

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y PETRÓLEO
CURSOS ESPECIALES DE GRADO**



**ESTUDIO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS UTILIZADOS PARA
DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE EN POZOS
PRODUCTORES DE GAS CON FLUJO MULTIFÁSICO**

REALIZADO POR:

**CEDEÑO FUENTES CIRILA MARIA
MARTÍNEZ FARFÁN CARMEN LEIDIFER
YAÑEZ LEÓN NELIANGEL ELEGNIS**

Monografía Presentada ante la Universidad de Oriente Como Requisito

Parcial para Optar al Título de:

**INGENIERO QUÍMICO
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Barcelona, Octubre 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y PETRÓLEO
CURSOS ESPECIALES DE GRADO**



**ESTUDIO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS UTILIZADOS PARA
DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE EN POZOS
PRODUCTORES DE GAS CON FLUJO MULTIFÁSICO**

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Jairo Uricare

Monografía Presentada ante la Universidad de Oriente Como Requisito

Parcial para Optar al Título de:

**INGENIERO QUÍMICO
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Barcelona, Octubre 2011

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



**ESTUDIO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS UTILIZADOS PARA
DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE EN POZOS
PRODUCTORES DE GAS CON FLUJO MULTIFÁSICO**

JURADO

Ing. Jairo Uricare
Jurado Principal

Barcelona, Octubre 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado

“Los trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, el cual lo notificará el Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso que me ha dado la vida y las herramientas para alcanzar mis metas. A ti mi Dios te dedico todos mis logros. "Tú eres mi Señor, no hay dicha para mí fuera de ti".

A mi mejor amiga y confidente Janitza Farfán, mi madre, mujer de constancia, perseverancia, fe, carácter, sabiduría, digna de seguir su ejemplo, quien me apoya y guía día a día con sus oraciones y consejos. TE AMO MAI, le doy gracias a Dios por haberme permitido nacer de tu vientre.

A mi padre Juan José Martínez B, quien me incentiva con su amor y sus palabras a seguir creciendo, papá te dedico este sueño alcanzado, sin ti no lo hubiese logrado, eres el mejor padre del mundo. TE ADORO!.

A mis hermanos Antonio Martínez Farfán y Juan José Martínez Farfán por su confianza y respeto, hermanos soy muy feliz de tenerlos, me encanta ser la consentida y celada por ustedes. Esta victoria también es de ustedes. Los quiero muchísimo.

A mis ángeles guardianes, que en paz descansen, Higol José Farfán, Eddy María Fajardo, María Otilia Farfán de Fajardo, José Israel Fajardo y Antonio Martínez, sé que mi Dios los tiene en su gloria. A ustedes también dedico esta victoria terrenal.

CARMEN LEIDIFER MARTÍNEZ FARFÁN

Al Padre Creador del Universo, por haberme dado fuerza en la vida para seguir luchando en este planeta bendecido por el mismo.

A mis padres, por su amor, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, por su valioso apoyo en todo momento desde el inicio de mis estudios. Ustedes dos son lo más maravilloso de mi vida.

A mis hermanos, en especial a la memoria de mi querido hermano **TOMAS**, se que desde donde estas, te debes sentir muy orgulloso de mi, “cuesta entender que a veces debes dejar marchar a las personas que amas, y comprender que es el tiempo que dios lo ha llamado para estar junto a él”, extraño darte un abrazo y decirte cuanto te amo, pero también sé que aunque no te pueda ver, siempre estarás a mi lado, cuidándome y guiando mis pasos.

A Jehlán Rojas por tu amor, tu comprensión y por ese optimismo que siempre me impulso a seguir adelante, Te amo con todo mi corazón.

CIRILA MARIA CEDEÑO FUENTES

Este trabajo está dedicado principalmente a DIOS que es el pilar que sustenta la vida, con ÉI TODO SIN ÉL NADA y a MI FAMILIA que ha sido el motor que ha impulsado la realización de mis logros.

NELIANGEL ELEGNIS YAÑEZ LEÓN

AGRADECIMIENTOS

Al Rey de reyes Señor de señores. “Yo te amo, Señor, mi fuerza, El Señor es mi roca y mi fortaleza; es mi libertador y es mi Dios, es la roca que me da seguridad; es mi escudo y me da la victoria” (Salmo 18-2,3). Gracias mi Dios por tan grande victoria que me has concedido. TE AMO.

A mis padres Janitza Farfán y Juan José Martínez B, porque me dieron la vida y a pesar de todos los problemas siempre estuvieron allí firmes a mi lado. Gracias a ustedes hoy culmino uno de mis más grandes sueños.

A mis hermanos, Juan José Martínez Farfán y Antonio Martínez Farfán, gracias hermanos por ser tan especiales conmigo, por estar siempre allí cuando los necesité, aun quiero tenerlos por muchos años más. Somos el trío perfecto de Dios. LOS ADORO.

A Francisco Antonio Dum, Dios me permitió conocerte para que llenaras mi vida de alegrías, rabias, pero sobre todo de mucho amor, gracias papi por toda tu ayuda y tus palabras de aliento cuando sentía que no podía más, siempre creíste en mí. Eres especial y por eso te amo.

A todos aquellos que por medio de una oración, palabras, consejos, pensamientos y obras ayudaron a que se realizara este gran sueño para mí, mil gracias.

CARMEN LEIDIFER MARTÍNEZ FARFÁN

Mi gratitud, es principalmente con el padre creador por haberme dado la existencia, la sabiduría y la fortaleza para alcanzar mis logros.

Mil gracias a mis padres **Carmen Fuentes y Edilio Cedeño** por hacer de mi lo que soy hoy, porque creyeron en mi, y poco a poco se han sacrificado para sacarme adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, ambos son la luz de mis caminos, los adoro, son el tesoro más grande que dios ha podido otorgarme. Los amo

A Jehlán Rojas por darme todo su amor y comprensión, eres maravilloso y especial para mí, no te imaginas cuanta felicidad y brillo das a mi vida, has sido la fuerza que me impulsa cuando decaigo, gracias por creer en mí.

A Mis hermanos (a) Mary, Cruz, Carolina, Desiree, Luis E., Pedro, Gonzalo, Rafaelito, Luis L., José Luis, Carlos, Edilio, Euclider, Jose Luis, Luis Edilio, Marvelys, Marvis, Eddy que siempre estuvieron junto a mí para apoyarme y tenderme una mano cuando más la necesite.

A mi tutor académico, Ingeniero Jairo Uricare, por la enseñanza de calidad plantada, paciencia, consideración, colaboración y guía permanente. Muchas gracias profesor.

CIRILA MARIA CEDEÑO FUENTES

Por sobre todas las cosas a Dios Padre, Dios Hijo y Dios Espíritu Santo por ser la luz que siempre brilla a lo largo del camino, Él ha sido mis huellas en la arena, el sanador de mis heridas en esta lucha, el que siempre acudió a mí en el momentos que lo necesite, el que puso a las personas indicadas en mi diario caminar y el que ha permitido que todos mis logros se vean materializados por su obra y gracia.

A mis Padres, Pablo Yañez y Nélide de Yañez, quienes han sido mi guía, siempre me han brindado su apoyo, su confianza y todas las herramientas necesarias para poder alcanzar mis Victorias. Ellos han sido un ejemplo a seguir para Mí en las buenas y en las malas. Los Amo con todo mi Corazón.

A mi Esposito mucho lindo, Nelson Orlando Noriega Simoza, a nuestros dos hijos Nelson Gerónimo y el que aun está dentro de mi barriguita, ellos me impulsan a siempre seguir adelante sin decaer, son mi compañía, mis más grandes sonrisas y lagrimas de inmensa felicidad, que le completaron a mi vida los tolores que le hacían falta. LOS AMO MUCHISIMISIMO EN LA MIDA DE LOS MUNDOS. CON MI TONO Y MI AMOR.

A mis hermanos, Pablo, Paola y Jesús, quienes han sido mis compañeros caseros durante todos los años de mi vida, han estado y sé que estarán siempre allí en los momentos de alegría y tristezas. Los quiero un montón.

A mi asesor, Ing. Jairo Uricare, por ser un excelente profesor y porque con su ayuda y colaboración sirvió de pilar fundamental para cumplir este objetivo. Muchas Gracias. Al Cuerpo de profesores que contribuyeron a mi formación académica, especialmente a los Ingenieros Rafael Barrueta y Roberto Salas.

NELIANGEL ELEGNIS YAÑEZ LEÓN

RESUMEN

El estudio realizado tiene como finalidad la evaluación de técnicas de estimación de pozos basadas en correlaciones matemáticas y cálculos estadísticos para determinar la presión de fondo fluyente, como lo son: Método de Sukkar y Cornell, Smith y Método de Cullender y Smith. Esta evaluación se realizó con el propósito de acrecentar la confiabilidad de los métodos con la intención de minimizar el uso de instrumentos, maquinarias y tecnologías que puedan ocasionar riesgos operacionales y económicos. Los datos necesarios para aplicar los métodos antes mencionados fueron suministrados por una prueba de presión de fondo fluyente denominada Build-Up medida en el CAMPO ELOTES, grupo de Campo Oficina, Cuenca de Maturín, en el pozo UDO-CCN. Considerando la Relación Gas Líquido (RGL) con un valor de 27.677 PCN/BN se puede caracterizar lo que produce el pozo como gas húmedo; por lo que es factible aplicar estos métodos, ya que es característico de ellos producir líquido en superficie (flujo multifásico) y mantener flujo monofásico en el fondo. Seguidamente, el valor de la prueba de presión de fondo fluyente ($P_{wf}=1472$ Lpca) fue comparado con los resultados obtenidos de la presión de fondo fluyente para cada método, concluyendo que el mejor método cotejado para este pozo en específico, con un valor de P_{wf} de 1467,72 Lpca fue el Método de Sukkar y Cornell; secundándolo el Método de Smith con una P_{wf} de 1446,67 Lpca y finalmente el que más alejado estuvo de la prueba realizada fue el Método de Cullender y Smith con un resultado de P_{wf} de 1393,69 Lpca; obteniéndose para cada método un % de error de 0,29; 1,75 y 5,62 respectivamente.

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	viii
RESUMEN	xi
TABLA DE CONTENIDO	xii
INTRODUCCIÓN	xvii
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivos de la investigación	2
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 Antecedentes	4
2.2 Descripción del área de estudio	5
2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela	5
2.2.1.1 Evolución y Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela ...	7
2.2.2 Campo Elotes	8
2.3 Descripción del Pozo.....	9
2.3.1 Características de los Pozos Tipo "J"	10
2.3.2 Aplicaciones de los Pozos Tipo "J"	10
2.3.3 Configuración del Equipo de Producción y Completación del Pozo.....	11

2.3.3.1	Sarta de Producción	12
2.3.3.2	Empacadura	12
2.2.3.3	Camisa de Circulación	13
2.3.3.4	Niples	13
2.3.3.5	On Off Tool.....	13
2.4	Yacimientos.....	14
2.4.1	Definición	14
2.4.2	Clasificación de los Yacimientos.....	16
2.4.2.1	Yacimientos de Petróleo	18
2.4.2.1.1	Yacimientos de Petróleo Negro	19
2.4.2.1.2	Yacimientos de Petróleo Volátil	19
2.4.2.2	Yacimientos de Gas	19
2.4.2.2.1	Yacimientos de Gas Condensado	20
2.4.2.2.2	Yacimientos de Gas Húmedo	20
2.4.2.2.3	Yacimientos de Gas Seco.....	21
2.4.2.3	Yacimientos de Gas-Petróleo.....	22
2.4.3	Propiedades Seudocríticas del Gas.....	22
2.4.3.1	En base a la composición:	22
2.4.3.2	En base a la Densidad Relativa	23
2.4.4	Factor de Compresibilidad del Gas Natural (Z)	24
2.4.5	Método de Standing y Katz.....	25
2.4.6	Viscosidad	26
2.4.6.1	Determinación de la Viscosidad	26
2.4.6.1.1	Método de Lee, González y Eakin	27
2.4.7	Flujo Multifásico en Tuberías	27
2.4.8	Regímenes de flujo en un yacimiento.....	28
2.4.8.1	Regímenes de Flujo de Acuerdo a la Geometría del Yacimiento.....	28
2.4.8.1.1	Régimen de Flujo Radial.....	28

2.4.8.1.2 Régimen de Flujo Lineal	29
2.4.8.1.3 Régimen de Flujo Bilineal	30
2.4.8.1.4 Régimen de Flujo Elíptico	31
2.4.8.1.5 Régimen de Flujo Esférico	31
2.4.8.2 Regímenes de Flujo De Acuerdo al Estado del Yacimiento ...	31
2.4.8.2.1 Régimen de Flujo Continuo (Transitorio)	32
2.4.8.2.2 Régimen de Flujo Semicontinuo (Estado Estable).....	32
2.4.8.2.3 Régimen de Flujo Variable (Estado Semiestable)	32
2.4.9 Flujo de un Fluido Real	33
2.4.9.1 Principales Tipos de Flujos de Fluido	33
2.4.9.1.1 Flujo Laminar o Corriente Laminar	33
2.4.9.1.2 Flujo Turbulento o Corriente Turbulenta	34
2.4.10 Factor de Fricción	35
2.4.11 Presión de Yacimiento	38
2.4.12 Presión Estática (P_{ws})	38
2.4.13 Presión de Fondo Fluyente (P_{wf})	38
2.4.14 Presión Promedio de Yacimiento	41
2.4.15 Presión de Cabezal	42
2.4.16 Potencial Máximo (Q_{max})	42
2.4.17 Daño a la Formación.....	42
2.4.18 Pruebas de Presión	43
2.4.19 Cálculo de la Presión de Fondo de un Pozo de Gas	44
CAPÍTULO III	46
MARCO METODOLÓGICO	46
3.1 Tipo de investigación.....	46
3.2 Diseño de la investigación.....	46
3.2.1 Variables de la Investigación	47

3.3 Etapas de la investigación.....	47
3.3.1 Revisión Bibliográfica.....	47
3.3.2 Recopilación de la Información del Yacimiento UDO-CCN.....	47
3.3.3 Aplicación de los Métodos para el Cálculo de Presión de Fondo Fluyente.....	48
3.3.4 Análisis de los Resultados y Redacción del Trabajo Final.....	50
CAPÍTULO IV.....	51
DESARROLLO	51
4.1 Descripción de las pruebas de presión para pozos de gas	51
4.1.1 Pruebas de Declinación de Presión	52
4.1.2 Pruebas de Restauración de Presión	54
4.1.3 Pruebas Pseudo-Buildup	55
4.1.4 Pruebas de Tasas Múltiples.....	58
4.1.5 Pruebas de Interferencia (Interference Testing)	59
4.1.6 Prueba Convencional o de Potencial Absoluto	60
4.1.7 Prueba Isocronal.....	61
4.1.8 Prueba Isocronal Modificada	63
4.2 Descripción de los métodos de cálculo de presión de fondo fluyente .	64
4.2.1 Método de Sukkar y Cornell.....	64
4.2.1.1 Suposiciones del método	64
4.2.2 Método de Smith.....	67
4.2.2.1 Suposiciones del método	67
4.2.3 Método de Cullender y Smith.....	72
4.2.3.1 Suposiciones del método	72
4.3 Aplicación de los métodos para el cálculo de presión de fondo fluyente tomando datos de la prueba de presión realizada al pozo UDO- CCN.	75
4.3.1 Método de Sukkar y Cornell.....	76
4.3.2 Método de Smith.....	79

4.3.3 Método de Cullender y Smith.....	82
CAPITULO V.....	88
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	88
CONCLUSIONES.....	93
RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFÍA.....	96
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	99

INTRODUCCIÓN

Durante muchos años las pruebas de presión han sido utilizadas en la industria petrolera para la evaluación de los yacimientos. Por lo tanto, se han desarrollado avances tecnológicos que permiten determinar información valiosa de los yacimientos de manera confiable. Sin embargo, ciertas mediciones de los sensores de fondo, atascamiento de los instrumentos de medición en las tuberías de producción, alteraciones de los datos de presión, análisis incorrectos de los cambios de presión y flujo, dan lugar a falsos parámetros del yacimiento. Por esta razón algunos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, condiciones de temperatura del flujo y factor de compresibilidad; brindando alternativas para minimizar el uso de los diferentes instrumentos y equipos utilizados durante la prueba de presión.

Con el fin de lograr los objetivos propuestos se hace necesario recopilar la información de pruebas de producción, pruebas de presión, entre otros parámetros operacionales realizados en el CAMPO ELOTES, grupo de Campo Oficina Cuenca de Maturín en el pozo UDO-CCN. La información recopilada será usada para aplicar los diferentes métodos que se emplean para determinar la presión de fondo fluyente en yacimientos con flujos multifásico como lo son: Sukkar y Cornell, Smith y Método de Cullender y Smith.

El estudio se realizará con la finalidad de incrementar la confiabilidad de los métodos antes mencionados, se aplicará una metodología de trabajo, cuyo propósito fundamental corresponde a la interpretación de los resultados obtenidos para cada método. Seguidamente, se realizará un cotejo con respecto a las pruebas de presión obtenidas del pozo UDO-CCN para mostrar cual de los métodos se ajusta más a los datos reales. La importancia de esta evaluación radica en que al tener confiabilidad en los métodos utilizados, con porcentajes de error mínimo, permitirá minimizar el uso de instrumentos, maquinarias y tecnologías, disminuyendo tiempo operacional y riesgos económicos.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

En la actualidad una gran parte de la energía usada en el mundo proviene de los hidrocarburos, el gas natural representa la quinta fuente de energía más usada por sus grandes beneficios económicos y ecológicos. Para que el gas natural se pueda producir naturalmente de las unidades geológicas que lo contienen debe existir un diferencial de presión para que el fluido se desplace desde zonas de mayor presión a zonas de menor presión hasta llegar a superficie, por esta razón es de gran importancia conocer la presión de fondo fluyente la cual es la presión que proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hacia la superficie, esta presión es calculada en el fondo del pozo cuando el mismo se encuentra en producción.

El análisis de pruebas de presión es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación con el uso de instrumentos especializados, los cuales permite registrar la presión, temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. Estas pruebas proveen información para establecer las características del yacimiento, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación y comportamientos no esperados en los pozos.

La industria petrolera y del gas natural usan en su gran mayoría las pruebas de presión como una herramienta técnica clave para determinar las

condiciones de los yacimientos. Sin embargo, a pesar de las tecnologías disponibles actualmente para la realización de dichas pruebas, siguen existiendo fallas y factores críticos que pudieran presentarse durante la ejecución de las mismas causando problemas operacionales lo que equivale a pérdidas económicas. Por tal motivo, surge la necesidad de emplear técnicas de estimación de presión de pozos basadas en correlaciones matemáticas y cálculos estadísticos. Muchos investigadores realizaron correlaciones para determinar la presión de fondo fluyente en pozos de gas tomando en cuenta diferentes variables y consideraciones, el estudio se basará en la evaluación de los métodos de Sukkar y Cornell, Smith y Método de Cullender y Smith en comparación con los datos arrojados por una prueba de presión de fondo fluyente medida en el CAMPO ELOTES, grupo de Campo Oficina Cuenca de Maturín en el pozo UDO-CCN.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo General

Estudiar los diferentes métodos utilizados para determinar la presión de fondo fluyente en pozos productores de gas con flujo multifásico.

1.2.2 Objetivos Específicos

- 1.) Describir los tipos de pruebas de presión para pozos productores de gas.
- 2.) Explicar el método de Sukkar y Cornell basado en la temperatura promedio y el factor de compresibilidad.

- 3.) Especificar el método de Smith considerando la temperatura y el factor de compresibilidad promedios.
- 4.) Analizar el método de Cullender y Smith tomando en cuenta la variación del Factor de Compresibilidad (Z) y la temperatura (T) con la profundidad.
- 5.) Comparar los métodos de Sukkar y Cornell, Smith, Cullender y Smith con los datos obtenidos de una prueba de presión medida en el CAMPO ELOTES, grupo de Campo Oficina Cuenca de Maturín en el pozo UDO-CCN.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Gómez, evaluó el diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios para la evaluación de los intervalos con posible potencial de hidrocarburos de la Formación Naricual Superior del Campo Trevi, caracterizado por poseer condiciones extremas de presión y temperatura, se interpretaron las pruebas DST realizadas en los pozos exploratorios perforados en dicho campo, mediante los datos de presión y flujos en función del tiempo obtenidos de las pruebas, de los cuales resultaron parámetros característicos del yacimiento, en los resultados se obtuvieron propiedades de la roca y los fluidos, bajas presiones y temperaturas altas, por lo que se debe evitar cierres adicionales del pozo durante las pruebas, los cuales inducen a alta caída de presión al ser abierto a flujo y dan origen a precipitaciones de asfáltenos.^[1]

Cesar, realizó un estudio de las diversas etapas que abarca todo el desarrollo de una prueba de presión, estableciendo fundamentos que permitieron realizar un control de calidad y validación de los datos de presión adquiridos, así como las operaciones realizadas a los pozos para obtener dicha información. Las interpretaciones obtenidas se clasificaron de acuerdo a la representatividad de las pruebas y la calidad de información que proveen para caracterizar el yacimiento. Los resultados demostraron que solo un 32 % de todas las pruebas interpretadas son completamente representativas para caracterizar el yacimiento de estudio, reflejando las grandes diferencias que presentan el desarrollo de estas técnicas en la actualidad.^[2]

Alfonzo, analizó las pruebas de presión de fondo, los cuales permitieron la obtención de parámetros como presión estática, presión de fondo fluyente, capacidad de flujo, permeabilidad, daño e índice de productividad de la arena NAR-3 del área Carito Central. Con esto, la zona estudiada no se pudo caracterizar en su totalidad. Los mejores resultados se obtuvieron en el flanco Norte, donde los pozos alcanzan el flujo radial en 1 hora aproximadamente, la permeabilidad oscila en un rango de 90-150 md, la presión de yacimiento entre 7.000 y 8.000 Lpc y su configuración es la de un yacimiento homogéneo con cambios asociados a mantenimiento de presión, fallas y/o variaciones de transmisibilidad. ^[3]

2.2 Descripción del área de estudio

2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país, con una longitud de 800 Km de extensión aproximadamente en dirección oeste-este y 200 Km de ancho de norte a sur, a través de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, como se muestra en la figura N° 2.1, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, y al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón

de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. ^[4]

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Su superficie abarca 164.000 Km² y 20.000 pie de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte del Escudo de Guayana como límite sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pie de sedimentos. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en tres Subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria.



