la industria petrolera del análisis estadístico y modelos probabilísticos en la explotación de petróleo y gas natural.

2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Enumerar los modelos probabilísticos usados comúnmente en la industria petrolera nacional.
- b) Indicar la utilidad del análisis estadístico como herramienta en el pronóstico de producción, curvas de declinación y mencionar la aplicación al calculo de las reservas de petróleo.
- c) Mencionar una aplicación particular de la probabilidad en la optimización de la producción.

2.4 JUSTIFICACIÓN

La presente investigación tiene como propósito fundamental la evaluación de la aplicación del análisis estadístico y los modelos probabilísticos en la explotación de petróleo y gas natural con la finalidad de contribuir al desarrollo del sector petrolero, optimizando el proceso y de esta manera incrementar la productividad a niveles superiores y de mayor competitividad, enmarcados dentro de un esquema de Globalización, que permita el manejo de los intereses organizacionales, ya que deben proveerse no solo de los recursos humanos calificados, sino también del mejor uso de la ciencia y tecnología.

Además contribuirá a establecer mejores procedimientos para la extracción de dichos recursos. Los nuevos esquemas globales para lograr una función efectiva están enmarcados en la importancia del conocimiento preparado, organizado y adecuado a las competencias actuales del sector petrolero, se requiere de estrategias acordes a la situación y en concordancia con la competencia.

Desde esta perspectiva, la presente investigación, permitirá documentar cómo se aplica la estadística y modelos probabilísticos en la explotación del petróleo.

2.5 ANTECEDENTES

En los Antecedentes de la Investigación existen estudios relacionados con la explotación de Petróleo y Gas Natural.

Se tomó como antecedente inicial el trabajo elaborado por Expósito y Novoa^[6] que fue realizado con el objetivo de estandarizar las distintas fases del proceso de construcción de pozos, mediante una revisión sistemática y continua de la misma, como una manera de identificar y disminuir los factores que afectan el proceso así como las causas que los ocasionan.

El mejoramiento continuo de los procesos es lo que actualmente se conoce como gerencia de calidad, la misma utiliza como principal herramienta los controles estadísticos de procesos. Esta herramienta está basada en recolección, análisis e interpretación de datos, con el objeto de utilizarlos para medir la magnitud y grado de variación de los factores que afectan la calidad del proceso.

La metodología tiene como objetivo identificar errores que influyen de manera significativa sobre el proceso, con el fin de lograr una integración de todas las fases. Ellos deben permitir el establecimiento de patrones de operación que permitirán optimizar futuros trabajos de perforación y completación de pozos mejorando el tiempo de respuesta para la toma de decisiones y minimizando los costos operacionales.

Finalmente, a través del uso de herramientas estadísticas se lograron identificar los factores que afectan directamente al proceso y aplicar los correctivos necesarios para desarrollar un modelo basado en las fases mas eficientes que fueron estimadas.

El trabajo especial de grado antes descrito tiene relación con la investigación por utilizar un modelo estadístico y de probabilidad para la construcción de pozos.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Toda investigación requiere un basamento teórico que la oriente, y la fundamente con principios enfocados para la mejor comprensión y análisis de este estudio. En este capítulo, están presentes lo que constituyen las bases teóricas, que sustentan éste trabajo especial, conformando así, los Fundamentos Teóricos.

3.1 ESTADÍSTICA

La estadística es la ciencia que estudia los métodos de obtención de indicaciones probables sobre conjuntos numéricos conocidos imperfectamente^[7]. Toda serie de observaciones presenta unas regularidades cuyo descubrimiento es el objetivo de las leyes estadísticas. La incorporación del cálculo de probabilidades al estudio de los fenómenos económicos y sociales, así como a otras ramas del saber, ha dotado a dichas ciencias de un poderoso instrumento de análisis. Estudia el manejo del azar y la incertidumbre de una serie de eventos aleatorios, para ello se hace un énfasis en la observación y en la experimentación cuidadosa, y adapta esta serie de datos a modelos matemáticos, en la presente investigación se indica el conjunto de técnicas que se utilizan en el procesamiento o el análisis de datos en la explotación de petróleo.

3.2 PROBABILIDAD

La teoría de la probabilidad es el fundamento para la inferencia estadística, estudia un suceso como un número ideal el cual converge su frecuencia relativa cuando la frecuencia total tiende a infinito. El problema radica en que al no poder repetir la experiencia infinitas veces, la probabilidad de un suceso ha de ser aproximado por su frecuencia relativa. Está basado en el concepto de resultados igualmente verosímiles y motivado por el denominado Principio de la Razón Insuficiente, el cual postula que si no existe un fundamento para preferir una entre varias posibilidades, todas deben ser consideradas equiprobables. El problema aquí surge porque en definitiva igualmente verosímil es lo mismo que igualmente probable, es decir, se justifica la premisa con el resultado. Además qué ocurre cuando está considerando un experimento donde no se da esa simetría.

El principal problema a que da lugar esta definición es, analizar la aplicación de Modelos Probabilísticos y Estadísticos en la Explotación del Petróleo y Gas Natural. Martínez J.^[10] da una definición axiomática de probabilidad, es decir, introducir rigor matemático en el concepto de probabilidad, de forma que se pudiera desarrollar una teoría sólida sobre el concepto definido.

Así, se llamaría probabilidad de una aplicación:

- La probabilidad de que no ocurra un evento, esto es un evento imposible, se denota $P(E) = 0$
- La probabilidad de que ocurra un evento esto es un evento seguro, se denota $P(E) = 1$

3.2.1 Teoría de la Probabilidad

Tiene sus raíces en una sencilla teoría matemática de los juegos de azar, y tiene por objetivo estudiar los métodos de análisis para el tratamiento de fenómenos aleatorios y sus propiedades. El cálculo de probabilidades comprende los métodos de análisis que son comunes al estudio de fenómenos aleatorios. Los fenómenos aleatorios son aquellos que tienen la propiedad de que su realización repetida bajo un determinado conjunto de circunstancias, pueda dar lugar a distintos resultados. La manera más común de medir las incertidumbres relacionadas con los eventos consiste en asignarles probabilidades o especificar las posibilidades donde sería justo apostar a que los sucesos tendrán lugar, entonces la probabilidad de que ocurra el evento viene dada por el cociente de los eventos favorables entre los eventos posibles^[7].

3.2.2 Modelo de Correlación

La correlación se refiere a la medición de la intensidad de relación entre las variables, cuando X y Y son variables aleatorias, se obtienen observaciones de la muestra mediante la selección de muestras al azar de las unidades de asociación y formando pares de valores. El modelo de correlación supone X y Y varían conjuntamente en lo que se conoce como una distribución conjunta o distribución normal bivariada. Para que se pueda aplicar el modelo de correlación es necesario que se cumplan algunas condiciones, el comportamiento de los pares de datos

debe seguir una distribución normal y las subpoblaciones de la misma deben tener la misma variancia.

El modelo de correlación, se ajusta a varios parámetros para su cálculo, específicamente para esta investigación se selecciono el Coeficiente de Correlación Lineal Muestral (r), y mide la intensidad de correlación lineal entre X y Y. se define como la raíz cuadrada de la r^2 , el coeficiente de determinación de la muestra previamente estudiada, y dado que éste toma valores entre 0 y 1 inclusive, r puede tomar cualquier valor entre -1 y +1. Si $r = 1$ se dice que existe una correlación lineal perfecta entre las variables; mientras que $r = -1$ indica una correlación lineal inversa perfecta entre las dos variables; por consiguiente si $r = 0$ se estima que no existe relación lineal entre las variables estudiadas^[4].

Cuando se trabaja con muestras grandes ($n > 25$) es necesario establecer un intervalo de confianza de r , para ello se hace un ajuste o transformación por Fisher para construir intervalos de confianza de $100(1-\alpha)\%$, se utiliza la formula general para el intervalo de confianza: Estimador $\pm$ (factor de confiabilidad) (error estándar).

Primero se convierte el factor r en z , se elabora un intervalo de confianza en torno a z_r y se reconvierten los limites para obtener un intervalo de confianza de $100(1-\alpha)\%$ para r .

3.2.3 Modelo de Regresión

El análisis de regresión es la forma estadística probable de las relaciones entre las variables, y el objetivo central es predecir o estimar a través de la

formulación de un modelo matemático el valor de una variable que corresponde al valor dado de otra variable. Para el modelo de regresión lineal clásico simple es importante establecer la dependencia e independencia de las variables estudiadas; para ello se debe tomar en cuenta que los valores de la variable independiente X deben ser fijos, es decir debe ser una variable no aleatoria; para cada valor de X existe una subpoblación de Y , para que los procedimientos de inferencia estadística y de estimación y prueba de hipótesis sean validos estas subpoblaciones deben seguir una distribución normal. Además todas las medidas de las subpoblaciones de Y se encuentran sobre la misma línea recta, es decir una suposición de linealidad donde la serie de datos tendrá un comportamiento lineal^[4].

A continuación se definen algunos términos que posteriormente establecerán la relación entre la Explotación de Petróleo, la Estadística y la Probabilidad; revisando los conceptos: Exploración, Explotación y Producción de Petróleo.

3.3 EXPLORACIÓN

Consiste en el conjunto de operaciones necesarias para la búsqueda de hidrocarburos naturales, mediante la utilización de diversas técnicas geológicas, geofísicas, geoquímicas entre otras^[2].

Esta actividad representa la etapa más riesgosa y determinante de la industria petrolera y el éxito de sus resultados, de alguna manera, define la

permanencia y magnitud del desarrollo de esta industria. Así mismo, por tratarse de actividades riesgosas, se utilizan técnicas modernas que se fundamentan en estimados e interpretaciones con un elemento importante de incertidumbre en lo referente a sus resultados.

3.3.1 Yacimiento

Es una acumulación de petróleo, que se encuentra entrampado en un medio poroso de roca que es el recipiente, además comprende de una parte líquida o gaseosa formada por una mezcla de hidrocarburos y por la presencia de agua en condiciones hidráulicas^[3].

Existe un yacimiento cuando los poros saturados de hidrocarburos y agua están interconectados. En consecuencia, cuando el pozo produce los hidrocarburos (gas y petróleo), por lo general produce también un cierto volumen de agua. En los poros o grupos de poros que no están comunicados entre sí quedan hidrocarburos y agua que no pueden ser producidos. Otra de las condiciones básicas de un yacimiento es que los hidrocarburos puedan ser extraídos económicamente. Por eso, no todas las acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo son explotables.

3.3.2 Explotación

Consiste en el conjunto de operaciones empleadas para traer a la superficie los hidrocarburos naturales, utilizando la energía natural del yacimiento (conocida

como extracción primaria) o mediante la aplicación de otros métodos de extracción (denominada extracción adicional)^[3].

Mediante la actividad de explotación se desarrollan los descubrimientos hechos durante la fase de exploración y la misma constituye una función básica de la operación con gran incidencia en la realización y alcance de los objetivos de la industria petrolera.

La explotación se inicia con los estudios de geología e ingeniería necesarios para definir las acumulaciones petrolíferas, que luego se desarrollarán a través de la perforación de pozos y la construcción de campos de producción petrolera.

Para obtener el mayor provecho económico comercial del yacimiento gasífero y/o petrolífero, es esencial desde el comienzo de su explotación recopilar y ordenar cronológicamente toda la información técnica básica y complementaria que pueda servir para evaluar periódicamente las perspectivas futuras de la producción de hidrocarburos.

3.4 PRODUCCIÓN

La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

Para abrir a producción un pozo es necesario realizar una planificación para trasladar el petróleo desde el subsuelo a la superficie.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión de los fluidos, se producirá por flujo natural. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

Si el nivel de presión no permite movilizar un barril de petróleo a la cabecera del pozo, se emplean otros métodos de producción para mantener la energía del yacimiento. Ej: Bombeo Mecánico y el levantamiento artificial por gas.

El gas natural asociado que acompaña al petróleo se pasa por separadores para aprovechar sus componentes livianos y despacharlo como "gas seco" hacia los centros de consumo a través de gasoductos. En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo y enviarlo a los centros de consumo.

A pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo que se encuentra (in situ) en un yacimiento. En el mejor de los casos se extrae el 50 ó 60 por ciento.

Por tal razón, existen métodos de recobro mejorado para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectoros paralelos a éste.^[5]

3.4.1 Agotamiento Natural

La relación entre los parámetros de producción de yacimientos de hidrocarburos, distinguiendo explícitamente entre parámetros determinantes y

parámetros concurrentes entre los cuales puede no existir una relación determinante. La relación entre la presión del yacimiento (P_e) y el Petróleo acumulado producido (N_p) es determinante. Igual ocurre con la presión del yacimiento (P_e) y el Gas acumulado producido (G_p)^[5].

Sin embargo, la relación entre N_p y G_p con el tiempo no solo es determinante sino que esencialmente independiente. La relación P_e vs N_p es determinante, la relación P_e vs. t y N_p vs. t no es determinante.

Simplemente N_p y t son concurrentes. Dicho de otra manera, la producción N_{p1} , N_{p2} , N_{p3} , etc ocurre a tiempos t_1 , t_2 , t_3 , etc que corresponden a la velocidad de producción la cual es elegida por el operador para generar indicadores económicos óptimos.

Existen períodos excepcionales en los cuales la caída de presión (ΔP) puede atenuarse y hasta aumentar ligeramente por ejemplo por alivianamiento de la columna a levantarse, resultado del incremento de la Relación Gas Petróleo (RGP) al producirse gas libre. Sin embargo, invariablemente en breve plazo la tasa retoma su declinación debido al incremento del gas libre cerca del pozo, disminuye entonces la Saturación de Petróleo (S_o) y la Permeabilidad del Petróleo (K_o) más allá del breve efecto de alivianamiento de la columna líquida de producción.^[5]

En resumen, está claro que bajo agotamiento natural los pozos deben mostrar una tasa de petróleo que declina con el tiempo y con producción

acumulada para aquellos períodos en los cuales no hay cambios operacionales importantes.

Adicionalmente, si los pozos se encuentran en sectores donde hay avance importante de la capa de gas o de intrusión de agua y además el yacimiento es no volumétrico, la declinación aumentará como resultado de ambas posibilidades (irrupción de gas o agua). En ambos casos, hay razones de mecánica de fluidos (razones mecanísticas) que apoyan el análisis estadístico de la declinación de tasas aún después de la irrupción de gas libre y/o agua.

Se insiste que una vez completado el análisis de declinación a nivel de pozo, se debe realizar un análisis consolidado de las expectativas de la producción del yacimiento, para garantizar la coherencia física de los pronósticos a nivel de pozos individuales.

3.5 CALCULO DEL PETRÓLEO EN EL YACIMIENTO

Una de las funciones importantes del Ingeniero de Petróleo es cuantificar el volumen de la acumulación existente en el yacimiento, el cálculo en los yacimientos es particularmente importante porque sirve para los programas de desarrollo del campo, el conocimiento de la cantidad inicial de petróleo despeja el valor de una de las incógnitas que participan en las ecuaciones y aporta elementos al estudio de su comportamiento.

