



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS
EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN
EN VISUAL BASIC

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

BARRERA MENDOZA DAVID

MARISCAL VILLEGAS ARTURO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, 2014



Agradecimientos

Quiero dar gracias al Dios que me ha dado la oportunidad de vida y experimentar su magnífica creación conviviendo con las personas que a continuación mencionaré. ¡Qué sería yo sin ti Dios!

A mi Universidad Nacional Autónoma de México y a su esplendorosa Facultad de Ingeniería, no hubiera adquirido mejor educación en otra parte por eso UNAM, ¡Qué emoción vivírte!

A mis padres

Gracias a quienes como decía un buen hombre, “me enseñaron a crecer en la cultura del esfuerzo y no del privilegio”.

Papá

Cuando definiste al mundo como un eterno retorno me di cuenta de que no existe barrera que separe a dos Barrera. Papá te doy gracias por el amor con el que me has educado y la confianza que tienes en mí, en mis proyectos que siempre te incluyen, como este trabajo que también es parte de ti, porque parte de ti soy yo.

Mamá

Podría hacer otra tesis sobre el agradecimiento que te tengo mami, pero quiero resumirlo diciendo lo que nunca digo, que tengo suerte. Sí, tengo suerte de ser tu hijo, de escuchar tus palabras y tus regaños y de que tu fuerza siempre esté conmigo. Gracias por tu amor y por tu ejemplo de vida. Por enésima vez te digo que te amo.

A mis hermanitas Eli y Chely

Hemos crecido juntos hermanitas, en las buenas y en las malas nos hemos apoyado y créanme que siempre estaré con ustedes encima de la inexorable distancia que pudiera separarnos. Gracias también por darme un par de sobrinitos encantadores que cuando el ánimo se derriba vienen y me inyectan la dosis de ese entusiasmo que sólo es posible encontrar en los niños.

Tía Petra

Gracias tía por cumplir todos los roles familiares siempre que la necesitamos. Usted formó la parte inicial de mi vocación cuando me enseñó a contar y a leer. Por ello también este trabajo es suyo. Su nobleza y el amor con el que nos cuidó son valores que me han hecho creer que la bondad existe.

Gracias también a mis tíos, a mis abuelitos que seguramente les hubiera gustado verme crecer, mis primas y primos que ahí están siempre pendientes de nosotros, su familia.

A los amigos de la familia Barrera Mendoza que de manera directa o indirecta formaron parte de mi educación

A mis maestros

Al ingeniero Israel Castro Herrera por el apoyo y la confianza que tuvo en nosotros para llevar a cabo ésta tesis.

Al ingeniero Jorge Jiménez Huescani que nos brindó su amistad y colaboró de manera excepcional cuando las dudas nublaban nuestro camino.

A mi compañero de tesis y amigo Arturo Mariscal

Valiente hombre que se atrevió a trabajar conmigo, soportando todos mis estados de ánimo pero mejor, compartiendo buenos momentos y disfrutando la aventura de la tesis.

A mis amigos

Los de Chilpo.

Irving, Lalo, Cristian, Cayetano, Ángel, Juanito, Arturo Alarcón, Alex Gervacio, Diego, Ludwing. Que cuando la vida era más sencilla vivimos grandes momentos y soñamos grandes cosas.

Los petroleros.

Toñito Vargas, Mayret Uribe, Ale Córdova, Betto, Neto, Xavier, Fajardo, Luis Carlos, Jessica, Rojano, Mandu, Edson, Lalo, Mónica, Gerardo que no es petrolero. Que cuando la vida se complicaba un poco, crecimos y nos divertimos.

A los amigos de grilla.

Felipe Pozadas Torres (Depeche), Raquel Chávez, Sonia Torres, Ángel Martz (el holandés), Nathaly, Balú, los que me falten. Aprendí con ustedes a hacer y creer en la política de los buenos hombres.

A los de las patadas y golpes.

A Yaz, Ale Xc, Rojano (se repite) gracias por su amistad y porque con ustedes borré de mi vocabulario la palabra hipocresía.

“Si no puedes volar, corre. Si no puedes correr, camina.

Si no puedes caminar, gatea. Pero haz lo que hazas sigue siempre hacia adelante”.

Marthin Luther King

David Barrera Mendoza, Coyoacán D.F., abril de 2014.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por darme todas las herramientas para cumplir la meta más importante hasta el momento en mi vida.

A mi familia

Mi padre, mi madre, mis hermanos y mi abuelita .Por siempre ser mi principal apoyo y confiar en mí en todo momento.

A mi padre

Por ser mí ejemplo a seguir, por mostrarme que siempre con dedicación puedes obtener lo que te propongas, por inculcarme el valor de la responsabilidad y honestidad, por creer en mí y apoyarme en todo momento, por dejarme la más importante herencia , como dirías tú “ la educación”, pero lo más importante por el amor incondicional.

A mi madre

Por siempre apoyarme, siempre estar ahí cuando te necesito, por enseñarme la perseverancia y el coraje en la realización de las cosas, en no bajar las manos cuando se trata de tus objetivos , por ser mí amiga, mi compañera, por tu amor , por tu paciencia, por todo.

A mis hermanos

Jhoana e Ivan, por compartir tantos momentos de diversión, de alegrías. Jhoana que nuestros caracteres e ideas por lo general no son compatibles, sabemos salir adelante, gracias por tu tolerancia, gracias por ser mi amiga y siempre estar conmigo. Ivan te agradezco por todas esas horas de diversión, de alegrías, de juegos, por tu paciencia, por tu sentido competitivo pero con lealtad hacia mí que siempre nos hace dar lo mejor de nosotros, por la alegría que desde que llegaste inyectaste a la casa, siempre estaré para ti, y espero algún día llegue a ser un ejemplo para ti.

A mis amigos de toda la vida

Mario y Yael, mis amigos, mis hermanos. Gracias por todos los momentos inolvidables que hemos tenido, gracias por su amistad y que pesar del poco tiempo que en ocasiones nos brindamos, me han acompañado en a lo largo de todos estos años. Tania, agradezco todas las risas y tonterías que compartimos, todos los buenos momentos, gracias por estar ahí y ser mi amiga. Adriana sin duda la más antigua amiga, cuanto hemos cambiado desde que nos conocemos, agradezco tu amistad incondicional.

A Ley que a pesar de la distancia siempre te has preocupado por mí y me has acompañado, brindándome tu confianza y tu cariño.

A mi compañero y amigo David Barrera

Me has permitido conocer a una magnifica persona, sin duda la persona más educada que he conocido en mi vida, gracias por acompañarme en todo el trayecto de esta tesis , todas las horas de buenas platicas, todas las canciones, todos los buenos momentos que compartimos, en mi puedes tener un amigo siempre.

A los amigos de la Facultad

Daniel, Neto, Rojano, Beto, Luis Carlos, Xavi, Sebastián, Sergio, Edson, Lalo, Liliana y Jessica, que vivieron tantos buenos momentos conmigo, siempre les estaré agradecido.

A mis maestros

El ingeniero Israel Castro Herrera por darnos la confianza y apoyo en esta tesis.

Al ingeniero Jorge Jiménez Huescani que nos brindó su amistad, y tuvo la paciencia para guiarnos para la finalización de este trabajo.

Contenido

Introducción y objetivo.....	1
CAPÍTULO 1. Antecedentes.....	5
1.1 <i>Propiedades físicas de la roca</i>	5
1.1.1 Porosidad.....	5
1.1.2 Clasificación de porosidad.....	5
1.1.3 Estimaciones de la porosidad.....	6
1.1.4 Saturación.....	7
1.1.5 Saturación inicial.....	8
1.1.6 Saturación crítica.....	9
1.1.7 Saturación residual.....	9
1.1.8 Permeabilidad.....	9
1.1.9 Definición de la permeabilidad a partir de la ecuación de Darcy.....	9
1.1.10 Permeabilidad absoluta.....	11
1.1.11 Permeabilidad efectiva.....	11
1.1.12 Permeabilidad relativa.....	11
1.1.13 Mojabilidad.....	12
1.1.14 Presión Capilar.....	13
1.2 <i>Propiedades de los fluidos petroleros</i>	14
1.2.1 Compresibilidad del aceite (C_o).....	14
1.2.2 Factor de volumen del aceite (B_o).....	14
1.2.3 Densidad del aceite (ρ_o).....	15
1.2.4 Viscosidad del aceite (μ_o).....	16
1.2.5 Compresibilidad del gas (C_g).....	16
1.2.6 Factor de volumen del gas (B_g).....	17
1.2.8 Compresibilidad del agua (C_w).....	18
1.2.9 Densidad del agua (ρ_w).....	19
1.2.10 Viscosidad del agua (μ_w).....	19
1.2.11 Relación de solubilidad del gas en el aceite (R_s).....	20
1.2.12 Factor de volumen total (B_t).....	21

1.2.13 Presión de burbujeo (P_b)	22
1.3 Clasificación de los yacimientos petroleros.	22
1.3.1 Yacimientos de aceite ($T_y < T_c$).	22
1.3.2 Yacimientos de gas natural.	23
1.3.3 Tipos de fluidos en los yacimientos petroleros.	23
1.3.4 Aceite negro.	24
1.3.5 Aceite volátil.	24
1.3.6 Gas retrógrado y condensado.	25
1.3.7 Gas húmedo.	26
1.3.8 Gas seco.....	26
1.4 Clasificación de pozos.	27
1.4.1 Pozos exploratorios.	27
1.4.2 Pozos delimitadores.	31
1.4.3 Pozos de desarrollo.	32
1.5 Sistema Integral de Producción (SIP).....	36
1.5.1 Componentes del Sistema Integral de Producción.	37
1.6 Reservas de hidrocarburos.....	37
1.6.1 Volumen Original	37
1.6.2 Volumen original de hidrocarburos total.....	37
1.6.3 Volumen original de hidrocarburos no descubierto.....	38
1.6.4 Recursos prospectivos.....	38
1.6.5 Volumen original de hidrocarburos descubierto.....	38
1.6.6 Recursos contingentes	38
1.6.7 Reservas	39
1.6.8 Clasificación de reservas.....	39
1.6.9 Petróleo crudo equivalente.....	40
1.6.10 Reservas probadas 1P	40
1.6.11 Reservas probadas desarrolladas.....	41
1.6.12 Reservas probadas no desarrolladas.....	41
1.6.13 Reservas probables	41
1.6.14 Reservas posibles	42

1.6.15 Volumen original de aceite a condiciones de superficie..... 42

1.6.16 Volumen original de gas para un yacimiento con casquete original de gas a condiciones de superficie..... 43

CAPÍTULO 2. Pruebas en pozos..... 44

2.1 Introducción..... 44

2.1.1 Objetivos de una prueba de presión..... 45

2.1.2 Planificación de pruebas de presión..... 45

2.2 Geometrías y regímenes de flujo en el yacimiento..... 46

2.2.1 Geometrías de flujo..... 46

2.2.2 Regímenes de flujo de acuerdo al estado del yacimiento..... 48

2.3 Daño..... 51

2.3.1 Factores de daño (Skin)..... 51

2.3.2 Obtención del factor de daño a partir de las pruebas de presión..... 52

2.4 Efecto de almacenamiento..... 54

2.5 Límite físico y convencional del yacimiento..... 54

2.5.1 Límite físico..... 54

2.5.2 Límite convencional..... 55

2.6 Eficiencia de flujo..... 56

2.7 Pruebas de pozos..... 57

2.7.1 Pruebas de incremento de presión..... 57

2.7.2 Pruebas de decremento de presión..... 61

2.7.3 Pruebas de gasto variable..... 65

2.8 Prueba DST (Drill Stem Test)..... 68

2.8.1 Bases de las operaciones para realizar una prueba Drill Stem Testing..... 69

2.9 Ejemplos..... 72

2.9.1 Ejemplo de prueba de decremento..... 72

2.9.2 Ejemplo de prueba de incremento de presión..... 76

2.9.3 Ejemplo prueba de gasto variable..... 79

CAPÍTULO 3. Comportamiento de afluencia..... 81

3.1 Ecuaciones de afluencia.....	81
3.1.1 Ecuación de afluencia para flujo lineal.....	81
3.1.2 Ecuación de afluencia para flujo radial.....	82
3.2 Índice de productividad.....	84
3.3 Curvas de IPR para pozos de aceite.....	88
3.3.1 Método de Vogel.....	88
3.3.2 Método de Standing.....	89
3.4 Análisis nodal.....	91
3.4.1 Definición de análisis nodal.....	91
3.4.2 Objetivos del análisis nodal.....	91
CAPÍTULO 4. Evaluación económica.....	94
4.1 Definición de proyecto.....	94
4.1.1 Clasificación de los proyectos.....	94
4.1.2 Proyecto de inversión.....	94
4.2 Análisis económico.....	95
4.3 Evaluación económica.....	96
4.3.1 Variables que intervienen en la evaluación.....	98
4.4 Indicadores económicos.....	102
4.4.1 Valor presente neto (VPN).....	103
4.4.2 Razón beneficio/costo R_{bc}	104
4.4.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	104
4.4.4 Tiempo de recuperación de la inversión.....	105
4.5 Ejemplo de aplicación.....	105
4.6 El riesgo en los proyectos.....	108
4.6.1 Análisis de sensibilidad.....	109
4.6.2 Tornado.....	109
4.6.3 Árbol de decisión.....	111
CAPÍTULO 5. Casos prácticos.....	113
5.2 Casos prácticos.....	127