Figura N°2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

2.2.1.1 Evolución y Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela

El proceso evolutivo sedimentario de la Cuenca Oriental de Venezuela se sitúa desde el Devono- Carbonífero (González de Juana et al., 1980), hace unos 350 millones de años. Durante este período se reconocen tres períodos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico medio- tardío y tardío, el segundo comienza en el Cretácico medio y se hace regresivo durante el Terciario temprano, y el tercero, se desarrolló durante el Terciario tardío y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. Ellos tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente pleniplanadas ^[5]. La Cuenca Oriental de Venezuela cuenta con una serie de unidades litológicas, las cuales se muestran en la figura N° 2.2.

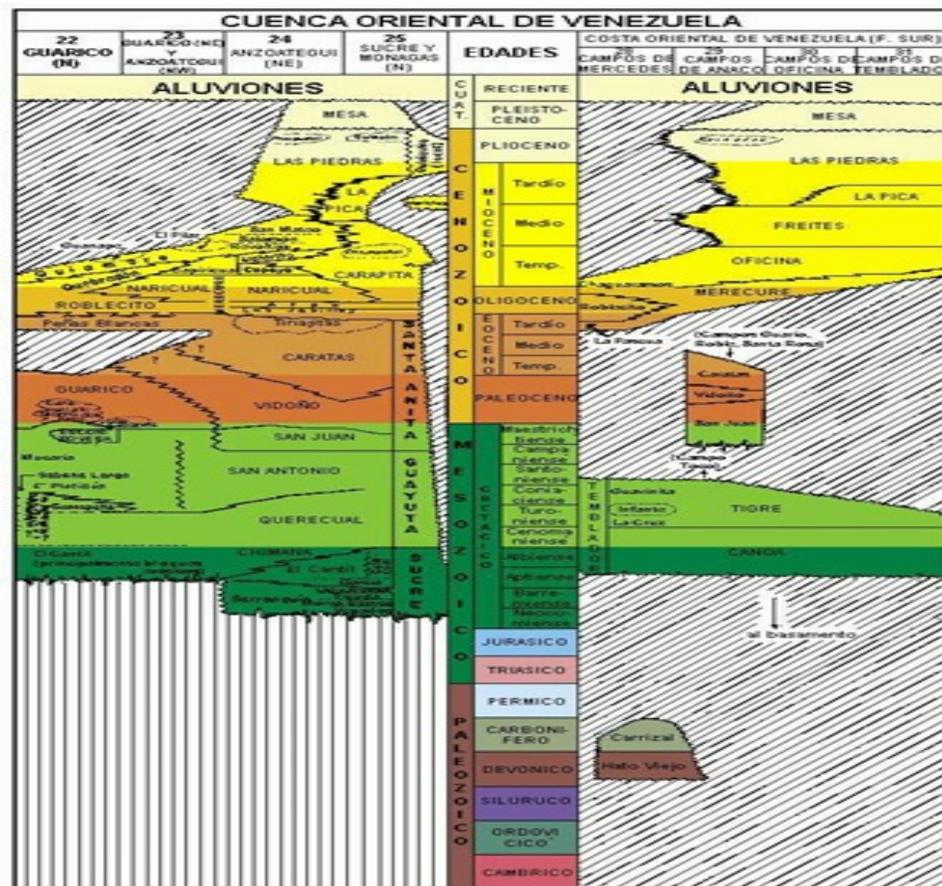


Figura N°2.2. Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela.

2.2.2 Campo Elotes

El Campo Elotes se encuentra ubicado en la subcuenca de Maturín, Grupo de Campos Oficina, 50 Km al oeste de Campo Oficina, tal como se observa en la figura N° 2.3, la Cuenca de Maturín representa una de las principales unidades petrolíferas. El origen de esta cuenca puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamiento encima del escudo de Guayana, lo cual dio como resultado una diferencia en la compresión isostática produciendo el arqueamiento hacia el Norte la superficie de la placa Suramericana. El bloque autóctono limita al Norte con el corrimiento de

Pirital y al Sur con el Rio Orinoco. En ese bloque, se encuentran dos provincias; una compresiva que abarca el área Norte de Monagas, donde se desarrolla un sistemas de fallas inversas, corrimientos y cabalgamientos, y una extensiva que comprende el área Mayor de Oficina, con fallas normales al rumbo, aproximado Este-Oeste y buzamientos Norte-Sur. [6]

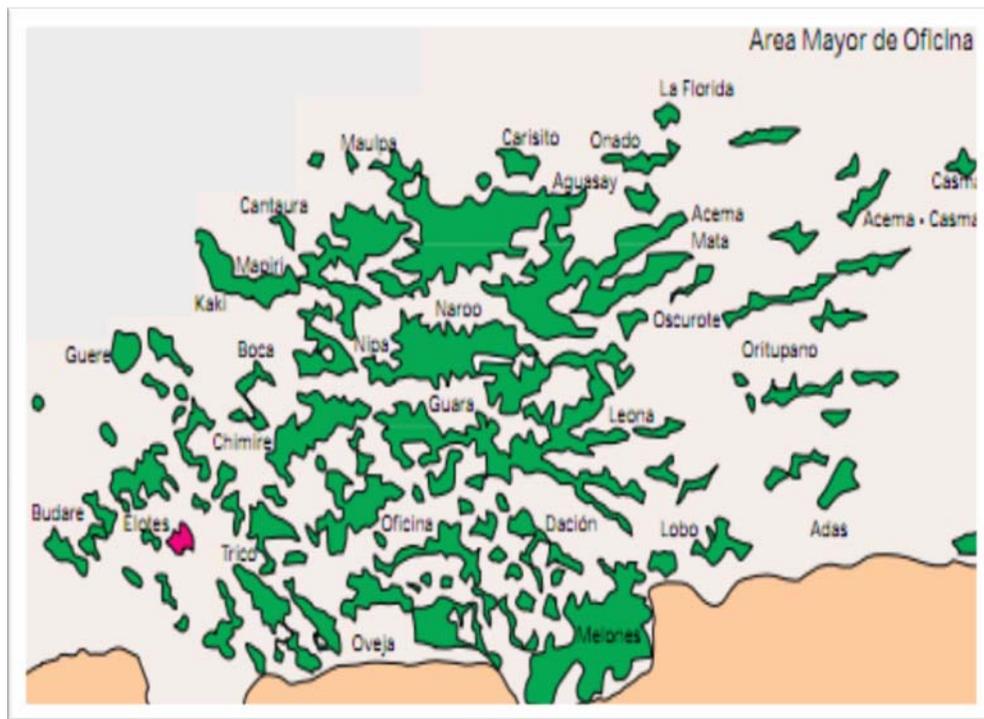


Figura N°2.3. Ubicación Geográfica del Campo Elotes

2.3 Descripción del Pozo

El Pozo UDO-CCN se caracteriza por ser un pozo tipo J (Direccional Inclinado), ver figura N° 2.4, el cual es planificado de manera que el ángulo de desviación inicial se obtenga a una profundidad no muy grande y de ese punto al ángulo se mantiene como una línea recta hacia el objetivo. Una vez obtenidos estos requisitos, se coloca la tubería de revestimiento superficial a

través de la sección desviada y se cementa. El nombre se debe a que el perfil del pozo sigue la trayectoria de una letra “J” pero invertida. Se perfora cuando es complicado definir una locación en superficie directamente sobre el yacimiento, siguiendo una trayectoria tangencial hasta el objetivo. La figura N° 2.5 muestra el perfil del pozo direccional tipo “J” inclinado.

La aplicación de la Perforación Direccional permite solucionar problemas de producción, superar obstáculos debidos a herramientas o a equipos dejados dentro del hueco, perforar un pozo de alivio y alcanzar yacimientos inaccesibles desde una determinada locación. Las técnicas para control direccional han mejorado con el tiempo y en la actualidad se cuenta con equipos especiales que permiten determinar varios parámetros de las formaciones perforadas.

Para pozos profundos, que requieran un desplazamiento lateral grande, en estos pozos la sarta de tubería de revestimiento intermedia, se coloca a través de la sección curva hasta la profundidad requerida. El ángulo inicial y la dirección se mantienen entonces debajo de la tubería de revestimiento hasta la profundidad total. ^[7]

2.3.1 Características de los Pozos Tipo "J"

- ♣ Presenta un KOP a poca profundidad.
- ♣ Una sección de construcción.
- ♣ Una sección tangente.

2.3.2 Aplicaciones de los Pozos Tipo "J"

- ♣ Pozos profundos con un amplio desplazamiento horizontal.

- ♣ Pozos moderadamente profundos con un desplazamiento horizontal moderado, donde no se requiere de una cañería intermedia.

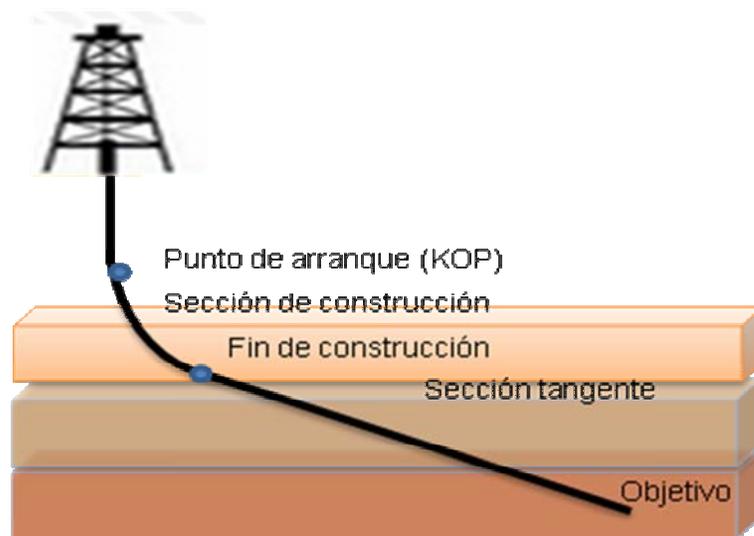


Figura N°2.4. Estructura básica de un Pozo Direccional Inclinado.

2.3.3 Configuración del Equipo de Producción y Completación del Pozo

El pozo UDO-CCN fue completado originalmente el 26 de agosto de 2006 en las arenas U1, 2; R2; Y R3 con equipo de Gas Lift. Con el objeto de evaluar y oficializar las reservas del yacimiento R3 se realizó un cambio de zona de la arena U1, 2 a la arena R3 el 29 de junio de 2010, en ese mismo año se probó el pozo con un equipo de prueba de pozo (well testing).

Se trata de una completación sencilla que se basa en una técnica de producción mediante la cual diferentes zonas productivas producen simultáneamente o lo hacen en forma selectiva por una misma tubería de producción. Este tipo de completación se aplica donde existe una o varias

zonas de un mismo yacimiento, ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua. En caso de que la zona petrolífera no tenga suficiente presión como para levantar la columna de fluido hasta la superficie se pueden utilizar métodos de levantamiento artificial. El pozo UDO-CCN cuenta con una serie de equipos de fondo como: los nipples “V2”, “XN”, 130 Tubos de Producción, camisas de circulación, On-Off Tool, empaaduras hidráulicas y semi-permanentes, Cuello flotador y sus respectivos resvestidores. En la figura N° 2.5 se muestra dicha configuración del pozo estudiado.

2.3.3.1 Sarta de Producción

Estas constituyen arreglos de tubulares y equipos de fondo; pueden ir desde arreglos sencillos hasta arreglos muy complicados. Su objetivo primordial es conducir los fluidos desde la boca de las perforaciones hasta la superficie. ^[8]

2.3.3.2 Empacadura

Es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la tubería y el revestimiento de producción, a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde la empaadura por el espacio anular, hacia arriba. Estas empaaduras son utilizadas bajo las siguientes condiciones:

- ♣ Para proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.
- ♣ Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.

- ♣ Para aislar perforaciones o zonas de producción en completaciones múltiples.
- ♣ En instalaciones de levantamiento artificial por gas.
- ♣ Para proteger la tubería de revestimiento del colapso, mediante el empleo de un fluido sobre la empacadura en el espacio anular entre la tubería y el revestimiento de producción.

2.2.3.3 Camisa de Circulación

Este equipo está diseñado y fabricado para permitir o restringir la circulación del fluido del revestidor y la tubería de producción y viceversa. Tiene diferentes usos, en completaciones selectivas o múltiples permite seleccionar una o varias arenas a producir, Circular fluido, Circular inhibidores, Asentar Tapones X.

2.3.3.4 Niples

Son dispositivos tubulares insertados en la tubería de producción internamente, son diseñados para alojar dispositivos de cierre para controlar la producción de la tubería (permite localizar tapones XN).

2.3.3.5 On Off Tool

Son dispositivos que se utilizan para separar la tubería en caso de ser necesario, bien por atascamiento de la empacadura o sellos, además para recuperar la tubería, realizar cambios en la sarta, volver a bajar y conectarse.

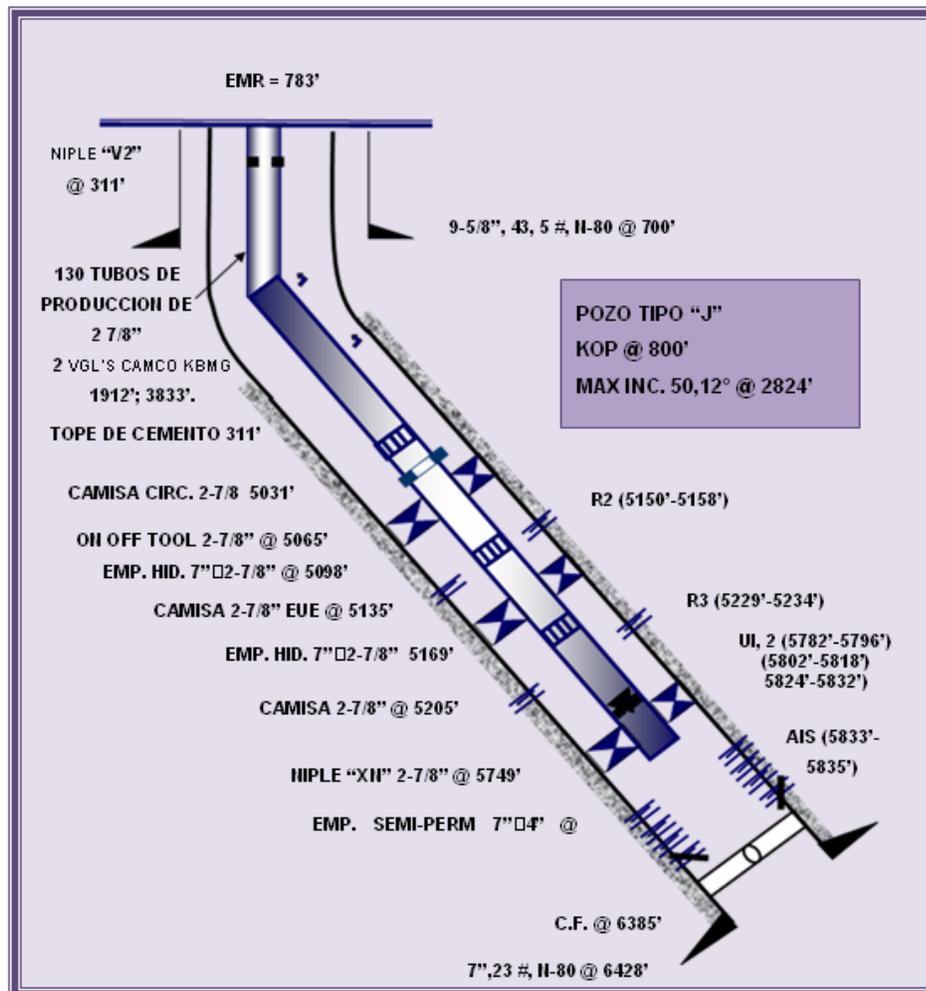


Figura N°2.5. Configuración del Equipo de Producción y Completación del Pozo.

2.4 Yacimientos

2.4.1 Definición

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/Permeabilidad. ^[9] La figura N° 2.6 muestra la estructura típica de un Yacimiento de Hidrocarburo.

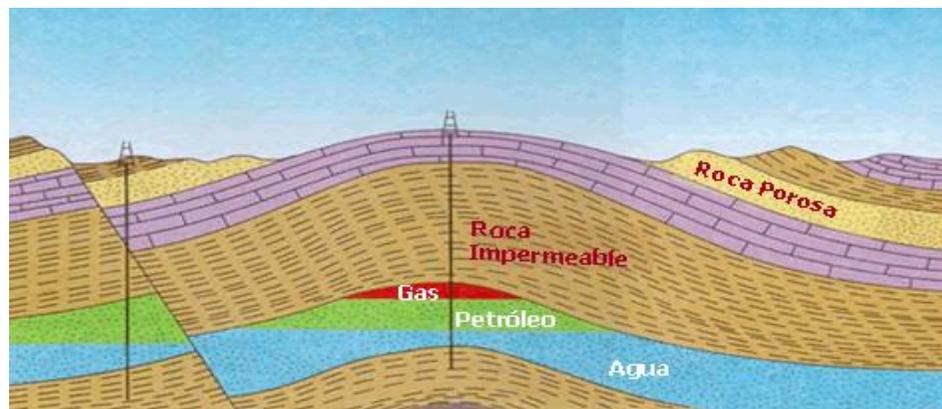


Figura N°2.6. Yacimiento de Hidrocarburo.

Dada la cantidad y la calidad de los materiales un yacimiento puede justificar su análisis para determinar la posibilidad de su explotación comercial, su valor asociado está en función del precio en el mercado y el costo de explotación del mineral presente en el mismo. A su vez, estas variables están en estrecha relación con las sociedades, por ello la explotación económica de un recurso no es estática en el tiempo.

Para que un yacimiento sea económicamente rentable de explotar debe poseer cantidades significativas de hidrocarburos las cuales pueden ser determinadas mediante registros eléctricos, mostrando zonas altamente resistivas. El volumen poroso y permeable debe ser interconectado para permitir que los fluidos contenidos en la roca puedan moverse a lo largo de la unidad física. También es de gran importancia la determinación de la energía que posee el yacimiento para hacer fluir al hidrocarburo.

2.4.2 Clasificación de los Yacimientos

Los yacimientos de hidrocarburos también pueden clasificarse en función a una serie de parámetros que se miden en el campo durante las pruebas de producción. Estos parámetros son: Presión, temperatura, relación gas-petróleo (o condensado), gravedad API, color de líquido de tanque, etc.

La gravedad API, es una forma de expresar el peso específico o densidad relativa, que es una medida relativa de la densidad. En vista que la presión tiene un mínimo efecto sobre la densidad de los compuestos en estado líquido, lo que provoca que sea la temperatura la única variable que se debe tener en cuenta, al sentar las bases para el peso específico. La densidad relativa de un líquido es la relación de la densidad a cierta temperatura, con respecto a la densidad del agua a una temperatura normalizada. La sigla API, pertenece al American Petroleum Institute, la cual es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la Ciudad de Dallas.^[10]

El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la sociedad de mayor importancia en la normativa de los equipos de producción y perforación petrolera. Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y, elabora indicadores, como el caso del peso específico o gravedad específica de los crudos, que tienen por nombre gravedad API.

El grado API se fija mediante una escala adoptada, por el American Petroleum Institute, para medir la densidad de los petróleos brutos. La escala varía, por lo general en valores de 10 (equivalente a una densidad de 1,0000 y 100), lo que representa una densidad de $0,6112 \text{ g/cm}^3$, con relación al agua a $4 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura. Otra herramienta que permite especificar el tipo de yacimiento, son las muestras de fluidos analizadas en el laboratorio

(análisis PVT), siempre que esta sean representativas del mismo. En la tabla N° 2.1 se muestra las características generales de los diversos tipos de yacimientos de acuerdo al estado de los fluidos. ^[10]

Tabla N°2.1. Características generales de los diversos tipos de yacimientos de acuerdo al estado de los fluidos.