El petróleo en el yacimiento puede calcularse mediante:

3.5.1 Método Volumétrico

El método volumétrico empleado para calcular el petróleo en el yacimiento se basa en información obtenida de registros y de análisis de núcleos para determinar el volumen total, porosidad y saturación de fluidos. De manera que el Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S.) se calcula mediante la ecuación:

$$N = \frac{7758 A h (\Phi)(1 - S_{wi} - S_g)}{B_{oi}} \quad \text{..... (1) .}$$

Donde:

N : Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S.) en barriles normales [BNP]

A : Área del yacimiento [acre]

h : Espesor de arena petrolífera [pie]

Φ : Porosidad expresada como fracción del volumen total

S_{wi} : Saturación de agua inicial como fracción del volumen poroso

S_g : Saturación de gas como fracción del volumen poroso

B_{oi} : Factor volumétrico expresado en [v/v]

Vale recordar que en todo caso se requieren valores promedio de los parámetros y se utiliza los elementos de la estadística descriptiva pero además formula métodos y procedimientos matemáticos que hacen posible la generalización de los resultados y conclusiones de manera de realizar predicciones, por esta razón que cada yacimiento tiene su área de extensión en la cual varían la

profundidad, el espesor, la porosidad y la saturación, de allí que en diferentes puntos de los yacimientos (aun en condiciones iniciales sin haber producido) existen valores diferentes. Además considerando que para el cálculo volumétrico de fluido en sitio, en el yacimiento tipo tanque o yacimiento volumétrico, se desearía utilizar valores únicos de porosidad, saturación y otros, para esto es necesario disponer de valores volumétricos ponderados.

3.5.2 Método Balance de Materiales

El Balance de Materiales se refiere a una acumulación de hidrocarburos de gas libre, de hidrocarburos líquidos, de gases condensados y de hidrocarburos líquidos con capas de gas o de condensado, allí se establecen las diferencias entre las acumulaciones cerradas (volumétricas) sin entrada natural de fluidos, como por ejemplo el agua.

La inyección de cualquier tipo de fluidos (gas, agua, vapor de agua, polímeros, etc) es una posible fuente de energía (no-natural) elegida por el operador para incrementar el recobro final de la acumulación.^[5]

Los yacimientos de petróleo, gas y/o gas / petróleo, se descubren a un nivel de presión inicial (P_i) y su explotación avanza hasta que alcanza una presión de abandono (P_a) o hasta que se desiste de operar por razones económicas u operacionales (corte exagerado de agua, relación gas petróleo -RGP- elevadas, etc).

De manera que el Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S.) se calcula por el método de balance de materiales (yacimiento subsaturado) mediante la ecuación:

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} \Delta P C_e} \quad \text{..... (2) .}$$

Donde:

N : Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S.) en barriles normales [BN]

N_p : Petróleo producido acumulado [BNP]

W_p : Agua producida acumulada [BNA]

B_w : Factor volumétrico del agua [v/v]

B_o : Factor volumétrico del petróleo [v/v]

ΔP : Caída de presión [lpc]

B_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo [v/v]

C_e : Compresibilidad efectiva [lpc^{-1}]

La importancia de esta técnica radica en el cálculo del hidrocarburo original en sitio de un yacimiento (POES), para cotejarlo con el valor obtenido mediante un procedimiento volumétrico. Esto es con la finalidad de obtener resultados, para ello es necesario disponer de historias de presiones, datos de producción y análisis de los fluidos PVT del yacimiento que permitan predecir el petróleo recuperable.

Cuando se presentan casos de yacimientos de gas no asociados, el método de balance de materiales es muy generalizado para la estimación de reservas, obteniendo de esta manera resultados satisfactorios especialmente cuando existe

una buena relación lineal entre la presión y el factor de compresibilidad del gas y la producción acumulada.

3.5.3 Método Probabilístico

El método probabilístico consiste en analizar estadísticamente la información geológica, económica y de ingeniería para obtener como resultado el volumen de reservas expresadas en un rango de valores a partir de curvas de frecuencia relativa y probabilidad acumulada, dicho método puede aplicarse a las diferentes categorías de reservas: probadas, probables o posibles.

3.5.4 Simulación Numérica

Se basa en la utilización de modelos matemáticos que persiguen modelar los procesos en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Estas simulaciones se aplican para optimizar la recuperación bajo diferentes métodos de producción tomando en cuenta las complejidades propias de cada yacimientos.

3.6 PRONÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

La predicción del comportamiento, se define como el estudio actual de un yacimiento de petróleo, donde se estima las condiciones futuras del mismo^[5].

Usualmente las condiciones futuras se expresan por dos curvas típicas: presión como función de la producción acumulada de petróleo (P vs. NP) y razón gas- petróleo instantánea como función de la producción acumulada de petróleo (Rp vs. Np).

3.6.1 Análisis Mecánico

Es el tipo de enfoque por el cual se diferencia el estado inicial de la energía de la acumulación, los procesos físicos que ocurren a medida que se producen los hidrocarburos, la respuesta de los parámetros de producción a esos procesos físicos y finalmente una descripción cuantitativa de esos procesos físicos y sus resultados en forma de "Ecuaciones de Comportamiento". Este análisis se define así ya que resulta de la comprensión de los diferentes mecanismos físicos que están operando durante el proceso de explotación.

Este tipo de análisis es muy poderoso ya que, una vez analizada y comprendida la declinación histórica en términos mecánicos, es posible inclusive ajustar los pronósticos o extrapolación futura para realizar cambios en condiciones operacionales. Esto último es mucho más difícil de hacer si el análisis de declinación es estadístico en lugar de mecánico.^[5]

Los mecanismos del proceso de producción incluyen algunos fenómenos físicos tales como:

- Expansión de la roca y los fluidos.
- Segregación gravitacional del gas que sale de solución.
- Influjo de Agua.
- Reducción del espacio poroso por compactación.
- Inyección de fluidos.

3.6.2 Análisis Estadístico

Otra manera de efectuar análisis de declinación de producción (tasa versus tiempo o versus producción acumulada) es utilizar un procedimiento estadístico. Así, para un periodo de historia conocida se ajusta un polinomio tipo a la data disponible y simplemente se extrapola, sin requerir análisis mecánico de los factores que causaron el referido comportamiento histórico^[5].

3.6.3 Curvas de Declinación

El Dr. Essenfeld^[5] define la declinación de un pozo a la disminución progresiva y monotónica de la tasa, partiendo de su valor máximo inicial, como resultado de la disminución también del factor $\frac{K_o \Delta P}{\mu_o}$ a medida que avanza el agotamiento de su área de drenaje.

Este concepto no puede extrapolarse inequívocamente al yacimiento, ya que depende de la cantidad de pozos activos, por ejemplo, en un yacimiento que contenga dos o más pozos, los pozos no necesariamente se mantienen activos simultáneamente. Por eso, a nivel del yacimiento completo los únicos períodos de tiempo en los cuales aplica rigurosamente el concepto de declinación arriba descrito son aquellos en los cuales se mantiene invariable la cantidad de pozos activos y simultáneamente no se hacen mayores cambios en sus condiciones operacionales mecánicas.

En ocasiones para evaluar la declinación del yacimiento se utiliza un valor de tasa promedio por pozo activo versus tiempo o producción acumulada. Si no hay mayores cambios operacionales, esta tasa promedio por pozo activo es tan útil para análisis de declinación del yacimiento como es la tasa individual por pozo productor en el análisis de su declinación.

Para un período de historia conocido se ajusta un polinomio-tipo a la data disponible (dispersión de puntos), con esto se obtienen valores predictivo, sin requerir análisis mecánico que causaron el referido comportamiento histórico.

3.6.4 Exponencial

En cuanto a la declinación de la tasa [Barriles Producidos por Día] versus tiempo [Días]

$$Q_o = Q_{oi} e^{-kt} \quad \text{..... (3) .}$$

Donde:

Q_o : Tasa de petróleo en barriles producidos por día [BNP/d]

Q_{oi} : Tasa de petróleo inicial en barriles producidos por día [BNP/d]

k : Constante de declinación expresada 1/días [1/d]

t : Tiempo en días [d]

En cuanto a la declinación de la Presión [Ipc] versus Producción acumulada [Np]

$$P = P_o e^{-k Np} \quad \text{..... (4) .}$$

Donde:

P_o : Presión inicial [lpc]

P : Presión del yacimiento [lpc]

k : Constante de declinación [1/BNP]

Np : Producción acumulada [BNP]

Existen varios tipos de declinación, como por ejemplo la armónica, la hiperbólica y cualquier otro tipo de curva que se pueda ajustar estadísticamente al comportamiento de producción, adquieren valor como una forma empírica de pronosticar producción con base a historia.

3.7 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO Y MECANÍSTICO EN EL YACIMIENTO

El análisis estadístico de la declinación en cualquier período de historia es una herramienta válida y poderosa para pronosticar comportamientos futuros. Aunque el análisis mecanístico es más profundo ya que permite identificar los factores o mecanismos que inciden sobre la declinación histórica^[5].

Este método de cálculo (mecanístico) es uno de los más utilizados para el desarrollo de este tipo de estudio, ya que proporciona información de suma importancia tal como:

- Reservas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas.
- Pronóstico de producción.
- Tiempo de vida productiva del yacimiento y/o pozo.
- Análisis del comportamiento de producción de fluidos.

Adicionalmente se visualiza de una manera rápida y concisa cualquier anomalía que pudiera detectarse en la historia de producción de los yacimientos.

3.7.1 Estimación de Reservas

Los primeros parámetros que se estiman o se evalúan en una acumulación de hidrocarburos son aquellos que permiten obtener los valores mas certeros de su volumen original en sitio de petróleo (POES), Gas (GOES) y condensados de gas (LOES).

El valor económico de la acumulación no depende del volumen en sitio sino de la fracción recuperable del petróleo que puede extraerse comercialmente. Cuando un yacimiento tiene cierta historia se discute un procedimiento estadístico para analizar y utilizar dicha historia con fines de pronosticar su comportamiento modelando curvas de declinación; lo deseable sería disponer de pronósticos mecanísticos de comportamiento para cada acumulación, pero siempre es mejor un estimado de reserva apoyado en pronósticos aunque sean de origen estadísticos.

Todo estimado de reserva, cuya certidumbre o certeza aumenta a medida que se produce la acumulación, es decir, la mayor incertidumbre se da cuando la

acumulación no se ha producido, aunque exista un plan o un programa para producirla^[5].

Según el grado de certeza se clasifican en:

3.7.1.1 Reservas Probadas

Las Reservas Probadas representan la cantidad de petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas estimadas con razonable certeza, recuperables comercialmente para un momento determinado de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible.

3.7.1.2 Reservas Probables

Las Reservas Probables representan la cantidad estimada de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica un grado de menor certeza en su recuperación, comparado con las reservas probadas.

Las reservas probables pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras favorables, diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. En este caso se tiene un 50% de probabilidades de éxito.

3.7.1.3 Reservas Posibles

Las Reservas Posibles representan la cantidad estimada de un condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería

indica que su recuperación es factible, pero con un grado menor de certeza de las reservas probables.

Estas estimaciones se hacen cuando se suponen condiciones económicas y gubernamentales futuras favorables, si se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, estas deben tener por lo menos un 10% de probabilidades de éxito.

3.7.2 Comparación entre el Análisis Mecánico y el Análisis Estadístico

Es importante disponer para cada acumulación un pronóstico mecánico de comportamiento futuro, el cual una vez integrado en su curva permita apoyar las reservas probadas. Sin embargo por la envergadura del esfuerzo, únicamente se cumple para los yacimientos de mayor tamaño que por razones económicas, son de mayor interés para las operadoras.

3.8 MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA LA EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

En la industria petrolera y petroquímica toman forma nuevas técnicas para la explotación, la producción el manejo y transporte de petróleo crudo y gas; así como nuevos procesos para la refinación de crudos y manufactura de productos petroleros y petroquímicos.

Al pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento se desea conocer de antemano la magnitud de la presión que debe existir a medida que avanza la

producción. Este conocimiento previo de las características futuras de la tasa de producción es muy importante para planificar las estaciones de flujo y el equipo de levantamiento artificial requerido, así como también la energía adicional que necesita el yacimiento mediante la inyección de fluidos^[3].

Existen métodos para hacer un pronóstico del comportamiento de los yacimientos mediante el Balance de Materiales. Los tres métodos fundamentales son:

- Método de Pirson
- Método de Turner
- Método de Muskat.

Estos métodos fueron desarrollados para ser aplicados a yacimientos que producen por agotamiento natural, partiendo de una presión de burbujeo, aunque sin casquete de gas libre inicial ($m=0$), y sin influjo de agua ($We=0$). Se consideraron premisas y suposiciones comunes a los métodos tales como:

- Los yacimientos son uniforme en todo momento en cuanto a porosidad, saturaciones de fluidos y permeabilidad relativa.
- Las fuerzas de segregación por gravedad son despreciables y no se toman en cuenta como mecanismo que contribuya a la energía del yacimiento.
- El yacimiento muestra presión uniforme en todo momento, tanto en la zona gasífera como en la petrolífera.

- En todo momento hay equilibrio total e instantáneo entre las fases de gas y petróleo en el yacimiento.
- No existe influjo de agua y en consecuencia su producción es despreciable.

Así mismo son aplicados los diferentes métodos a saturación de petróleo en el yacimiento, relación gas/petróleo instantánea y relación gas/petróleo promedio durante un período de producción.

3.8.1 Método de Pirson

Este método es fundamental en el pronóstico del comportamiento del yacimiento empleando la Ecuación de Balance de Materiales en forma de diferencias finitas. Además de las suposiciones generales comunes a los tres métodos enunciados, Pirson desarrolla su método sobre la siguiente suposición específica:

Los cálculos se fundamentan en una unidad de Petróleo Originalmente en Sitio: $N = 1$ BFP. En estas condiciones N_p representa en forma fraccional la extracción del petróleo original en sitio (POES). Y no hay producción de agua ($W_p=0$).

Para estas condiciones específicas, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) se simplifica a la siguiente expresión:

$$1 = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]}{B_g (R_{si} - R_s) - (B_{oi} - B_o)} \quad \text{..... (5) .}$$

Donde:

N_p : Producción de petróleo acumulada [BNP]

R_p : Razón Gas Petróleo acumulada [PCN/BN]

R_s : Razón Gas Petróleo en solución [PCN/BN]

B_o : Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]

B_{oi} : Factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales [BY/BN]

R_{si} : Razón Gas Petróleo en solución a cond. Iniciales [PCN/BN]

B_g : Factor volumétrico del gas [BY/PCN]

En la aplicación del método de Pirson se utilizan las propiedades de los fluidos al principio y al final del período de presión, sin tomar en cuenta lo que ocurre a las propiedades durante el mismo.

Requiere que se haga operaciones de tanteo. Sin embargo, es de rápida convergencia, generalmente, en dos o tres iteraciones el valor asumido de ΔN_p se compara favorablemente con el valor computado. Debido a que se aceptan valores similares, aunque no exactamente iguales de ΔN_p , se permite que existan errores acumulativos. Por esta razón se propone que cada 4 o 5 pasos se verifique el error acumulado utilizando la Ecuación de Balance de Materiales (EBM), para $N = 1$ BNP.