5.2.1 Pozo Tumut-1.....	127
5.2.2 Pozo Tamarhú-1.....	149
Conclusiones.....	169
Recomendaciones.....	171
Apéndice de figuras.....	172
Bibliografía.....	177

Introducción y objetivo

¿Cómo se mueve el mundo? Como todas las cosas, con energía. El crecimiento de la sociedad y el desarrollo de la tecnología han sido directamente proporcionales a la demanda de energía. La energía que actualmente consumimos en su mayoría proviene de los hidrocarburos fósiles. La siguiente gráfica muestra los porcentajes de consumo de los diferentes tipos de energía a nivel mundial.

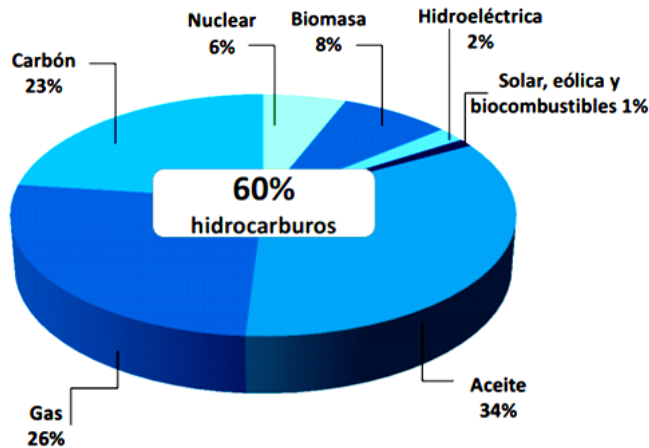


Figura 1. 1 Porcentajes de consumo de energía de diferentes fuentes a nivel mundial. Fuente Outlook for Enerfy a View to 2030.

En México el consumo energético sobre los hidrocarburos es más acentuado, lo podemos ver en la gráfica.

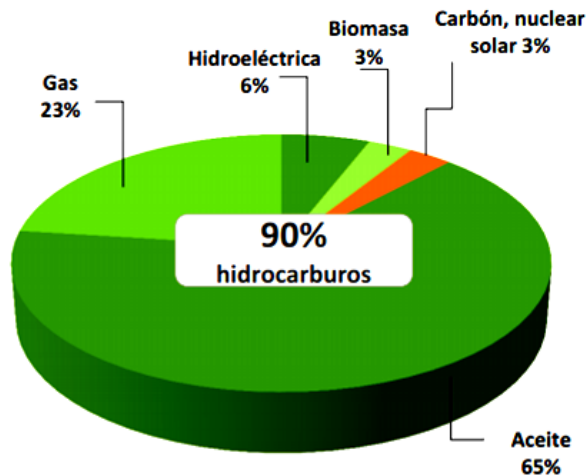


Figura 1. 2 Porcentajes de consumo de energía en México por diversas fuentes. Estrategia Nacional de Energía, SENER 2013.

Esto representa varios retos a nuestro país, en especial a los que se encargan de la explotación de los hidrocarburos en México, en este caso Petróleos Mexicanos. Uno de los retos es administrar adecuadamente la declinación de los yacimientos productores; el otro y sobre el cual nos enfocaremos en este trabajo, es la actividad exploratoria que tiene como objetivo incrementar el volumen de reservas en todas sus clasificaciones.

TABLA 1 Proyectos de exploración que a la fecha (2013) tiene Pemex en sus diferentes Regiones petroleras.
Clasificación de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Región	Proyecto Pemex	Proyecto conforme principales campos					Núm.
Marina Noreste	Campeche Oriente	Akal-301 Ayatsil-1001 Bacab-501 Balam-1001 Bisik-1 Chac-301 Chapabil-1001	Ku-2001 Ku-201 K-3001 Ku-301 Ku-5001 Lum-101 Lum-201	Ku-2001 Ku-201 Ku-3001 Ku301 Ku-5001 Lum-101 Lum-201	Lum-301 Mallob-201 Nichoch-101 Nichoch-201 Numan-101 Pit-1001 Pt-2001	Utsil-101 Zaap-3001 Zazilha-101 Sihil-101 Tisin-100 Tison-101 Tison-201	35
	Evaluación del Potencial Campeche Oriente Terciario	Tomba-1	Tomon-1				2
Marina Suroeste	Campeche Poniente	Abkatun-2001 Alak-101 Ayin-301	Esah-1 Cheek-1 Ichal-1	Kay-1001 Ken-1 Och-301	Yut-1 Tach-1 Talan-1	Taratunich-3001 Uoch-201	14
	Coatzacoalcos	Carin-1	Mizton-1	Tonali-1			3
	Golfo de México B	Ahawbil-1 Alaw-1 Atal-1	Bisba-1 Chetan-1 Kajkunaj-1	Lakach-1001 Lakach-2001 Makkab-1	Naajal-1 Nen-1 Nox-1	Tabascoob-2001 Tumtah-1	14
	Integral Crudo Ligero Marino	Hayabil-101 Mokpal-1 Suuk-1	Tlacamo-1 Tsanlah-1 Tsimin-301	Uchbal-1 Xikin-1 Xipal-1	Xulum-1001 Xupal-1 Yaxche-201	Yum-1001	13
Norte	Área Pérdido	Marnanimo-1	Maximo-1	Pep-1			3
	Corazones	Bentonico-1	Isunus-1	Myliobatis-1	Picon-1		4
	Evaluación del potencial Delta Bravo	Kama-1					1
	Evaluación del Potencial Lamprea	Gama-1	Hermes-1	Necora-1	Zarpador-1		4
	Evaluación del Potencial Papaloapan B	Bodel-1 Chitepec-1	Ejemplar-1 Gasiforo-1	Lucido-1 Nuevaera-1	Pampas-1 Oubrote-1	Ramie-1	9
	Golfo de México Sur Primera Etapa	Chat-1	Esipua-1	Macalican-1			3
	Sardina	Beluga-1 Cameron-1	Charales-1 Jurol-101	Molusco-1 Ostracodo-1	Salmon-1a		7
	Integral Burgos	Arroyan-1 Atacama-1	Caudillo-1	Feliz-1 Galocha-1	Oroval-1 Pachacho-1	Saltarin-1 Sirico-1	35

		Bombin-1 Burbuja-1 Campeón-1 Capitolio-1 Catalina-1	Clonado-1 Cobrizo-1 Carcel-1 Corsario-1 Cuatrocinegas-101 Era-1	Garson-1 Gato-1001 Lluvia-1 Mercall-1 Organdi-1	Rapel-1 Rodrighueno-1 Picota-1 Progreso-101 Saguaaro-1	Titanico-1 Tlayama-1 Tomahus-1 Ventisca-1 Virtuoso-1	
	Integral Cuenca de Veracruz	Alir-1 Cazadero-1	Clausico-1 Kanon-1	Lagar-1 Maceral-1	Marmol-1 Organico-1		8
	Integral Lnkahuasa	Tatziquim-1					1
Sur	Comalcalco	Jachim-1 Jujo-1001	Mexhu-1 Pacho-1001	Pacoco-1 Pepino-1	Tijib-1		7
	Cuichapa	Achote-1 Azti-1	Bombo-1 Levanta-1001	Multi-1 Puan-1	Sanramon-1001 Tembac-201	Xumapa-1	9
	Evaluación del Potencial Jolivá	Enebro-101	Kanemi-1	Navegante-1	Terra-201		4
	Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre	Altamonti-1					1
	Incorporación de Reservas Simojovel	Arroyazanapa-201	Giraldas-201	Lumija-1	Nicapa-201		4
	Malpaso	Cheej-1	Genes-1	Robusto-1			3
	Integral Macuspapa	Alebrije-1 Chinchicaxtle-1 Choco-1	Epico-1 Gara-1 Jaule-1	Jojen-1 Longo-1 Muyil-1	Saraguato-101 Sitala-1 Tilco-1	Triunfo-201 Vanguardia-1 Zanate-1	15
Total	24						199

Las inversiones en proyectos de exploración son muy altas y existe un alto riesgo económico, debido a ello es condición necesaria llevar a cabo un análisis económico que nos dé como resultado indicadores económicos que sean una herramienta para tomar la decisión de continuar o no con el proyecto.

En este trabajo lo que hemos desarrollado es una herramienta que permita al usuario, ya sea estudiante del área de ciencias de la tierra, al ingeniero, o a quién esté interesado en la evaluación económica de pozos exploratorios en México, llevar a cabo el cálculo de indicadores económicos a partir de conceptos básicos que van desde las propiedades de los fluidos petroleros, el cálculo de volumen original de hidrocarburos, pruebas de pozos (incremento de presión, decremento de presión, gasto variable, pruebas DST), pronósticos de producción y conceptos de evaluación económica. De ahí el planteamiento de los capítulos: antecedentes, pruebas de pozos, comportamiento de afluencia y casos prácticos.

La herramienta creada es una aplicación diseñada en el lenguaje de programación "Visual Basic" ejecutable desde Microsoft Excel. El usuario podrá ingresar los datos que el programa necesita para realizar los cálculos en cada una de las pestañas que lo

componen. Siguiendo un orden que le permitirá llegar finalmente al objetivo del cálculo de los indicadores económicos.

En cada región de México, activo de producción y campo, los costos operacionales llegan a tener una gran diferencia. Los costos que encontramos en la búsqueda de información fueron costos variables por producción y costos variables por pozo (se describirán en el capítulo “Casos prácticos”). Considerando esto, dentro de la aplicación de Visual Basic creamos una base de datos que incluye las Regiones, Activos y Campos de producción que Pemex administra, cada uno de ellos con los costos antes mencionados.

En el último capítulo desarrollamos los casos de los pozos exploratorios Tamarhú-1 y Tumut-1 integrando toda la información disponible de esos pozos y apoyándonos con información del pozo análogo Escuintle-1 para el caso de Tamarhú-1. El capítulo se concluye con la presentación de resultados de las evaluaciones económicas y con un análisis de dichas evaluación.

Creemos que este trabajo además de ser una herramienta para facilidad de cálculo de indicadores económicos, es una herramienta en la toma de decisiones en función del resultado de la evaluación económica, es también para los estudiantes que se interesen en el tema, un trabajo que integra diferentes áreas de la Ingeniería Petrolera y en el que podrán encontrar también la aplicación de conceptos que se estudian en las aulas.

Objetivo del trabajo

Proporcionar una herramienta que le permita al estudiante y al ingeniero predecir la rentabilidad de pozos exploratorios a partir de pruebas de pozos utilizando una aplicación diseñada en Visual Basic.