CARACTERÍSTICAS	GAS SECO	GAS HÚMEDO	GAS CONDENSADO	PETRÓLEO VOLÁTIL	PETRÓLEO NEGRO
RGL (PCN/BN)	> 100.000	60.000 a 100.000	5.000 a 100.000	2.000 a 5.000	< 2000
Gravedad °API	---	> 60	40 – 60	> 40	≤ 40
Factor volumétrico del petróleo ó condensado (B_V/B_N)	---	---	> 2.0	> 1.5	< 1.5
Composición del fluido original	$C_1 > 90\%$ $C_5^+ < 1\%$	$C_1 > 90\%$ $C_5^+ > 1\%$	$C_7^+ < 12.5\%$ $C_1 > 60\%$	$C_7^+ > 12.5\%$ $C_1 \leq 60\%$	$C_7^+ > 40\%$ $C_1 < 50\%$
Temperatura del yacimiento	> T _{cdt}	> T _{cdt}	200 – 400 °F T _c < T _{yac} < T _{cdt}	T _{yac} ≅ T _c	T _{yac} < T _c
Color del líquido en tanque	Incoloro	Incoloro	Incoloro – amarillo	Amarillo oscuro a negro	Verde a negro

Una buena clasificación de los yacimientos se puede realizar considerando los siguientes parámetros:

- Los que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas de los fluidos del yacimiento y simulando el comportamiento de estas durante el agotamiento de presión.
- Los que se miden en el campo de las pruebas de producción, tales como: relación gas petróleo o relación gas condensado, gravedad API y color del líquido de tanque (petróleo o condensado).

- c) Composición de los fluidos, tales como: porcentaje de metano y heptano y componentes más pesados (C₇₊).
- d) Condiciones iniciales del yacimiento: presión y temperatura.

Dependiendo del estado en que se encuentra la mezcla de hidrocarburos en los yacimientos, estos se pueden clasificar en general en yacimientos de petróleo y de gas.

2.4.2.1 Yacimientos de Petróleo

Si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica del fluido del yacimiento, el yacimiento es clasificado como un yacimiento de petróleo. En éstos el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento. ^[11]

También se le llama crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. Estos crudos presentan por lo general una gravedad °API igual o menor a 45 y el contenido de C₇₊ mayor o igual a 30%. Las temperaturas del yacimiento son menores de 250 °F. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verduzco. También, reciben el nombre de Yacimientos Saturados. Esto corresponde, cuando el petróleo no acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperatura y presión existentes, lo que ocasiona que cualquier exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, formando una capa de gas sobre el petróleo. ^[10]

2.4.2.1.1 Yacimientos de Petróleo Negro

Estos tipos de petróleos también son llamados crudos de bajo encogimiento o petróleos ordinarios. El petróleo negro es líquido a condiciones iniciales en el yacimiento y exhibe punto de burbujeo, a medida que la presión decrece por debajo de éste, libera gas en el espacio poroso. El nombre de petróleo negro es un nombre errado, ya que el color de estos tipos de petróleo no siempre es negro.

2.4.2.1.2 Yacimientos de Petróleo Volátil

Los petróleos volátiles reciben este nombre debido a que ellos exhiben propiedades de un petróleo que se encuentra en el yacimiento a temperatura cerca de su punto crítico. Estas propiedades incluyen un alto encogimiento o disminución inmediata al caer la presión por debajo del punto de burbujeo. En casos extremos, el encogimiento puede llegar hasta 45 % del hidrocarburo que ocupa el espacio poroso con una reducción de 10 Lpc por debajo del punto de burbujeo.

2.4.2.2 Yacimientos de Gas

Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica del fluido del yacimiento, es considerado como un yacimiento de gas ^[12]. Los yacimientos de gas se pueden subdividir en:

- ♣ Yacimientos de gas condensado o gases retrógrados.
- ♣ Yacimientos de gas húmedo.
- ♣ Yacimientos de gas seco.

2.4.2.2.1 Yacimientos de Gas Condensado

El gas condensado se puede definir como una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso con líquido disuelto. Esta mezcla de hidrocarburos se encuentra conformada principalmente por metano ($C_1 > 60$). El gas condensado es también llamado gas condensado retrógrado o gases retrógrados. El líquido producido en tanque de un yacimiento de gas condensado es a menudo llamado condensado al igual que el líquido producido en el yacimiento. Sin embargo, para el líquido que se condensa en el yacimiento un mejor nombre es líquido retrógrado.

Este tipo de yacimientos, se caracteriza por producir líquidos entre incoloros y amarillos (aunque se han reportado condensados negros), en el orden de 10 a 200 10 BN/MMPCN , generando una relación de gas-condensado (RGC), cuyo valor varía entre un rango de 5.000-100.000 PCN/BN y una gravedad API del condensado, entre 40 y 60°.

2.4.2.2.2 Yacimientos de Gas Húmedo

Este tipo de yacimiento se caracteriza por presentar mayor contenido de componentes intermedios y pesados. Los Yacimientos de Gas Húmedo producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido (RGL) mayores de 15.000 PCN/BN .

La palabra húmedo en los gases húmedos no significa que el gas esté humedecido con agua, sino se refiere a los hidrocarburos líquidos los cuales se condensan a condiciones de superficie.

Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- ♣ No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- ♣ Tiene menor cantidad de componentes pesados.
- ♣ La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

2.4.2.2.3 Yacimientos de Gas Seco

Los hidrocarburos contenidos en este tipo de yacimiento están conformados principalmente por metano ($C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($C_3^+ < 1$). Debido al elevado contenido de componentes volátiles que contiene, la condensación de líquido solo se obtiene a temperaturas inferiores a 0 °F, mediante procesos criogénicos, que permiten extraer cierta cantidad de líquido del gas seco.^[12]

Aunque los gases secos no contienen suficientes moléculas de hidrocarburos pesados para formar líquidos a condiciones de superficie, en ingeniería de petróleo, cuando se forma un volumen de condensado que no supera los 10 BN/MMPCN , es decir, relaciones gas-líquido (RGL) de 100.000 PCN/BN o mayores, los efectos sobre cálculos de gravedad específica y producción acumulada de gas son insignificantes y los gases pueden ser tratados como secos. A estos yacimientos se les conoce también como yacimientos no asociados.

2.4.2.3 Yacimientos de Gas-Petróleo

Son aquellas acumulaciones de petróleo que tienen una capa de gas en la parte más alta de la trampa. La presión ejercida por la capa de gas sobre la del petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos.

Cuando baja la presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo.

2.4.3 Propiedades Seudocríticas del Gas

Las propiedades críticas de un gas se pueden determinar en el laboratorio usando una celda visual PVT. En razón de que esta medición toma bastante tiempo y necesita de un equipo de gran escala de precisión, Kay recomendó el uso de valores pseudocríticos para correlacionar las propiedades termodinámicas de las mezclas gaseosas y líquidas de hidrocarburos. La presión y la temperatura pseudocrítica (P_{sc} y T_{sc}) se puede determinar a partir de la composición o de la densidad relativa de la mezcla.
[13]

2.4.3.1 En base a la composición:

Para el gas natural

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n P_{ci} * Y_i \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$T_{SC} = \sum_{i=1}^n T_{ci} * Y_i \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Para el gas condensado

$$P_{SC} = \sum_{i=1}^n P_{ci} * Z_i \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$T_{SC} = \sum_{i=1}^n T_{ci} * Z_i \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

P_{ci} = presión crítica del componente i , Lpca

T_{ci} = temperatura crítica del componente i , °R

2.4.3.2 En base a la Densidad Relativa

Cuando no se conoce la composición del gas natural o del gas condensado, la presión y temperatura es pseudocrítica se pueden estimar a partir de las correlaciones o ajustes de Standing. ^[13]

Gas Natural $\gamma_g < 0,75$

$$P_{SC} = 677 + 15\gamma_g - 37,5\gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$T_{SC} = 168 + 325\gamma_g - 12,5\gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Gas Condensado $\gamma_g \geq 0,75$

$$P_{sc} = 706 - 51,7 * \gamma_g - 11,1 * \gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_g - 71,5 * \gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 2.8})$$

2.4.4 Factor de Compresibilidad del Gas Natural (Z)

Todos los métodos sencillos de calcular Z, se basan en el principio de los estados correspondiente desarrollado por J.D. Van der Waals, en 1956. Este principio establece que todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad a iguales condiciones de presión y temperatura reducidas. Así para un gas puro. ^[13]

$$Z = f(P_r, T_r) \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad \text{Presión Reducida} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad \text{Temperatura Reducida} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

P_c, T_c = presión y temperatura crítica absoluta del gas en lpsca y °R respectivamente.

P, T = presión y temperatura absoluta en lpsca y °R respectivamente.

Este principio fue obtenido a partir de la ecuación de estado de J.D. Van der Waals que no es muy exacta ya que de ella se deduce que todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad Z a las condiciones críticas $Z_c = 0,375$ lo cual no es cierto. Se saben que todos los hidrocarburos se tienen valores de $Z_c < 3.0$ y son diferentes entre sí.

En 1936 W.B. Key aplico el principio de los estados correspondientes a mezclas de hidrocarburos. En este caso se dice que todas las mezclas de hidrocarburo tienen el mismo factor de compresibilidad a iguales condiciones de presión y temperatura seudoreducida.^[13]

Esto es:

$$Z = f(P_{sr}, T_{sr}) \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad \text{Presión Seudoreducida} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad \text{Temperatura Seudoreducida} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

2.4.5 Método de Standing y Katz

Basados en el principio de los estados correspondiente Standing y Katz presentaron una correlación la cual puede ser utilizada para determinar el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura seudoreducida.^[13]

El método de Standing y Katz ha tenido bastante aceptación en la industria del petróleo, por dos razones básicas: exactitud dentro de 3 % en relación a los valores experimentales de Z y facilidad de los cálculos.

Para tener buenos resultados con este método se deben tener en cuenta las siguientes limitaciones del mismo:

1. El gas debe ser rico en metano ($C_1 > 80\%$)
2. El gas no debe tener hidrocarburos Aromáticos
3. El gas no debe tener impurezas. El contenido de 20% de N_2 produce un error del 4%. La presencia de CO_2 produce un error del cálculo de Z igual al valor del porcentaje de CO_2 en la mezcla.
4. No presenta buenos resultados a temperaturas y presiones cercanas a la crítica.
5. No se recomienda su uso en el cálculo de Z a presiones mayores de 10.000 Lpca.

2.4.6 Viscosidad

La viscosidad del fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir. En general, la viscosidad de un gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que la de un líquido. Todos los gases o condensados tienen comportamiento reológicos Newtonianos y se rigen por la ley de la viscosidad de Newton. ^[13]

2.4.6.1 Determinación de la Viscosidad

La viscosidad de un gas puede ser determinada experimentalmente o por medio de ecuaciones. La determinación de la viscosidad en el laboratorio

es sumamente difícil, debido a que su valor es muy pequeño (aproximadamente 0.02 cp) para ser medido con exactitud. Por esta razón, se prefiere usar métodos numéricos en su evaluación.

2.4.6.1.1 Método de Lee, González y Eakin

Lee y Cols midieron experimentalmente la viscosidad de 4 gases naturales con impurezas, (CO₂ + H₂S) a temperaturas desde 100 hasta 400°F y presiones desde 100 hasta 8.000 Lpca.^[13]

A partir de los datos experimentales ellos obtuvieron la siguiente correlación:

$$\mu_g = \frac{K \cdot \exp(X + \rho_g^Y)}{10000} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 \cdot M_g) \cdot T^{1.5}}{209 + 19 \cdot M_g + T} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 \cdot M_g \quad (\text{Ec. 2.17})$$

$$Y = 2.4 - 0.2 \cdot X \quad (\text{Ec. 2.18})$$

2.4.7 Flujo Multifásico en Tuberías

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido (agua-petróleo), el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o

pueden existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interface gas-líquido. Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie, se libera energía tanto en el flujo vertical como en el horizontal. Esta energía la posee el fluido durante su permanencia en el yacimiento. Por lo tanto, para utilizarla al máximo se requiere realizar un buen diseño de los equipos del pozo, línea de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones. El diseño óptimo, necesita de un estudio detallado del comportamiento del flujo multifásico en cada uno de estos componentes, lo cual debe tomar en cuenta las diferentes variables que afecten el proceso.

El flujo multifásico se desplaza a través de la tubería vertical y horizontal, el cual comprende el estrangulador, la línea de flujo, hasta llegar al separador y los tanques de almacenamiento. El flujo multifásico de gas y líquido, ocurre frecuentemente durante la fase de extracción de petróleo, en el área química y en industrias que guarden relación con dichos parámetros.

2.4.8 Regímenes de flujo en un yacimiento

2.4.8.1 Regímenes de Flujo de Acuerdo a la Geometría del Yacimiento

2.4.8.1.1 Régimen de Flujo Radial

Ocurre cuando el fluido avanza radialmente hacia el pozo y las líneas de flujo son rectas (ver figura N° 2.7), tanto areal como verticalmente. Esta geometría de flujo se presenta como una línea recta en un gráfico de presión

contra logaritmo del tiempo (P vs. $\text{Log}(t)$) o como una recta de pendiente cero en un gráfico que muestra la derivada de presión contra el tiempo.^[14]

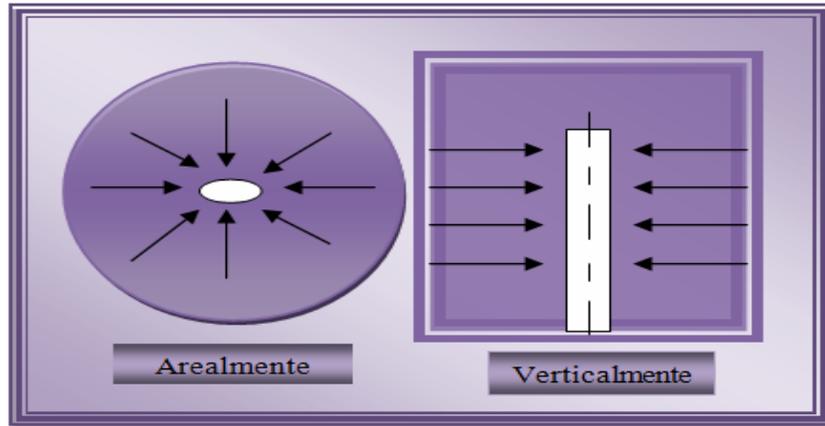


Figura N°2.7. Geometría de Flujo Radial (Régimen de Flujo Radial).

2.4.8.1.2 Régimen de Flujo Lineal

En ésta geometría, las líneas de flujo son paralelas tanto areal como verticalmente y la sección transversal expuesta al flujo es constante (observar figura N° 2.8). Este régimen de flujo es asociado generalmente a pozos o yacimientos fracturados o a configuraciones de límites del tipo no-flujo, como fallas paralelas o en forma de U. Este régimen de flujo se reconoce como una línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$ en un gráfico $\text{Log}(P)$ vs. $\text{Log}(t)$ y se presenta a tiempos tempranos en pozos con fracturas de conductividad infinita, cuando el flujo es uniforme.^[14]

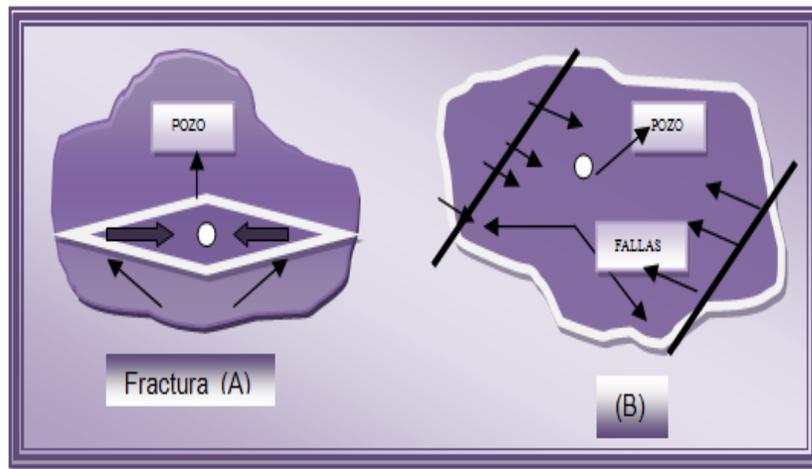


Figura N°2.8. Flujo Lineal: (A) Lineal temprano en fracturas de conductividad infinita. (B) Lineal tardío en yacimientos limitados por fallas paralelas

2.4.8.1.3 Régimen de Flujo Bilineal

Este régimen de flujo se desarrolla normalmente en fracturas de conductividad finita, cuando el fluido fluye linealmente dentro de la fractura (ver figura N° 2.9). Se presenta como una pendiente de $\frac{1}{4}$ en una gráfica Log-Log de los puntos de presión. ^[14]

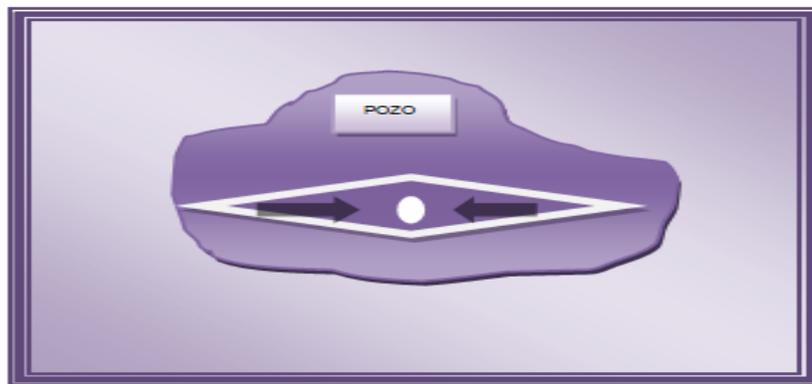


Figura N°2.9. Flujo Bilineal en Yacimientos Fracturados

2.4.8.1.4 Régimen de Flujo Elíptico

En un pozo fracturado, el flujo elíptico se presenta como una transición entre el régimen de flujo lineal y el régimen de flujo radial tardío.^[14]

2.4.8.1.5 Régimen de Flujo esférico

En este régimen, las líneas de flujo son rectas en zonas alejadas del pozo y en las cercanías del mismo convergen en tres dimensiones hacia un centro común (observar figura N° 2.10). Se presenta generalmente en los extremos de las perforaciones hechas a un revestidor o en situaciones donde existe entrada limitada del fluido hacia el pozo, es decir, completación o penetración parcial.^[14]

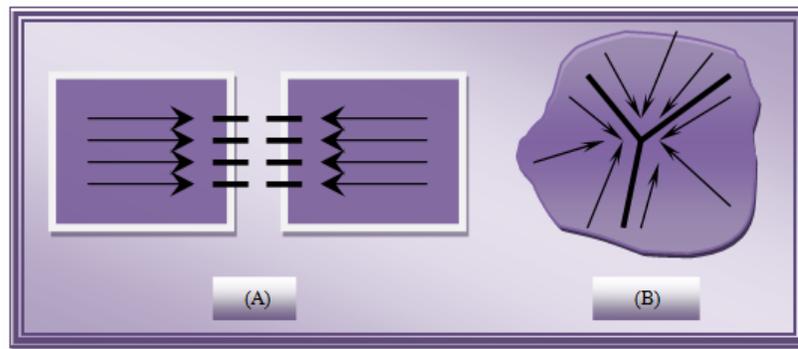


Figura N°2.10. Flujo Esférico (A) en un pozo completado parcialmente; (B) al extremo de una perforación.

2.4.8.2 Regímenes de Flujo De Acuerdo al Estado del Yacimiento

Se refiere a la tasa con que el flujo se aproxima a una condición de estado continuo después de una perturbación, entre ellos tenemos:

2.4.8.2.1 Régimen de Flujo Continuo (Transitorio)

El régimen de flujo continuo se refiere a la condición de flujo en un sistema, donde la presión, velocidad y densidad de las fases son constantes con tiempo en cada sección transversal a la dirección de flujo. Por lo tanto, en cada sección considerada, el cambio de presión, velocidad y densidad de las fases con tiempo es cero. Las propiedades pueden cambiar de sección a sección, pero son constantes en cada una. Este tipo de régimen se manifiesta en yacimientos con flujo de acción infinita y el diferencial de presión se mide por la presión inicial del yacimiento menos la presión de fondo fluyente.

[15]

2.4.8.2.2 Régimen de Flujo Semicontinuo (Estado Estable)

La definición del régimen de flujo semicontinuo implica condiciones de declinación de presión en forma constante y uniforme. Estas se manifiestan en yacimientos limitados en flujos a través del límite exterior una vez que las condiciones de flujo transitorio han cesado y el diferencial de presión se mide por la presión constante desarrollada fuera del límite del yacimiento menos la presión de fondo fluyente. Esto ocurre para tiempos grandes cuando la perturbación de presión se ha movido en el área de drenaje y ha alcanzado los límites del yacimiento.

2.4.8.2.3 Régimen de Flujo Variable (Estado Semiestable)

Es lo contrario del régimen de flujo continuo, es decir, en una sección transversal a la dirección de flujo cualesquiera, la presión, velocidad y densidad de las fases cambia con el tiempo. Este tipo de régimen se manifiesta en yacimientos finitos sin flujo en el límite exterior y el diferencial

de presión se mide por la presión promedio del yacimiento menos la presión de fondo fluyente.^[15]

2.4.9 Flujo de un Fluido Real

Los problemas de flujos de fluidos reales son mucho más complejos que el de los fluidos ideales trabajados en la mecánica de fluidos, debido básicamente a la existencia de la viscosidad. La viscosidad introduce resistencias al movimiento, al causar, entre las partículas del fluido y entre éstas y las paredes limítrofes fuerzas de corte o de fricción que se oponen al movimiento; para que el flujo tenga lugar, debe realizarse trabajo contra estas fuerzas resistentes, y durante el proceso parte de la energía se convierte en calor.