3.8.2 Método de Tarner (presentado por Tracy)

Según Craft^[3] Este método ha sido aplicado en varios formatos. Sin embargo, el más común y presentado aquí es el desarrollado por Tracy que

representan una forma conveniente de agrupar una serie de términos que varían según la presión.

Este es un método de tanteo que considera el comportamiento de la relación gas/petróleo total instantánea (RGP) al final de cada período de presión sometido a estudio. En base a ese valor de RGP se computa el volumen de petróleo producido durante el período de presión.

Además de las suposiciones generales el método de Tarner está fundamentado en que la producción acumulada de petróleo (N_p) representa la fracción de petróleo extraído del volumen originalmente en sitio.

De manera que la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) en el formato de Tracy queda simplificada a la siguiente expresión:

$$1 = N_p \frac{Bo - R_s B_g}{Bo - Bo_i + (R_{si} - R_s) B_g} + G_p \frac{B_g}{Bo - Bo_i + (R_{si} - R_s) B_g} \quad \text{..... (6) .}$$

Donde:

N_p : Producción de petróleo acumulada [BNP]

R_s : Razón Gas Petróleo en solución [PCN/BN]

Bo : Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]

Bo_i : Factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales [BY/BN]

R_{si} : Razón Gas Petróleo en solución a cond. Iniciales [PCN/BN]

B_g : Factor volumétrico del gas [BY/PCN]

La ecuación anterior puede presentarse como:

$$1 = N_p \phi_o + G_p \phi_g \quad \text{..... (7) .}$$

Todos los valores de la ecuación (7) se computan a la temperatura promedio del yacimiento y la presión correspondiente al final de cada período de producción.

El método de Tarner corresponde a un procedimiento de tanteo ya que el valor de la RGP total instantánea recién computado deberá compararse con el valor antes asumido, de ser favorable dicho valor se acepta.

Craft^[3] opina sobre la aplicación del Método de Tarner, que:

El método utiliza las propiedades de los fluidos al principio y al final de período de presión, sin hacer suposiciones sobre lo que ocurre a las propiedades durante el período de presión. Este método requiere tanteo hasta que el valor estimado se compare favorablemente con el valor computado. El método automáticamente disipa los errores acumulativos mediante la verificación del balance de materiales que se hace para cada paso de presión

3.8.3 Método de Muskat

En este método, se calculan variables y sus derivadas respecto a la presión para un periodo dado. Se supone que las variables y sus derivadas se mantendrán constantes para un período discreto de caída de presión. Además, se calculan los incrementos de producción de petróleo durante el mismo.

Una vez completado un paso de presión, se avanza al próximo, recalculando las variables y sus derivadas para la nueva presión anterior, repitiéndose todo el proceso de cálculo para obtener una nueva caída de presión (ΔP). El proceso se

repite hasta llegar a la presión más baja que se desee, la cual puede ser la presión de abandono.

El método de Muskat representa una forma de resolver la EBM utilizando diferenciales.

$$N_r = \frac{S_o V_p}{B_o} \quad [BEPD] \quad \text{..... (8) .}$$

Donde:

N_r : Volumen de Petróleo Remanente [BN]

S_o : Saturación de Petróleo del volumen poroso

B_o : Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]

V_p : Volumen Poroso [barriles]

Ventajas del Método de Muskat :

- El proceso de iteración o tanteo, aunque deseable no es indispensable.
- No requiere una verificación intrínseca de errores acumulados.
Por ello se recomienda usar pasos discretos de presión.
- Se simplifica notablemente si se ajustan polinomios a las funciones y sus respectivas derivadas.
- Por la naturaleza de los cálculos, se sugiere la utilización de la computadora como parte del proceso de evaluación.

3.8.4 Relación entre los métodos de Pirson, Tarner y Muskat

Los métodos de Pirson, Tarner y Muskat se aplican a yacimientos que producen fundamentalmente por empuje de gas en solución. Físicamente, los casos que reúnen esta condición son frecuentes y por ello la importancia de estos métodos probabilísticos.

En caso de existir un casquete de gas inicial de tamaño apreciable el problema se resolvería por otro método.

Estos métodos tienen un sentido estricto y riguroso y no son aplicables a yacimientos en que actúen otros mecanismos de producción de importancia además del empuje interno por gas en solución.

3.9 APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA

Todos los servicios técnicos especializados en un proceso que tiene carácter permanente, constituyen la respuesta a problemas o consultas relativas a aspectos tecnológicos de cierta complejidad, los cuales requieren personal de alta calificación.

Los métodos probabilísticos aplicados en las actividades permanentes y fundamentales, cuyos resultados generalmente se esperan a mediano y largo plazo mejoran los procesos y técnicas.

Los principales objetivos, entre otros, de la industria petrolera nacional son los siguientes:

- Optimizar la perforación, la producción y la extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.
- Identificar y evaluar los yacimientos encontrados mediante la perforación de pozos exploratorios, cuantificando sus reservas.
- Desarrollar técnicas de perforación, terminación y evaluación apropiadas para cada yacimiento.
- Desarrollar modelos matemáticos para simular procesos de producción de hidrocarburos y la configuración de los yacimientos.

El desarrollo de modelos para la interpretación de pruebas de presión en yacimientos sometidos a procesos de extracción mejorada, proyectos piloto de inyección de vapor aditivos, estudios de optimización el consumo energético, estudios de propiedades petrofísicas y mecanismos de producción de yacimientos fracturados, ayuda a conocer con más detalle el yacimiento y simular sus procesos permitiendo optimizar el recobro de petróleo.

Generalmente el financiamiento está determinado por el modelo económico del país en este caso por el Estado, que patrocina la investigación estratégica, influenciada por el grado de desarrollo y su competitividad en los mercados internacionales y otras variables. En este tipo de industria, es mayor la magnitud de las inversiones que hacen las empresas para su desarrollo tecnológico.

Las actividades de generación de tecnología para la explotación, producción y refinación de petróleo, así como para los procesos petroquímicos, implican costos

superiores a las otras áreas industriales, debido fundamentalmente a la necesidad de instalaciones piloto y otros equipos costosos.

La industria petrolera y petroquímica requiere de apoyo constante de investigación y desarrollo para mantener su eficiencia y competitividad, que le permita enfrentar retos y oportunidades en un marco cambiante y dinámico.

En los métodos estadísticos y probabilístico para la explotación del petróleo, las empresas industriales prefieren tener sus propios establecimientos de apoyo tecnológicos para maximizar su competitividad y en estos tipos de métodos se exigen mucha interacción entre el investigador y la tecnología; además las empresas venezolanas emplea modelos mixtos, ya que los modelos estudiados son implementados en sus distintos tipo de explotación de yacimientos, donde existen condiciones de presión, temperatura, volumen, etc; esto se aplica a varios modelos dependiendo del sistema a utilizar. Así mismo los elementos descriptivos, las estadísticas de recolección, organización y análisis de datos dan resultados, conclusiones y recomendaciones que solamente tienen validez en el ámbito donde se realiza la investigación.

La industria petrolera utiliza la Ecuación de Balance de Materiales para validar los cálculos de fluidos originales en sitio, esto lo realiza un equipo multidisciplinario (geología, petrofísica e Ing. de Yacimientos, entre otros).

Los cálculos volumétricos presentan errores, ya que al suponer el volumen del yacimiento a explotar se maneja un valor de incertidumbre, el espesor de

arena se determina por la distancia entre pozos; la porosidad y la saturación de agua inicial, por tratarse de parámetros puntuales, se asumen valores promedio.

Empleando un mapa isópaco de arena neta petrolífera se puede obtener el volumen bruto del yacimiento por tres métodos diferentes:

- Método Trapezoidal: Se divide el yacimiento en espesores de arena horizontal y que cada bloque de arena corresponde en volumen a un trapecoide. Este método tiene un error del orden de 2% cuando la razón entre los espesores sucesivos es de 0,5. Cuando la razón es inferior al valor de 0,5 se recomienda utilizar el método piramidal.
- Método Piramidal: Se divide el yacimiento por espesor de arena horizontal y que cada bloque de arena corresponde en volumen a una pirámide truncada. Este método es más preciso que el Trapezoidal, no obstante que el cómputo de los volúmenes corresponde a un sólido más complejo.
- Método Práctico: es una variación del método trapezoidal, se divide el yacimiento en espesores de arena verticales. Cada bloque de arena se mide con un planímetro y equivale al área entre dos líneas de isoespesor. La altura promedio correspondiente al espesor promedio (algebraico) entre las dos líneas de isoespesor que limitan cada área medida. De esta manera se ha calculado el volumen aproximado de cada

bloque de arena por el volumen de un trapecioide equivalente.

Este método tiene una precisión del mismo orden de magnitud que el método trapezoidal, precisión que es menor a la ofrecida por el método piramidal.

La industria petrolera aplica el método determinístico utilizando valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de Ingeniería y económico.

Entre los principales métodos determinísticos se encuentran los siguientes:

3.9.1 Analogía

Se utiliza en la estimación de reservas en casos donde la información básica del yacimiento no ha sido definida. Para solventar esta situación se utilizan datos de yacimientos conocidos cercanos al área con características geológicas, petrofísicas y de ingeniería análogas. Es importante destacar que éste método es el menos exacto de todos los métodos y se utiliza en la primera etapa de la vida del yacimiento^[5].

3.9.2 Volumétrico

Es el método más generalizado en la estimación de reservas, especialmente en la primera etapa de producción de un yacimiento de petróleo o gas natural y consiste en calcular en primer lugar el hidrocarburo original en sitio (condensado, petróleo, bitumen y gas) con base al modelo geológico que geométricamente describe el volumen de hidrocarburos existente en un yacimiento y a las

propiedades originales de la roca y de los fluidos. Finalmente se aplica un factor de recobro para así obtener las reservas recuperables^[5].

En el capítulo siguiente se desarrollará el Marco Metodológico, el cual consta de un Diseño de la Investigación, el Tipo de Investigación, el Nivel de la Investigación para culminar con la Técnica de Recolección de Datos.

4. MARCO METODOLÓGICO

4.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Dentro del desarrollo de este proceso de investigación es fundamental la definición del tipo de estudio y el establecimiento de los objetivos de la investigación, al seleccionar el diseño de investigación es necesario aplicarlo al contexto particular del estudio. En este caso específico cuando el objeto de la investigación se centra en documentar la aplicación en la industria del análisis estadístico y modelos probabilísticos en la explotación de petróleo y gas natural. El diseño debe seguir un lineamiento que refiere a un plan o estrategia concebida para responder a las preguntas de la investigación.^[1]

El diseño representa las estrategias que se cumplen para desarrollar la investigación, contiene de una manera estructural y funcional cada fase del proceso y depende del tipo de investigación.

El diseño utilizado es Bibliográfico basado en las investigaciones documentales, ya que a través de la revisión del material documental de manera sistemática, rigurosa y profunda se llega al análisis de diferentes fenómenos o la determinación de la relación entre las variables.

Dentro de la clasificación del material documental se encuentra de manera general, fuentes escritas (libros, documentos legales, informes estadísticos, prensa folletos otros.)

4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación que se presenta en este trabajo es documental, según UPEL^[16] se ocupa el estudio de problemas planteados a nivel teórico, la información requerida para abordarlos se encuentra básicamente en materiales impresos audiovisuales y/o electrónicos.

Por lo tanto, es de carácter documental, en virtud de que se requirió investigar en libros y documentos, información relacionada con el tema propuesto.

También interviene la investigación pura que se apoya dentro de un contexto teórico y su propósito es desarrollar teoría mediante el descubrimiento y aportes teóricos buscando confrontar la teoría con la realidad^[16].

También se utiliza la investigación descriptiva que consiste en caracterizar un fenómeno o situación concreta indicando sus rasgos más peculiares o diferenciadores.^[15] Este tipo de investigación trata de tener información acerca del fenómeno o proceso para describir sus implicaciones, sin interesarse mucho en conocer el origen o causas de la situación fundamental, esta dirigida a dar una visión de cómo funciona y cuales son sus características.

4.3 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

Con respecto al nivel metodológico, la misma es explicativa^[16], estableciéndose relaciones causa - efecto que dan los hechos a objeto de conocerlos con mayor profundidad y documentar, en virtud de que se fundamenta

en el análisis de información obtenidos de fuentes como informes de investigación, libros, monografías.

La obtención de la información, se realizó mediante la aplicación de la técnica documental, utilizando como instrumento las fichas bibliográficas, los textos y los trabajos de investigación, entre otros.

Desde el punto de vista metodológico, este trabajo es eminentemente bibliográfico, puesto que se ha recurrido a fuentes secundarias de información^[13] como lo son las obras generales y específicas que tratan sobre el presente tema, esto permitió tener una visión más amplia y detallada para así profundizar el conocimiento sobre este.

4.4 TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La recopilación de material bibliográfico resulta básico en las investigaciones donde se le da lectura al material seleccionado, la organización y la clasificación de la información. Seguidamente, se realizó el análisis respectivo de la información procesada, en forma lógica y racional, para luego desarrollar los objetivos establecidos para la investigación.

Sabino^[13] en su trabajo el Proceso de la Investigación expresa que:

Cuando los datos a emplear han sido recolectados en otras investigaciones y son conocidas mediante informe correspondiente, nos referimos a datos secundarios, porque han sido obtenidos por otros y nos llegan elaborados y

procesados de acuerdo con los fines de quienes inicialmente los obtuvieron o manipularon.

Como esta información procede siempre de documentos escritos, pues esa es la forma uniforme en que se emiten los informes científicos, se le da a este diseño el nombre de bibliográficos.

En la investigación realizada se han cumplido un conjunto de fases entre las cuales se mencionan:

- La primera fase se inició con la selección del problema objeto de estudio, se planteó el problema, los objetivos y la justificación e importancia de la investigación.
- La siguiente fase presenta un registro de información de carácter retrospectivo, con un período y secuencia transversal, de tipo analítico y explicativo, esto permitió el desarrollo del conocimiento mediante la consulta a diversos autores especializados en el tema, además se organizó, describió e interpretó de acuerdo con los procedimientos estudiados a fin de garantizar los resultados. Adicionalmente se investigó en bibliotecas documentándose el tema en cuestión.
- En la tercera fase se efectuó el marco metodológico donde se presentó el diseño, tipo de la investigación, nivel de la investigación y la técnica de recolección de datos.

-
- En la cuarta fase se realizó la recolección de datos, el procesamiento de los mismos y el análisis de resultados.
 - En la última fase se presentan dos secciones: Las Conclusiones y posteriormente las Recomendaciones del estudio realizado.

5. RECOLECCIÓN DE DATOS.

Empleando una revisión bibliográfica, se plantean tres problemas fundamentales a desarrollar:

5.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN^[5]

Se tiene un yacimiento que se descubre a una presión de 4100lpc, el cual se encontraba originalmente sub-saturado.