CAPÍTULO 1. Antecedentes

1.1 Propiedades físicas de la roca.

1.1.1 Porosidad.

La porosidad ϕ se define como la fracción del volumen total de una roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma, generalmente se expresa como porcentaje o fracción.

Matemáticamente la podemos expresar como en la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso capaz de almacenar fluidos}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad 1.1$$

La porosidad depende de la forma, textura de la superficie, angularidad, orientación, grado de cementación y tamaño de los granos que componen la roca. Desde un punto de vista teórico, la porosidad no depende del tamaño absoluto de los granos.

1.1.2 Clasificación de porosidad

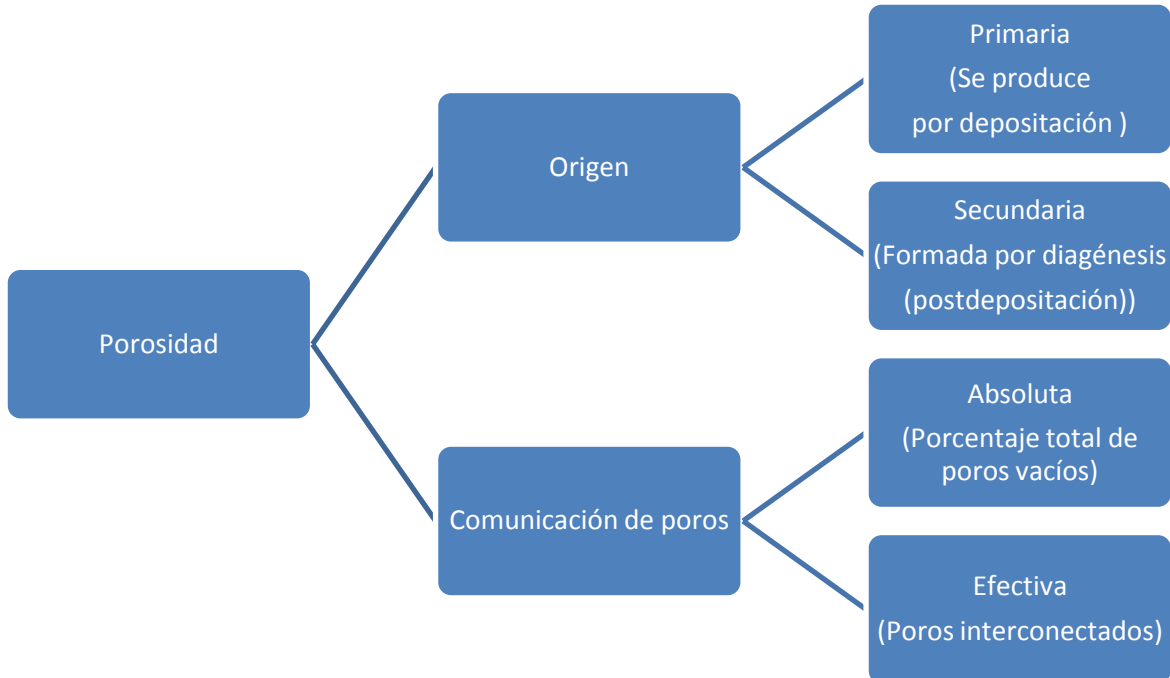


Figura 1. 3 Clasificación de porosidad.

1.1.3 Estimaciones de la porosidad.

El tipo de estimaciones de porosidad se ve en la figura 1.4.

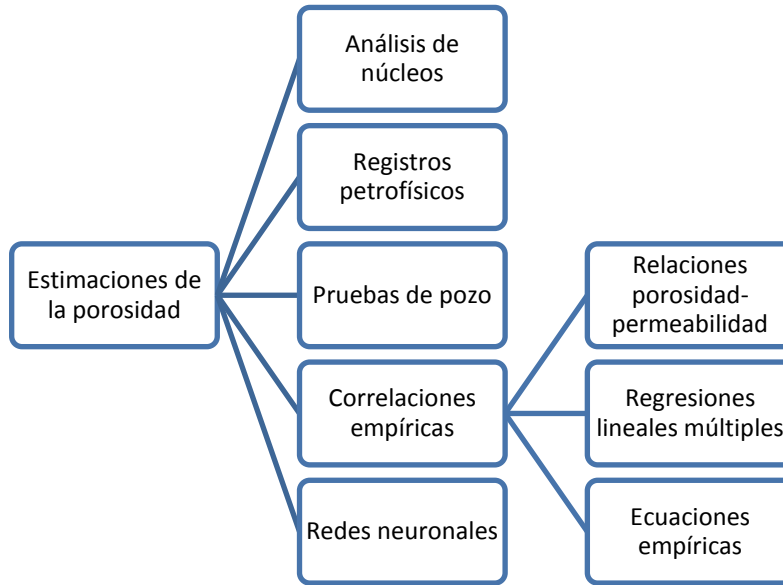


Figura 1. 4 Estimaciones de la porosidad.

La calidad de la porosidad se puede observar en la Figura 1.5.

Calidad	Φ (%)
Muy buena	> 20
Buena	15 – 20
Regular	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

Figura 1. 5 Calidad de porosidad.

1.1.4 Saturación.

La saturación S de un fluido “f” en un medio poroso, se define como el volumen del fluido medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros. Así la saturación de un fluido puede expresarse con la siguiente ecuación:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad 1.2$$

donde:

S_f = Saturación del fluido

V_f = Volumen del fluido

V_p = Volumen de poros

Así, f puede representar aceite, agua o gas quedando las ecuaciones de la siguiente forma:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad 1.3$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad 1.4$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad 1.5$$

donde:

S_o = Saturación de aceite

S_g = Saturación de gas

S_w = Saturación de agua

V_p = Volumen poros

V_o = Volumen de aceite

V_g = Volumen de gas

V_w = Volumen de agua

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe una saturación de agua congénita (S_{wc}). Además de la definición de S se demuestra que $\sum S_f = 1$ para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación, por lo que esto debe tomarse en cuenta al considerar cualquier situación de saturación de fluidos en los yacimientos.

La saturación de fluidos puede ser expresada en fracción o porcentaje (multiplicando los valores en las ecuaciones anteriores por 100) del volumen poroso. Estas ecuaciones pueden indicar claramente que las saturaciones pueden variar de 0 al 100% o de 0 a 1, y puesto que todas las saturaciones se relacionan a la suma del volumen de poros, entonces:

$$S_o + S_w + S_g = 100\% \quad 1.6$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad 1.7$$

Esta ecuación es fundamental para la ingeniería de yacimientos, ya que se utiliza en casi todos los cálculos.

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentren los fluidos existen diferentes formas de clasificar las saturaciones.

1.1.5 Saturación inicial.

Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento, en el caso del agua, también se denomina saturación de agua congénita. Dependiendo de su valor, el agua congénita podrá tener movimiento o no, en la figura 1.6 se puede observar la distribución vertical de fluidos inicial en un yacimiento.

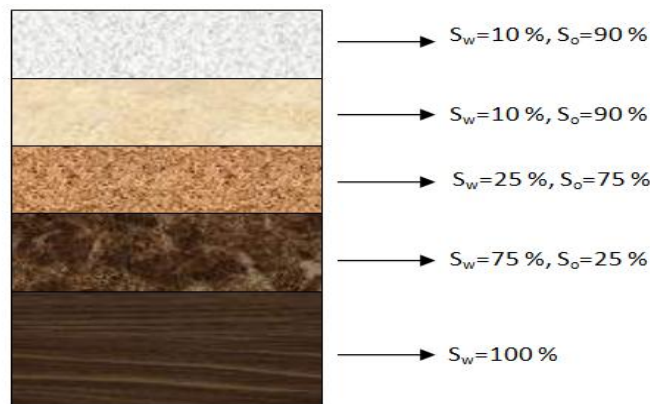


Figura 1. 6 Distribución vertical de saturación de fluidos inicial en un yacimiento de aceite saturado.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua por lo que su saturación inicial puede variar entre un valor mínimo (saturación irreductible) por ejemplo 10% y un valor máximo de 100%. En la Figura 1.3 Se muestra la distribución y saturación de fluidos inicial en un yacimiento de aceite saturado.

1.1.6 Saturación crítica.

Se llama saturación crítica al valor S a partir del cual el fluido correspondiente puede empezar a desplazarse bajo un gradiente de presión.

1.1.7 Saturación residual.

Es aquella que se tiene después de un cierto periodo de explotación en una zona determinada.

1.1.8 Permeabilidad.

La permeabilidad (k) de una roca se define como su conductividad a los fluidos o a la facultad que esta posee para permitir que los fluidos se muevan a través de los poros intercomunicados. Si los poros no están conectados, no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva. La permeabilidad se ve afectada por la presión de sobre carga; el tamaño, acomodo y forma de los granos; la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

La unidad de permeabilidad es el "Darcy", la cual es bastante grande. Por ello se emplea la milésima parte, ósea, el milidarcy (mD).

Para que sea permeable, la roca debe poseer poros interconectados, capilares o fracturas. Por lo tanto, hay una relación de tipo general entre porosidad efectiva y permeabilidad absoluta.

1.1.9 Definición de la permeabilidad a partir de la ecuación de Darcy.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

1.8

donde:

k = Permeabilidad (mD)

q = Gasto del fluido $\left(\frac{\text{cm}^3}{\text{s}}\right)$

μ = Viscosidad del fluido(cp)

L = Longitud de la muestra (cm)

A = Área transversal de la muestra (cm^2)

ΔP = Variación de la presión (atm)

Un “Darcy” (D) equivale a una permeabilidad tal, que un mililitro de fluido, que tiene una viscosidad de un centipoise, fluye en un segundo bajo una presión diferencial de una atmósfera, a través de un material poroso que tiene un centímetro de longitud, de ancho y de altura. La unidad empleada es el milidarcy (mD), una milésima de un Darcy, la Figura 1.7 ilustra el concepto y las unidades de la permeabilidad.

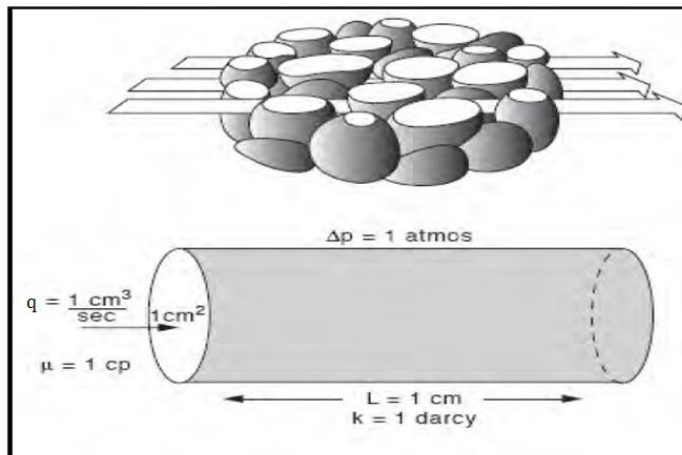


Figura 1. 7 Concepto de permeabilidad en rocas.

Los métodos de laboratorio para determinar la permeabilidad (k) en Darcys, consisten en hacer correr un fluido de viscosidad conocida (aire, agua o petróleo), a través de núcleos de dimensiones también conocidas, bajo presiones diferenciales igualmente conocidas. Por lo general, estas mediciones se efectúan en núcleos secos; es decir, bajo condiciones

que no dupliquen las condiciones de campo de la hidratación de los minerales y de la sobrecarga de presión.

Algunos métodos gráficos que se utilizan para determinar el valor de la permeabilidad son los mostrados en la figura 1.8.