La inclusión de la viscosidad permite también la posibilidad de dos regímenes de flujo permanente diferente y con frecuencia situaciones de flujo completamente diferentes a los que se producen en un fluido ideal. También los efectos de viscosidad sobre el perfil de velocidades, invalidan la suposición de la distribución uniforme de velocidades.

2.4.9.1 Principales Tipos de Flujos de Fluido

2.4.9.1.1 Flujo Laminar o Corriente Laminar

Es el movimiento de un fluido cuando éste es ordenado, estratificado, suave. En un flujo laminar el fluido se mueve en láminas paralelas sin entremezclarse y cada partícula de fluido sigue una trayectoria suave, llamada línea de corriente. En flujos laminares el mecanismo de transporte lateral es exclusivamente molecular.^[15]

2.4.9.1.2 Flujo Turbulento o Corriente Turbulenta

Es el movimiento de un fluido que se da en forma caótica, en que las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se encuentran formando pequeños remolinos aperiódicos. Debido a esto, la trayectoria de una partícula se puede predecir hasta una cierta escala, a partir de la cual la trayectoria de la misma es impredecible, más precisamente caótica.

El flujo laminar es típico de fluidos a velocidades bajas o viscosidades altas, mientras fluidos de viscosidad baja, velocidad alta o grandes caudales suelen ser turbulentos. El número de Reynolds es un parámetro adimensional importante en las ecuaciones que describen en qué condiciones el flujo será laminar o turbulento. Para números de Reynolds altos el flujo turbulento puede sostenerse de forma indefinida. Sin embargo, el número de Reynolds que delimita flujo turbulento y laminar depende de la geometría del sistema y además la transición de flujo laminar a turbulento es en general sensible a ruido e imperfecciones en el sistema.

El perfil laminar de velocidades en una tubería tiene forma de una parábola, donde la velocidad máxima se encuentra en el eje del tubo y la velocidad es igual a cero en la pared del tubo. En este caso, la pérdida de energía es proporcional a la velocidad media, mucho menor que en el caso de flujo turbulento.

La figura N° 2.11, muestra los principales tipos de flujo de fluido con base al movimiento que ejercen las partículas del mismo.

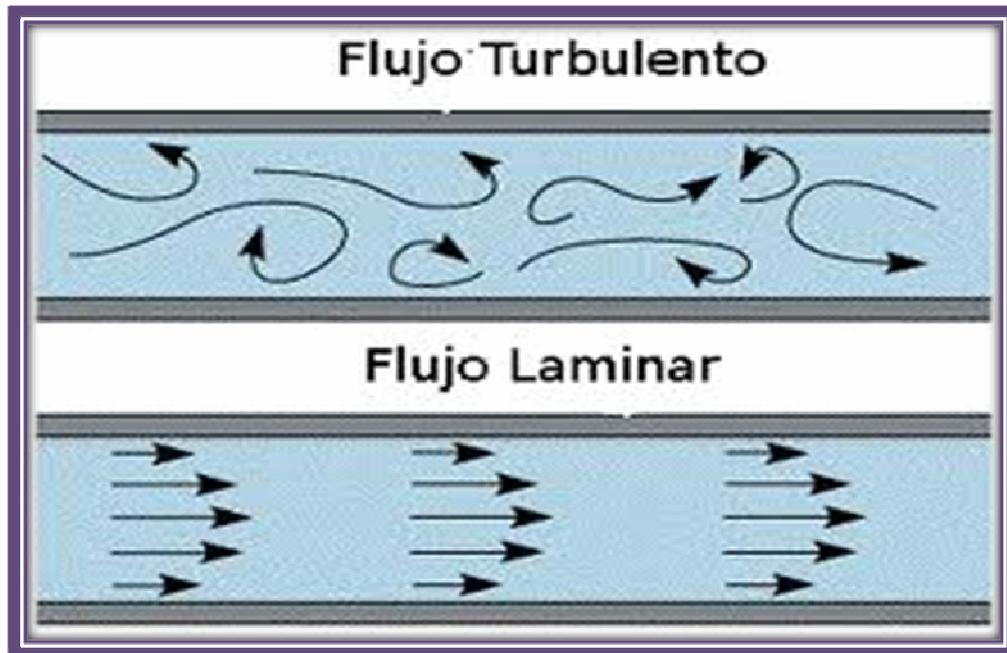


Figura N°2.11. Principales tipos de flujo de fluido.

2.4.10 Factor de Fricción

Recordamos que el factor de fricción o coeficiente de resistencia de Darcy-Weisbach (f) es un parámetro adimensional que depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa. ^[16]

$$f = f\left(Re, \frac{k}{D}\right) \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Decíamos que la influencia de ambos parámetros sobre f es cuantitativamente distinta según las características de la corriente. En toda tubería recta que transporta un líquido a una temperatura determinada, existe una velocidad crítica (v_c) por debajo de la cual el régimen es laminar. Este valor crítico que marca la transición entre los dos regímenes, el laminar y el turbulento, se corresponde con un $Re = 2.300$, aunque en la práctica, entre 2.000 y 4.000 la situación es bastante imprecisa. Por lo tanto:

$Re < 2.000$: Régimen laminar.

$2.000 < Re < 4.000$: Zona crítica o de transición.

$Re > 4.000$: Régimen turbulento.

Nikuradse, discípulo de Prandtl, experimentó con tubos de rugosidad artificial conocida, creada por él mismo pegando en el interior de un tubo liso (de vidrio) arenas tamizadas, es decir, de diámetro conocido, con lo que la rugosidad artificial de estos “tubos arenisca” era conocida.^[16]

Variando los caudales que circulaban por estos tubos obtuvo un diagrama en el que se relacionan los valores de k/D y Re con los hallados para f . También experimentó con tubos lisos. Los resultados de estas experiencias aparecen representados en el diagrama logarítmico típico, conocido como ábaco o diagrama de Moody.

El diagrama de Moody (1944) es la representación gráfica en escala doblemente logarítmica del factor de fricción en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa de una tubería.

En la ecuación de Darcy-Weisbach aparece el término λ que representa el factor de fricción de Darcy, conocido también como coeficiente de fricción. El cálculo de este coeficiente no es inmediato y no existe una única fórmula para calcularlo en todas las situaciones posibles. Se pueden distinguir dos situaciones diferentes, el caso en que el flujo sea laminar y el caso en que el flujo sea turbulento. En el caso de flujo laminar se usa una de las expresiones de la ecuación de Poiseuille; en el caso de flujo turbulento se puede usar la ecuación de Colebrook-White además de algunas otras como ecuación de Barr, ecuación de Miller, ecuación de Haaland.

En el caso de flujo laminar el factor de fricción depende únicamente del número de Reynolds. Para flujo turbulento, el factor de fricción depende tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa de la tubería, por eso en este caso se representa mediante una familia de curvas, una para cada valor del parámetro k/D , donde k es el valor de la rugosidad absoluta, es decir la longitud (habitualmente en milímetros) de la rugosidad directamente medible en la tubería. [16]

En la siguiente Figura se puede observar el aspecto del diagrama de Moody.

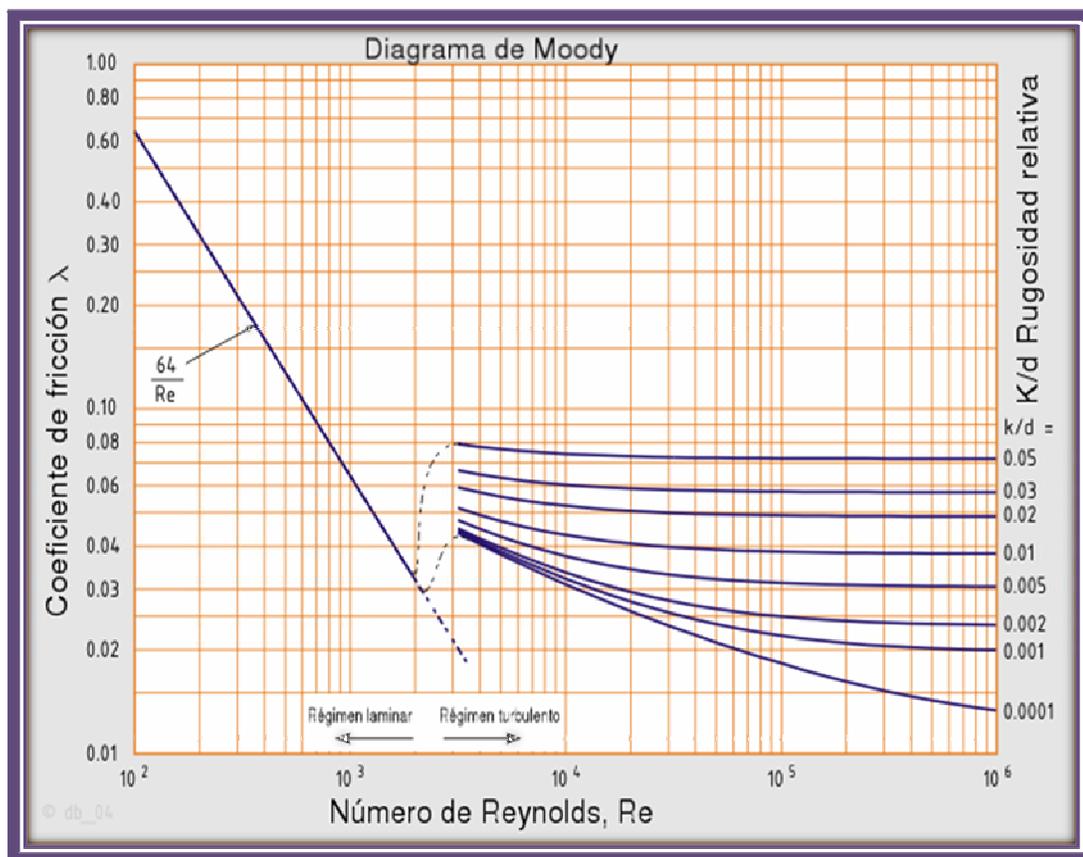


Figura N°2.12. Diagrama de Moody

2.4.11 Presión de Yacimiento

Es la que ejerce el fluido sobre la formación. Se determina para una prueba de presión. Es la única presión que nos va a decir como es el fluido en el medio poroso, se mide en el extremo del yacimiento, donde drena el pozo.

2.4.12 Presión Estática (P_{ws})

Es la presión ejercida en la cara de la arena. Se obtiene con el pozo cerrado, es una medida puntual, no se toma en cuenta el flujo de fluido en el medio poroso; es una presión que necesita el acondicionamiento del pozo y no requiere ser perturbada. Esta presión se determina cuando en el yacimiento se cierra un pozo hasta que este se estabilice, mientras se están produciendo en los demás pozos del campo ya sea en forma continua o a intervalo.

2.4.13 Presión de Fondo Fluyente (P_{wf})

Es la presión necesaria para llevar el fluido hasta la superficie. Esta proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hasta la superficie. Esta debe ser menor que la presión de yacimiento para permitir el flujo de fluido desde la formación hacia el pozo.

La presión de fondo fluyente se mide en el fondo del pozo a nivel de la zona de disparos, a condiciones de flujo gobernado por un estrangulador. Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de

agua y arena proveniente de los yacimientos. Generalmente los estranguladores se colocan en la superficie en el árbol de válvula o en el cabezal recolector a la llegada de cada pozo, pero también se pueden colocar dentro del pozo en la boca del aparejo de producción.^[10]

Matemáticamente la presión de fondo fluyente se escribe:

$$P_{Wf} = P_{Sep} + \Delta P_{FL} + \Delta P_{CH} + \Delta P_{TB} + \Delta P_{Res} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Donde:

P_{Wf} = Presión de fondo fluyente, Lpca

P_{Sep} = Presión del separador, Lpca

ΔP_{FL} = Presión capilar en la línea de flujo, Lpca

ΔP_{CH} = Presión capilar en válvula superficial, Lpca

ΔP_{TB} = Presión capilar en la turbina, Lpca

ΔP_{Res} = Presión capilar en otras restricciones, Lpca

La presión (P_{Wf}) en un pozo de gas es la suma de la presión fluyente en el cabezal, la presión debido al peso de la columna de gas, la presión debido al cambio de energía cinética y las pérdidas de presión por fricción^[10]. Una de las tantas ecuaciones que permiten determinar la presión de fondo fluyente es:

$$\left(\frac{53.34}{\gamma_g}\right) \left(\frac{T+Z}{P} dP\right) + dL + 0,00268 \left(\frac{f}{D^5}\right) \left(\frac{T+Z}{P}\right)^2 * Q_g^2 * dH = 0 \quad (\text{Ec. 2.21})$$

La ecuación 2.21 permite determinar la presión de fondo fluyente en el fondo del pozo, fundamentada en datos tomados de la presión del cabezal fluyente, y se asume que solo existe un fluido conformado solo por la fase de gas, y que los cambios en la energía cinética son despreciables. Para el cálculo se considera que:

- ♣ El gas tiene un flujo continuo.
- ♣ El gas tiene un (Z y T) promedio conocido por intervalo.
- ♣ El gas tiene en cuenta la variación de la energía cinética.
- ♣ El gas requiere un proceso de tanteo, para realizar el cálculo.
- ♣ El gas por tener en cuenta la variación de energía cinética puede usarse en pozos con alta producción, y presión.
- ♣ La fórmula además de determinar la presión de fondo fluyente permite determinar la tasa de flujo del gas.

Para determinar la presión de fondo fluyente de un pozo de gas hay que tener presente que (H) representa la profundidad en forma vertical. Mientras que (L) representa la profundidad no vertical, mientras que el ángulo entre estos parámetros se representa por (θ).^[10]

Sustentado en la figura N° 2.13 se tiene que (H) representa la profundidad vertical del pozo, mientras que (L) representa la profundidad inclinada del pozo, luego queda:

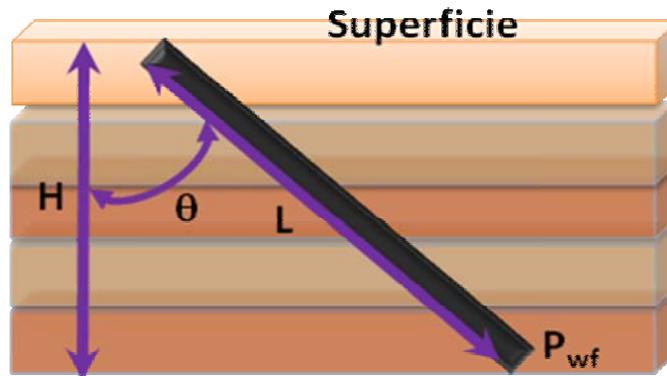


Figura N°2.13. Verticalidad y Horizontalidad de Pozos

De esta figura y por consideraciones trigonométricas se puede llegar a las siguientes ecuaciones:

$$L = \frac{H}{\sin \theta} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$dL = \frac{dH}{\sin \theta} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$$\sin \theta = \frac{H}{L} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

$$dL = \left(\frac{L}{H} \right) dH \quad (\text{Ec. 2.25})$$

2.4.14 Presión Promedio de Yacimiento

Esta presión es utilizada para calcular el comportamiento del yacimiento, y predecir su comportamiento futuro. Es un parámetro fundamental para entender la conducta de los yacimientos en recobro primario, secundario y proyectos de mantenimiento de presión. Es la presión

equivalente a que todos los pozos del yacimiento estén cerrados al mismo tiempo.

2.4.15 Presión de Cabezal

Es la presión en la superficie del pozo medida a través de un manómetro. Entre esta presión y la de fondo fluyente debe existir un diferencial que permita el ascenso de fluido hasta la superficie.

2.4.16 Potencial Máximo (Q_{max})

Es la tasa máxima de producción (petróleo, gas y agua) que teóricamente se registraría en la cara de la arena cuando la presión de flujo en el fondo del pozo es igual a cero.

2.4.17 Daño a la Formación

El daño a la formación se puede definir como una reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. Esta reducción puede ser causada durante el período de perforación, completación o producción del pozo. Dicho daño puede ser el resultado del hinchamiento de arcillas presentes en la formación, invasión del lodo de perforación hacia la formación, precipitaciones químicas, formación de emulsiones, deposición de parafinas, entre otros. Este mismo efecto puede ser producido por una reducción en el área ortogonal a la dirección de flujo cerca del pozo, así una penetración parcial puede dar la impresión de una formación dañada. Inversamente, un pozo desviado incrementa el área de

flujo cerca del pozo, dando la impresión de un pozo estimulado (con mayor permeabilidad alrededor del hoyo).^[13]

2.4.18 Pruebas de Presión

Una prueba de presión se define como la técnica aplicada a un pozo, mediante la cual se genera una variación de presión cambiando las condiciones de producción y/o inyección, permitiendo realizar el registro de la respuesta del pozo ante dichos cambios. Mediante un equipo especial de sensores situados lo más cerca posible de la cara de la arena, se toman registros de presión y tasa de flujo de los fluidos provenientes de la formación en función del tiempo.^[18]

La prueba consiste en introducir un disturbio o perturbación en el yacimiento, cambiando una de las dos variables (generalmente la tasa de flujo) y se registran sus efectos sobre la otra variable (presión).

Las Pruebas de Presión aplicables a pozos varían de acuerdo a los parámetros que se deben determinar, además de las limitaciones prácticas. En el caso de yacimientos de gas las consideraciones son distintas a las establecidas en pruebas de presión en yacimientos de petróleo, por lo tanto en la práctica son aplicables pruebas de presión especiales para yacimientos de hidrocarburo gaseoso.

Las pruebas aplicadas a pozos de gas aportan variación tanto en el diseño del pozo como en las condiciones de producción y/o inyección de hidrocarburo, obteniendo datos que permiten determinar propiedades de formación tales como:

- ♣ Presión inicial de la formación
- ♣ Presión promedio del área de drenaje de un pozo}
- ♣ Presión estática del yacimiento
- ♣ Permeabilidad
- ♣ Factor de daño
- ♣ Distancia entre el pozo y las heterogeneidades del yacimiento
- ♣ Condición de la completación del pozo
- ♣ Determinación de la tasa de producción
- ♣ Flujo turbulento
- ♣ Predicción de la declinación de producción

Las pruebas hechas en pozos deben ser diseñadas, realizadas, validadas y evaluadas de acuerdo con la información que se desee obtener y tomando en consideración las limitaciones prácticas existentes.

La función principal de las pruebas de presión aplicadas a pozos de gas, es la determinación de la capacidad de producción del pozo. De esta manera es posible analizar la efectividad del diseño aplicado de producción: diseño de plantas de procesamiento, plan de explotación, líneas de flujo de gas.

2.4.19 Cálculo de la Presión de Fondo de un Pozo de Gas

Para los efectos de este cálculo se considera que el pozo está cerrado. El comportamiento y manejo de un yacimiento y pozos de gas influyen en la eficiencia de la producción y el aprovechamiento óptimo de las posibilidades de la mayor extracción de líquidos del gas natural. El gas se encuentra en el yacimiento a cierta presión y temperatura. La magnitud de la presión es

importante porque es el agente propulsor del flujo de gas del yacimiento al pozo y del fondo de este hasta la superficie y las instalaciones conexas de tratamiento y manejo. ^[10]

La declinación de la presión con relación al volumen acumulado de gas producido servirá para determinar la presión que no se puede auspicar cierto volumen de flujo durante la vida productiva del yacimiento. El comportamiento de la presión sirve para determinar su declinación y acercamiento a la presión de rocío, o sea la presión a la cual se empieza a manifestar la condensación de los líquidos en el yacimiento. ^[10]

Los valores de presión y la temperatura son parámetros de mucha importancia, para el gas en el yacimiento, tal, como los líquidos que se condensan en el yacimiento humedecerán la roca y ese volumen será muy difícil de extraerse, y con ello ocasiona pérdidas económicas. En general, dificultará el flujo de gas del yacimiento al fondo del pozo y de allí hasta el cabezal y luego a través de las instalaciones en la superficie. El comportamiento del flujo de gas y sus componentes se rigen, en general por las relaciones PVT. Esto significa que lo importante es mantener estas relaciones adecuadamente en el yacimiento y en el pozo, de manera que en eso dos sitios no haya condensación de líquidos para que en la superficie se obtenga la mayor extracción posible de líquidos del gas.

Si el gas contiene agua, esta tiene que ser removida para lograr gas seco que va a los mercados. El gas tiene que ser también depurado de arenas y lodos que se forman en el proceso de extracción. Cuando el gas contiene sustancias acidulantes es necesario someterlo a tratamientos de extracción para depurarlo de estos compuestos, muchas veces ocasionan problemas en la rentabilidad del producto final. ^[10]

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos en este proyecto, se empleó una metodología destinada a la descripción de métodos para el cálculo de presión de fondo fluvente, los cuales arrojarán resultados que se compararán con los datos de presión en función del tiempo adquiridos durante la prueba de presión realizada en el pozo UDO-CCN yacimiento Campo Elotes, Grupo de Campo Oficina, Cuenca de Maturín.