Se dispone de la siguiente información:

Tabla 1 Historia Presión – Producción^[5]

Pe (lpc)	Np (MMBNP)	Wp(MMBNA)	Bo (BY/BN)
3764	2,598	0,325	1,3665
3537	3,052	0,652	1,3704
3254	5,388	0,857	1,3752
2788	7,950	1,056	1,3831
2606	13,108	1,365	1,3862

$$Bo_i = 1,3608 \text{ v/v} \quad Pb = 2500 \text{ lpc} \quad Ce = 1,7675 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$$

Determinar:

- Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S)
- Pronostique la Producción Acumulada (Np) cuando la presión ha declinado a 2600lpc.

5.2 APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PROBABILÍSTICOS^[3]

Para el yacimiento volumétrico y saturado ($m = 0$) de presión inicial = presión de burbujeo = 3000 lpc. La porosidad del yacimiento es 16,5% y la saturación de agua connata de 22%. Cuya historia es:

Tabla 2 Historia del Yacimiento

P(lpca)	Bo (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	Bg (BY/PCN)	μ_o/μ_g	Kg/Ko	Rp (PCN/BN)
3000	1,315	650	0,000726	53,91	0	650,00
2500	1,325	650	0,000796	56,6	0	650,00
2300	1,311	618	0,000843	61,46	0	618,00
2100	1,296	586	0,000907	67,35	0	586,00
1900	1,281	553	0,001001	74,33	0	553,00
1700	1,266	520	0,001136	81,96	0,004	885,36
1500	1,25	486	0,001335	91,56	0,0102	1360,45
1300	1,233	450	0,001616	102,61	0,0208	2078,45

Determinar el Petróleo acumulado producido (N_p) y el Gas acumulado producido (G_p). Comparando con los métodos de Pirson y Tarner.

5.3 APLICACIÓN PARTICULAR DE LA PROBABILIDAD^[8]

Para un yacimiento se disponen de dos grupos de pozos para su explotación, las condiciones de cada grupo de pozos viene dada por:

Tabla 3 Condiciones de pozos disponibles para explotar el yacimiento.

	GRUPO # 1	GRUPO #2
# máximo pozos:	11	8
Qo (por pozo) BNP/D	100	150
RGP(por pozo) PCN/BN	1200	1500
RGP yac PCN/BN	300	367
BTU/PCN/D (por pozo)	110	86,67

Las condiciones operativas máximas del yacimiento son las siguientes:

GAS DISPONIBLE PCN/D	1530000
CALOR DISPONIBLE BTU/PCN/BNP	143000

Determine, en base a las condiciones (restricciones) dadas, el número de pozos activos (abiertos a producción) de cada grupo que optimizan la producción del yacimiento.

La producción del yacimiento se obtiene multiplicando la tasa de cada pozo (según el grupo) por el número de pozos activos (abiertos a producción).

6. METODOLOGÍA

6.1 Procedimiento para solucionar el problema de Aplicación de las

Curvas de Declinación:

PASO 1

Se aplica la Ecuación de Balance de Materiales (ecuación (2)) a las distintas presiones para yacimiento subsaturado ($P > P_{\text{burbujeo}}$), asumiendo influjo cero ($W_e = 0$) es decir, no hay acuífero asociado y $B_w = 1 \text{ v/v}$

Usando los valores de la Tabla 1 y los datos del problema, se realizó el cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES) para cada caída de presión.

El valor del petróleo original en sitio es único, como no se dispone de las dimensiones del yacimiento (volumen) no es posible realizar el cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES) volumétrico

Para determinar el valor del POES se grafica N Vs N_p . Si no hay un acuífero importante asociado la representación gráfica corresponderá a una línea horizontal.

PASO 2

Se construye la gráfica: Petróleo Original en Sitio (N) vs. Producción Acumulada de Petróleo (N_p) y se grafica la dispersión de puntos, según se desprende de los datos de la Tabla 1 y de los cálculos que se encuentran en el anexo: Cálculo de Aplicación de las Curvas de Declinación, estos resultados se resumen a continuación:

Tabla 4 Petróleo Original en Sitio Vs. Producción Acumulada de Petróleo

N(MMBN)	Np(MMBNP)
480,72	2,598
358,44	3,052
407,50	5,388
382,87	7,950
544,75	13,108

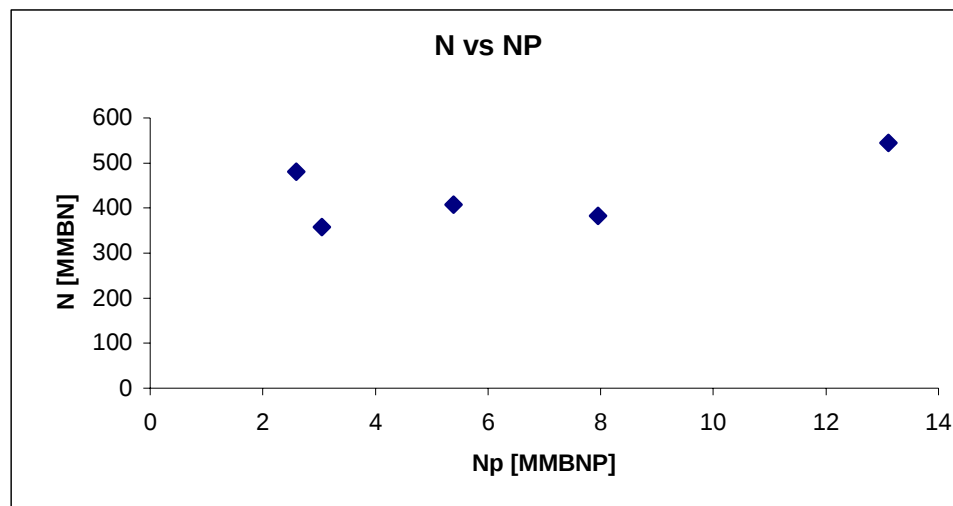


Grafico 1 *Dispersión de valores del Petróleo Originalmente en Sitio Vs. Producción Acumulada de Petróleo.*

Teóricamente la dispersión debe ajustarse a un polinomio-tipo lineal de manera que usando una declinación lineal se obtiene:

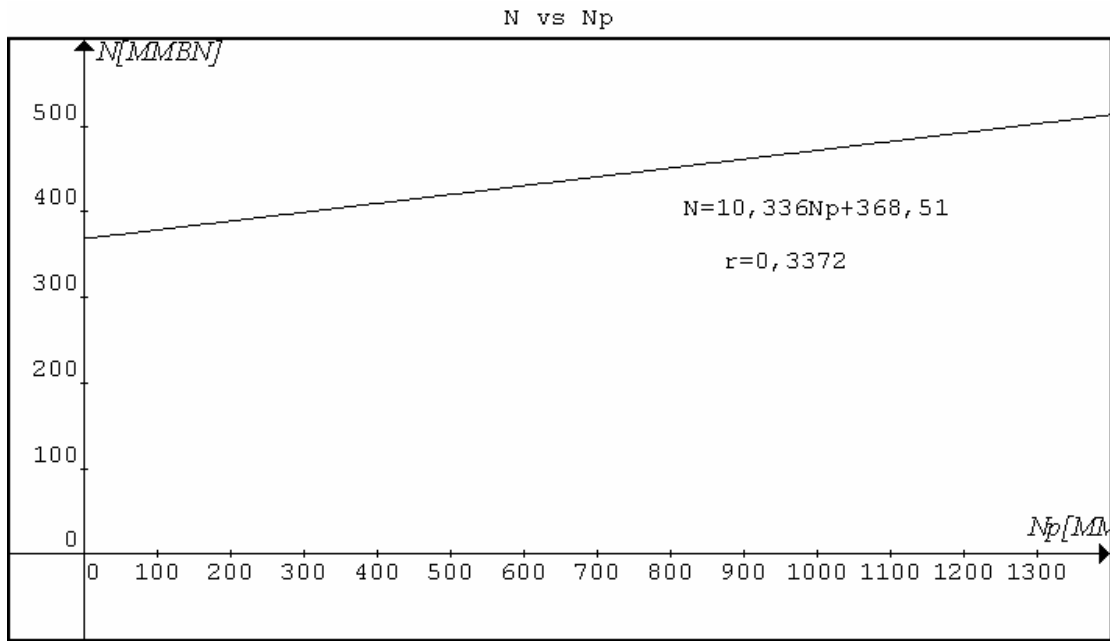


Gráfico 2 Petr6leo Originalmente en Sitio versus Producci6n Acumulada de Petr6leo.

El Gráfico 2 arroja como ecuaci6n lineal de ajuste:

$$N = 10,336Np + 368,51 \quad [\text{MMBN}] \quad \text{..... (9) .}$$

Donde:

N : POES [MMBN]

Np: Producci6n Acumulada de Petr6leo [MMBNP]

Empleando la correlaci6n de curva de declinaci6n lineal de ajuste modelada seg6n la ecuaci6n (9) y extrapolando para las condiciones iniciales del yacimiento ($Np=0$), es decir, asumiendo para el comportamiento modelado

estadísticamente aún no se ha producido la acumulación se obtiene un valor para el POES de $N=368,51$ MMBN.

Este valor de POES se obtiene a través del Análisis del comportamiento estadístico de la acumulación, con un coeficiente de correlación de: 0,34. De manera que el modelo propuesto se ajusta linealmente un 34% a la data del problema, este valor considera que no existe una buena relación de ajuste lineal entre las variables, por ello aplicando el principio básico de la teoría de Kolmogorov se calcula el error típico de la estimación, colocándose dicho valor como la máxima distancia de alejamiento entre la recta de ajuste y los datos. Este procedimiento de cálculo se ubica en el Anexo *Cálculo de Aplicación de las curvas de declinación*, los resultados se resumen a continuación:

Tabla 5 Valores Reportados y Estimados del Petróleo Originalmente en Sitio.

N_p(MMBN)	2,598	3,052	5,388	7,950	13,108
N(MMBP)	480,72	358,44	407,50	382,87	544,75
N_{est} (MMBP)	395,36	400,06	424,20	450,68	504,00
N – N_{est} (MMBN)	85,36	- 41,62	- 16,70	- 67,81	40,76

$$S_{yx} = 55,77$$

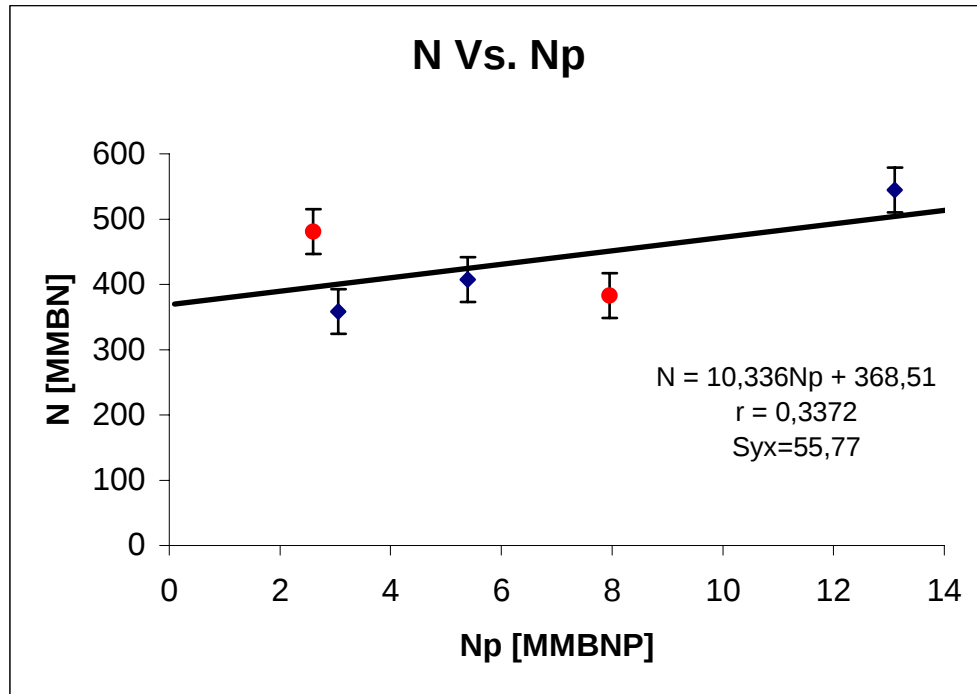


Grafico 3 Recta de ajuste con su error típico

Analizando el Grafico 3 y comparándose los valores con su error típico ($S_{yx}=55,77$) se puede concluir que los valores correspondientes a $N=480,72\text{MMBN}$ y $N=382,87\text{MMBN}$ exceden el valor de error típico y por ende se ubican más alejados de la línea de tendencia con respecto al resto de la data. Estos puntos no aportan mayor información al sistema, siendo objetables al momento de ajustar linealmente la dispersión con la finalidad de mejorar el coeficiente de correlación, ya que teóricamente el comportamiento N Vs. Np es de tipo lineal, por ello, se descartan los mencionados puntos resultando la siguiente curva de ajuste:

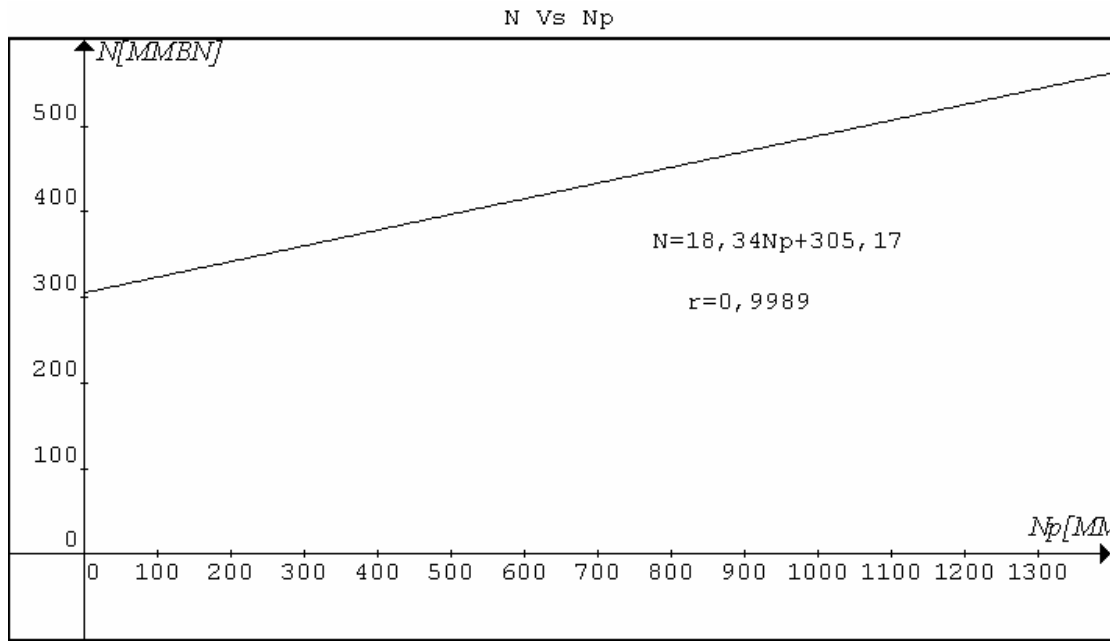


Grafico 4 *Petróleo Originalmente en Sitio versus Producción Acumulada de Petróleo.*

El Grafico 4 arroja como curva de declinación lineal ajustada:

$N = 18,34N_p + 305,17$ [MMBN]	 (10) .
--------------------------------	--------------

Donde:

N : POES [MMBN]

N_p : Producción Acumulada de Petróleo [MMBNP]

Empleando la correlación de curva de declinación lineal de ajuste modelada según la ecuación (10) y extrapolando para las condiciones iniciales del yacimiento ($N_p=0$), es decir, asumiendo para el comportamiento modelado estadísticamente aún no se ha producido la acumulación se obtiene un valor para el POES de $N=305,17$ MMBN.