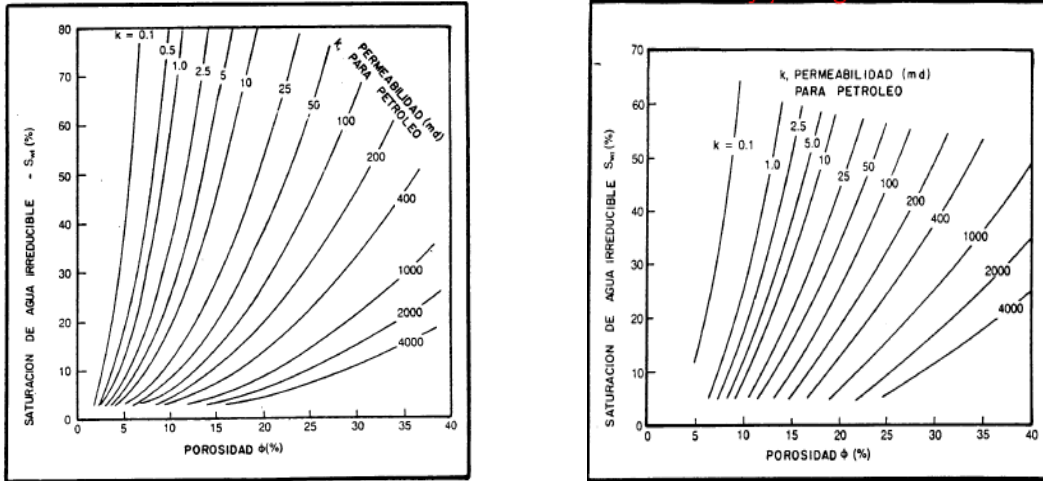


Figura 1. 8 Permeabilidad según la Relación de Timur (izquierda) y Permeabilidad según la Relación de Tixier (derecha).

1.1.10 Permeabilidad absoluta.

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100 (%) del fluido.

1.1.11 Permeabilidad efectiva.

Es la conductividad de una roca a una fase cuando dos o más fases se encuentran presentes, también se mide en Darcys. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en el medio poroso permeable, la permeabilidad efectiva de una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y está en función de la saturación de la fase. Conforme a lo anterior y considerando que un medio puede estar saturado por aceite, gas y agua; k_o , k_g , y k_w representan las permeabilidades efectivas de aceite, gas y agua, respectivamente.

1.1.12 Permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa se define como sigue:

$$kr_o = \frac{k_o}{k} \quad 1.9$$

$$kr_g = \frac{k_g}{k} \quad 1.10$$

$$kr_w = \frac{k_w}{k} \quad 1.11$$

1.1.13 Mojabilidad.

La mojabilidad es una propiedad de superficie en un sistema sólido-fluidos, que indica la afinidad relativa entre el sólido y alguno de los fluidos que están en contacto con él. Es la habilidad de un líquido para extenderse sobre la superficie de un sólido en presencia de otro fluido.

La mojabilidad en un sistema roca-fluidos se puede expresar en términos del ángulo que forma la interface entre los fluidos y el sólido (ángulo de contacto θ), como se muestra en la Figura 1.9.

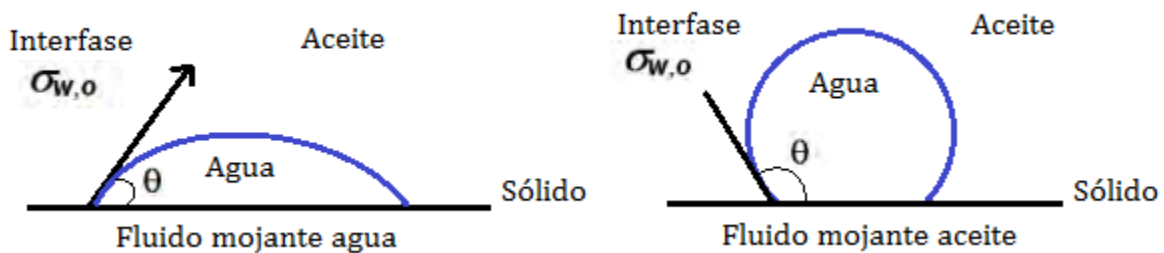


Figura 1. 9 Diagrama de mojabilidad en un sistema sólido-fluidos.

Cuando el ángulo de contacto es de 90° ambos fluidos mojan a la roca.

En el sistema roca-fluidos de un yacimiento, el sólido puede ser denominado, de acuerdo a su afinidad con alguno de los fluidos, como:

- Hidrofílico u oleofóbico, si es preferentemente mojado por el agua y por lo tanto rechaza al aceite.
- Oleofílico u hidrofóbico, si es preferentemente mojado por el aceite y por lo tanto rechaza al agua.

1.1.14 Presión Capilar.

La presión capilar constituye otra propiedad del sistema roca-fluidos que es función de la saturación. La presión capilar es la diferencia de la presión que existe entre dos fases, debido a la curvatura de la interfase que los separa. La menor presión se da en la parte convexa de la interface, que es parte de la fase mojante. En la mayoría de los yacimientos, el agua es la fase mojante de las rocas.

Un yacimiento petrolero es un sistema roca-fluidos con espacios porosos capilares. Los contactos entre el sólido y los fluidos y entre los fluidos, generan propiedades de superficie, como: la tensión de adhesión, la tensión interfacial y la mojabilidad. Si los fluidos están contenidos en espacios capilares se presenta, además el fenómeno de capilaridad.

Si dos fluidos no miscibles entre sí saturan un medio poroso capilar, por ejemplo una roca sedimentaria saturada con agua y aceite, se genera entre ellos una interfase curva. Normalmente, sólo uno de los fluidos moja la superficie de los granos mientras que el otro, o sea el no mojante, está contenido dentro del mojante, ya sea como fase continua, más o menos continua o como fase discontinua (gotas).

La presión que existe en la fase no mojante, inmediata a la interfase, es mayor que la presión en la fase mojante, también inmediata a la interfase. A esta presión diferencial se le conoce como presión capilar (P_c)

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad 1.12$$

donde:

P_c : Presión capilar.

$P_{f_{nm}}$: Presión en la fase no mojante.

P_{f_m} : Presión en la fase mojante.

En un yacimiento petrolero, generalmente el fluido mojante es el agua, por lo que la P_c para un yacimiento de aceite bajosaturado es:

$$(P_c)_{o/w} = P_o - P_w \quad 1.13$$

Y para uno de gas:

$$(P_c)_{g/w} = P_g - P_w \quad 1.14$$

donde:

El subíndice “g” indica gas.

El subíndice “o” indica aceite.

El subíndice “w” indica agua.

1.2 Propiedades de los fluidos petroleros.

1.2.1 Compresibilidad del aceite (C_o).

La compresibilidad del aceite del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite por unidad de variación de presión a temperatura constante, dividido entre su volumen promedio.

Expresada la ecuación como:

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\delta V_o}{\delta} \right)_T \quad 1.15$$

1.2.2 Factor de volumen del aceite (B_o)

Está definido como el volumen de aceite con su gas disuelto, a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de aceite medido a condiciones de superficie, es decir:

$$B_o = \frac{(V_o \text{ con gas disuelto}) @ c.y}{V_o @ c.s}, \left[\frac{m^3 @ c.y}{m^3 @ c.s} \right], \left[\frac{Bl @ c.y}{Bl @ c.s} \right] \quad 1.16$$

La grafica del factor de volumen del aceite se muestra en la imagen 1.10.

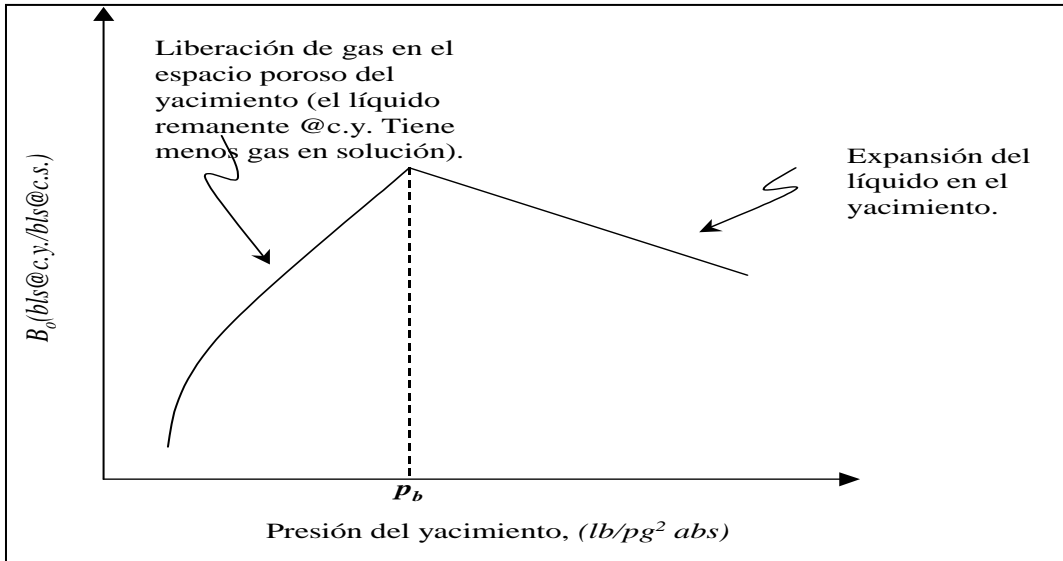


Figura 1. 10 Variación del factor de volumen de un aceite con respecto a la presión, a la temperatura del yacimiento.

1.2.3 Densidad del aceite (ρ_o)

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto o gas en solución, entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

Si las condiciones de presión y temperatura son tales que todo el gas disponible está disuelto (la presión está arriba de la presión de burbujeo a la temperatura de interés), al incrementar la presión, simplemente se comprimirá el líquido y aumentará su densidad.

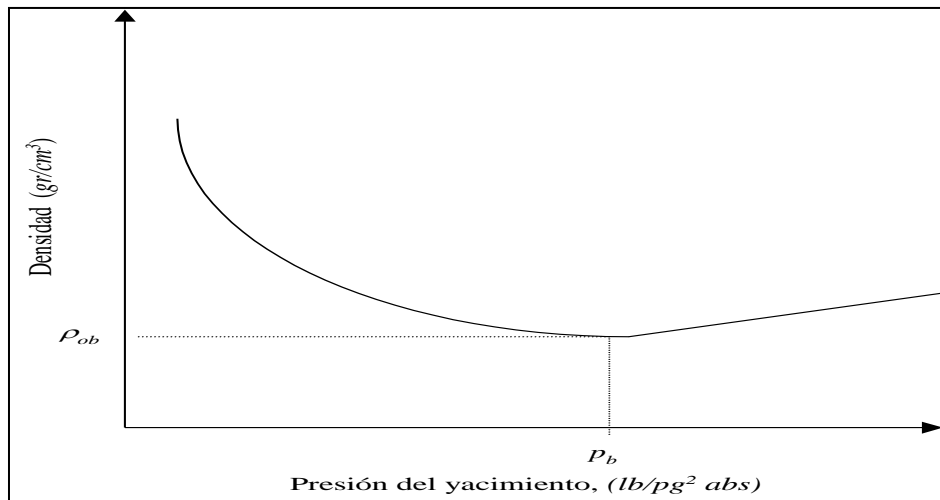


Figura 1. 11 Variación de la densidad del aceite con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.

La densidad del aceite es un parámetro que, junto con el valor de la relación gas-aceite de producción y el color del líquido, ayudan a la identificación del tipo de fluido del yacimiento. La variación de la densidad del aceite con respecto a la presión, a la temperatura del yacimiento, se muestra en la figura 1.11.

1.2.4 Viscosidad del aceite (μ_o)

Es una medida de la resistencia del aceite a fluir, la cual varía con la temperatura y presión (figura 1.12). Es un parámetro necesario en algunas correlaciones utilizadas para el diseño de tuberías de producción, para determinar el valor de la movilidad del aceite.