3.1 Tipo de investigación

La investigación es de tipo **Documental**; la cual es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis crítica e interpretación de datos secundarios, es decir los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas.

La investigación se clasifica como documental y no experimental, ya que se realizó a través de consultas bibliográficas; así como también mediante la recolección de datos provenientes de pruebas tomadas en el pozo de estudio, sin manipular ni controlar variable alguna.

3.2 Diseño de la investigación

La investigación realizada se puede definir como **Descriptiva**, ya que se trabaja sobre realidades de hecho y su característica fundamental es la de presentar una interpretación correcta. En el estudio se realizaron las descripciones de cada uno de los métodos (Sukkar y Cornell; Smith;

Cullender y Smith) para evaluarlos con los datos obtenidos del pozo UDO-CCN y así compararlos con las pruebas de presión conseguidas a través de los métodos, por esta razón este estudio también asocia el tipo de investigación **Correlacional**. Estos estudios establecen la relación entre dos variables, entre la variable dependiente y la variable independiente. Es decir estudian la correlación entre variables, semejanza o reciprocidad entre ellas.

3.2.1 Variables de la Investigación

- ♣ Variable Independiente: Prueba de Presión.
- ♣ Variable Dependiente: Método (Sukkar y Cornell; Smith; Cullender y Smith).

3.3 Etapas de la investigación

3.3.1 Revisión Bibliográfica

El propósito principal es disponer de las bases teóricas necesarias para el desarrollo del proyecto, proveniente de fuentes escritas tales como manuales, textos universitarios, informes técnicos, papers, trabajos de grado, internet, entre otros; Una vez recopilada la información, se procedió a la etapa de lectura, análisis e interpretación de la misma, con el objeto de seleccionar lo más apropiado para el desarrollo de los objetivos planteados.

3.3.2 Recopilación de la Información del Yacimiento UDO-CCN

Durante esta etapa se obtuvo información referente al pozo UDO-CCN yacimiento Campo Elotes, Grupo de Campo Oficina Cuenca de Maturín, de

pruebas de producción, pruebas de presión, desviación del pozo, entre otros parámetros de operación para el desarrollo del proyecto.

3.3.3 Aplicación de los Métodos para el Cálculo de Presión de Fondo Fluyente.

La ejecución de los métodos se realizó de manera sencilla a través de la aplicación de hojas de cálculos, usando Microsoft Excel, que permite definir la apariencia de las (fuentes, atributos de carácter y celdas) y la recomputación inteligente de celdas, donde celdas dependientes de otra celda que han sido modificadas, se actualizan instantáneamente.

A continuación en las figuras N° 3.1-3.3, se muestran imágenes de las hojas de cálculos realizadas para cada método, donde se aplican diferentes ecuaciones y consideraciones para cada uno de ellos.

MÉTODO DE SUKKAR Y CORNELL				
DATOS		$\int_{0,2}^{(P_{wf})_r} I(P_{sr}) dP_{sr} = \int_{0,2}^{(P_s)_r} I(P_{sr}) dP_{sr} + \frac{\gamma_g * H}{53,34 * T_p}$	SOLUCIÓN DEL MÉTODO	
Temperatura de Fondo (°R)	629,6		Temperatura Promedio Logarit. (°R)	594,173
Densidad Relativa	0,72	Temperatura Pseudo Reducida Logarit.	1,502	
Presión de Cabezal Fluyente (lpca)	1234,7	Factor de Fricción	0,023	
Temperatura de Cabezal Fluyente (°R)	560,1	Contante B	0,753	
Profundidad (pies)	5234	Término 2 de la ecuación 1	2,059	
Diametro de Tubería (pulg)	2,875	Término 3 de la ecuación 1	0,119	
Caudal (MMPND)	3,432	Término 1 (Sumatoria) 2 y 3	2,178	
Ángulo del Pozo (grados)	50	Presión de Fondo Fluyente Reducida	2,196	
CÁLCULOS PREVIAMENTE REALIZADOS		Presión de Fondo Fluyente (lpca)		
Presión Pseudo Crítica (lpca)	668,360	1467,719		
Presión Pseudo Reducida	1,847			
Temperatura Pseudo Crítica (°R)	395,520			
Iteración 1		Iteración 2		
Psr	Tsr=1,5	Psr	Tsr=1,5	
1,5	1,8911	2	2,1331	
1,847	2,059	2,178	2,196	
2	2,1331	2,5	2,3138	

Figura 3.1. Solución del Método de Sukkar y Cornell usando Microsoft Excel como herramienta de cálculo.

MÉTODO DE SMITH			
DATOS		$P_{WF}^2 = P_S^2 * e^s + \left[\frac{25 * \gamma_g * T_p * Z_p * f_p * L(e^s - 1) * Q_g^2}{S * D^5} \right]$	
Temperatura de Fondo (°R)	629,6		
Densidad Relativa	0,72	SOLUCIÓN DEL MÉTODO	
Presión de Cabezal Fluyente (Ipca)	1234,7	fM	0,015
Temperatura de Cabezal Fluyente (°R)	560,1	S	0,286
Profundidad (pies)	5234	Longitud (pies)	6832,495
Diametro de Tubería (pulg)	2,875	Pwf2	2092839,641
Caudal (MMPCN)	3,432	Pwf (Ipca)	1446,665
Ángulo del Pozo (grados)	50	% Error	3,484
Peso Molecular (Lb/Lbmol)	20,8512		
CÁLCULOS PREVIAMENTE REALIZADOS		ITERACIONES	
Presión de Fondo Fluyente Asumida (Ipca)	1396,260	Presión de Fondo Fluyente Asumida (Ipca)	1446,665
Presión Promedio (Ipca)	1315,480	Presión Promedio (Ipca)	1340,683
Temperatura Promedio (°R)	594,850	Presión Pseudo Reducida	2,006
Presión Pseudo Crítica (Ipca)	668,360	Factor de Compresibilidad	0,830
Presión Pseudo Reducida	1,968	Densidad del Gas (g/cm³)	0,095
Temperatura Pseudo Crítica (°R)	395,520	Viscosidad (cp)	0,015
Temperatura Pseudo Reducida	1,504	fM	0,015
Factor de Compresibilidad	0,830	S	0,286
Densidad del Gas (g/cm³)	0,095	Pwf2	2092839,641
K	118,687	Pwf (Ipca)	1446,665
X	5,366	% Error	0,000
Y	1,327		
Viscosidad (cp)	0,015		

Figura 3.2. Solución del Método de Smith usando Microsoft Excel como herramienta de cálculo.

MÉTODO DE CULLENDER Y SMITH			
DATOS		$37,5 * \gamma_g * H/2 = (P_M - P_S)(I_M + I_S)$	
Temperatura de Fondo (°R)	629,6	$37,5 * \gamma_g * H/2 = (P_{WF} - P_M)(I_{WF} + I_M)$	
Densidad Relativa	0,72	$P_{WF} = P_S + \left[\frac{112,5 * \gamma_g * H}{I_S + 4 * I_M + I_{WF}} \right]$	
Presión de Cabezal Fluyente (Ipca)	1234,7	SOLUCIÓN DEL MÉTODO: 1^{ERA} PARTE	
Temperatura de Cabezal Fluyente (°R)	560,1	Término 1 de la ecuación 2	70659,000
Profundidad (pies)	5234	F	0,023
Diametro de Tubería (pulg)	2,875	F2	0,001
Caudal (MMPCN)	3,432	Zs	0,800
Ángulo del Pozo (grados)	50	Is	432,699
Peso Molecular (Lb/Lbmol)	20,8512	PM asumida (Ipca)	1316,349
CÁLCULOS PREVIAMENTE REALIZADOS		PMsr	1,985
Presión Pseudo Crítica (Ipca)	663,02176	TMsr	1,533
Presión Pseudo Reducida	1,862	ZM	0,830
Temperatura Pseudo Crítica (°R)	387,5344	IM	444,166
Temperatura Pseudo Reducida	1,445	PM calculada (Ipca)	1315,281
Longitud (pies)	6832,495	% Error	0,081
Temperatura Promedio Logarit. (°R)	594,1727069		
		SOLUCIÓN DEL MÉTODO: 2^{DA} PARTE	
		IM	444,166
		PM calculada (Ipca)	1315,281
		Pwf asumida (Ipca)	1394,82
		Pwfsr	2,104
		Tfsr	1,625
		Zf	0,860
		lwf	457,135
		Pwf (Ipca)	1393,69
		% Error	0,081

Figura 3.3. Solución del método de Cullender y Smith usando Microsoft Excel como herramienta de cálculo.

3.3.4 Análisis de los Resultados y Redacción del Trabajo Final.

Se procedió a comparar los resultados obtenidos de los métodos de Sukkar y Cornell, Smith y Cullender y Smith con los resultados obtenidos de la prueba de presión realizada en el pozo UDO-CCN, es importante recalcar que estos resultados arrojados por los métodos fueron verificados de manera manual. Finalmente, se presentaron todos los criterios utilizados para la elaboración del trabajo de investigación desde el momento que se realizaron las consultas bibliográficas hasta el aporte de las conclusiones y recomendaciones.

El trabajo de investigación fue estructurado siguiendo los lineamientos establecidos por la Universidad de Oriente.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO

4.1 Descripción de las pruebas de presión para pozos de gas

Los pozos de gas son sometidos a diferentes pruebas con el objetivo fundamental de determinar la habilidad de producir bajo diferentes condiciones de diseño de facilidades de superficie. En algunos casos, el tipo de prueba depende de los objetivos de caracterización, descripción y gerencia del yacimiento; sin embargo, existen limitaciones de carácter práctico, que controlan el diseño y ejecución de las pruebas.^[19]

Los estados de depleción de la formación productora y el comportamiento del pozo bajo determinadas condiciones de operación pueden ser pronosticados utilizando los resultados de las pruebas de pozos. Tanto la comprobación de la capacidad de producción, como los datos necesarios para el diseño de plantas de procesamiento, líneas de flujo, gasoductos y los programas de explotación se basan en la información obtenida de estas pruebas.^[19]

Básicamente, existen dos grupos de pruebas de presión.^[19] La primera categorización corresponde a las pruebas diseñadas con el objetivo de obtener información del pozo y del yacimiento, cuya interpretación y análisis están basados en soluciones analíticas y numéricas a la ecuación de difusividad:

- ♣ Pruebas de Declinación de Presión.
- ♣ Pruebas de Restauración de Presión.
- ♣ Pruebas Pseudo-Buildup.

- ♣ Pruebas de Interferencia.
- ♣ Pruebas de Tasas Múltiples.

La segunda categoría se refiere a las pruebas diseñadas para determinar la capacidad de producción:

- ♣ Pruebas Convencionales o de Potencial Absoluto.
- ♣ Pruebas Isocronales.
- ♣ Pruebas Isocronales Modificadas.

4.1.1 Pruebas de Declinación de Presión

Conocida también como prueba de arrastre o de flujo, la prueba de declinación de presión consiste en tomar medidas de presión de fondo fluente (P_{wf}) en función del tiempo (t) en un pozo produciendo a una tasa de flujo constante. Este pozo previamente ha sido cerrado hasta alcanzar la presión estática del yacimiento antes de realizar la prueba. ^[20]

Mediante datos obtenidos de este tipo de prueba se puede determinar parámetros como:

- ♣ Permeabilidad efectiva.
- ♣ Daño o estimulación.
- ♣ Eficiencia de flujo.
- ♣ Área de drenaje, volumen de drenaje.
- ♣ Geometría del yacimiento.
- ♣ Efecto de almacenamiento del pozo.
- ♣ Capacidad de la formación.
- ♣ Transmisibilidad del yacimiento.

Las pruebas de declinación de presión en las cuales no ha sido posible mantener la tasa de producción constante o en las que el pozo no fue cerrado con suficiente tiempo para alcanzar la presión estática antes de la prueba de flujo, se dispone a utilizar las pruebas de múltiples tasas. [20]

En la figura 4.1 se muestra el comportamiento de la tasa de producción y de la presión en una prueba de declinación, mientras que en la figura N° 4.2 se puede observar la representación esquemática del Método de Horner para una prueba de declinación de presión.

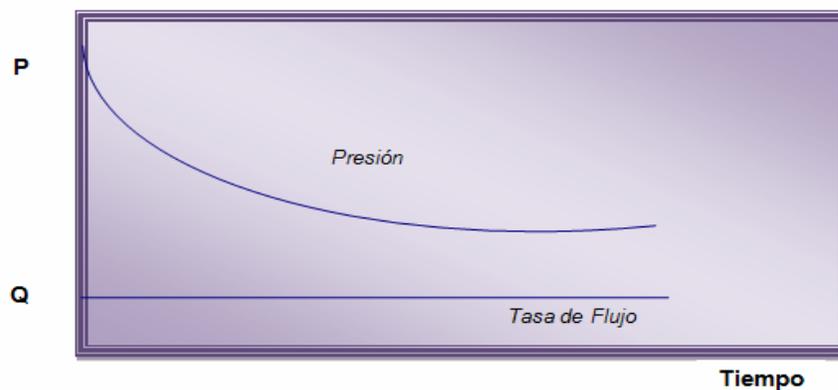


Figura 4.1. Comportamiento de la Tasa de Producción y de la Presión en una Prueba de Declinación

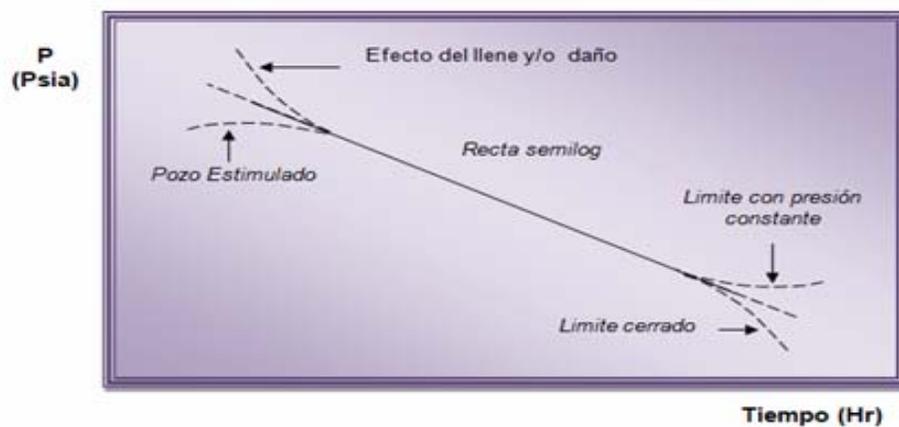


Figura 4.2. Representación Esquemática del Método de Horner para una Prueba de Declinación de Presión.

4.1.2 Pruebas de Restauración de Presión

Este tipo de prueba se realiza en pozos productores y consiste en hacer producir un pozo a tasa constante durante un período de tiempo que permita obtener una distribución de presión estabilizada en el área de drenaje y limpieza, para luego cerrar el pozo hasta alcanzar la restauración de la presión y se procede a tomar las medidas de presión de fondo fluyente en función del tiempo.^[20]

A partir de estos datos en función del tiempo es posible obtener parámetros de la formación tales como:

- ♣ Permeabilidad.
- ♣ Eficiencia de flujo.
- ♣ Daño o estimulación.
- ♣ Efecto de almacenamiento del pozo.
- ♣ Presión promedio del área de drenaje.
- ♣ Heterogeneidades presentes en el yacimiento.

En la figura N° 4.3 se muestra la representación gráfica del comportamiento de presión y tasa de producción de una prueba de restauración.

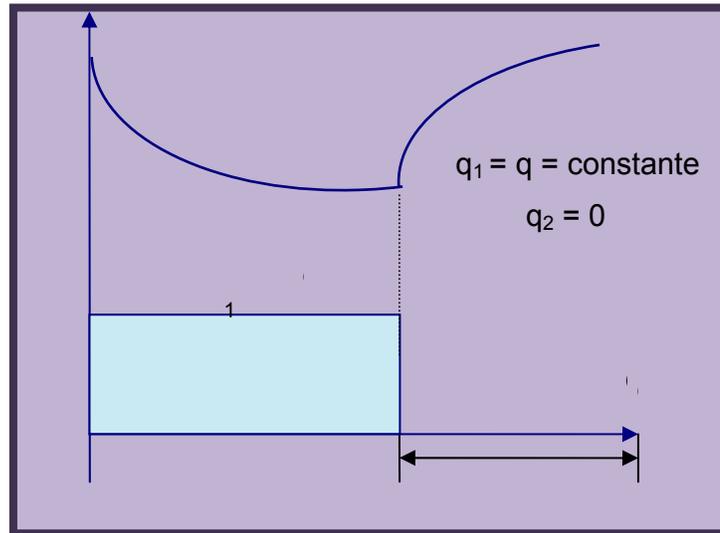


Figura 4.3 Comportamiento de Presión y Tasa de Producción de una Prueba de Restauración

Las técnicas de análisis para las pruebas de restauración de presión están basadas en el procedimiento sugerido por Horner, el cual es válido para yacimiento infinitos, sin embargo, puede utilizarse en yacimientos finitos donde la variación de presión no haya alcanzado los límites del yacimiento. [20]

En la figura N° 4.4 se puede observar la representación esquemática de un análisis semilogarítmico de una prueba de restauración de presión.

4.1.3 Pruebas Pseudo-Buildup

Este tipo de prueba tiene como objetivo evaluar las condiciones del pozo así como el de determinar parámetros de formación como son la permeabilidad efectiva al fluido a producir, la transmisibilidad de la formación, la eficiencia de flujo, el factor de daño, la presión de yacimiento y los gradientes estáticos y dinámicos de la formación.

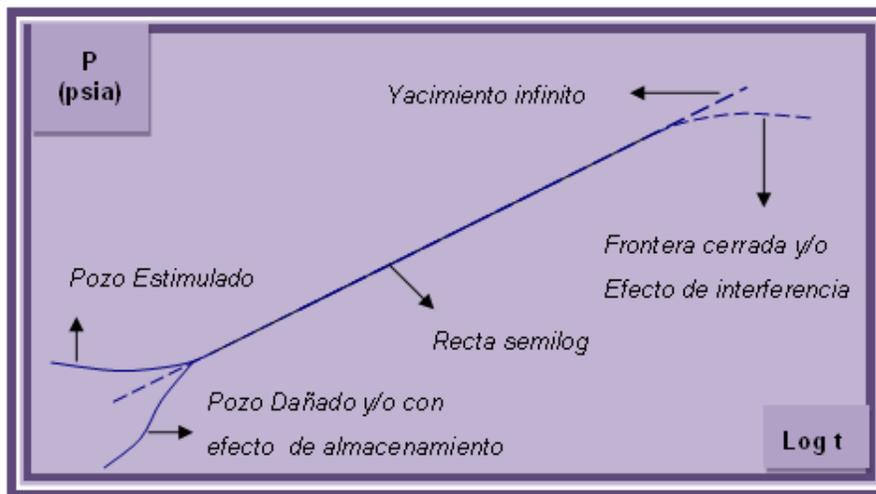


Figura 4.4 Representación Esquemática de un Análisis Semilogarítmico de una Prueba de Restauración de Presión

Son realizadas en pozos ya evaluados previamente y funcionan como pruebas de control de los mismos, se diferencian de las pruebas BHP porque el período de tiempo empleado en el acondicionamiento del pozo para la medición de los gradientes estáticos, es utilizado para registrar mediciones de presión de restauración. ^[20]

Para una mejor visualización del comportamiento de este tipo de pruebas de presión se muestra la figura N° 4.5.

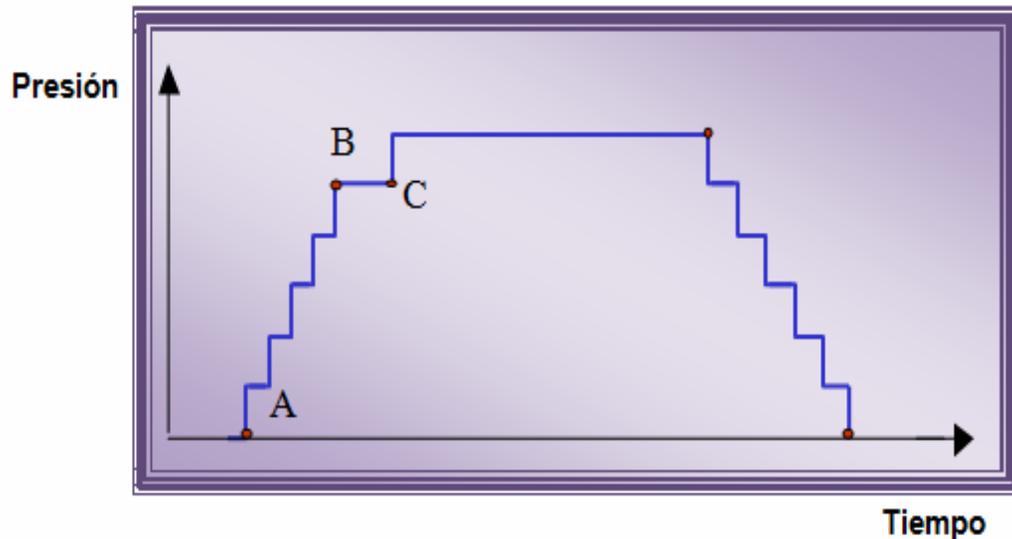


Figura 4.5. Prueba de Presión Pseudo-Buildup

El procedimiento para efectuar estas pruebas es el siguiente:

1. Desde el punto A hasta el punto B corresponde al tiempo durante el cual se realiza la medición del gradiente dinámico de la formación, el cual se efectúa con el pozo fluyendo y registrando a diferentes profundidades las mediciones de presión de fondo fluente, hasta llegar a la cara de la arena a evaluar.
2. Del punto B hasta el punto C indica el período de flujo previo a la restauración efectuado con la finalidad de crear perturbación de presión dentro del pozo y el cual tiene un tiempo máximo de duración de dos horas.
3. Del punto C hasta el punto D corresponde al período de cierre del pozo el cual es realizado en superficie y tiene como finalidad medir la restauración de presión para así determinar parámetros de formación y la presión de yacimiento actual, este período de restauración es realizado por lo general en un tiempo máximo de 12 horas.