PASO 3

Para estimar la producción acumulada a la presión de 2600lpc se grafica Presión (P) en función de la Producción Acumulada de Petróleo (Np).

Tabla 6 Presión versus Producción acumulada de Petróleo.

P(lpc)	Np(MMBNP)
3764	2,598
3537	3,052
3254	5,388
2788	7,950
2606	13,108

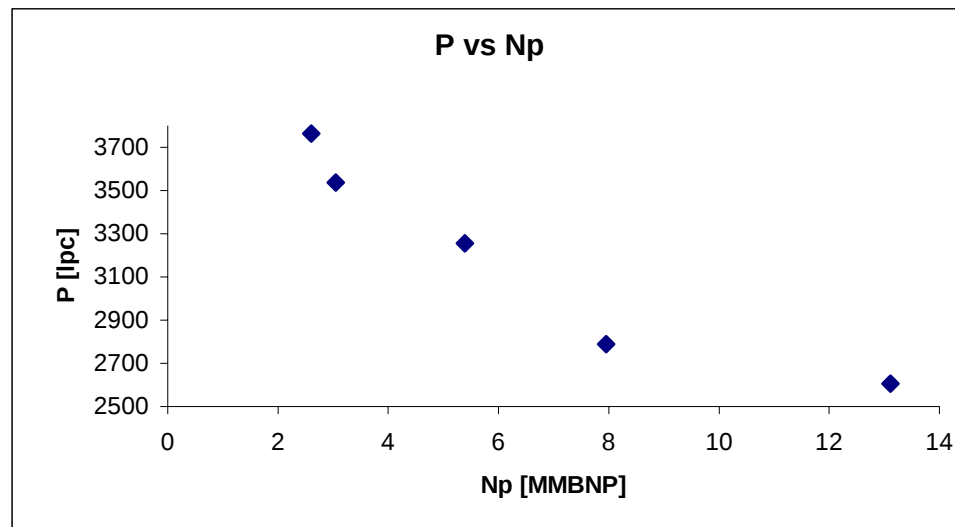


Grafico 5 *Dispersión de valores del Petróleo Originalmente en Sitio versus Producción Acumulada de Petróleo.*

Como se observa en la dispersión el polinomio-tipo que mejor se ajusta es la declinación exponencial, en base a esto se obtuvo:

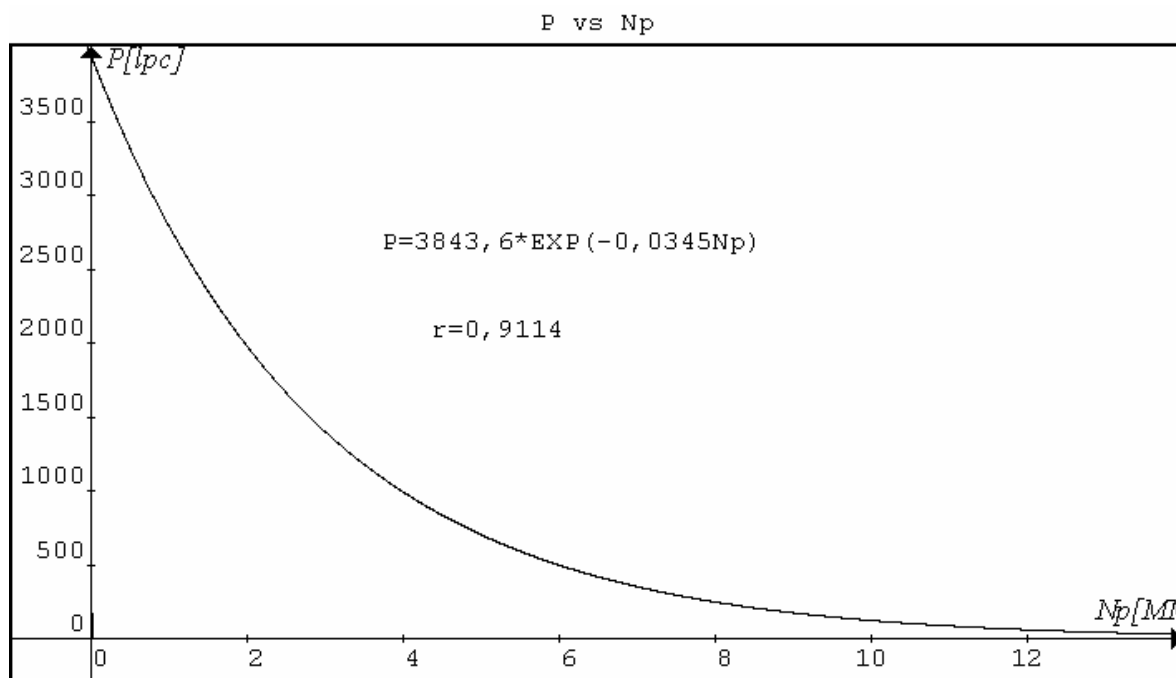


Grafico 6 Presión versus Producción acumulada de petróleo.

El Grafico 6 arroja como curva de declinación exponencial de ajuste:

$$p = 3943,6e^{-0,0345 N_p} \quad [\text{lpc}] \quad \dots\dots (11).$$

Donde:

P : Presión [lpc]

Np: Producción Acumulada de Petróleo [MMBNP]

Empleando la correlación de curva de declinación exponencial modelada según la ecuación (11) extrapolando para las condiciones de agotamiento natural a 2600lpc ($P=2600\text{lpc}$), se obtiene estadísticamente una Producción acumulada de Petróleo de $N_p=11,97$ MMBNP

Este valor se obtiene a través del Análisis del comportamiento estadístico de la acumulación, con un coeficiente de correlación de: 0,91. De manera que el modelo propuesto se ajusta aproximadamente un 91% a la data del problema, por ello se considera un valor estadísticamente confiable.

Por lo anterior, se concluye que la Producción Acumulada de Petróleo cuando la presión ha declinado a 2600lpc es aproximadamente: $N_p = 11,97 \text{MMBNP}$

6.2 APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PROBABILÍSTICOS^[3]

6.2.1 Método de Pirson

El método se basa en aplicar la ecuación (5), generando un proceso iterativo a partir del ΔN_p (asumido) con la finalidad de encontrar el valor aceptable de ΔN_p para cada período de presión ajustándolo hasta que N se aproxime a 1 BNP, con un error de estimación del 1%.

Paso 1

Asumir un valor para ΔN_p

$$\Delta N_p(\text{asumido}) = 0,9 \text{ BN}$$

Paso 2

Para cada período de presión se ajusta el valor de ΔN_p . Los resultados se pueden ubicar en el anexo: *calculo de modelos probabilísticos*

N_p y G_p se calculó mediante el proceso acumulativo con:

$$N_{p,n} = N_{p,n-1} + \Delta N_{p,n-1} \quad [\text{BNP}] \quad \dots\dots (12).$$

Donde:

n : Índice que indica el valor de N_p a la nueva presión.

$n-1$: Índice que indica el valor de N_p a la presión anterior.

ΔN_p : Incremento en la producción acumulada de Petróleo entre

P_{n-1} y P_n

$$G_{p,n} = (R_{p,n}) \cdot \Delta N_p \quad [\text{PCN}] \quad \dots\dots (13).$$

Donde:

n : Índice que indica el valor de G_p a la nueva presión.

ΔN_p : Incremento en la producción acumulada de Petróleo entre

P_{n-1} y P_n

R_p : Relación Gas-Petróleo en solución [PCN/BN]

Tabla 7 Resultados obtenidos por el Método de Pirson

P(lpca)	N_p (BN)	G_p (PCN)
2500	0,007508	4,880504
2300	0,024867	10,727354
2100	0,054901	17,599850
1900	0,103665	26,966943
1700	0,162249	51,867620
1500	0,225530	86,090941
1300	0,288090	130,027916

6.2.2 Método de Tarner (presentado por Tracy)

El método requiere aplicar la ecuación (7), generando un proceso repetitivo a partir del R_p (asumido) con la finalidad de encontrar el valor aceptable de R_p para cada período de presión.

Paso 1

Aplicando la ecuación (6) se calcula los valores requeridos en este método, dichos cálculos se encuentran en el anexo: *cálculo de modelos probabilísticos*.

Estimar la relación Gas-Petróleo de Producción: R_p (asumido)

R_p (asumido) = 570 PCN/BN

Paso 2

Calcular la Relación Gas-Petróleo de Producción promedio

$$R_p(\text{prom}) = \frac{R_{p_{n-1}} + R_{p_n}}{2} \quad [\text{PCN/BN}] \quad \text{..... (14).}$$

Donde:

n : Índice que indica el valor de R_p a la nueva presión.

$n-1$: Índice que indica el valor de R_p a la presión anterior.

R_p : Relación Gas-Petróleo en solución [PCN/BN]

Nota:

Para el primer período de presión se emplea:

$$Rp_{n-1} = Rp \text{ calculado [PCN/BN]}$$

$$Rp_n = Rp(\text{asumido}) \text{ [PCN/BN]}$$

Para los siguientes períodos de presión se emplea:

$$Rp_{n-1} = Rp_{k, n-1} \text{ [PCN/BN]}$$

$$Rp_n = Rp(\text{asumido}) = Rp \text{ calculado [PCN/BN]}$$

Paso 3

Comparar el valor $Rp(\text{asumido})$ con el valor calculado (Historia de Producción) según los criterios:

- Si el valor de Rp calculado es igual al $Rp(\text{asumido})$ en el paso 1 entonces el Rp asumido es aceptable y se continuará el cálculo del Petróleo Acumulado Producido(ΔNp) y del Gas Acumulado Producido(Gp) Para los cálculos del problema presentado:
 $Rp(\text{aceptable}) = R_k$
- Si el Rp calculado está dentro de un 10% del $Rp(\text{asumido})$ en el paso1, se usará el Rp calculado y se continuará el cálculo del Petróleo Acumulado Producido(ΔNp) y del Gas Acumulado Producido(Gp).
- Si el Rp calculado difiere del asumido, en más del 10% del $Rp(\text{asumido})$, se usará $Rp(\text{asumido}) = Rp(\text{prom})$ y se regresará al paso2.

Paso 4

Calcular el incremento en la Producción acumulada de Petróleo ΔN_p , usando la ecuación (7), durante el paso de disminución de la presión $\Delta P = P_{n-1} - P_n$

Paso 5

Empleando la ecuación (12) Calcular la Producción acumulada de Petróleo: N_p al final del paso de Presión: ΔN_p

Paso 6

Usando la ecuación (15), calcular la Producción acumulada de Gas (G_p) a la nueva Presión usando el incremento en la Producción acumulada de Petróleo calculado en el paso 4 y la $R_p(\text{prom})$ calculado en el paso 2.

$$G_{p,n} = G_{p,n-1} + (\Delta N_{p,n-1}) R_p(\text{prom}) \quad [\text{PCN}] \quad \text{..... (15).}$$

Donde:

n : Índice que indica el valor de G_p , N_p a la nueva presión.

$n-1$: Índice que indica el valor de G_p , N_p a la presión anterior.

ΔN_p : Incremento en la producción acumulada de Petróleo entre

$$P_{n-1} \text{ y } P_n$$

Tabla 8 Resultados arrojados por el Método de Tarner

P(lpca)	Np (BN)	Gp (PCN)
2500	0,0076	4,8125
2300	0,0174	10,8622
2100	0,0295	18,1309
1900	0,0476	28,4191
1700	0,0705	44,9164
1500	0,0951	72,4776
1300	0,1182	112,2475

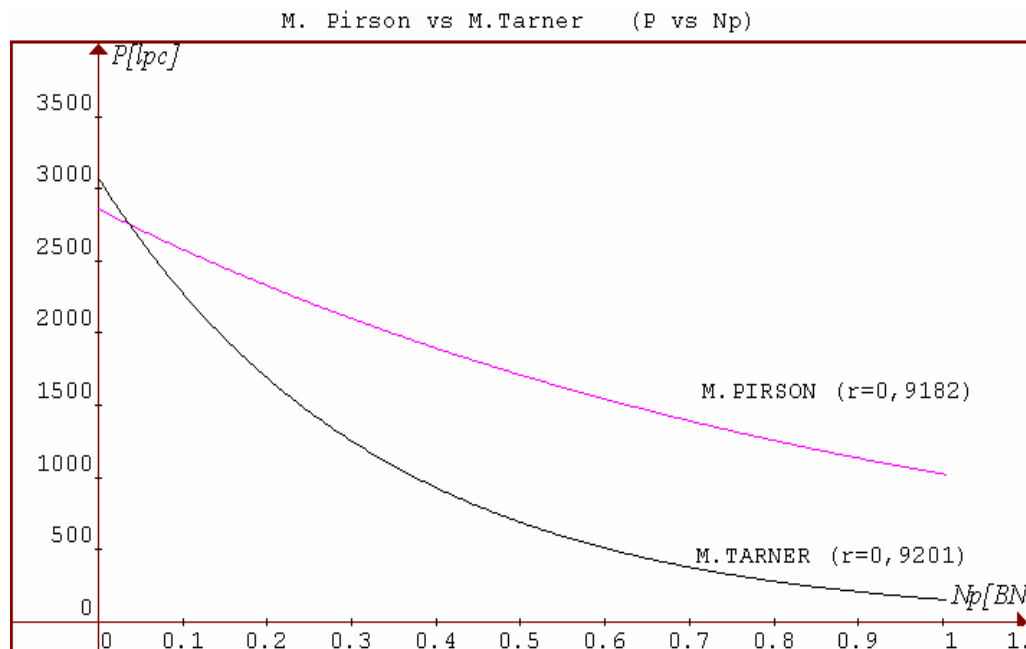


Grafico 7 Comparación de Presión en función de Petróleo acumulado
Producido

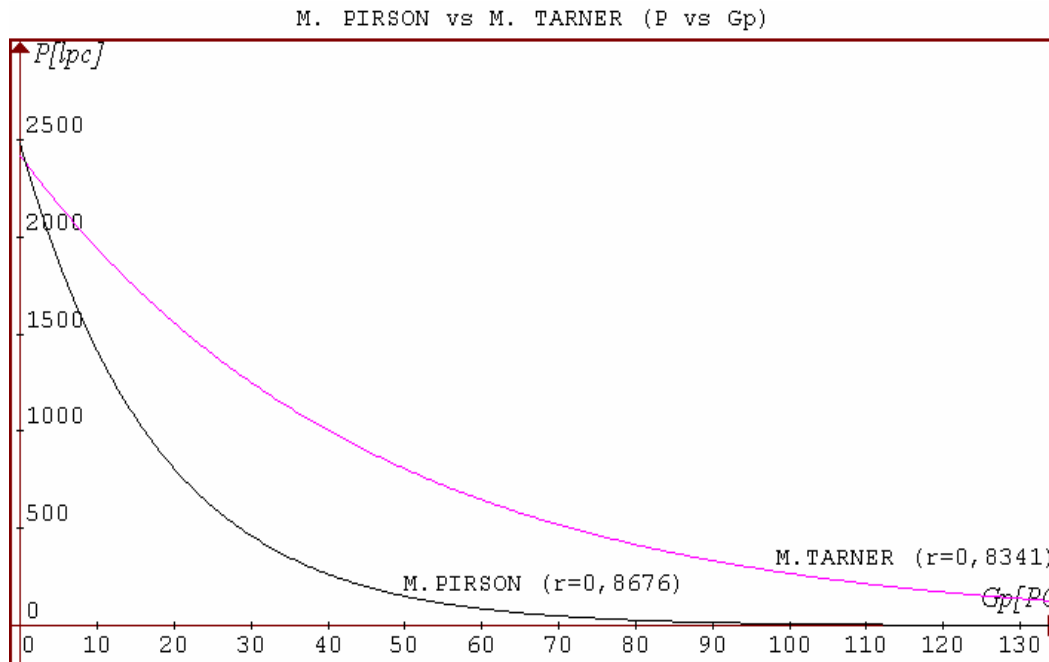


Grafico 8 Comparación de Presión en función de Gas acumulado Producido

6.2.3 Procedimiento para solucionar el problema de Aplicación Particular de la Probabilidad

Paso 1

Se asigna la variable X al número de pozos del grupo #1, necesarios para producir el yacimiento, de igual manera se asigna la variable Y al número de pozos del grupo #2 necesarios para producir el yacimiento.