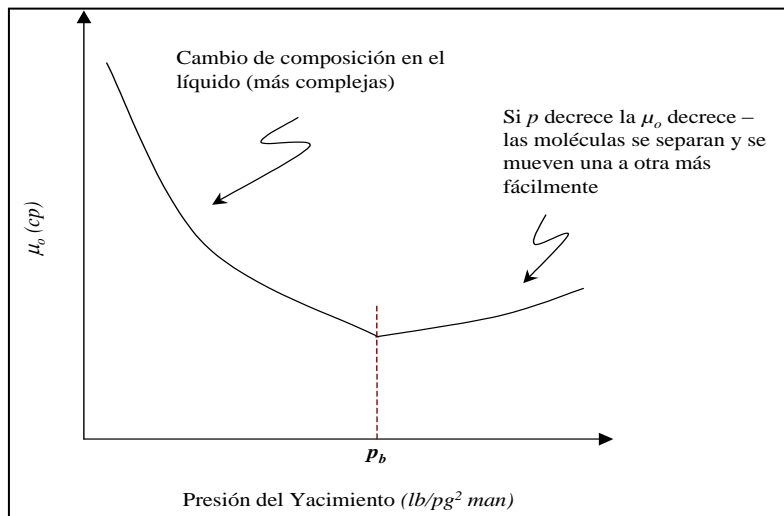


Figura 1. 12 Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.

1.2.5 Compresibilidad del gas (C_g)

La compresibilidad del gas del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de gas por unidad de variación de presión, a temperatura constante.

$$C_g = -\frac{1}{V_g} \left[\frac{\delta V_g}{\delta P} \right]_T \quad 1.17$$

En la figura 1.13 se ve la compresibilidad de gas vs presión del yacimiento.

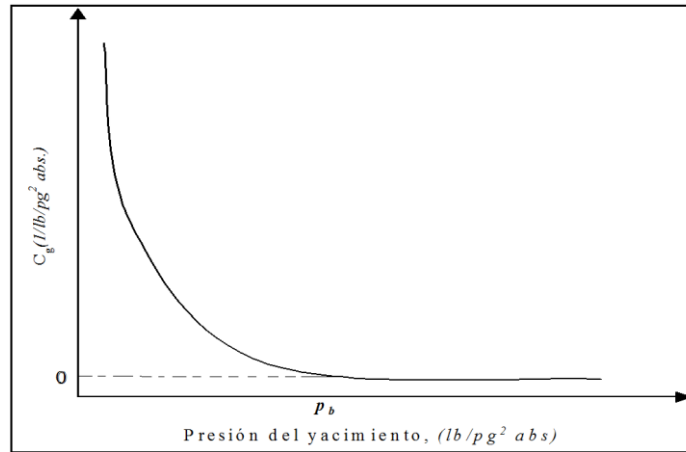


Figura 1. 13 Forma común del C_g como una función de la presión y a temperatura del yacimiento.

1.2.6 Factor de volumen del gas (B_g)

Se define como el volumen de gas a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de gas a condiciones de superficie, es decir:

$$B_g = \frac{(V_g)@c.y}{V_g@c.s}, \left[\frac{m^3@c.y}{m^3@c.s} \right], \left[\frac{pie^3@c.y}{pie^3@c.s} \right] \quad 1.18$$

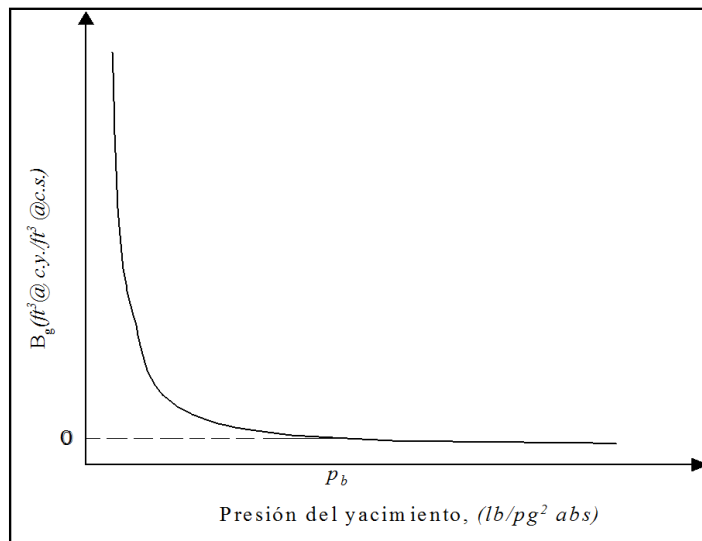


Figura 1. 14 Variación del factor de volumen del gas con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.

1.2.7 Densidad específica de un gas (densidad relativa)

La densidad relativa de un gas (γ_g) es la relación de la densidad del gas a la densidad del aire seco medido a la misma presión y temperatura. La densidad específica del gas en forma de ecuación se expresa como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \tag{1.19}$$

En donde ρ_g es la densidad de la mezcla en (lbm/ft³) y ρ_{aire} es la densidad del aire en (lbm/ft³). A condiciones estándar ambos el aire y el gas seco se modelan (comportan) en forma muy precisa de acuerdo a la Ley de los gases ideales (baja presión y temperatura moderada).

1.2.8 Compresibilidad del agua (C_w).

La compresibilidad del agua del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de agua por unidad de variación de presión a temperatura constante y está expresada matemáticamente como:

$$C_w = - \frac{1}{V_w} \left[\frac{\delta V_w}{\delta P} \right]_T \tag{1.20}$$

La compresibilidad del agua del yacimiento depende de la salinidad.

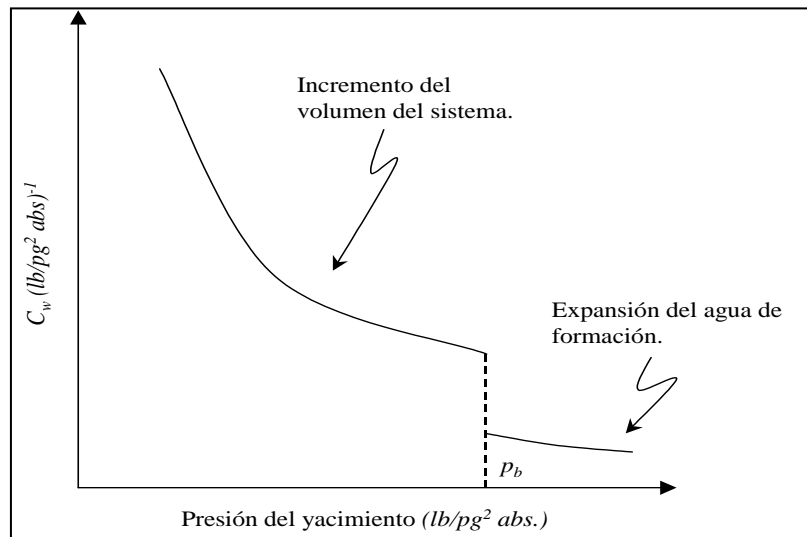


Figura 1. 15 Comportamiento isotérmico de C_w con respecto a la presión de yacimiento a temperatura constante.

1.2.9 Densidad del agua (ρ_w).

La densidad del agua del yacimiento es una función de la presión, de la temperatura y de los constituyentes disueltos. La densidad del agua se determina de una manera más precisa en el laboratorio, si se cuenta con una muestra representativa del agua del yacimiento.

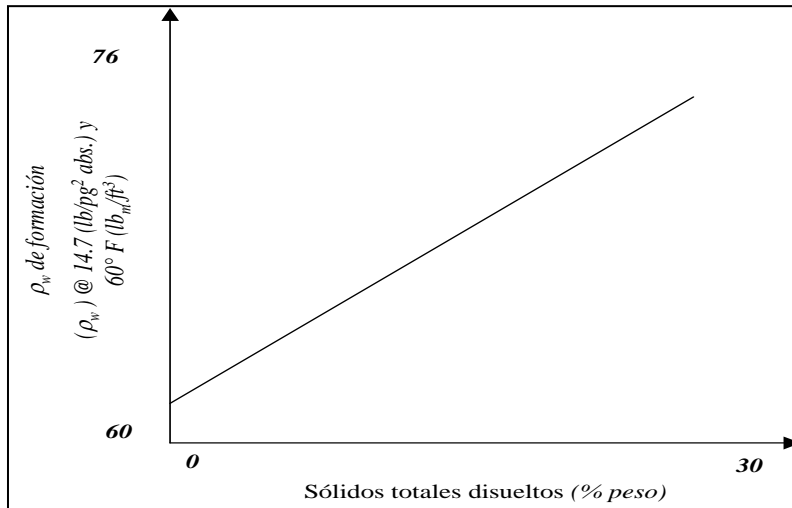


Figura 1. 16 Efecto de la salinidad sobre la densidad del agua de formación.

1.2.10 Viscosidad del agua (μ_w)

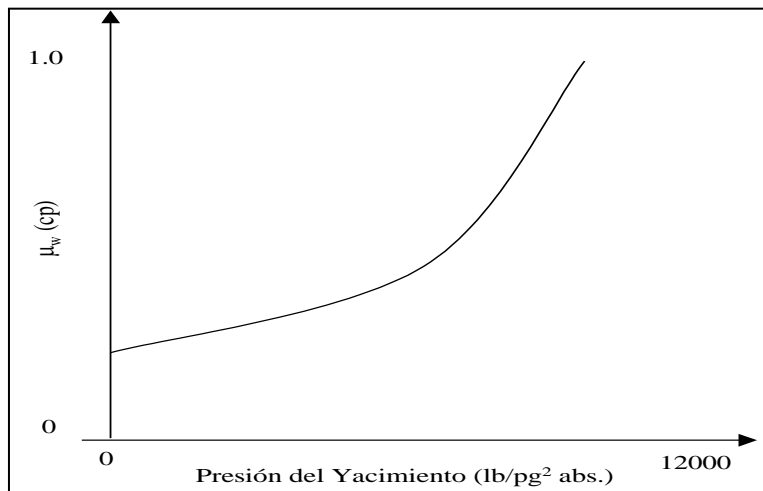


Figura 1. 17 Comportamiento común de la μ_w como una función de la P_y a temperatura constante.

La viscosidad del agua del yacimiento está en función de la presión, de la temperatura y de los sólidos disueltos en ella. En general, la viscosidad del agua se incrementa si la presión y la salinidad se incrementan y la temperatura disminuye.

1.2.11 Relación de solubilidad del gas en el aceite (R_s)

Es el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y a la temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar

$$R_s = \frac{V_{gd} @ c.s.}{V_o @ c.s.} \quad 1.21$$

donde:

V_{gd} : volumen de gas disuelto

V_o : volumen de aceite

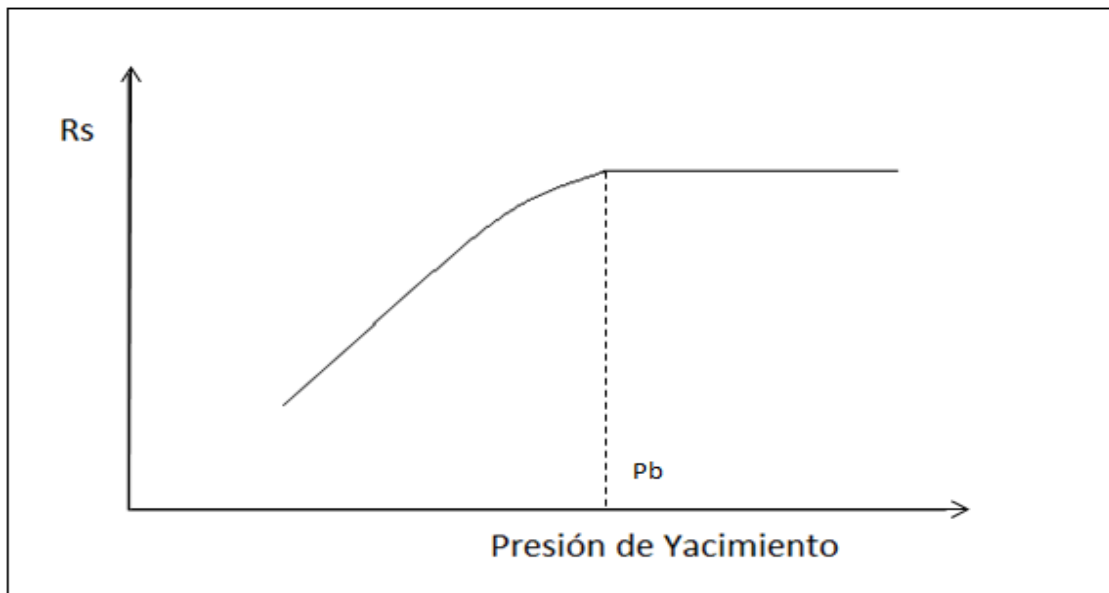


Figura 1. 18 Comportamiento de la Relación de solubilidad con respecto a la presión del yacimiento.