4. Del punto D hasta el punto E corresponde a las mediciones del gradiente estático de formación, el cual se efectúa a medida de que se saca el sensor de presión del pozo y consiste en tomar mediciones de presión estática a las mismas profundidades que fueron registradas.

4.1.4 Pruebas de Tasas Múltiples

La prueba multitasa consiste en producir el pozo a tasa de flujo variable midiendo la presión por periodo de flujo estabilizado. El pozo es sometido a un período de flujo de limpieza, para posteriormente realizar un primer cierre tratando de alcanzar una estabilización de la presión del área de drenaje. Posteriormente se deja fluir el pozo por lapsos de tiempo con previos cierres que logran la estabilización del flujo. ^[20]

Mediante el empleo de reductores de presión es posible producir el pozo a una tasa en un lapso de tiempo determinado, variando dicha tasa con diferentes reductores. Estos cambios en la tasa generados por los reductores pueden ser de mayor a menor tasa o viceversa. Estas pruebas son útiles en la determinación del índice de productividad del pozo y para hacer un análisis nodal al mismo. Se usa el principio de superposición para el análisis de estas pruebas. ^[20]

Los parámetros obtenidos a partir de datos de este tipo de pruebas son:

- ♣ Permeabilidad.
- ♣ Factor de daño.
- ♣ Presión del yacimiento.

En la figura N° 4.6 se puede visualizar el comportamiento de la presión de una prueba de flujo múltiple.

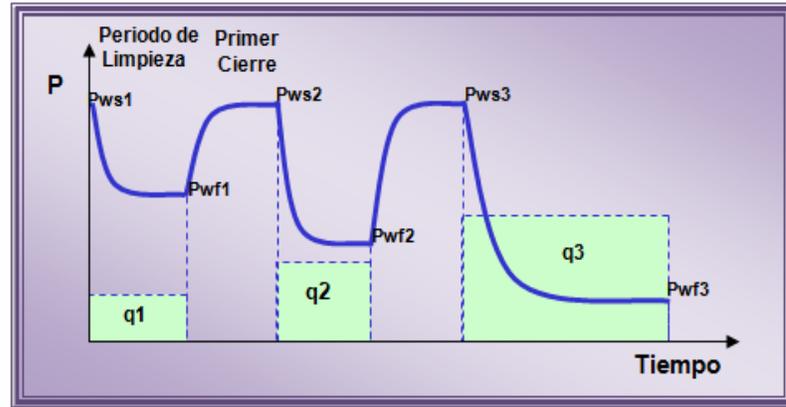


Figura 4.6 Comportamiento de la Presión de una Prueba de Flujo Múltiple.

La prueba de múltiples tasas es capaz de recorrer desde tasas variables hasta una serie de tasas constantes, también contribuye a minimizar los coeficientes de almacenamiento y efectos de los estados de segregación. ^[20]

Por otra parte este tipo de prueba reduce la caída de presión común que es difícil de controlar dado que las fluctuaciones de tasa son difíciles de medir. ^[20]

4.1.5 Pruebas de Interferencia (Interference Testing)

Las pruebas de interferencia tienen dos grandes objetivos. Ellas son usadas para (1) determinar si dos o más pozos están comunicados mediante la presión y (2) cuando la comunicación existe, proveer una estimación de la

permeabilidad y el producto porosidad/compresibilidad, en las inmediaciones de los pozos probados. Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo cualquiera (pozo de observación).

Comprobar la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas. En este caso, la finalidad del análisis es medir la presión a una distancia “ r ” del pozo; siendo “ r ” la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

4.1.6 Prueba Convencional o de Potencial Absoluto

La Prueba convencional también conocida como prueba de contrapresión, consiste en someter el pozo a un cierre tal que permita la restauración de la presión, alcanzando así la estabilidad en el pozo. Luego el pozo es abierto a producción tomando medidas de presión de diferentes tasas de flujo.

Se obtienen los registros de por lo menos cuatro tasas de flujo y se somete nuevamente a cierre el pozo. Las pruebas convencionales permiten predecir la tasa de flujo o potencial de producción que experimentará el pozo a condiciones de presión atmosférica. Este tipo de pruebas son recomendables para ser aplicadas en pozos de yacimientos de permeabilidades altas, dado que para el caso de yacimientos poco permeables serán necesarios largos períodos de tiempo para alcanzar la estabilidad del pozo, lo cual afectarían la rentabilidad económica del proceso.

La tasa de flujo o potencial de producción del pozo (AOF), es el valor teórico de la tasa de flujo que se obtendrá si la presión de fondo fluyente en la cara de la arena fuese la presión atmosférica.^[20]

En la figura N°4.7 se muestra la representación gráfica de una prueba convencional también llamada prueba de potencial absoluto.

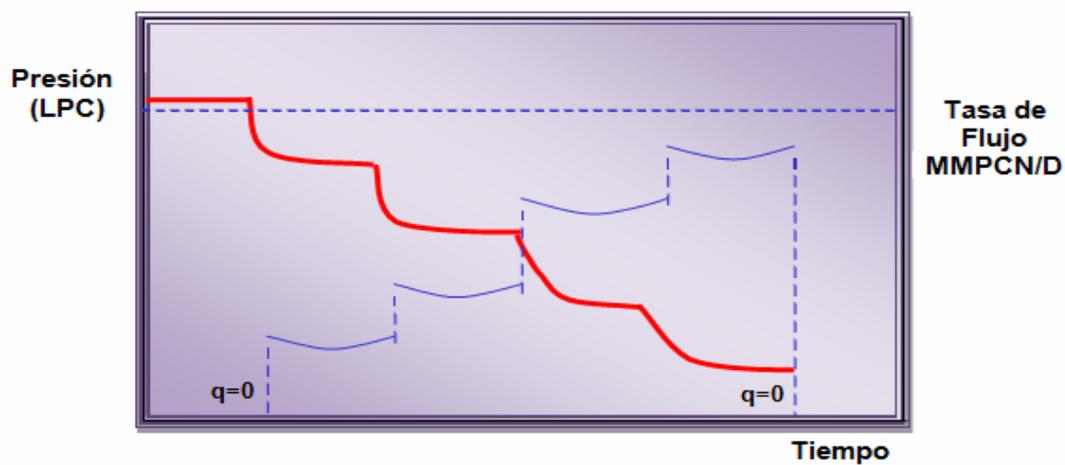


Figura 4.7 Representación Gráfica de una Prueba Convencional

4.1.7 Prueba Isocronal

La prueba isocronal consiste en producir el pozo a diferentes tasas durante períodos de tiempos iguales y cerrar el pozo, hasta alcanzar la presión promedio del área de drenaje en los períodos comprendidos entre dos cambios de tasas subsiguientes.^[19]

La prueba isocronal es aplicada a pozos en yacimientos de gas de baja permeabilidad, los cuales exhiben características de estabilización muy lenta. Esta prueba consiste someter el pozo a ciclos de producción cada uno

a diferente tasa de flujo durante períodos de tiempo iguales, seguidos de cierres que permitan alcanzar la pseudo estabilización de la presión. ^[20]

Las tasas de producción varían con la instalación de reductores cada vez más grandes. Luego de cada período de producción se realiza un período de cierre hasta alcanzar la pseudo presión estabilizada en el pozo, permitiendo tomar registro del comportamiento de la tasa de flujo, la presión de fondo fluyente y la presión en el cabezal del pozo. Los ciclos son repetidos hasta lograr alcanzar la estabilización de la presión promedio en el área de drenaje del pozo. ^[20]

El objetivo de la prueba isocronal es definir las condiciones existentes alrededor de un pozo hasta lograr el equilibrio. Este método desarrollado por Cullender establece que el radio efectivo de drenaje es función de la duración del período de flujo, y deberá ser el mismo para cada punto e independiente de la rata de flujo. ^{20]}

En la figura N° 4.8 se muestra el comportamiento de la tasa y la presión en una prueba isocronal.

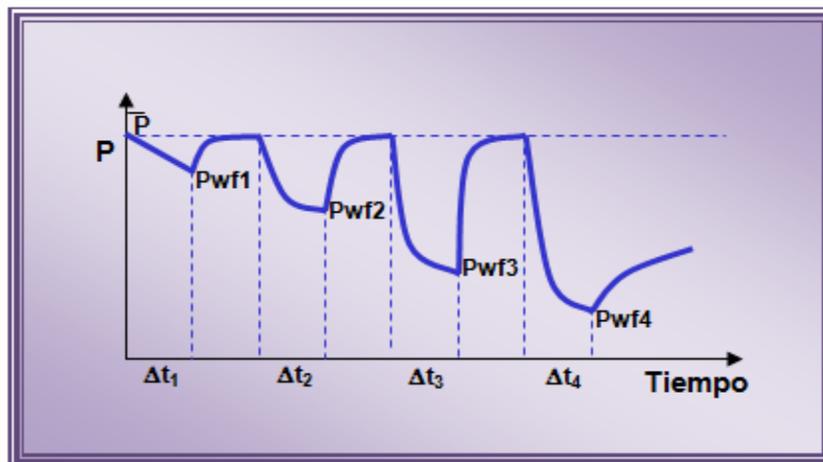


Figura 4.8 Comportamiento de la Tasa y la Presión en una Prueba Isocronal

4.1.8 Prueba Isocronal Modificada

La prueba isocronal modificada es similar a la prueba isocronal convencional, con la diferencia que los tiempos de cierre son iguales a los tiempos de producción de cada periodo de flujo para el yacimiento.

Esta prueba consiste en hacer producir el pozo a diferentes tasas de flujo, durante períodos de tiempo iguales, dichos lapsos de producción van seguidos por períodos de cierre de igual duración. El objetivo principal de la prueba isocronal modificada es acortar el tiempo de pruebas, obteniendo los mismos datos de la prueba isocronal sin usar los largos periodos de estabilización necesarios para llegar a la presión promedio de yacimiento en el área de drenaje del pozo.^[20]

Este Método sugerido por Katz establece que el pozo debe ser cerrado y luego sometido a producción durante períodos iguales de tiempo sin esperar alcanzar la pseudo estabilización de la presión.

En la figura N° 4.9 se puede visualizar el comportamiento de la tasa de flujo y presión en una prueba isocronal modificada.

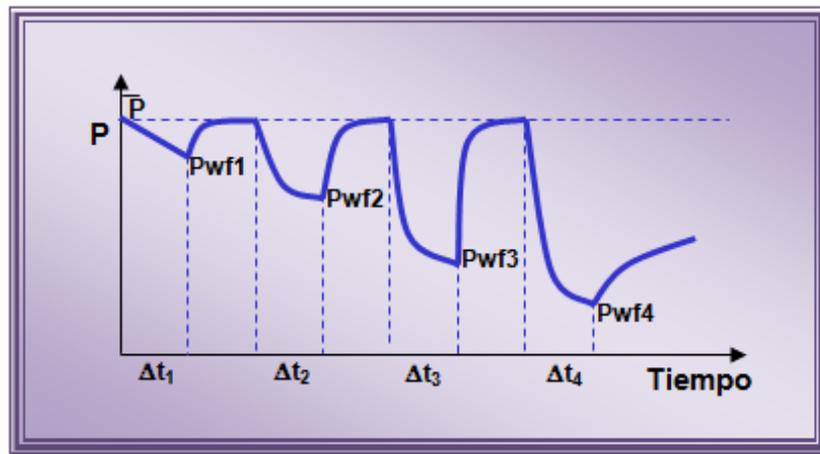


Figura 4.9. Comportamiento de la Tasa de Flujo y Presión en una Prueba Isocronal Modificada

4.2 Descripción de los métodos de cálculo de presión de fondo fluyente

4.2.1 Método de Sukkar y Cornell

Sukkar y Cornell publicaron unos datos tabulados para resolver problemas de cálculos de presión de fondo dentro de un rango de temperatura Pseudo-reducida y presión Pseudo-reducida de $1.5 < T_{sr} < 1.7$; $1 < P_{sr} < 12$. El método original de estos autores se aplica solo a pozos verticales. ^[21]

4.2.1.1 Suposiciones del método

- a.) Flujo de estado estacionario.
- b.) Flujo de una sola fase.
- c.) El cambio en la energía cinética es pequeño y pueden ser despreciables.
- d.) La temperatura es constante a un valor promedio.

e.) La fricción es constante a lo largo de la tubería del pozo.

Todas las ecuaciones de este método se basan en la suposición que la temperatura es constante a un valor promedio. Katz, propuso el uso de una temperatura promedio logarítmica en lugar de un promedio aritmético. La consideración de temperatura constante también implica que el factor de compresibilidad solo depende de una temperatura constante y usualmente no se justifica para el flujo de gas con el gradiente de temperatura amplio.

En Enero de 1974, Messer, Raghavan, y Ramey publicaron una extensión del método Sukkar y Cornell que se aplicaría a los pozos inclinados a temperaturas reducidas de 3.0 y presiones reducidas de 30.0. La integral de Sukkar y Cornell puede ser escrita como:

$$\frac{\gamma_g * L * \cos \theta}{53,34 * T_p} = \int_{(P_g)_r}^{(P_{wf})_r} \frac{Z/P_{sr}}{1 + B(Z/P_{sr})^2} dP_{sr} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

$$T_p = \frac{T_f - T_s}{\ln \frac{T_f}{T_s}} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$B = \frac{667 * f * Q_g^2 * T_p^2}{D^5 * P_{sc}^2 * \cos \theta} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Especificando los términos de las ecuaciones tenemos:

γ_g = Densidad relativa del gas, (Adim)

L = Profundidad no vertical del pozo, (Pie).

- $\theta =$ Ángulo de inclinación del pozo,(Grados)
- $T_p =$ Temperatura promedio logarítmica, (°R)
- $(P_{wf})_r =$ Presión de fondo fluyente reducida,(Adim)
- $(P_s)_r =$ Presión del cabezal fluyente reducida,(Adim)
- $Z =$ Factor de compresibilidad,(Adim)
- $P_{sr} =$ Presión pseudo-reducida,(Adim)
- $B =$ Constante,(Adim)
- $T_f =$ Temperatura de fondo,(°R)
- $T_s =$ Temperatura de Superficie,(°R)
- $P_{sc} =$ Presión pseudo-crítica,(Lpca)
- $f =$ Factor de fricción, (Adim)
- $Q_g =$ Tasa de gas, (MMPCND)
- $D =$ Diametro de la tubería, (Pulgadas).

La integral del lado derecho de la Ec. 4.4 puede ser evaluada a partir de cualquier límite arbitrario menor, como $P_{sr} = 0,2$

$$\int_{(P_s)_r}^{(P_{wf})_r} I(P_{sr})dP_{sr} = \int_{0,2}^{(P_{wf})_r} I(P_{sr})dP_{sr} - \int_{0,2}^{(P_s)_r} I(P_{sr})dP_{sr} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Por lo tanto:

$$\underbrace{\int_{0.2}^{(P_{wf})_r} I(P_{sr}) dP_{sr}}_I = \underbrace{\int_{0.2}^{(P_s)_r} I(P_{sr}) dP_{sr}}_{II} + \underbrace{\frac{Y_g * H}{53,34 * T_p}}_{III} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Además, los valores de la integral se encuentran tabulados en las tablas señaladas en el anexo D (tabla D.1).

La integral extendida de Sukkar y Cornell se basa en el gráfico de factor de compresibilidad (Z) desarrollado para gas natural con bajo contenido de contaminantes (sulfuro de hidrógeno, nitrógeno y dióxido de carbono). El factor Z puede ser ajustado para la presencia de contaminantes usando las correcciones de temperatura pseudo-crítica y presión pseudo-crítica presentada por Wichert y Aziz.

4.2.2 Método de Smith

Este método se denomina también Método de temperatura y factor de compresibilidad promedios y fue desarrollado primeramente por Raaza y Katz (1945) y se utilizó para considerar la variación de la energía cinética. El método se fundamenta en la inclinación del pozo.^[22]

4.2.2.1 Suposiciones del método

- a.) El flujo del fluido tiene que ser estable.
- b.) No deben existir bruscos cambios de fase.
- c.) Aunque el método puede ser utilizado en fluidos condensados, siempre que se puedan realizar los ajustes necesarios, en cuanto a la gravedad y factor de compresibilidad.
- d.) Los cambios en la energía cinética tienen que ser despreciables.

- e.) La temperatura tiene que ser constante, y si hay cambios deben poder ser no tomados en cuenta.
- f.) El factor de compresibilidad (Z) debe ser constante.
- g.) El factor de fricción debe ser constante en la tubería conductora.

El Método se sustenta en lo siguiente:

$$\left(\frac{53,34}{\gamma_g}\right) \left(\frac{T * Z}{P} dP\right) - \left[1 + 0,00268 \left(\frac{f}{D^5}\right) \left(\frac{T * Z}{P}\right)^2 Q_g^2 \left(\frac{L}{H}\right) dH\right] = 0 \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Utilizando valores promedios e integrando la ecuación 4.6 queda:

$$\left(\frac{53,34}{\gamma_g} T_p * Z_p\right) \int_{P_s}^{P_{WF}} \frac{dP}{\left[P + 0,00268 (f_p / D^5) (T_p * Z_p * Q_g)^2 (L/H) (L/P)\right]} - \int_0^H dH \quad (\text{Ec. 4.7})$$

A partir de los resultados se obtiene:

$$\int \left(\frac{PdP}{C^2 + P^2}\right) = \frac{dP}{(P + (C^2/P))} = \frac{1}{2} \ln(C^2 + P^2) \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Reagrupando y reemplazando los valores en la ecuación 4.7 queda:

$$\ln\left(\frac{C^2 + P_{WF}^2}{C^2 + P_s^2}\right) = \frac{2 * \gamma_g * H}{53,34 * T_p * Z_p} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Finalmente se obtiene:

$$\left(\frac{C^2 + P_{WF}^2}{C^2 + P_S^2} \right) = \exp \left(\frac{2 * \gamma_g * H}{53.34 * T_p * Z_p} \right) \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Sustituyendo ^(C) en la ecuación 4.10, queda:

$$P_{WF}^2 = P_S^2 * e^s + \left[\frac{25 * \gamma_g * T_p * Z_p * f_p * L(e^s - 1) * Q_g^2}{S * D^5} \right] \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Donde:

P_{WF} = Presión de fondo fluyente, Lpca

P_S = Presión del cabezal fluyente, Lpca

γ_g = Densidad relativa del gas, Adim

f_p = Promedio aritmético del coeficiente de fricción de Moody a la temperatura y presión promedio, Adim

T_p = Promedio aritmético de la temperatura, °R

Z_p = Promedio aritmético del factor de compresibilidad a la temperatura y presión promedio, Adim

L = Lado inclinado del pozo, Pie

H = Distancia vertical del pozo desde la superficie, Pie

Q_g = Tasa de flujo del gas, MMPCND

D = Diámetro del flujo, Pulgadas

$$S = \left(\frac{2 * \gamma_G * H}{53,34 * T_P * Z_P} \right) \quad (\text{Ec. 4.12})$$

La relación entre el coeficiente de Moody y Fanning es:

$$f_M = 4f_F \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Luego si en la ecuación 3.6 se utiliza el coeficiente de Fanning, queda:

$$P_{WF}^2 = P_S^2 * e^s + \left[\frac{100 * \gamma_G * T_P * Z_P * f_{FP} * (e^s - 1) * Q_g^2}{S * D^5} \right] \quad (\text{Ec. 4.14})$$

El coeficiente de Moody (f_M) se puede determinar, según la siguiente ecuación:

$$f_M = \frac{(3,09208 * 10^{-3}) * Q_g^{-0,065} * D^{-0,058} * \gamma_g^{-0,065}}{\mu_g^{-0,065}} \quad (\text{Ec. 4.15})$$

Donde:

μ_g = Viscosidad del gas, (lb/pie seg)

f_M = Coeficiente de fricción de Moody de la tubería, (Adim)

Q_g = Tasa volumétrica en (MMPCND)

D = Diámetro de la tubería, Pie

γ_g = Densidad relativa del gas al aire, (Adim)

El coeficiente de Fanning (f_F) se puede determinar también en función de número de Reynolds, según lo siguiente:

$$\left(\frac{1}{\sqrt{f_F}}\right) = 4,0 - \log\left(\frac{D}{\gamma}\right) + 2,28 - 4,01 \log\left(1 + 4,67 \left(\frac{D/\gamma}{R_e}\right)\right) \quad (\text{Ec. 4.16})$$