Paso 2

Se realiza el planteamiento matemático de las ecuaciones que modela la función a optimizar (maximizar la producción), así como también las ecuaciones

matemáticas que establecen las condiciones operativas (restricciones operacionales) necesarias para garantizar la producción máxima

$$Z(x, y) = 100x + 150y \quad [\text{BNP/D}] \quad \text{..... (16) .}$$

Donde:

$Z(x, y)$: Producción del yacimiento en función de la cantidad de pozos
[BNP/D]

x : Número de pozos activos del grupo#1

y : Número de pozos activos del grupo#2

Para las ecuaciones que rigen la restricción en las operaciones se tiene:

- En cuanto al Gas disponible en el yacimiento:

$$90000x + 169950y \leq 1530000 \quad [\text{PCN/D}] \quad \text{..... (17) .}$$

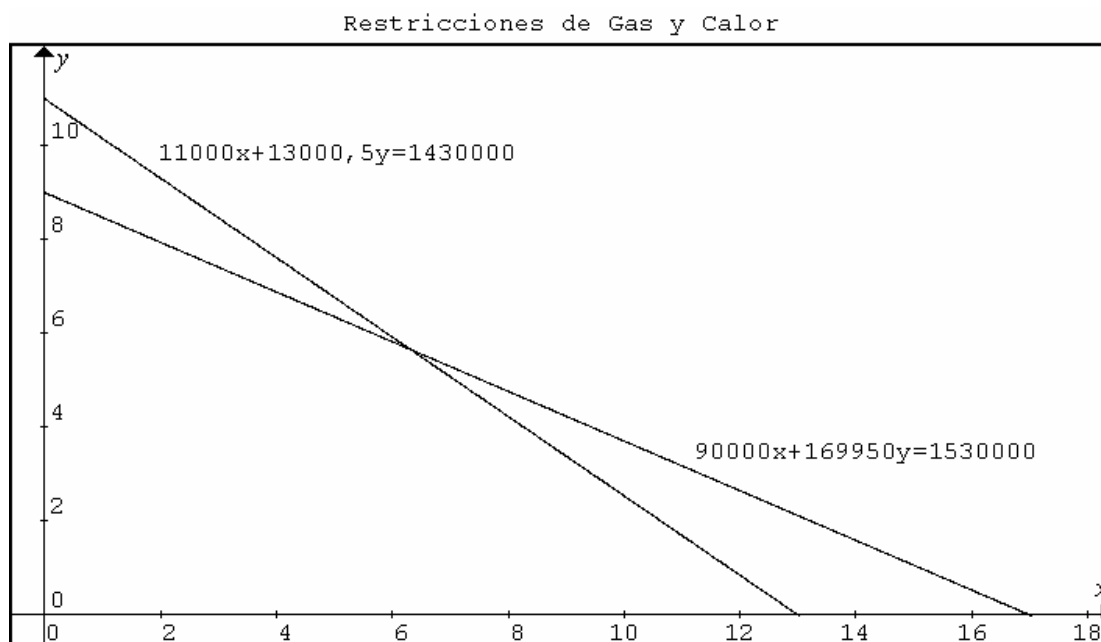
- En cuanto al Calor disponible en el yacimiento:

$$11000x + 13000,5y \leq 1430000 \quad [\text{BTU/PCN/BN}] \quad \text{..... (18) .}$$

PASO 3

Usando el método de Programación Lineal como aplicación particular de la probabilidad a la producción de crudo conocido como: PERT (Program Evaluation and Review Technology) se analiza las posibilidades de maximizar o minimizar una

función sujeta a restricciones de carácter lineal. Se calculó entonces los extremos relativos de la función, para estudiar allí la variabilidad de la función Producción (al variar el número de pozos por grupo). Véase Grafico 9



Para encontrar el número de pozos máximos para cada restricción Gas y Calor se sustituye el número máximo de pozos de cada grupo en la Ecuación (17) y Ecuación (18) respectivamente. Véase Tabla 9 y Grafico 10

Tabla 9 Número de pozos empleando el número máximo por grupo.

	Fijando Máx G#2		Fijando Máx G#1	
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 1	Grupo 2
Función Gas	1	8	11	3
Función Calor	3	8	11	1

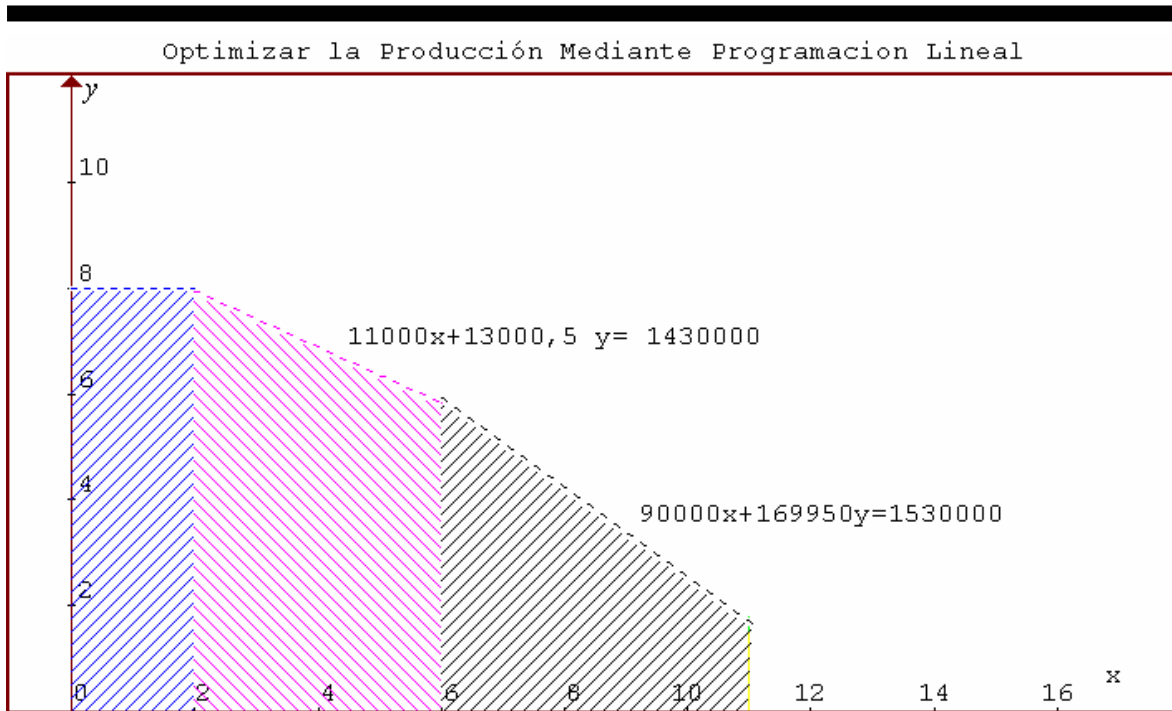


Grafico 10 Optimizar la Producción mediante Programación Lineal.

Observando el Grafico 10 se concluye que los puntos críticos que optimizan la función producción se ubican en los extremos del polígono, en este caso: (0,8); (0,0); (1,8); (5,6); (11,1); (11,0). la coordenada "x" del punto representa el número de pozos activos pertenecientes al grupo #1 y la coordenada "y" del punto representa el número de pozos activos pertenecientes al grupo #2.

Sustituyendo los valores para cada combinación y sustituyendo cada una en la ecuación (16) se obtiene:

Tabla 10 Número de pozos que maximizan la producción del yacimiento
sujeto a condiciones operativas.

Pozos activos Grupo1	Pozos activos Grupo 2	PRODUCCIÓN(PCN/D)
1	8	1300
11	1	1250
11	0	1100
0	8	1200
5	6	1400

En base a la tabla anterior se concluye que debe abrirse a producción un total de 5 pozos del grupo#1 y un total de 6 pozos del grupo#2 para optimizar (maximizar) la producción del yacimiento. Este es un método rápido que me permite optimizar los recursos disponibles para maximizar la producción de un yacimiento, puesto que matemáticamente y basado en la programación lineal, los máximos de una función con extremos condicionados ocurren en los vértices del polígono.

7. RESULTADOS

7.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN^[5]

El valor del POES para el yacimiento propuesto, aplicando curvas de declinación es: $N = 305,17 \text{MMBN}$.

La producción acumulada de petróleo es de $11,97 \text{MMBNP}$ para cuando la presión ha declinado por agotamiento natural a 2600lpc .

7.2 Métodos Probabilísticos para la Explotación de Petróleo

Tabla 11 Resultados obtenidos por el Método de Pirson

P(lpca)	Np (BN)	Gp (PCN)
2500	0,007508	4,880504
2300	0,024867	10,727354
2100	0,054901	17,599850
1900	0,103665	26,966943
1700	0,162249	51,867620
1500	0,225530	86,090941
1300	0,288090	130,027916

Tabla 12 Resultados arrojados por el Método de Tarner

P(lpca)	Np (BN)	Gp (PCN)
2500	0,0076	4,8125
2300	0,0174	10,8622
2100	0,0295	18,1309
1900	0,0476	28,4191
1700	0,0705	44,9164
1500	0,0951	72,4776
1300	0,1182	112,2475

7.3 Aplicación Particular de la Probabilidad

Tabla 13 Número de pozos que maximizan la producción del yacimiento
sujeto a condiciones operativas.

Pozos activos Grupo1	Pozos activos Grupo 2	PRODUCCIÓN(PCN/D)
1	8	1300
11	1	1250
11	0	1100
0	8	1200
5	6	1400

Como se muestra en la tabla anterior, se debe abrir a producción un total de **5 pozos del grupo #1 y 6 pozos del grupo #2** para maximizar la producción sujeta a las condiciones operativas del yacimiento.

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

8.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN^[5]

Matemáticamente se pueden excluir, mediante la estadística básica algunos valores de la data de un problema, al tener en cuenta el comportamiento teórico que debe seguir una determinada acumulación es posible descartar algunos valores que pueden atribuirse a problemas operativos, y por ende, arrojan resultados imprecisos al momento de ajustar esa data mediante una curva de declinación.

Los valores objetables, que se descartan estadísticamente pueden atribuirse a nivel técnico a las siguientes situaciones:

- El yacimiento está en sus primeros años de producción y el disturbio de presión no ha llegado a los límites del yacimiento (petróleo activo).
- La energía del acuífero fue subestimada.
- Fallas en el equipo técnico encargado de la medición de los datos, u errores en el procesamiento de la data.

Las curvas de declinación sirven para dilucidar en el caso de una data con una tendencia con dispersión no acorde a su comportamiento teórico, si los datos fueron mezclados de dos o más yacimientos, o con el avance de la producción los yacimientos se comunican, pues la falla que los separaba dejó de ser sellante.

Al analizar la curva de declinación por ej: P vs. t y verificar que tienen igual comportamiento, se puede atribuir que se trata de un mismo yacimiento, y en caso contrario, se deberían de tratar como yacimientos diferentes.

8.2 Métodos Probabilísticos para la Explotación de Petróleo

El método de Tarner arroja valores mayores de Producción de Petróleo Acumulado en comparación con el método de Pirson a medida que avanza el agotamiento (disminución de presión) en cambio Tarner arroja valores menores de Producción de Gas acumulado en comparación con el método de Pirson, esta situación se induce al asumir el valor de R_p (M.Tarner), donde R_p es la relación del Gas acumulado Producido. La R_p es una valor que se mide en campo, y se valida de esta forma el N_p y G_p .

Ambos métodos marcan su diferencia a medida que avanza la producción, esto es debido al Gas en solución y al gas libre que el método no contabiliza, de allí el ajuste de ambas curvas, adicionalmente para presiones menores a 1700lpc el la saturación de gas alcanza la saturación de gas crítica adquiriendo movilidad el gas, reflejando el aumento en la producción de gas.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1 CONCLUSIONES

Todo lo anterior permite concluir que empleando la simulación numérica y el análisis de las curvas de declinación de la historia de producción:

- Estimar el volumen de las reservas de petróleo y gas.
- Estimar el tiempo de vida productiva del yacimiento y/o pozo.
- Pronosticar la producción de fluidos.
- Permite equipararnos con la creciente dinámica globalización de los mercados mundiales, colocando a la industria petrolera en un nivel eficiente a objeto de competir al más alto nivel de productividad y calidad en sus métodos.
- Detectar cualquier anomalía que pudo generarse en la historia de producción de los yacimientos.

El método determinístico emplea valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de ingeniería y económico. Los resultados obtenidos de la aplicación de los métodos van a depender de la cantidad y calidad de la información disponible.

El Análisis Mecánico se realiza tomando en consideración los fenómenos físicos que relaciona el proceso de declinación de una curva que se traduce en producción.

El análisis estadístico se realizó con la data obtenida de campo, sin verificar el mecanismo que generó dicha data.

La búsqueda de yacimientos es indispensable para garantizar a la industria suficientes reservas que justifiquen la magnitud de las inversiones que son requeridas para el negocio petrolero.

9.2 RECOMENDACIONES

Analizar con mayor profundidad las causas que originan el desajuste de una dispersión, porque se desconocen las causas mecánicas de la desviación de los datos.