1.2.12 Factor de volumen total (B_t).

Se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite medido en la superficie. Su gráfica es mostrada en la figura 1.19.

$$B_t = \frac{V_o \text{ con gas disuelto} + V_{gl} @ c.y}{V_o @ c.s} \quad 1.22$$

donde:

V_o es el volumen de aceite.

V_{gd} es el volumen de gas disuelto en el aceite.

V_{gl} es el volumen de gas libre.

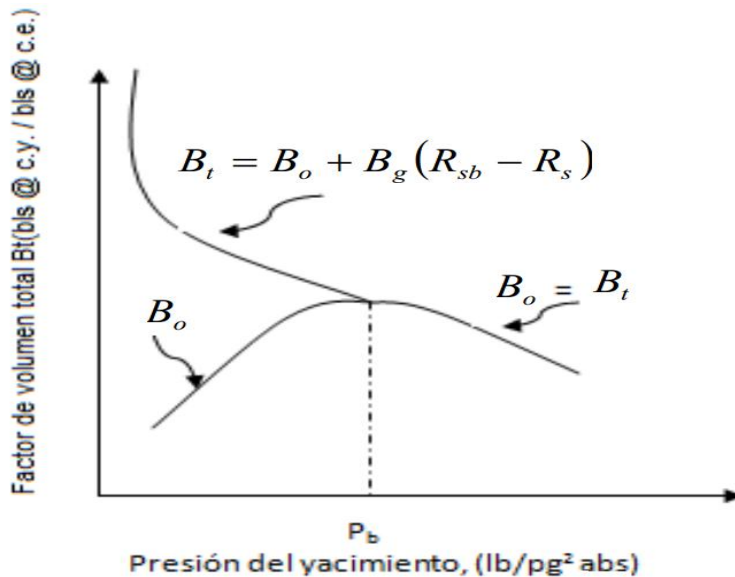


Figura 1. 19 Comportamiento típico del B_t para un aceite negro como una función de la presión a temperatura de yacimientos constante.

1.2.13 Presión de burbujeo (P_b).

Es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión en un aceite bajo saturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión, provocará que el aceite libere el gas disuelto que contiene.

La presión de burbujeo varía con la temperatura, para una mezcla particular de hidrocarburos. El valor de este parámetro, comparándolo con el de la presión inicial del yacimiento, es necesario para identificar si el yacimiento es saturado o bajo saturado.

1.3 Clasificación de los yacimientos petroleros.

Los yacimientos petroleros se clasifican en función de la localización del punto que representan las coordenadas iniciales de presión, p , y temperatura, T , del yacimiento respecto al diagrama presión-temperatura del fluido del yacimiento en:

- Yacimientos de aceite cuando la T_y es menor que la T_c de la mezcla.
- Yacimientos de gas natural cuando la T_y es mayor que la $>T_c$ de la mezcla.

1.3.1 Yacimientos de aceite ($T_y < T_c$).

En función de la presión inicial del yacimiento, p_i , los yacimientos de aceite se subdividen en las categorías siguientes:

1. Yacimientos de aceite bajosaturado cuando la $P_i > P_b$
2. Yacimientos de aceite saturado cuando la $P_i = P_b$
3. Yacimiento de aceite saturado con casquete de gas cuando la $P_i < P_b$ (yacimiento de dos fases o yacimiento con casquete de gas, en el cual el gas es la fase vapor y por segregación gravitacional se localiza sobre una fase de aceite). En estos yacimientos la relación del volumen del casquete de gas al volumen de aceite del yacimiento se determina por las líneas de calidad correspondientes.

Los aceites crudos cubren un amplio rango en propiedades físicas y composiciones químicas. En general, McCain en su libro "*The properties of Petroleum Fluids, 1989*" clasifica comúnmente los aceites crudos como aceites negros y aceites volátiles

1.3.2 Yacimientos de gas natural.

De manera general, si la T_y es mayor que la T_c del sistema de hidrocarburos, el yacimiento se clasifica como un yacimiento de gas natural. Los gases naturales se clasifican en función de sus diagramas de fase de presión-temperatura y de las condiciones que prevalecen en el yacimiento. De acuerdo a McCain, los yacimientos de gas se clasifican como:

1. Gas y condensado
2. Gas húmedo
3. Gas seco.

1.3.3 Tipos de fluidos en los yacimientos petroleros.

Existen cinco tipos de yacimientos petroleros en función del tipo de fluido. Estos yacimientos se denominan comúnmente de aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco. McCain en 1989 clasificó este tipo de fluidos en los yacimientos debido a que cada uno de ellos implica diferentes aproximaciones y tratamientos dentro de las prácticas de ingeniería petrolera (por ejemplo, en ingeniería de yacimientos y de producción).

El tipo de fluido en un yacimiento debe identificarse al momento del descubrimiento o bien durante las etapas iniciales de la vida de explotación del mismo. El conocimiento del tipo de fluido que contiene el yacimiento, es un factor clave en varias de las decisiones que se deben realizar para la explotación óptima del yacimiento.

El conocimiento del tipo del fluido que se encuentra en un yacimiento permite optimizar los rubros siguientes: el método de muestreo de fluidos, las características del equipo superficial para manejo y conducción de la producción (por ejemplo, el tipo y dimensiones del equipo), los métodos de cálculo de volumen de hidrocarburo originales, las condiciones del yacimiento, las técnicas de estudio del comportamiento de yacimiento, el

plan de explotación incluyendo la selección de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada para estimar las reservas de hidrocarburos.

1.3.4 Aceite negro.

El aceite negro está formado por una variedad de especies químicas de moléculas largas, pesadas y no volátiles. Cabe mencionar, que el término de *aceite negro* no implica que dicho aceite sea necesariamente negro. A este tipo de fluido del yacimiento se le conoce como aceite ordinario, y aceite crudo de bajo encogimiento. Su grafica se muestra en la figura 1.20.

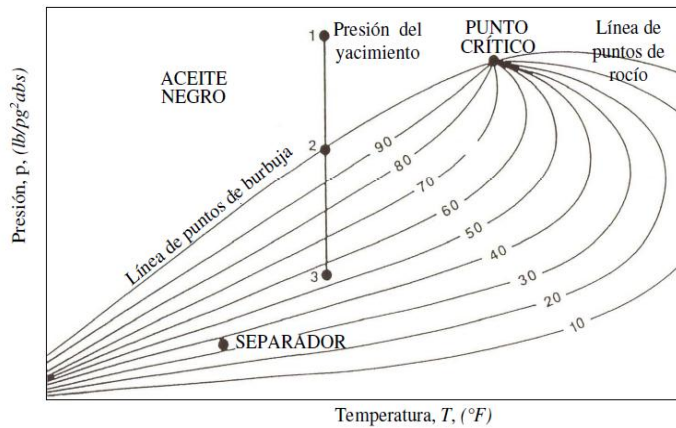


Figura 1. 20 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de aceite negro a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.

1.3.5 Aceite volátil.

EL aceite volátil contiene pocas moléculas pesadas y mayor cantidad de moléculas intermedias (como etano, propano, butanos, pentanos y hexanos) en relación con las que contienen los aceites negros.

Los aceites volátiles también se conocen como *aceites crudos de alto encogimiento* y *aceites cercanos al punto crítico*. Como lo podemos ver en la imagen 1.21. Cabe mencionar, que las ecuaciones analíticas de balance de materia empleadas para aceites negros, no se deben de emplear para aceites volátiles.

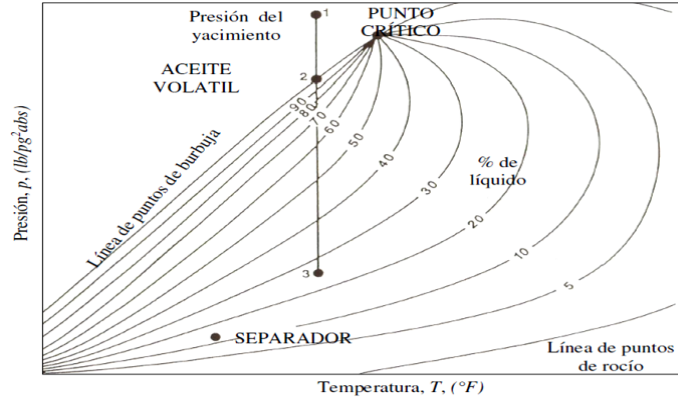


Figura 1. 21 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de aceite volátil a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.

1.3.6 Gas retrógrado y condensado.

A los gases retrógrados también se les denomina como gas retrógrado-condensado, gases condensados retrógrados, condensados del gas o condensados.

Inicialmente, a condiciones de yacimiento el fluido se encuentra en estado gaseoso y presenta un comportamiento retrógrado. McCain indicó que debido a esto, gas retrógrado es el nombre correcto de este fluido. Al líquido producido a condiciones del tanque de almacenamiento a partir de yacimientos de gas retrógrado se le denomina condensado.

Similarmente al líquido producido a condiciones de yacimiento se le denomina condensado o líquido retrógrado.

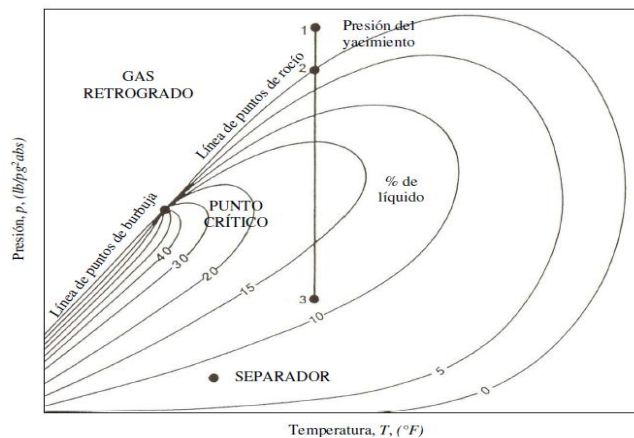


Figura 1. 22 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de gas retrógrado a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.

1.3.7 Gas húmedo.

En yacimientos petroleros con este tipo de fluidos, al líquido que se obtiene a condiciones superficiales se denomina *condensado* y al gas del yacimiento, algunas veces, se le conoce como *gas y condensado*.

La palabra *húmedo* en gases húmedos no significa que el gas está húmedo con agua, esto se refiere al líquido hidrocarburo que se condensa a condiciones de superficie. En realidad, los yacimientos de gas se encuentran normalmente saturados con agua.

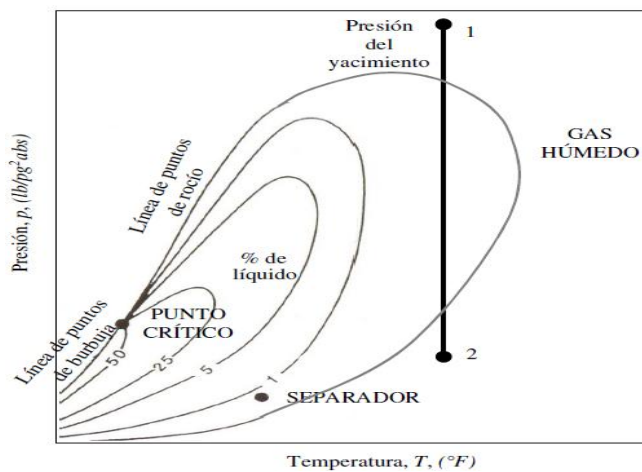


Figura 1. 23 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de gas húmedo.