El número de Reynolds se calcula por la siguiente ecuación:

$$R_e = \frac{20022 * \gamma_g * Q_g}{\mu_g * D} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

Donde:

R_e = Número de Reynolds, (Adim)

μ_g = Viscosidad (Cps)

D = Diámetro de la tubería, (Pulgadas)

Q_g = Tasa volumétrica en (MMPCND)

Procedimiento generalmente usado para desarrollar este Método:

1. Suponer un valor de presión de fondo fluente.

$$(P_{WF})_{SC} = P_S + (25 * P_S * H * 10^{-6}) \quad (\text{Ec. 4.18})$$

2. Determinar los valores de: $(T_P, Z_P, P_P, F_M \text{ y } \mu)$

3. Calcular la presión de fondo fluente corregida $(P_{WF})_C$

4. Comparar con el supuesto y si el error es $< 0,1\%$ es el valor buscado, sino hay que seguir iterando.

4.2.3 Método de Cullender y Smith

Este método, tiene la ventaja que los cálculos son de gran precisión, debido a la consideración de la variación del Factor de Compresibilidad (Z) y la temperatura (T) con la profundidad. En virtud de ello hace que la ecuación tenga una alta precisión, la cual puede ser cotejada con datos obtenidos a través de simuladores. ^[10]

4.2.3.1 Suposiciones del método

- a.) El gas es de flujo continuo.
- b.) Tomar en consideración la variación de Z y T con la profundidad.
- c.) No considerar el cambio de la energía cinética

Este método se fundamenta en la siguiente ecuación:

$$\frac{1000 \times \gamma_g \times H}{53.34} = \int_{P_2}^{P_1} \frac{(P/T \times Z) dP}{\left[2,6665 \times \left(\frac{f}{4}\right) \times Q_g \right] (1/D^5) + [(1/1000) \times (H/L) \times (P/T \times Z)^2]} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

En donde el diámetro de la tubería esta dado en pulgadas

$$F^2 = \frac{2,6665 \times (f/4) \times Q_g}{D^5} \quad (\text{Ec. 4.20})$$

La ecuación 4.20, puede simplificarse utilizando el factor de fricción de Nikuradse (Fr), quien desarrollo una ecuación para el flujo turbulento, basándose en una rugosidad (ϵ) absoluta igual a 0,00060 pulgadas, y se obtiene:

$$Fr = F = \frac{0,10796 * Q_g}{D^{2,612}} \quad \text{Si } D < 4,277 \text{ Pulgadas} \quad (\text{Ec. 4.21})$$

$$Fr = F = \frac{0,10337 * Q_g}{D^{2,582}} \quad \text{Si } D > 4,277 \text{ Pulgadas} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

Los valores de (Fr) están tabulados o se calculan a través de las ecuaciones anteriormente planteadas. La ecuación 4.19 simplificada queda:

$$\frac{1000 * \gamma_g * H}{53.34} = \int_{P_S}^{P_{wf}} \frac{(P/T * Z)dP}{F^2 + [(1/1000) * (H/L) * (P/T * Z)^2]} \quad (\text{Ec. 4.23})$$

Para resolver la ecuación 4.23 se debe asumir que la temperatura promedio es la temperatura media logarítmica, determinada por la siguiente ecuación:

$$T_P = \frac{T_2 - T_1}{\ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right)} \quad (\text{Ec. 4.24})$$

Además de evaluar la integración a través de los métodos numéricos se obtiene lo siguiente:

$$\frac{1000 * \gamma_g * H}{53.34} = \int_{P_S}^{P_{wf}} \left[dP = \frac{(P_M - P_S)(J_M + I_S)}{2} + \frac{(P_{WF} - P_M)(J_{WF} + I_M)}{2} \right] \quad (\text{Ec. 4.25})$$

Luego queda:

$$37,5 * \gamma_g * H = ((P_M - P_S)(J_M + I_S) + (P_{WF} - P_M)(J_{WF} + I_M)) \quad (\text{Ec. 4.26})$$

En donde:

$$I_S = \frac{(P_S/T_S * Z_S)}{[F^2 + (1/1000)(H/L)(P_S/T_S * Z_S)^2]} \quad (\text{Ec. 4.27})$$

$$I_M = \frac{(P_M/T_M * Z_M)}{[F^2 + (1/1000)(H/L)(P_M/T_M * Z_M)^2]} \quad (\text{Ec. 4.28})$$

$$I_{WF} = \frac{(P_{WF}/T_F * Z_F)}{[F^2 + (1/1000)(H/L)(P_{WF}/T_{WF} * Z_{WF})^2]} \quad (\text{Ec. 4.29})$$

En términos generales y utilizando la ecuación

$$\sin \theta = \left(\frac{H}{L} \right) \quad (\text{Ec. 4.30})$$

Se obtiene:

$$I_S = \frac{(P/T * Z)}{[F^2 + 0,001 * \sin \theta (P/T * Z)^2]} \quad (\text{Ec. 4.31})$$

La ecuación 4.26 se puede dividir en dos partes. Una que representa la mitad superior de flujo y la otra la mitad inferior del flujo:

La mitad de flujo superior

$$37,5 * \gamma_B * H/2 = (P_M - P_S)(I_M + I_S) \quad (\text{Ec. 4.32})$$

La mitad de flujo inferior

$$37,5 * \gamma_g * H/2 = (P_{WF} - P_M)(I_{WF} + I_M) \quad (\text{Ec. 4.33})$$

Utilizando la Regla de Simpson se obtiene una ecuación que permite determinar la presión de fondo fluvente, la cual es:

$$\Delta P_{WF} = P_{WF} - P_S \quad (\text{Ec. 4.34})$$

$$P_{WF} = P_S + \left[\frac{112,5 * \gamma_g * H}{I_S + 4 * I_M + I_{WF}} \right] \quad (\text{Ec. 4.35})$$

Donde:

P_{WF} = Presión de Fondo Fluvente, Lpca

P_S = Presión del Cabezal Fluvente, Lpca

H = Profundidad no Inclinada, Pie

D = Diámetro de la tubería, Pulgadas

Q_g = Tasa volumétrica, MMPCND

γ_g = Densidad relativa del gas, Adim

Z = Factor de compresibilidad, el subíndice indicara si el intervalo (Superficie, Medio, Fondo).

4.3 Aplicación de los métodos para el cálculo de presión de fondo fluvente tomando datos de la prueba de presión realizada al pozo UDO-CCN.

Para la ejecución de la evaluación de los métodos de Sukkar y Cornell, Smith y Métodos de Cullender y Smith fueron necesarios los datos suministrados por la prueba de presión Build-Up realizada al pozo UDO-CCN.

A continuación se muestra en la Tabla N°4.1, los datos necesarios para lograr la evaluación.

Tabla N°4.1 Tabla de Datos de la Prueba de Presión realizada al pozo UDO-CCN

DATOS	
Temperatura de Fondo (°R)	629,6
Densidad Relativa	0,72
Presión de Cabezal Fluyente (lpca)	1234,7
Temperatura de Cabezal Fluyente (°R)	560,1
Profundidad (pies)	5234
Diámetro de Tubería (pulg)	2,875
Caudal (MMPCND)	3,432
Ángulo del Pozo (grados)	50
Densidad (gr/cc)	0,095

4.3.1 Método de Sukkar y Cornell

La resolución de este método se realiza siguiendo el procedimiento que a continuación se presenta:

- a) Se halla la presión pseudocrítica, sustituyendo el valor correspondiente en la Ec.2.7.

$$P_{sc} = 677 + 15 * 0,72 - 37,5 * 0,72^2 = 668,36 \text{Lpca} \quad (\text{Ec. 4.36})$$

- b) Con la presión crítica se busca la presión pseudoreducida, resolviendo la Ec.2.13

$$P_{sr} = \frac{P_s}{P_{sc}} = \frac{1234,7}{668,36} = 1,847 \quad (\text{Ec. 4.37})$$

- c) De igual manera se debe encontrar la Temperatura pseudocrítica, aplicando la Ec.2.8.

$$T_{sc} = 168 + 325 * 0,72 - 12,5 * 0,72^2 = 395,52^\circ\text{R} \quad (\text{Ec. 4.38})$$

- d) Posteriormente se halla la Temperatura promedio logarítmica, usando la Ec. 4.2

$$T_P = \frac{629,6 - 560,1}{\ln \frac{629,6}{560,1}} = 594,173^\circ\text{R} \quad (\text{Ec. 4.39})$$

- e) Luego se calcula la Temperatura pseudoreducida logarítmica, empleando la Ec.2.14.

$$T_{srP} = \frac{T_P}{T_{sc}} = \frac{594,173}{395,52} = 1,502 \quad (\text{Ec. 4.40})$$

- f) Se aplica el Factor de fricción según la correlación de Nikuradse para diámetros menores de 4,227 pulgadas Ec. 4.21

$$f = \frac{0,10796 * 3,432}{2,875^{2,612}} = 0,023 \quad (\text{Ec. 4.41})$$

g) Se obtiene la Constante B, por medio de la Ec. 4.3

$$B = \frac{667 * 0,023 * 3,432^2 * 594,173^2}{2,875^5 * 668,36^2 * \cos 50} = 0,753 \approx 0,00 \quad (\text{Ec. 4.42})$$

h) Con el uso de la tabla D.1 del método de Sukkar y Cornell ampliado ubicada en el anexo D y los valores de Presión pseudo reducida, temperatura pseudo reducida logarítmica y constante B, luego de iterar (si es necesario) se logra determinar el valor de la integral del lado derecho (II), de la Ec.4.5

$$\int_{0,2}^{(P_s)_r} I(P_{sr}) dP_{sr} = 2,059 \quad (\text{Ec. 4.43})$$

i) Para determinar el término III de la Ec. 4.5 Se calcula por separado utilizando la siguiente parte de esa ecuación

$$\frac{\gamma_g * H}{53,34 * T_p} = \frac{0,72 * 5234}{53,34 * 594,173} = 0,119 \quad (\text{Ec. 4.44})$$

j) Ahora sumando los términos II y III, se obtiene el término I

$$\int_{0,2}^{(P_{wf})_r} I(P_{sr}) dP_{sr} = 2,178 \quad (\text{Ec. 4.45})$$

- k) Tomando el valor del término I como una nueva presión seudo reducida, la constante B y la temperatura seudo reducida, se obtiene de la tabla D.1 del método de Sukkar y Cornell ampliado ubicada en el anexo D. Una presión de fondo fluyente reducida.

$$(P_{wfr})_r = 2,196 \quad (\text{Ec. 4.46})$$

- l) Para obtener la Presión de fondo fluyente, se hace con una simple multiplicación como se presenta a continuación:

$$P_{wff} = (P_{wfr})_r * P_{sc} = 2,196 * 668,36 = 1467,719 \text{ Lpca} \quad (\text{Ec. 4.47})$$

4.3.2 Método de Smith

- a.) Inicialmente se supone una presión de fondo fluyente con la ecuación 4.18

$$P_{WFA} = 1234,7 + (25 * 1234,7 * 5234 * 10^{-6}) = 1396,26 \text{ Lpca} \quad (\text{Ec. 4.48})$$

- b.) Luego se calculan valores promedios de presión y temperatura

$$P_p = \frac{P_{WFA} + P_s}{2} = \frac{1396,26 + 1234,7}{2} = 1315,48 \text{ Lpca} \quad (\text{Ec. 4.49})$$

$$T_p = \frac{T_s + T_f}{2} = \frac{560,1 + 629,6}{2} = 594,85 \text{ R} \quad (\text{Ec. 4.50})$$

c.) Además se requiere obtener un Z_p , el cual se obtiene calculando las condiciones pseudoreducidas, tomando en cuenta los cálculos de condiciones pseudocríticas evaluadas en la Ec. 2.13, para que estos valores sean introducidos luego en la gráfica de Standing (Ver Anexo C.1) y leer el valor del factor de compresibilidad promedio.

$$P_{sr} = \frac{P_p}{P_{sc}} = \frac{1315,48}{668,36} = 1,968 \quad (\text{Ec. 4.51})$$

$$T_{sr} = \frac{T_p}{T_{sc}} = \frac{594,85}{395,52} = 1,504 \quad (\text{Ec. 4.52})$$

$$Z_p = 0,83 \quad (\text{Ec. 4.53})$$

d.) Seguidamente se calcula la viscosidad con las ecuaciones (2.15 a 2.18).

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * 20,8512) * 594,85^{1,5}}{209 + 19 * 20,8512 + 594,85} = 118,687 \quad (\text{Ec. 4.54})$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{594,85} + 0,01 * 20,8512 = 5,366 \quad (\text{Ec. 4.55})$$

$$Y = 2,4 - 0,2 * 5,366 = 1,327 \quad (\text{Ec. 4.56})$$

$$\mu_g = \frac{118,687 * \exp(5,366 * 0,095^{1,327})}{10000} = 0,015 \text{ Cps} \quad (\text{Ec. 4.57})$$

e.) Con la ecuación 4.15 se calcula el factor de fricción Moddy

$$f_M = \frac{(30,9208 * 10^{-3}) * 3,432^{-0,065} * 2,875^{-0,065} * 0,72^{-0,065}}{0,015^{-0,065}} = 0,015 \quad (\text{Ec. 4.58})$$

f.) Posteriormente se determina la presión de fondo fluyente corregida, para ello se requiere conocer el termino S, ecuación 4.12

$$S = \left(\frac{2 * 0,72 * 5234}{53,34 * 594,85 * 0,83} \right) = 0,286 \quad (\text{Ec. 4.59})$$

$$P_{wf} = \sqrt{1234,7^2 * e^{0,286} + \left[\frac{25 * 0,72 * 594,85 * 0,83 * 0,015 * 6832,5(e^{0,286} - 1) * 3,432^2}{0,286 * 2,875^3} \right]} \quad (\text{Ec. 4.60})$$

$$P_{wf} == 1446,665 \text{ Lpca}$$

g.) Finalmente se calcula el error entre la presión inicialmente asumida

(P_{WFA}) y la presión de fondo fluyente corregida

$$\%error = \frac{1446,665 - 1396,26}{1446,665} * 100 = 3,484\% \quad (\text{Ec. 4.61})$$

En vista que el error es mayor de 0,1% (porcentaje de error exigido por el método) se procede hacer un proceso iterativo hasta lograr un error permisible; el proceso de iteración comienza suponiendo que la presión de

fondo fluvente asumida va a ser la última presión de fondo fluvente calculada, a continuación se muestra la tabla N°4.2. con los cálculos realizados.

Tabla N°4.2. Proceso iterativo del método de Smith.

ITERACIONES	1
Presión de Fondo Fluvente Asumida (lpca)	1446,665
Presión Promedio (lpca)	1340,683
Presión seudoreducida	2,006
Factor de Compresibilidad	0,830
Densidad del Gas (g/cm ³)	0,095
Viscosidad (cp)	0,015
fM	0,015
S	0,286
Pwf2	2092839,641
Pwf (lpca)	1446,665
% Error	0,00

4.3.3 Método de Cullender y Smith

Para realizar la evaluación del método de Cullender y Smith se tomaron en cuenta con los datos asociados al pozo CCN, mostrados en la tabla N°4.1.

- a.) Se selecciona la parte izquierda de la Ec 4.32:

$$37,5 * 0,72 * \frac{5234}{2} = 70659,00 \quad (\text{Ec. 4.62})$$

b.) Se determina el factor de fricción (F^2), usando la ecuación planteada por Nikuradse, considerando una rugosidad absoluta de 0,00060 pulg. Y un diámetro de tubería 2,875 pulg.

$$Fr = F^2 = \frac{0,10796 * 3,432}{2,875^{2,612}} = 0,001 \quad (\text{Ec. 4.63})$$

c.) Se procede a hallar Zs Factor de compresibilidad en condiciones de superficie, para ello se requiere del cálculo previo de las condiciones críticas y pseudoreducidas usando correlaciones de Standing, ecuaciones (2.7-2.8 y 2.13-2.14).

$$P_{sc} = 677 + 15 * 0,72 - 37,5 * 0,72^2 = 668,36 \text{ Lpca} \quad (\text{Ec. 4.64})$$

$$P_{sr} = \frac{P_s}{P_{sc}} = \frac{1234,7}{668,36} = 1,847 \quad (\text{Ec. 4.65})$$

$$T_{sc} = 168 + 325 * 0,72 - 12,5 * 0,72^2 = 395,52 \text{ R} \quad (\text{Ec. 4.66})$$

$$T_{sr} = \frac{T_s}{T_{sc}} = \frac{560,1}{395,52} = 1,416 \quad (\text{Ec. 4.67})$$

$$Z_s = 0,80 \quad (\text{Ec. 4.68})$$

d.) Con la ecuación N° 2.27 se procede a calcular I_s con las condiciones de superficie, para ello se requiere conocer el valor de L el cual fue hallado en la ecuación N°4.30.

$$I_s = \frac{(1234,7)/560,1 * 0,80}{[0,001 + (1/1000)(5234/6832,495)(1234,7)/560,1 * 0,80)^2]} = 432,699 \quad (\text{Ec. 4.69})$$

e.) Seguidamente se halla una presión media asumida, despejándola de la mitad del flujo superior planteada en la ecuación N° 4.32 y asumiendo un $I_s = I_M = 432,699$.

$$P_M = 1234,7 + \frac{70659,00}{2 * 432,699} = 1316,349 \text{ Lpca} \quad (\text{Ec. 4.70})$$

f.) Posteriormente se calcula I_M con la ecuación N 4.28 para lo cual se requiere hallar las condiciones seudoreducidas con la presión media y la temperatura media logarítmica calculada anteriormente en la ecuación N° 4.2

$$P_{sr} = \frac{P_M}{P_{sc}} = \frac{1316,349}{668,36} = 1,97 \quad (\text{Ec. 4.71})$$

$$T_{sr} = \frac{T_M}{T_{sc}} = \frac{594,173}{395,52} = 1,502 \quad (\text{Ec. 4.72})$$

$$Z_M = 0,83 \quad (\text{Ec. 4.73})$$

$$I_M = \frac{(1316,349/594,173 * 0,83)}{[0,001 + (1/1000)(5234/6832,495)(1316,349/594,173 * 0,83)^2]}$$

$$I_M = 444,166 \quad (\text{Ec. 4.74})$$

g.) Se repite el cálculo de la presión media pero esta vez $I_M = 444,166$

$$P_M = 1234,7 + \frac{70659,00}{444,166 * 432,699} = 1315,281 \text{ Lpca} \quad (\text{Ec. 4.75})$$

h.) Se debe comprobar que el valor de P_M cumpla con un error menor a 0,5 %, de no ser así, se realizará un proceso iterativo hasta alcanzar el máximo valor de rango de error.

$$\%e = \frac{1315,281 - 1316,349}{1315,281} * 100 = 0,081\% \quad (\text{Ec. 4.76})$$

i.) Seguidamente se halla una presión de fondo fluyente, despejándola de la mitad del flujo inferior, planteada en la ecuación N°4.33 y asumiendo un $I_M = I_{WF} = 444,166$.

$$P_{WF} = 1234,7 + \frac{70695,00}{2 * 444,166} = 1394,82 \text{ Lpca} \quad (\text{Ec. 4.77})$$

j.) Consecutivamente se calcula I_{WF} con la ecuación N°4.29, por lo tanto se requiere de las condiciones seudoreducidas; en condiciones de fondo del pozo.

(Ec. 4.78)

$$P_{sr} = \frac{P_{WF}}{P_{sc}} = \frac{1394,82}{668,36} = 2,087$$

$$T_{sr} = \frac{T_{WF}}{T_{sc}} = \frac{629,6}{395,52} = 1,592 \quad (\text{Ec. 4.79})$$

$$Z_M = 0,86 \quad (\text{Ec. 4.80})$$

$$I_{WF} = \frac{(1394,82/629,6 * 0,86)}{[0,001 + (1/1000)(3234/6832,495)(1394,82/629,6 * 0,86)^2]} \quad (\text{Ec. 4.81})$$

$$I_{WF} = 457,135$$

k.) Por último se calcula la P_{WF} de la ecuación general del método (ecuación N°4.35) y el porcentaje de error el cual debe ser menor al 0,5%.

$$P_{WF} = 1234,7 + \left[\frac{112,5 * 0,72 * 5234}{432,699 + 4 * 444,166 + 457,135} \right] \quad (\text{Ec. 4.82})$$

$$P_{WF} = 1393,69 \text{ Lpca}$$

$$\%e = \frac{1393,69 - 1394,82}{1393,69} * 100 = 0,081\% \quad (\text{Ec. 4.83})$$

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el pozo UDO-CCN se procedió a realizar una prueba Build Up para registrar los gradientes de presión hasta la profundidad establecida donde se localizó la arena de interés R3 (5229-5234)pie, esta prueba se realizó con el sensor 50594 el cual registró datos de presión, temperatura y densidad a lo largo del pozo (ver figura N°5.1), dichas lecturas de estas variables se registraron satisfactoriamente, sin embargo al momento de cerrar el pozo para comenzar el periodo de restauración, la presión incrementa, luego decrece, y mantiene este comportamiento de subir y bajar a lo largo del periodo de restauración, por esta razón se decide finalizar la prueba. En este caso no se realizaron planteamientos de suponer grandes tamaños del yacimiento o límites infinitos, sino de verificar la existencia de una fuga de gas.