Evaluar la factibilidad de emplear el Análisis Mecánico para otras áreas distintas al pronóstico de la producción petrolera, para ello se deja como propuesta en los anexos del presente trabajo un modelo de encuesta que permitirá a la Escuela prepararse en función a los avances del campo estudiado.

Estudiar la posibilidad de incorporar en los programas de estudios de Ingeniería de Petróleo conocimientos relacionados con el proceso productivo y de gestión, orientado a la reducción de costos de producción y hacia la optimización de los procesos.

10. BIBLIOGRAFÍA

1. Balestrini, M. (1998) Como se Elabora el Proyecto de Investigación. Caracas: BL Consultores Asociados.
2. Barberi, Efrain (2001) Yacimientos de Hidrocarburos PDVSA. Caracas: Editorial Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
3. Craft, B. y M. F. Hawkins. (1977). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid: Editorial Tecnos.
4. Daniel W. (2002) Bioestadística. Editorial Limusa Wiley. Cuarta Edición. México.
5. Essenfeld, M. y Benzaquen, I. (1995). Sistemas de Pozos y Yacimientos. Caracas: Publicaciones UCV.
6. Exposito J. y Novoa J. (2001) Mejoramiento del Proceso de Construcción de Pozos Mediante el Método de Controles Estadísticos de Proceso. Tesis de Grado Publicada en la Universidad Central de Venezuela Caracas.
7. Feund, J. y Simón, G (1992) Estadística Elemental. México: Editorial Prentice Hall.
8. Fleming, W. y Varberg, D (1991) Álgebra y Trigonometría con Geometría Analítica. México: Editorial Prentice Hall Hispanoamericana, S.A.
9. La Industria Venezolana de los Hidrocarburos (1989) Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleo de Venezuela y sus Filiales. Caracas: Ediciones Cepet.

-
10. Martínez, J. y Vinagre F. La Entropía De Kolmogorov; Su Sentido Físico Y Su Aplicación Al Estudio De Lechos Fluidizados 2D. (1999) Departamento de Química Analítica e Ingeniería Química. Universidad de Alcalá. España.
 11. Mata, Hector (1999) El Petróleo. Caracas: Editorial Latinoamericana C.A.
 12. Méndez A. Carlos E. (1988) Metodología Guía para Elaborar Diseños de investigación en Ciencias. Colombia: Editorial McGraw-Hill Interamericana S.A.
 13. Sabino, Carlos (1992) El Proceso de Investigación. Caracas: Editorial Panapo.
 14. Tamayo y Tamayo, Mario (1999). El Proceso de la Investigación Científica, México: Editorial Limusa, S.A., 3ra. Edición.
 15. Universidad Nacional Abierta. (1989) Técnicas de Documentación e Información II. Caracas: Publicaciones UNA.
 16. Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2002). Manual de Trabajo de grado de Maestría y Tesis Doctoral de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador Caracas: Publicaciones UPEL.

11. ANEXOS

11.1 APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN^[5]

Calculo de N para cada valor de Np de acuerdo a la caída de presión.

$P = 3764 \text{ lpc}$ entonces:

$$\Delta P = 4100 - 3764 = 336 \text{ lpc}$$

$$N = \frac{(2,598 \times 10^6)(1,3665) + (0,325 \times 10^6)(1)}{(1,3608)(336)(1,7675 \times 10^{-5})} = 480,72 \times 10^6 \text{ BN}$$

$P = 3537 \text{ lpc}$ entonces:

$$\Delta P = 4100 - 3537 = 563 \text{ lpc}$$

$$N = \frac{(3,052 \times 10^6)(1,3704) + (0,652 \times 10^6)(1)}{(1,3608)(563)(1,7675 \times 10^{-5})} = 358,44 \times 10^6 \text{ BN}$$

$P = 3254 \text{ lpc}$ entonces:

$$\Delta P = 4100 - 3254 = 846 \text{ lpc}$$

$$N = \frac{(5,388 \times 10^6)(1,3752) + (0,857 \times 10^6)(1)}{(1,3608)(846)(1,7675 \times 10^{-5})} = 407,50 \times 10^6 \text{ BN}$$

$P = 2788 \text{ lpc}$ entonces:

$$\Delta P = 4100 - 2788 = 1312 \text{ lpc}$$

$$N = \frac{(7,950 \times 10^6)(1,3831) + (1,056 \times 10^6)(1)}{(1,3608)(1312)(1,7675 \times 10^{-5})} = 382,87 \times 10^6 \text{ BN}$$

$P = 2606 \text{ lpc}$ entonces:

$$\Delta P = 4100 - 2606 = 1494 \text{ lpc}$$

$$N = \frac{(13,108 \times 10^6)(1,3862) + (1,365 \times 10^6)(1)}{(1,3608)(1494)(1,7675 \times 10^{-5})} = 544,75 \times 10^6 \text{ BN}$$

Calculo del error tipico para la dispersión N Vs. Np:

$$S_{yx} = \sqrt{\frac{\sum N^2 - 368,51 \sum N - 10,336 \sum Np.N}{n}}$$

N	Np	N^2	$N.Np$
480,72	2,60	231091,72	1248,91
358,44	3,05	128479,23	1093,96
407,50	5,39	166056,25	2195,61
382,87	7,95	146589,44	3043,82
544,75	13,11	296752,56	7140,58

$$\sum N^2 = 968969,20$$

$$\sum N = 2174,28$$

$$\sum N.Np = 14722,88$$

$$n = 5$$

$$S_{yx} = \sqrt{\frac{15549,60}{5}} = 55,77$$

11.2 CALCULO DE MODELOS PROBABILISTICOS

Cálculo de ΔNp por el método de Pirson para $P = 2500lpc$

Paso	ΔNp (asumido)	Condición	N [BN]
1	0,900000	NO ACEPTABLE	119,25
2	0,450000	NO ACEPTABLE	59,62
3	0,225000	NO ACEPTABLE	29,81
4	0,112500	NO ACEPTABLE	14,91
5	0,056250	NO ACEPTABLE	7,45
6	0,028125	NO ACEPTABLE	3,73
7	0,014063	NO ACEPTABLE	1,86
8	0,007031	NO ACEPTABLE	0,93
9	0,010547	NO ACEPTABLE	1,40
10	0,005273	NO ACEPTABLE	0,70
11	0,007910	NO ACEPTABLE	1,05
12	0,003955	NO ACEPTABLE	0,52
13	0,005933	NO ACEPTABLE	0,79
14	0,008899	NO ACEPTABLE	1,18
15	0,004449	NO ACEPTABLE	0,59
16	0,006674	NO ACEPTABLE	0,88
17	0,010011	NO ACEPTABLE	1,33
18	0,005006	NO ACEPTABLE	0,66
19	0,007508	ACEPTABLE	0,99

Cálculo de ΔN_p por el método de Pirson para $P = 2300lpc$

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
1	0,900000	NO ACEPTABLE	51,35
2	0,450000	NO ACEPTABLE	25,68
3	0,225000	NO ACEPTABLE	12,84
4	0,112500	NO ACEPTABLE	6,42
5	0,056250	NO ACEPTABLE	3,21
6	0,028125	NO ACEPTABLE	1,60
7	0,014063	NO ACEPTABLE	0,80
8	0,021094	NO ACEPTABLE	1,20
9	0,010547	NO ACEPTABLE	0,60
10	0,015820	NO ACEPTABLE	0,90
11	0,023730	NO ACEPTABLE	1,35
12	0,011865	NO ACEPTABLE	0,68
13	0,017798	NO ACEPTABLE	1,02
14	0,008899	NO ACEPTABLE	0,51
15	0,013348	NO ACEPTABLE	0,76
16	0,020023	NO ACEPTABLE	1,14
17	0,010011	NO ACEPTABLE	0,57
18	0,015017	NO ACEPTABLE	0,86
19	0,022525	NO ACEPTABLE	1,29
20	0,011263	NO ACEPTABLE	0,64
21	0,016894	NO ACEPTABLE	0,96
22	0,025341	NO ACEPTABLE	1,45
23	0,012671	NO ACEPTABLE	0,72
24	0,019006	NO ACEPTABLE	1,08

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
25	0,009503	NO ACEPTABLE	0,54
26	0,014254	NO ACEPTABLE	0,81
27	0,021382	NO ACEPTABLE	1,22
28	0,010691	NO ACEPTABLE	0,61
29	0,016036	NO ACEPTABLE	0,92
30	0,024054	NO ACEPTABLE	1,37
31	0,012027	NO ACEPTABLE	0,69
32	0,018041	NO ACEPTABLE	1,03
33	0,009020	NO ACEPTABLE	0,51
34	0,013531	NO ACEPTABLE	0,77
35	0,020296	NO ACEPTABLE	1,16
36	0,010148	NO ACEPTABLE	0,58
37	0,015222	NO ACEPTABLE	0,87
38	0,022833	NO ACEPTABLE	1,30
39	0,011416	NO ACEPTABLE	0,65
40	0,017125	NO ACEPTABLE	0,98
41	0,025687	NO ACEPTABLE	1,47
42	0,012843	NO ACEPTABLE	0,73
43	0,019265	NO ACEPTABLE	1,10
44	0,009633	NO ACEPTABLE	0,55
45	0,014449	NO ACEPTABLE	0,82
46	0,021673	NO ACEPTABLE	1,24
47	0,010837	NO ACEPTABLE	0,62
48	0,016255	NO ACEPTABLE	0,93

Continuación...

Paso	ΔNp (asumido)	Condición	N [BN]
49	0,024382	NO ACEPTABLE	1,39
50	0,012191	NO ACEPTABLE	0,70
51	0,018287	NO ACEPTABLE	1,04
52	0,009143	NO ACEPTABLE	0,52
53	0,013715	NO ACEPTABLE	0,78
54	0,020573	NO ACEPTABLE	1,17
55	0,010286	NO ACEPTABLE	0,59
56	0,015429	NO ACEPTABLE	0,88
57	0,023144	NO ACEPTABLE	1,32
58	0,011572	NO ACEPTABLE	0,66
59	0,017358	ACEPTABLE	0,99

Cálculo de ΔNp por el método de Pirson para $P = 2100/pc$

Paso	ΔNp (asumido)	Condición	N [BN]
1	0,900000	NO ACEPTABLE	29,87
2	0,450000	NO ACEPTABLE	14,94
3	0,225000	NO ACEPTABLE	7,47
4	0,112500	NO ACEPTABLE	3,73
5	0,056250	NO ACEPTABLE	1,87
6	0,028125	NO ACEPTABLE	0,93
7	0,042188	NO ACEPTABLE	1,40
8	0,021094	NO ACEPTABLE	0,70
9	0,031641	NO ACEPTABLE	1,05
10	0,015820	NO ACEPTABLE	0,53

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
11	0,023730	NO ACEPTABLE	0,79
12	0,035596	NO ACEPTABLE	1,18
13	0,017798	NO ACEPTABLE	0,59
14	0,026697	NO ACEPTABLE	0,89
15	0,040045	NO ACEPTABLE	1,33
16	0,020023	NO ACEPTABLE	0,66
17	0,030034	ACEPTABLE	1,00

Cálculo de ΔN_p por el método de Pirson para $P = 1900/pc$

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
1	0,900000	NO ACEPTABLE	18,27
2	0,450000	NO ACEPTABLE	9,14
3	0,225000	NO ACEPTABLE	4,57
4	0,112500	NO ACEPTABLE	2,28
5	0,056250	NO ACEPTABLE	1,14
6	0,028125	NO ACEPTABLE	0,57
7	0,042188	NO ACEPTABLE	0,86
8	0,063281	NO ACEPTABLE	1,28
9	0,031641	NO ACEPTABLE	0,64
10	0,047461	NO ACEPTABLE	0,96
11	0,071191	NO ACEPTABLE	1,45
12	0,035596	NO ACEPTABLE	0,72
13	0,053394	NO ACEPTABLE	1,08
14	0,026697	NO ACEPTABLE	0,54

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
15	0,040045	NO ACEPTABLE	0,81
16	0,060068	NO ACEPTABLE	1,22
17	0,030034	NO ACEPTABLE	0,61
18	0,045051	NO ACEPTABLE	0,91
19	0,067576	NO ACEPTABLE	1,37
20	0,033788	NO ACEPTABLE	0,69
21	0,050682	NO ACEPTABLE	1,03
22	0,025341	NO ACEPTABLE	0,51
23	0,038012	NO ACEPTABLE	0,77
24	0,057017	NO ACEPTABLE	1,16
25	0,028509	NO ACEPTABLE	0,58
26	0,042763	NO ACEPTABLE	0,87
27	0,064145	NO ACEPTABLE	1,30
28	0,032072	NO ACEPTABLE	0,65
29	0,048108	NO ACEPTABLE	0,98
30	0,072163	NO ACEPTABLE	1,47
31	0,036081	NO ACEPTABLE	0,73
32	0,054122	NO ACEPTABLE	1,10
33	0,027061	NO ACEPTABLE	0,55
34	0,040592	NO ACEPTABLE	0,82
35	0,060887	NO ACEPTABLE	1,24
36	0,030444	NO ACEPTABLE	0,62
37	0,045665	NO ACEPTABLE	0,93
38	0,068498	NO ACEPTABLE	1,39

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
39	0,034249	NO ACEPTABLE	0,70
40	0,051374	NO ACEPTABLE	1,04
41	0,025687	NO ACEPTABLE	0,52
42	0,038530	NO ACEPTABLE	0,78
43	0,057795	NO ACEPTABLE	1,17
44	0,028898	NO ACEPTABLE	0,59
45	0,043347	NO ACEPTABLE	0,88
46	0,065020	NO ACEPTABLE	1,32
47	0,032510	NO ACEPTABLE	0,66
48	0,048765	ACEPTABLE	0,99

Cálculo de ΔN_p por el método de Pirson para $P = 1700l_{pc}$

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
1	0,900000	NO ACEPTABLE	15,33
2	0,450000	NO ACEPTABLE	7,67
3	0,225000	NO ACEPTABLE	3,83
4	0,112500	NO ACEPTABLE	1,92
5	0,056250	NO ACEPTABLE	0,96
6	0,084375	NO ACEPTABLE	1,44
7	0,042188	NO ACEPTABLE	0,72
8	0,063281	NO ACEPTABLE	1,08
9	0,031641	NO ACEPTABLE	0,54
10	0,047461	NO ACEPTABLE	0,81
11	0,071191	NO ACEPTABLE	1,21

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
12	0,035596	NO ACEPTABLE	0,61
13	0,053394	NO ACEPTABLE	0,91
14	0,080090	NO ACEPTABLE	1,36
15	0,040045	NO ACEPTABLE	0,68
16	0,060068	NO ACEPTABLE	1,02
17	0,030034	NO ACEPTABLE	0,51
18	0,045051	NO ACEPTABLE	0,77
19	0,067576	NO ACEPTABLE	1,15
20	0,033788	NO ACEPTABLE	0,58
21	0,050682	NO ACEPTABLE	0,86
22	0,076023	NO ACEPTABLE	1,30
23	0,038012	NO ACEPTABLE	0,65
24	0,057017	NO ACEPTABLE	0,97
25	0,085526	NO ACEPTABLE	1,46
26	0,042763	NO ACEPTABLE	0,73
27	0,064145	NO ACEPTABLE	1,09
28	0,032072	NO ACEPTABLE	0,55
29	0,048108	NO ACEPTABLE	0,82
30	0,072163	NO ACEPTABLE	1,23
31	0,036081	NO ACEPTABLE	0,61
32	0,054122	NO ACEPTABLE	0,92
33	0,081183	NO ACEPTABLE	1,38
34	0,040592	NO ACEPTABLE	0,69
35	0,060887	NO ACEPTABLE	1,04

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
36	0,030444	NO ACEPTABLE	0,52
37	0,045665	NO ACEPTABLE	0,78
38	0,068498	NO ACEPTABLE	1,17
39	0,034249	NO ACEPTABLE	0,58
40	0,051374	NO ACEPTABLE	0,88
41	0,077060	NO ACEPTABLE	1,31
42	0,038530	NO ACEPTABLE	0,66
43	0,057795	NO ACEPTABLE	0,98
44	0,086693	NO ACEPTABLE	1,48
45	0,043347	NO ACEPTABLE	0,74
46	0,065020	NO ACEPTABLE	1,11
47	0,032510	NO ACEPTABLE	0,55
48	0,048765	NO ACEPTABLE	0,83
49	0,073147	NO ACEPTABLE	1,25
50	0,036574	NO ACEPTABLE	0,62
51	0,054860	NO ACEPTABLE	0,93
52	0,082291	NO ACEPTABLE	1,40
53	0,041145	NO ACEPTABLE	0,70
54	0,061718	NO ACEPTABLE	1,05
55	0,030859	NO ACEPTABLE	0,53
56	0,046288	NO ACEPTABLE	0,79
57	0,069433	NO ACEPTABLE	1,18
58	0,034716	NO ACEPTABLE	0,59
59	0,052075	NO ACEPTABLE	0,89

Continuación...