1.3.8 Gas seco.

La palabra seco en gas seco indica que el gas no contiene suficientes moléculas de hidrocarburos pesados para formar hidrocarburos líquidos a las condiciones de presión y temperatura de superficie. Sin embargo, comúnmente se condensa algo de agua en la superficie. A un yacimiento de gas seco, comúnmente se le denomina un yacimiento de gas.

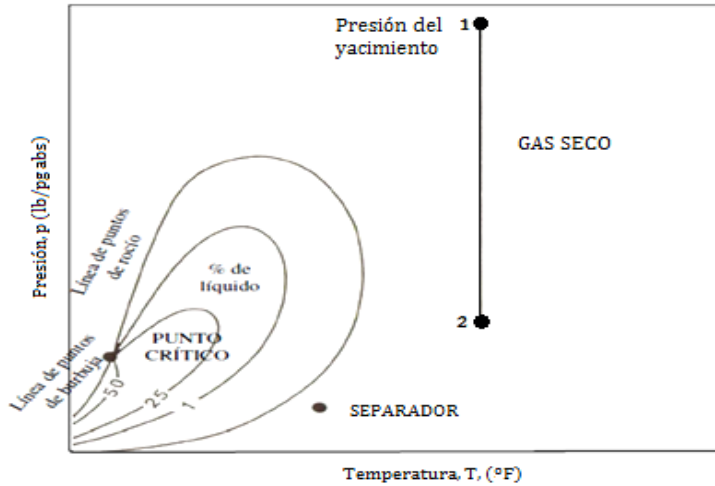


Figura 1. 24 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de gas seco a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.

1.4 Clasificación de pozos.

El tipo de pozo depende principalmente del propósito de la perforación con lo cual básicamente solo existen 3 tipos de pozos, los cuales son:

- Exploratorios
- De evaluación
- De desarrollo

1.4.1 Pozos exploratorios.

Los pozos exploratorios son los primeros en ser perforados en un proyecto. El principal objetivo de estos pozos es establecer la presencia de hidrocarburos. De este tipo de pozos podemos obtener información geológica de los recortes de la roca, de los núcleos y de registros geofísicos tomados durante su perforación. En síntesis, el propósito de estos pozos es obtener la mayor cantidad de información al menor costo posible.

Métodos de exploración geofísica.

En pozos exploratorios existe una gran incertidumbre acerca de lo que ha de ocurrir cuando el pozo se esté perforando y de la posibilidad de que éste resulte productor de

hidrocarburos. Para reducir la incertidumbre y mitigar riesgos antes de perforar y durante la perforación, es necesario realizar pruebas que nos proporcionen la mayor cantidad de información que nos servirá para ir estableciendo las dimensiones del yacimiento, calcular volúmenes originales, determinar el tipo de fluido que vayamos a producir, definir las propiedades del yacimiento, del sistema roca fluidos, la presión de formación, etc. Todo esto para que el ingeniero petrolero en sinergia con ingenieros de otras disciplinas logre la optimización del sistema integral de producción y que la explotación del yacimiento resulte tanto rentable como racional.

A continuación describiremos algunos métodos de exploración geofísica que se llevan a cabo antes de la perforación de un pozo exploratorio y que nos ayudarán a seleccionar el lugar adecuado para su perforación, cada uno de ellos basados en tres diferentes principios geofísicos y que utilizándolos de manera conjunta proporcionan una mejor descripción del yacimiento.

Presentamos también la prueba DST, que se lleva a cabo durante la perforación del pozo y que nos permite definir parámetros importantes del yacimiento, así como el tipo de fluido de la formación y presión estática del yacimiento; datos importantes y necesarios para hacer un buen diseño del pozo y estimar su posible rentabilidad.

Métodos geofísicos de exploración.

El éxito de la producción de hidrocarburos de un yacimiento depende de la sinergia de las disciplinas que están involucradas en este proceso. En todos los pozos exploratorios siempre es necesario realizar exploración geofísica con el fin de acertar en el sitio de perforación y para cuantificar la dimensión del yacimiento, así como para prever las formaciones y estructuras que se vayan a perforar.

Existen tres métodos geofísicos que son usados en la exploración petrolera: magnéticos, gravimétricos y sísmicos. Los dos primeros son usados en la fase previa a la perforación. El método sísmico puede ser usado en la fase anterior a la perforación y en la fase de desarrollo, por esto es el más importante de estos tres métodos.

Método magnético.

Este método geofísico de exploración se basa en la diferencia de campo magnético que presenta la geografía en distintos sectores. Mediante magnetos o agujas magnéticas se miden las propiedades magnéticas de la Tierra. A partir de un cartografiado de los puntos

de interés se trazan curvas que revelan la presencia de sectores diferenciados. Este es el método más antiguo utilizado en la prospección petrolífera.

Los estudios magnéticos son usados en las etapas tempranas de la exploración petrolera. Los mapas magnéticos de anomalías muestran la litología general de un área, con la orientación de partes altas y bajas de la formación. Las fallas pueden presentarse por el espaciamiento cercano o cambios abruptos en la orientación de los contornos del mapa.

Algunas veces los mapas magnéticos pueden ser usados para diferenciar el basamento de capas sedimentarias que pudieran ser de interés.

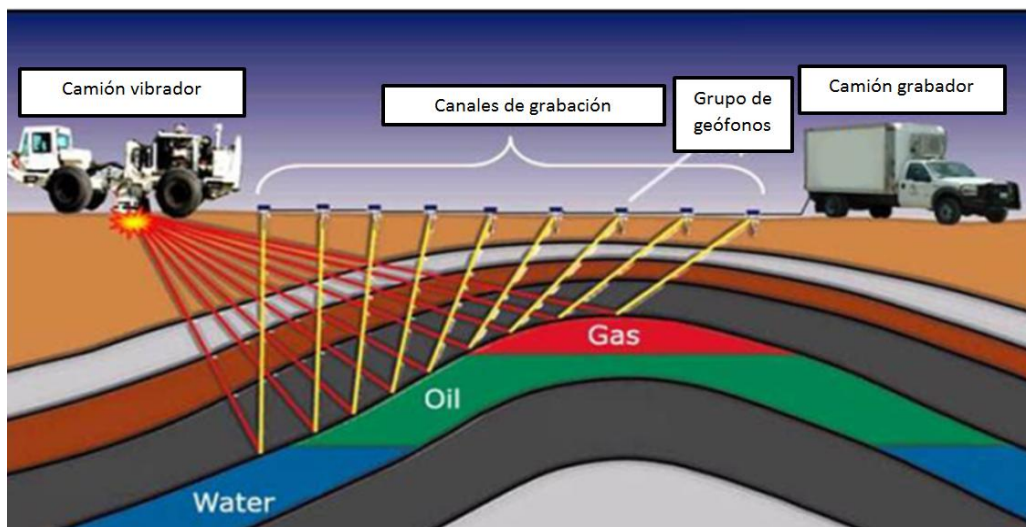


Figura 1. 25 Método de exploración magnético.

Un estudio de magnetometría puede ser interpretado y presentado como un mapa de profundidades de basamento.

Los mapas de anomalías magnéticas son también usados en la exploración petrolera indicando la presencia de material ígneo, intrusivos o flujos de lava; áreas que normalmente no permiten la acumulación de hidrocarburos.

En conclusión los estudios magnéticos resultan rápidos y de un costo adecuado para definir la extensión y arquitectura de una cuenca petrolera. Aunque no resultan muy útiles para seleccionar el sitio donde se requiere hacer la perforación de pozos, pueden advertirnos de lugares donde no se debe perforar y de esta manera prevenir costos futuros.

Método gravimétrico.

La gravimetría es un método geofísico de búsqueda de sectores mineralizados que aprovecha la diferencia de gravedades en distintos sectores. Funciona midiendo la atracción gravitacional que la tierra ejerce sobre una masa determinada. La no esfericidad de la tierra y sus movimientos de rotación y translación provocan que la gravedad que ejerce no sea constante. Grandes sectores mineralizados aumentarán la aceleración, por lo que estas anomalías pueden medirse como diferencias de densidades. El gravímetro es por tanto un instrumento que consta de una masa unida a un resorte. La medida que se toma es la elongación del muelle en diferentes puntos. Cartografiando las medidas puede obtenerse un mapa con las diferentes densidades que presenta el terreno a explorar.

Método sísmico.

El método sísmico se basa en el principio de las ondas elásticas (generadas artificialmente) que se propagan a través un medio. Su objetivo es el estudio del subsuelo para obtener información geológica de los materiales que lo conforman. La prospección sísmica es una herramienta de investigación poderosa, ya que con ella se puede inspeccionar con buena resolución desde los primeros metros del terreno (sísmica superficial) hasta varios kilómetros de profundidad.

La prospección sísmica consiste en generar ondas sísmicas mediante una fuente emisora y registrarlas en un conjunto de sensores (geófonos) distribuidos sobre el terreno. A partir del estudio de las distintas formas de onda y sus tiempos de propagación, se obtienen imágenes del subsuelo que luego se relacionan con las capas geológicas (secciones sísmicas, campos de velocidades, etc.)

Generación de las ondas sísmicas

1. Fuente de energía sísmica.
2. Sensores (geófonos, hidrófonos).
3. Receptor de la señal.

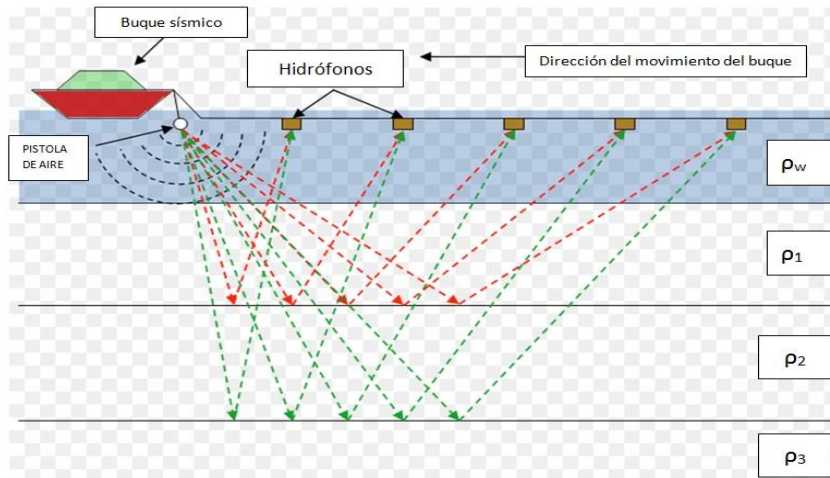


Figura 1. 26 Método de exploración sísmico.

Una vez que se han adquirido los datos sísmicos generalmente se llevan a cabo los siguientes cuatro pasos antes de definir la sección sísmica final:

1. Conversión de la cinta magnética a un estado adecuado para su procesamiento.
2. Análisis de los datos para seleccionar el procesamiento óptimo de los parámetros.
3. Procesamiento para eliminar reflectores múltiples y mejorar los reflectores primarios.
4. Conversión de datos digitales a una forma análoga e imprimir en una pantalla gráfica.

Los estudios sísmicos son una parte esencial del ciclo entero de exploración y producción petrolera. Son aplicados de seis diversas formas: mapeo regional, mapeo prospectivo, delimitación del yacimiento, modelado sísmico, detección directa de hidrocarburos y en el monitoreo de la producción de hidrocarburos.

1.4.2 Pozos delimitadores.

Un pozo de evaluación es perforado como una etapa intermedia entre la exploración y la producción, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a producir la mayoría de los pozos. Ya que la geología del área es mejor conocida, la perforación y terminación de los pozos podrá ser mejor diseñada para reducir al mínimo los daños al yacimiento. Estos pozos mejoran la calidad de la información para permitir a los geólogos y a los ingenieros de yacimientos la mejor predicción de la producción a lo largo de la vida del campo.