Los inconvenientes presentados en esta prueba representaron pérdidas en cuanto a tiempo que se tradujo en pérdidas económicas, sin lograr los objetivos iniciales de la prueba entre los que se pueden mencionar: límites del yacimiento, área de drenaje del pozo, daño o estimulación del pozo, entre otros. Al momento de realizar las pruebas de presión se debe ser muy minucioso con la ejecución y monitoreo de las mismas, debido a los problemas operacionales que se pudieran presentar, que no solo representarían riesgos económicos sino riesgos para el personal que labora en las instalaciones aledañas al pozo.

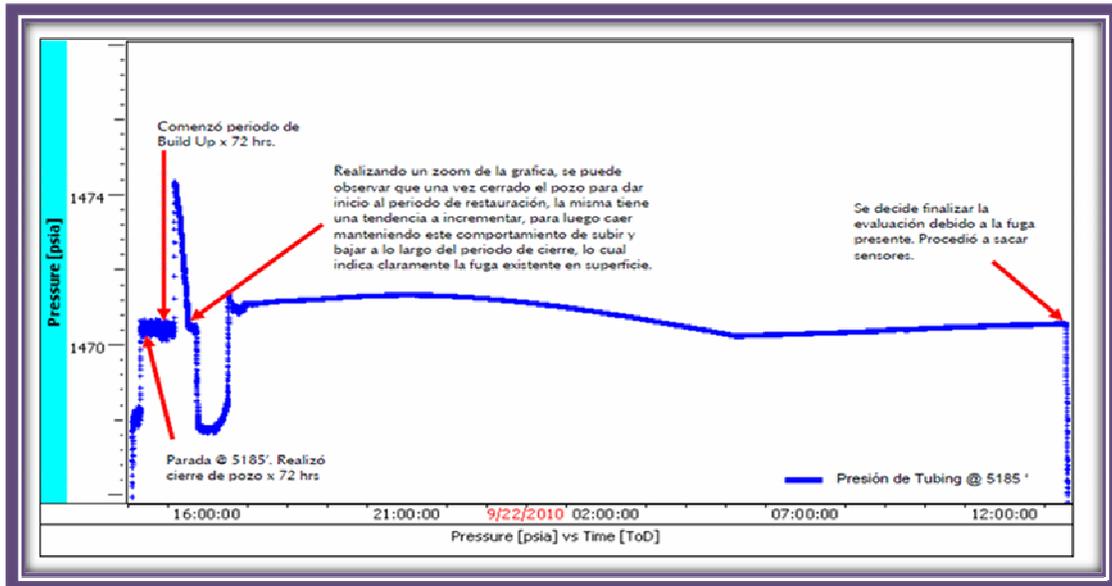


Figura N°5.1 Datos de presión de fondo, Prueba Build Up realizada en el pozo UDO-CCN.

Una vez adquiridos los datos de presión en función del tiempo del pozo UDO-CCN durante la prueba de restauración de presión Build Up, los datos de desviación del pozo y los datos de producción, se realizó la evaluación de los métodos, donde se obtuvieron los siguientes resultados (ver tabla 5.1).

Tabla 5.1 Resultados de Presión de Fondo Fluyente y porcentaje de error de los métodos con respecto a la prueba de presión Buil Up.

Métodos	Pwf (Lpca)
Prueba de Presión	1472,00
Sukkar y Cornell	1467,72
Smith	1446,67
Cullender y Smith	1393,69

Estos métodos permitieron tener un valor aproximado de la presión de fondo fluvente a través de los cuales se pudo realizar la comparación, dando como resultado que en esta investigación el método que más se ajusta a la presión de fondo fluvente registrada en el pozo UDO-CCN fue el método de Sukkar y Cornell, con un porcentaje de error de 0,292% a diferencia de Smith y Cullender y Smith los cuales registraron porcentajes de error de (1,751% y 5,619%) respectivamente. A continuación se muestra una grafica comparativa de los porcentajes de errores (Figura N°5.2).

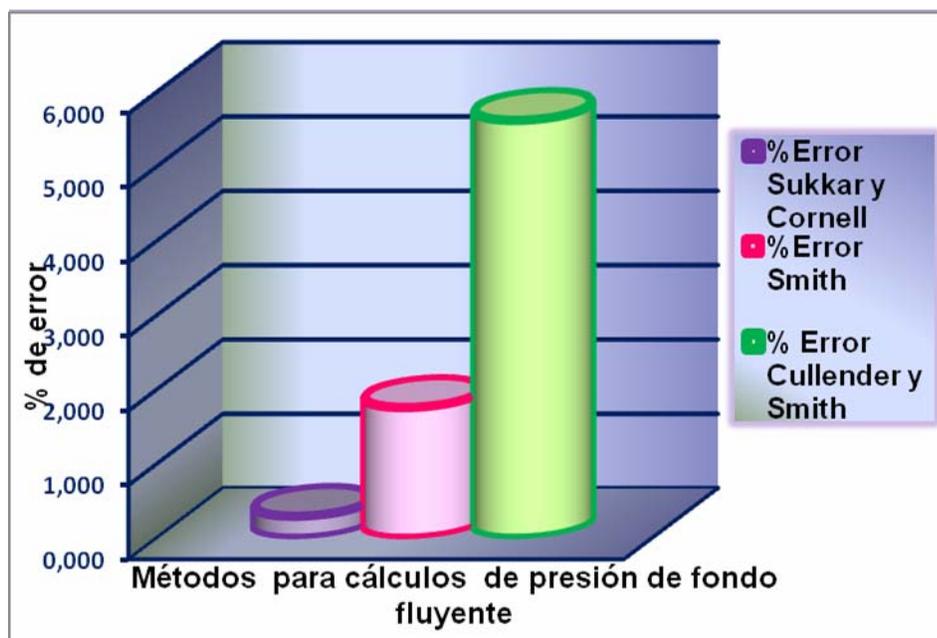


Figura N°5.2 Porcentaje de error de los métodos comparados con la presión de fondo registrada en la prueba Build Up.

El método de Sukkar y Cornell es una correlación que se caracteriza por arrojar resultados con alto porcentaje de precisión cuando se trata de profundidades intermedias y presiones menores a 10.000 Lpc, lo cual cumple en este caso. Este método es muy simple, debido a que mantiene

temperaturas y factor de compresibilidad constantes a un valor promedio, se consideró un factor de fricción de 0,023 calculado por Nikuradse tomando en cuenta una rugosidad absoluta, diámetro de la tubería, y tasa de gas; este factor de fricción se mantuvo constante a lo largo de la tubería. Además, como el cambio de energía cinética es muy pequeño se consideró despreciable. En el estudio del pozo UDO-CCN, el porcentaje de error arrojado por este método es muy bajo y coteja muy bien con la presión de fondo fluyente proporcionada por la prueba Buil Up. Es importante mencionar que para el desarrollo de este método se aplicó las correcciones usadas por Messer, Raghavan, y Ramey aplicada para pozos inclinados.

Por otro lado, el método de Smith además de considerar temperatura y compresibilidad promedio, se calculó un factor de fricción de Moody, el cual requirió la determinación de la viscosidad del gas, en el que intervino la densidad del fluido, dicha densidad fue registrada directamente con el sensor 50594. Este método tiene una tolerancia de 0,1 %, el cual inicialmente superó la tolerancia mínima permitida, con valor de 3,484% por lo que fue necesario aplicar una (1) iteración hasta lograr un porcentaje de 0,00 (Figura N°5.3) estos métodos son considerados de ensayo y error por ende se debe realizar iteraciones hasta lograr dicho valor.

En Cullender y Smith se consideró la variación del factor de compresibilidad y la temperatura con la profundidad. Se dividió en intervalos de superficie, intervalo medio, y el intervalo de fondo, cada uno de ellos con los valores de compresibilidades y temperaturas conocidas en cada zona, demostrándose que a medida que se acerca a la superficie, tanto la temperatura y la compresibilidad del fluido disminuyen proporcionalmente. Además, para este caso se usó el factor de fricción de Nikuradse el cual se mantuvo constante a lo largo de toda la tubería de producción. El método de

Cullender y Smith al igual que Smith debió cumplir con una tolerancia de 0,1 % sin embargo el porcentaje de error se encontró por debajo de los límites permitidos, por lo que no fue necesario ninguna iteración (Ver Figura N°5.4)

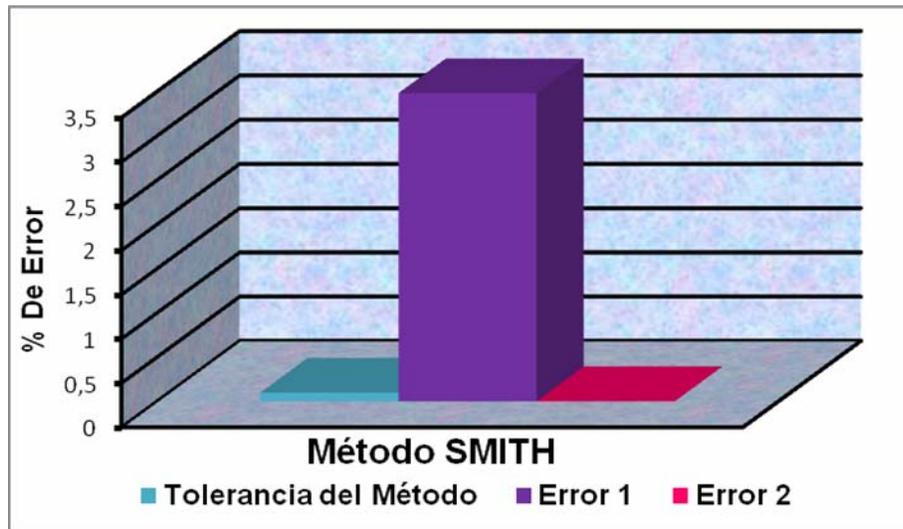


Figura N° 5.3 Porcentaje de error del método de Smith (Proceso Iterativo).

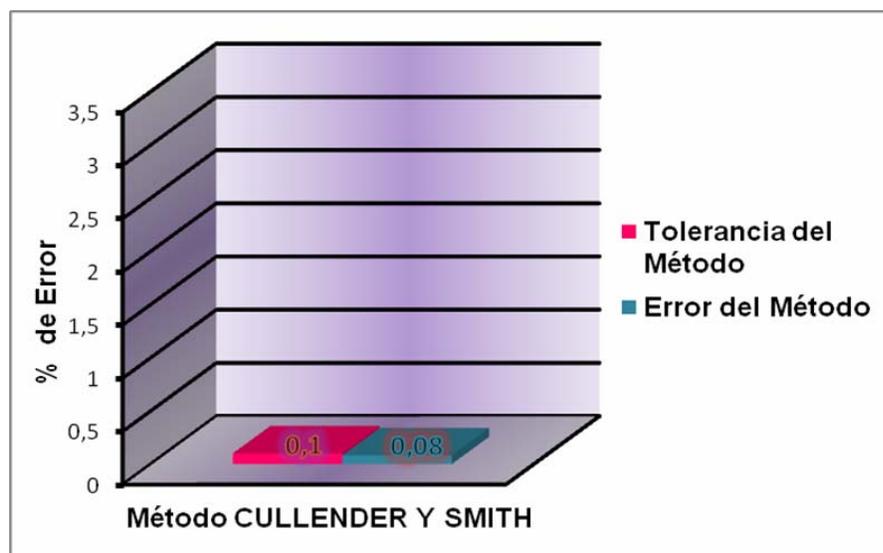


Figura N°5.4 Porcentaje de error del método de Cullender y Smith.

CONCLUSIONES

1. La prueba de presión Build Up realizada en el pozo UDO-CCN registró satisfactoriamente los valores de presión y temperatura necesarios para la ejecución de los métodos, siendo la presión de fondo fluyente 1472Lpca.
2. En el método de Sukkar y Cornell se obtuvo una presión de 1467,72 Lpca arrojando un error de 0,292% considerado un error muy bajo al ser comparado con la prueba de presión, en este método se realizó la corrección de Messer, Raghavan, y Ramey aplicadas a pozos inclinados.
3. La presión generada en el método de Smith fue de 1446,62 Lpca la cual se logró un pequeño error de 1,755 % con respecto a la prueba de presión, esto se obtuvo a través de una (1) iteración con el fin de cumplir con el rango de error máximo permitido por el método (0,1%).
4. A través del método de Cullender y Smith se alcanzó una presión de 1393,69 Lpca, con un porcentaje de error moderadamente alto de 5,619%, este resultado se alcanzó sin necesidad de proceso iterativo para cumplir con el máximo error permitido por el método
5. El método de Sukkar y Cornell es el más preciso de los tres métodos estudiados, comparándolo con la prueba de presión registrada en el pozo UDO-CCN, considerando temperatura y factor de compresibilidad con valores promedios.
6. Dependiendo de las características y condiciones de flujo se puede seleccionar el método más adecuado para un yacimiento en específico,

sin embargo no existe un método en general que pueda ajustarse a todos casos.

RECOMENDACIONES

- 1.) Al momento de realizar las pruebas para registrar la presión de fondo fluyente se deben colocar los sensores lo más cerca posible a la zona de interés, para recibir mediciones de presión lo más representativa del yacimiento.
- 2.) Complementar la información geofísica, geológica, PVT y de producción con el fin de conocer y validar las características del yacimiento.
- 3.) Para la determinación de la presión de fondo fluyente a través de los métodos antes descritos, se debe verificar que el gas no tenga presencia de contaminantes por encima de las normas establecidas, de ser así, se debe corregir usando métodos como el de Wichert y Azíz.
- 4.) En caso de tratarse de un yacimiento de Gas Condensado se pueden usar los métodos haciendo correcciones de densidad relativa por condensados, además se puede hacer uso de ecuaciones de estado y correlaciones Gilbert, Kermi, Brown para determinar y evaluar cómo afecta la presencia de condensado en la corriente de gas a diferentes presiones y temperaturas.
- 5.) Se recomienda usar Sukkar y Cornell; Smith para presiones de fondo menores a 10.000 Lpc para presiones superiores a ese rango se recomienda usar Cullender y Smith.

- 6.) Realizar el estudio de los métodos para el cálculo de fondo fluyente en diferentes tipos de yacimientos de gas.
- 7.) Evaluar cómo afectan las presiones calculadas por los métodos el índice de productividad del pozo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gómez, S. ***“Diseño de Pruebas de Presión en Pozos Exploratorios del Campo Travi, Ubicado al Noroeste del Estado Monagas”***. Trabajo Especial de grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2011).
- [2] Cesar, C. ***“Elaboración de una Metodología de Validación e Interpretación de Pruebas de Presión Aplicable a cualquier Yacimiento a Nivel Mundial”***. Tesis de Grado. Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Venezuela (2010).
- [3] Alfonso, B. ***“Caracterización Dinámica de la Arena NAR-3 del Área Carito Central, mediante la Interpretación de Pruebas de Presión”***. Tesis de Grado. Universidad de Oriente-Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Maturín, Venezuela (2001).
- [4] González, C. ***“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”***. Tomos I y II, Edición Foninves, Caracas (1980).
- [5] Mendoza, V. ***“Geología de Venezuela Ciclo Terciario Superior o Tardío”***. Tomo II, Ciudad Bolívar, Venezuela (2005).
- [6] Rojas, A. ***“Modelo Esquemático de la Subcuenca de Maturín”***. Puerto La Cruz, Venezuela (1996).
- [7] Osorio, R. ***“Oil and Natural Gas Industry”***. Pozos Direccionales Tipo J. [En línea]. Perú (2009). [Fecha de consulta: 19 de Agosto de 2011]. Disponible en www.petroblogger.com/2010/01/Pozos_direccionales_Tipo_J.html
- [8] Martínez, K. ***“Manual de Completación de Pozos PDVSA”***. Completación de Pozos. [En línea]. Venezuela (2009). [Fecha de consulta: 20

de Agosto de 2011]. Disponible en <es.scribd.com/doc/33987055/completación_de_pozos□

[9] Mundo Geológico. Clasificación de los Yacimientos. [En línea]. Venezuela (2009). [Fecha de consulta: 20 de Agosto de 2011]. Disponible en <www.mundogeológico.com.ve/clasificación%20de%20los%20yacimiento.html□

[10] Pino, F. **“Apuntes de Gasotécnia”**. [En línea]. UDO Space, Repositorio Institucional de la Universidad de Oriente-Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Maturín, Venezuela. Fecha de consulta: 19 de Agosto de 2011]. Disponible en <<http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/>>

[11] Bruzual, G. **“Caracterización Física de Yacimientos”**. Clasificación Termodinámica de los Yacimientos. Capítulo 7. Venezuela (2007).

[12] Barreto, M. **“Caracterización de Yacimientos Gasíferos Costa Afuera a Través de la Interpretación de pruebas de Presión en Pozos Exploratorios. Caso Campo Carite-Proyecto Plataforma Deltana”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2004).

[13] Rojas, G. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**. Puerto la Cruz, Venezuela (2003).

[14] Ramones M, y Silva R., **“Análisis de Pruebas de Presión Nivel I”**. Maracaibo, PDVSA, CIED (1997).

[15] Paruta E. y Otros, **“Aplicación e Interpretación de Pruebas de Presión para el Pozo X-2 de Gas Condensado”**. Monografía de Grado, UDO, Anzoátegui (2004).

[16] Wikipedia. Flujo Laminar. [En línea]. Venezuela (2011). [Fecha de consulta: 25 de Agosto de 2011]. Disponible en <es.wikipedia.org/wiki/flujo_laminar□

[17] Instalaciones Industriales. Expresiones del Factor de Fricción. Tema VI. [En línea]. Venezuela (2010). [Fecha de consulta: 25 de Agosto de 2011]. Disponible en www.profesores.frc.utn.edu.ar/industrial/InstalacionesIndustriales/Art_Interests/tema6.pdf

[18] Da Prat, G. ***“Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión”***. Informe técnico (2007).

[19] Laprea M. ***“Prueba de Pozos”***. Universidad de Oriente, Puerto la Cruz (1994).

[20] Barreto M., ***“Caracterización de Yacimientos Gasíferos Costa Afuera a Través de la Interpretación de pruebas de Presión en Pozos Exploratorios. Caso Campo Carite-Proyecto Plataforma Deltana”***, Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2004).

[21] Ikoku, C. ***“Natural Gas Production Engineering”***. The Sukkar and Cornell Method. Malabar, Florida (1992)

[22] Nájera, C. ***“Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal”***. Villahermosa Tabasco (2006).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Estudio de los diferentes métodos utilizados para determinar la presión de fondo fluyente en pozos productores de gas con flujo multifásico
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
CEDEÑO F., CIRILA M.	CVLAC: 17.846.643 E MAIL: cirilacede@hotmail.com
MARTÍNEZ F., CARMEN L.	CVLAC: 16.789.34 E MAIL: lifer261183@hotmail.com
YAÑEZ L., NELIANGEL E.	CVLAC: 18.127.637 E MAIL: neliangel@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Gas Natural

Presión de Fondo Fluyente

Pruebas de Presión

Método de Sukkar y Cornell

Método de Smith

Método de Cullender y Smith

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo e Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El estudio realizado tiene como finalidad la evaluación de técnicas de estimación de pozos basadas en correlaciones matemáticas y cálculos estadísticos para determinar la presión de fondo fluyente, como lo son: Método de Sukkar y Cornell, Smith y Método de Cullender y Smith. Esta evaluación se realizó con el propósito de acrecentar la confiabilidad de los métodos con la intención de minimizar el uso de instrumentos, maquinarias y tecnologías que puedan ocasionar riesgos operacionales y económicos. Los datos necesarios para aplicar los métodos antes mencionados fueron suministrados por una prueba de presión de fondo fluyente denominada Build-Up medida en el CAMPO ELOTES, grupo de Campo Oficina, Cuenca de Maturín, en el pozo UDO-CCN. Considerando la Relación Gas Líquido (RGL) con un valor de 27.677 PCN/BN se puede caracterizar lo que produce el pozo como gas húmedo; por lo que es factible aplicar estos métodos, ya que es característico de ellos producir líquido en superficie (flujo multifásico) y mantener flujo monofásico en el fondo. Seguidamente, el valor de la prueba de presión de fondo fluyente ($P_{wf}=1472$ Lpca) fue comparado con los resultados obtenidos de la presión de fondo fluyente para cada método, concluyendo que el mejor método cotejado para este pozo en específico, con un valor de P_{wf} de 1467,72 Lpca fue el Método de Sukkar y Cornell; secundándolo el Método de Smith con una P_{wf} de 1446,67 Lpca y finalmente el que más alejado estuvo de la prueba realizada fue el Método de Cullender y Smith con un resultado de P_{wf} de 1393,69 Lpca; obteniéndose para cada método un % de error de 0,29; 1,75 y 5,62 respectivamente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Uricare, Jairo	ROL	CA	AS(X)	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	10	12
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Cálculo_de_presión_de_fondo_fluyente.doc	Application/ msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo e Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo y Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

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

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

CEDEÑO F. CIRILA M.	MARTÍNEZ F. CARMEN L.	YAÑEZ L. NELIANGEL E.
AUTOR	AUTOR	AUTOR

Ing.. Jairo Uricare
TUTOR / JURADO

Ing.. Rayda Patiño
**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS
DEL DPTO. DE PETRÓLEO**

Ing. Iraima Salas
**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS
DEL DPTO. DE QUÍMICA**