Paso	ΔNp (asumido)	Condición	N [BN]
60	0,078112	NO ACEPTABLE	1,33
61	0,039056	NO ACEPTABLE	0,67
62	0,058584	ACEPTABLE	1,00

Cálculo de ΔNp por el método de Pirson para $P = 1500lpc$

Paso	ΔNp (asumido)	Condición	N [BN]
1	0,900000	NO ACEPTABLE	14,13
2	0,450000	NO ACEPTABLE	7,07
3	0,225000	NO ACEPTABLE	3,53
4	0,112500	NO ACEPTABLE	1,77
5	0,056250	NO ACEPTABLE	0,88
6	0,084375	NO ACEPTABLE	1,32
7	0,042188	NO ACEPTABLE	0,66
8	0,063281	ACEPTABLE	0,99

Cálculo de ΔNp por el método de Pirson para $P = 1300lpc$

Paso	ΔNp (asumido)	Condición	N [BN]
1	0,900000	NO ACEPTABLE	14,42
2	0,450000	NO ACEPTABLE	7,21
3	0,225000	NO ACEPTABLE	3,61
4	0,112500	NO ACEPTABLE	1,80
5	0,056250	NO ACEPTABLE	0,90
6	0,084375	NO ACEPTABLE	1,35
7	0,042188	NO ACEPTABLE	0,68

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
8	0,063281	NO ACEPTABLE	1,01
9	0,031641	NO ACEPTABLE	0,51
10	0,047461	NO ACEPTABLE	0,76
11	0,071191	NO ACEPTABLE	1,14
12	0,035596	NO ACEPTABLE	0,57
13	0,053394	NO ACEPTABLE	0,86
14	0,080090	NO ACEPTABLE	1,28
15	0,040045	NO ACEPTABLE	0,64
16	0,060068	NO ACEPTABLE	0,96
17	0,090102	NO ACEPTABLE	1,44
18	0,045051	NO ACEPTABLE	0,72
19	0,067576	NO ACEPTABLE	1,08
20	0,033788	NO ACEPTABLE	0,54
21	0,050682	NO ACEPTABLE	0,81
22	0,076023	NO ACEPTABLE	1,22
23	0,038012	NO ACEPTABLE	0,61
24	0,057017	NO ACEPTABLE	0,91
25	0,085526	NO ACEPTABLE	1,37
26	0,042763	NO ACEPTABLE	0,69
27	0,064145	NO ACEPTABLE	1,03
28	0,032072	NO ACEPTABLE	0,51
29	0,048108	NO ACEPTABLE	0,77
30	0,072163	NO ACEPTABLE	1,16
31	0,036081	NO ACEPTABLE	0,58

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
32	0,054122	NO ACEPTABLE	0,87
33	0,081183	NO ACEPTABLE	1,30
34	0,040592	NO ACEPTABLE	0,65
35	0,060887	NO ACEPTABLE	0,98
36	0,091331	NO ACEPTABLE	1,46
37	0,045665	NO ACEPTABLE	0,73
38	0,068498	NO ACEPTABLE	1,10
39	0,034249	NO ACEPTABLE	0,55
40	0,051374	NO ACEPTABLE	0,82
41	0,077060	NO ACEPTABLE	1,23
42	0,038530	NO ACEPTABLE	0,62
43	0,057795	NO ACEPTABLE	0,93
44	0,086693	NO ACEPTABLE	1,39
45	0,043347	NO ACEPTABLE	0,69
46	0,065020	NO ACEPTABLE	1,04
47	0,032510	NO ACEPTABLE	0,52
48	0,048765	NO ACEPTABLE	0,78
49	0,073147	NO ACEPTABLE	1,17
50	0,036574	NO ACEPTABLE	0,59
51	0,054860	NO ACEPTABLE	0,88
52	0,082291	NO ACEPTABLE	1,32
53	0,041145	NO ACEPTABLE	0,66
54	0,061718	NO ACEPTABLE	0,99
55	0,092577	NO ACEPTABLE	1,48

Continuación...

Paso	ΔN_p (asumido)	Condición	N [BN]
56	0,046288	NO ACEPTABLE	0,74
57	0,069433	NO ACEPTABLE	1,11
58	0,034716	NO ACEPTABLE	0,56
59	0,052075	NO ACEPTABLE	0,83
60	0,078112	NO ACEPTABLE	1,25
61	0,039056	NO ACEPTABLE	0,63
62	0,058584	NO ACEPTABLE	0,94
63	0,087876	NO ACEPTABLE	1,41
64	0,043938	NO ACEPTABLE	0,70
65	0,065907	NO ACEPTABLE	1,06
66	0,032953	NO ACEPTABLE	0,53
67	0,049430	NO ACEPTABLE	0,79
68	0,074145	NO ACEPTABLE	1,19
69	0,037073	NO ACEPTABLE	0,59
70	0,055609	NO ACEPTABLE	0,89
71	0,083413	NO ACEPTABLE	1,34
72	0,041707	NO ACEPTABLE	0,67
73	0,062560	ACEPTABLE	1,00

Cálculo de R_p por el método de Tarner para $P= 2500$ lpc

R_p (asumido)	R_p (prom)	Condición
570	610	NO ACEPTABLE
610	630	ACEPTABLE

Cálculo de R_p por el método de Tarner para $P= 2300$ lpc

Rp (asumido)	Rp (prom)	Condición
618,00	614	ACEPTABLE

Cálculo de R_p por el método de Tarner para $P= 2100$ lpc

Rp (asumido)	Rp (prom)	Condición
586,00	602	ACEPTABLE

Cálculo de R_p por el método de Tarner para $P= 1900$ lpc

Rp (asumido)	Rp (prom)	Condición
553,00	569,5	ACEPTABLE

Cálculo de R_p por el método de Tarner para $P= 1700$ lpc

Rp (asumido)	Rp (prom)	Condición
885,36	719,1	ACEPTABLE

Cálculo de R_p por el método de Tarner para $P= 1500$ lpc

Rp (asumido)	Rp (prom)	Condición
1360,45	1122,90317	ACEPTABLE

Cálculo de R_p por el método de Tarner para $P= 1300$ lpc

Rp (asumido)	Rp (prom)	Condición
2078,45	1719,45031	ACEPTABLE

Resultado de aplicar los pasos 4,5 y 6.

P(lpca)	Rprom (PCN/BN)	Rk (PCN/BN)	ANp (BN)	AGp (PCN)
2500	630,00	610,00	0,007638953	4,8125
2300	614,00	618,00	0,009852999	6,0497

Continuación...

P(lpca)	Rprom (PCN/BN)	Rk (PCN/BN)	ANp (BN)	AGp (PCN)
2100	602,00	586,00	0,012074173	7,2687
1900	569,50	553,00	0,018065394	10,288
1700	719,18	885,36	0,022939066	16,497
1500	1122,90	1360,45	0,024544608	27,561
1300	1719,45	2078,45	0,023129362	39,77

11.3 GLOSARIO

El presente glosario y definiciones tiene por objeto familiarizar al lector sobre los términos empleados en el presente trabajo.

BALANCE DE MATERIALES: Balance de materia, es un balance de volumen, el volumen ocupado por la sustancia que ha sido extraída es sustituido el espacio poroso por la expansión de la sustancia que quedó.

COMPRESIBILIDAD EFECTIVA: Conocida también como compresibilidad de los poros, es el cambio de volumen poroso de la roca por unidad de volumen poroso por libra por pulgada cuadrada de diferencial de presión.

DIFERENCIAL DE PRESIÓN: Diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción.

EMPUJE POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL: Energía que contribuye a la producción de petróleo debido a la expansión de la capa de gas, que bien puede existir originalmente o formarse después de comenzar a producir el yacimiento.

FACTOR VOLUMÉTRICO: Relación existente entre un fluido (petróleo, gas, agua) a condiciones del yacimiento y a condiciones superficiales; representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad

volumétrica de petróleo a condiciones normales. Se identifica por el símbolo B_o y se expresa generalmente en barriles en el yacimiento (BY) por barril a condiciones normales (BN).

PRESIÓN DE BURBUJEO: Es la presión en la cual están equilibrio las fases de petróleo y gas.

PROGRAMACIÓN LINEAL: Problema que requiera encontrar máximo (o mínimo) de una función lineal sujeto a restricciones con inecuaciones lineales.

RAZÓN GAS PETRÓLEO ACUMULADO (R_p): Es el resultado de dividir el la cantidad de gas producido acumulado por la cantidad de petróleo producido acumulado en un mismo período de tiempo.

SATURACIÓN: Es la fracción del espacio poroso ocupado en el yacimiento por el petróleo (S_o), gas (S_g) o agua (S_w).

YACIMIENTO VOLUMÉTRICO: Es el yacimiento de petróleo cuyo volumen permanece constante.

11.4 MODELO DE CUESTIONARIO

Caracas, Abril de 2004

Estimado Colega:

Hemos iniciado una línea de investigación en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela en las áreas de "Evaluación Económica de Propuestas de Inversión" y de "Aplicaciones de la Estadística y Probabilidad en E&P" ; necesitamos de su valiosa colaboración al responder unas pocas preguntas que requerimos para establecer el "estado del arte" de estas disciplinas en Venezuela. Más adelante nos comunicaremos con usted con más calma y más detalles para explicarle nuestros proyectos e invitarle a participar en ellos, y para crear una comunidad con estos intereses académicos. Las respuestas que yo reciba directamente de usted las mantendré en estricta confidencia y sólo se utilizarán en análisis estadísticos.

Atentamente,

Armando Azpúrua

Profesor Asociado

aazpurua@usa.net

Le agradecemos responda a las preguntas que usted considere pertinentes de manera espontánea e informal y con la mayor brevedad posible. Gracias.

CUESTIONARIO

Nombre de la Empresa: _____

Profesión: _____

División en que labora: _____

Cargo que ocupa: _____

Antigüedad: _____

Contacto: correo electrónico: _____ Telf/fax: _____

1. ¿Tomó cursos de estadística y/o probabilidad durante su formación profesional (pre-grado)?

Si

No

2. ¿Ha realizado cursos de estadística y/o probabilidad durante el desarrollo de su carrera profesional?

Si

No

(si la respuesta anterior es afirmativa)

Indique el tipo de adiestramiento recibido:

Estudios de Post-grado (iniciativa propia)

Estudios de Post-grado (iniciativa de la empresa)

Curso de Adiestramiento para capacitación al cargo a desempeñar
(paquetes estadísticos, cálculo de probabilidades, etc).

3. ¿Conoce algún paquete de análisis estadístico y cálculo de probabilidad para la E&P de petróleo y gas natural en Venezuela?

Si

No

4. ¿Su empresa utiliza paquetes comerciales para el análisis estadístico y cálculo de probabilidades?

Si

No

5. ¿Qué herramientas de análisis estadístico y cálculo de probabilidades utilizan en su empresa y con qué fines?. Indique si estas herramientas fueron desarrolladas por la empresa o paquetes comerciales. Si su empresa utiliza paquetes comerciales, por favor facilítenos su nombre.

6. Considera que su empresa está:

a la par

por encima

por debajo

del actual "estado del arte" en materia de aplicaciones de la estadística y la probabilidad en E&P. Indique sus razones.

7. Si usted conoce otra herramienta de análisis estadístico y cálculo de probabilidades distinta al usada por su empresa, compare ambas herramientas. (Puede realizar una tabla de ventajas y desventajas).

8. ¿En qué zonas del país (si se puede especificar) considera es imprescindible la aplicación de los paquetes para la E&P de petróleo y Gas Natural?. Indique las razones.

9. ¿Qué parámetros (PVT, roca-yacimiento, producción, etc.) considera imprescindibles evaluar al momento de realizar un análisis estadístico y cálculo de probabilidad?. Explique brevemente

10. ¿Está usted satisfecho con los programas y demás herramientas a su disposición?.

11. ¿Qué opinión le merece la aplicación de la estadística y el cálculo de la probabilidad para la explotación de petróleo y gas natural en Venezuela?

12. ¿Qué le hace falta para desempeñar mejor sus obligaciones profesionales?. Recomendaciones y sugerencias.

13. ¿En su empresa se realiza una evaluación económica formal de toda propuesta de inversión?

14. ¿Qué metodología utiliza su empresa para hacer la evaluación de propuestas de inversión en desarrollo y explotación de yacimientos?

15. ¿Qué metodología utiliza su empresa para hacer la evaluación de propuestas de inversión en exploración?

16. ¿Qué indicadores económicos se calculan en su empresa al realizar una evaluación de una propuesta de inversión?

17. ¿Qué criterios utiliza su empresa para seleccionar entre alternativas de inversión mutuamente excluyentes?

18. ¿Qué criterios utiliza su empresa para jerarquizar y seleccionar proyectos para su inclusión en los presupuestos de inversión?

19. ¿Se realizan análisis de sensibilidad?. ¿A partir de qué montos de inversión?

20. ¿Se utilizan métodos probabilísticos? Indique cuáles métodos y para qué tipos y montos de inversión.

Muchas gracias por su tiempo y la colaboración prestada.

Sus respuestas agradezco las envíe a mi correo electrónico, con el título:
ENCUESTA.

aazpurua@usa.net

aazpurua@yahoo.com