1.4.3 Pozos de desarrollo.

El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos. Existen diferentes tipos de pozos de desarrollo los cuales son:

- Pozos de producción: son los más numerosos, el objetivo es optimizar la producción del pozo.
- Pozos de inyección: estos pozos son menos numerosos, en ocasiones son indispensables para producir el yacimiento. En particular algunos pozos inyectoros son usados para mantener la presión del yacimiento.
- Pozos de observación: Sirven para completar y monitorear varios parámetros del yacimiento. Algunas veces pozos que son perforados y no se pueden usar para producción o inyección son utilizados como observadores.

1.4.4 Clasificación de pozos de acuerdo a su geometría.

La perforación de pozos depende de varias razones, entre ellas se encuentran: el área geográfica, las características y estructura del yacimiento, la columna geológica y la optimización de la producción del yacimiento al mínimo costo. Los pozos se pueden clasificar en:

- Verticales.
- Horizontales.
- Desviados (pequeño y gran ángulo).
- Multilaterales.

Pozos verticales.

Estos pozos suelen ser los más comunes en la industria petrolera, siendo ésto por las siguientes razones:

- Su perforación es más sencilla.
- Son los menos costosos.
- Su operación es simple.

- Diseño óptimo para fracturamiento hidráulico.
- Ideales para yacimientos de espesor homogéneo.

Los pozos verticales son considerados así, pero en realidad nunca se perforan a un ángulo de 90 ° con respecto a la horizontal, siempre existen variaciones en el ángulo de perforación. En la figura 1.27 se muestra un pozo vertical terminado.

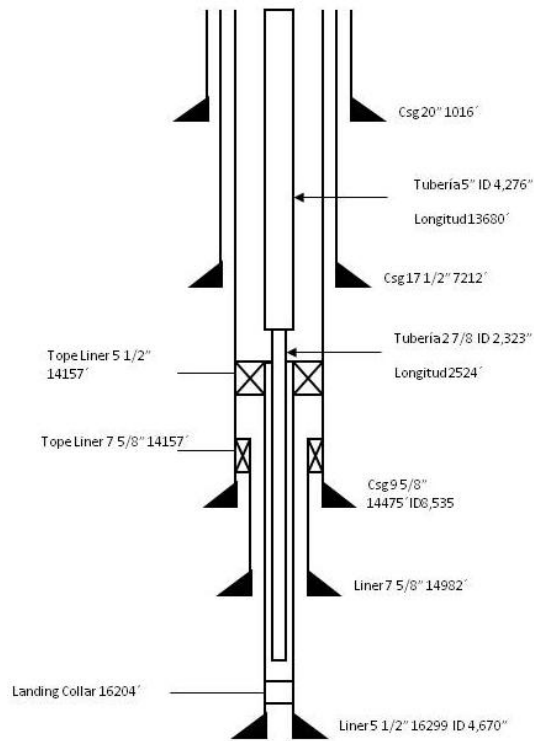


Figura 1. 27 Configuración de un pozo vertical.

Pozos horizontales.

La perforación de estos pozos (figura 1.28) es debida principalmente a las siguientes razones:

- Yacimientos de poco espesor, o columnas de aceite de poco espesor.
- Para minimizar bajas en la producción
- Para minimizar la perforación de pozos en el desarrollo de un campo
- En yacimientos fracturados donde un pozo horizontal da una mejor oportunidad de interceptar las fracturas
- Para los yacimientos propensos a la conificación de agua y gas

- Para los yacimientos propensos a la producción de arena
- En combinación con la perforación de alcance extendido para drenar diferentes bloques o yacimientos en un solo pozo
- Cuando las cualidades del yacimiento varían en sentido lateral y un pozo horizontal da una mejor oportunidad de encontrar los mejores puntos de extracción
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientales sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

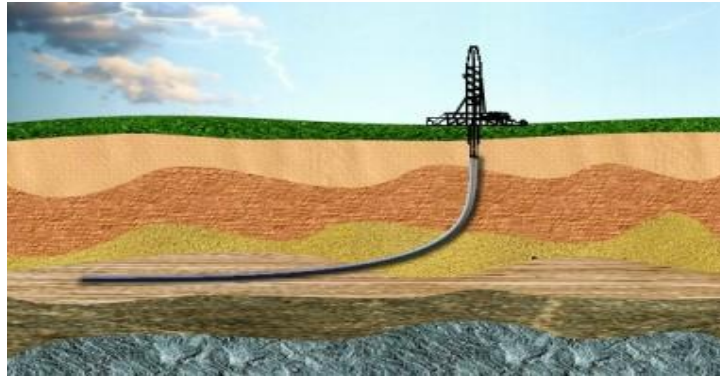


Figura 1. 28 Esquema de un pozo horizontal.

Pozos desviados.

La perforación de estos pozos (figura 1.29) puede ser usada para muchos de los propósitos de los pozos horizontales y adicionalmente para:

- Yacimientos de espesor grande
- Yacimientos lenticulares
- Yacimientos en capas

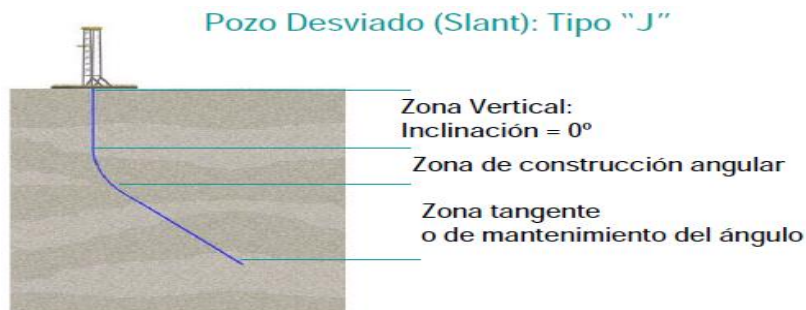


Figura 1. 29 Esquema de un pozo desviado tipo "J".

Pozos multilaterales.

Los pozos multilaterales (figura 1.30) tienen como objetivo principal maximizar el contacto del pozo con el yacimiento, además de proporcionar un mayor área de drene que un pozo horizontal, puede conectar rasgos verticales y horizontales del subsuelo, tales como fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados, también pueden reducir el riesgo global de la perforación y el costo total. Las principales aplicaciones de estos pozos son:

- Mejora el drene en un yacimiento
- Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento
- Mejora la eficiencia de los proyectos de recuperación secundaria y mejorada
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles o desde una plataforma marina, donde el número o la ubicación de los pozos de superficie es muy restringido.

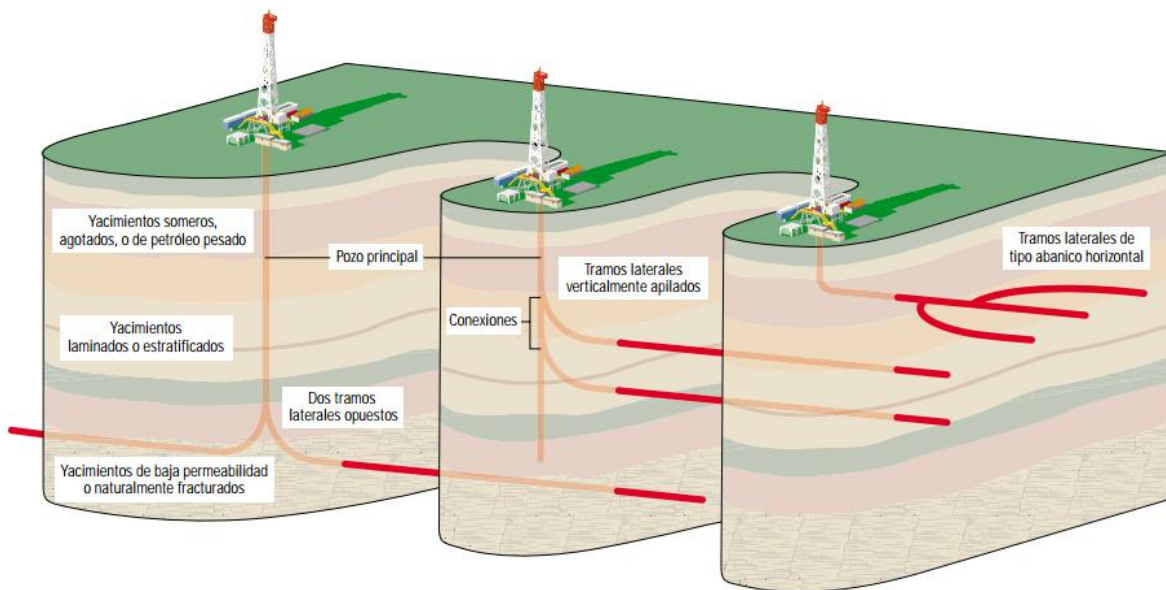


Figura 1. 30 Configuraciones básicas de pozos multilaterales.

1.5 Sistema Integral de Producción (SIP).

El sistema integral de producción es un conjunto de elementos físicos que componen el proceso productivo de un pozo petrolero.

El objetivo principal del Sistema Integral de Producción es transportar los fluidos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, separando la mezcla multifásica en aceite, gas y agua según sea el caso, para que al final los hidrocarburos sean transportados, almacenados y comercializados.

El SIP no solamente incluye al pozo perforado sino también otros elementos que resultan importantes en la producción tales como el yacimiento, líneas de flujo, sistemas artificiales de producción, equipos de suministro de potencia, estranguladores y cualquier otro elemento que participe en la interacción del flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la última etapa de separación.

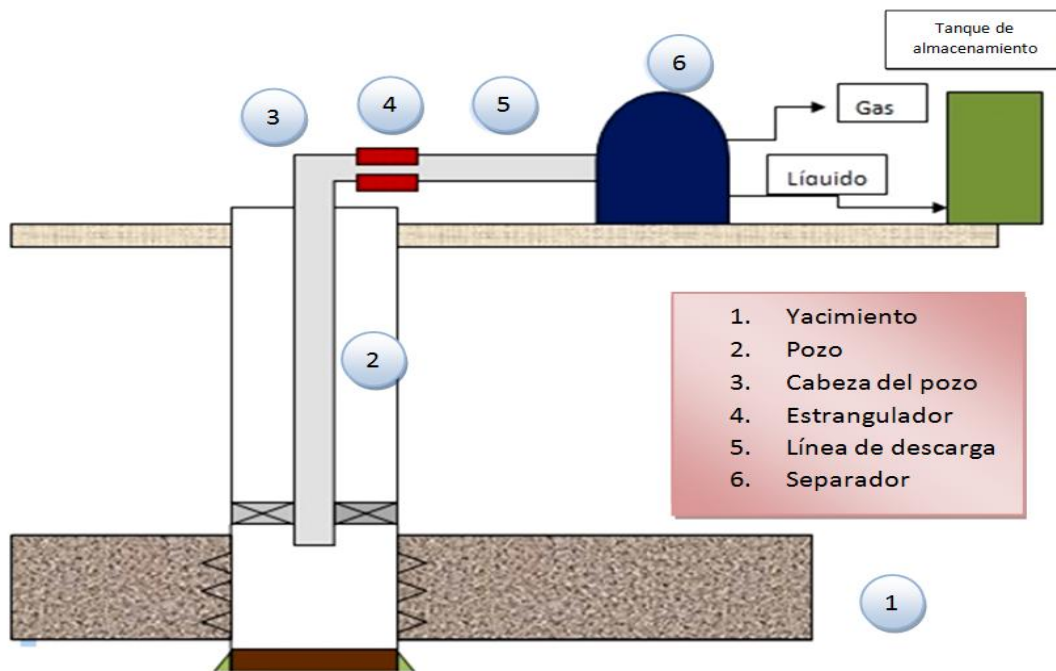


Figura 1. 31 Componentes del Sistema Integral de Producción.

1.5.1 Componentes del Sistema Integral de Producción.

Yacimiento: Es la porción de una trampa geológica que contiene aceite, gas o ambos, la cual se comporta como un sistema hidráulico intercomunicado.

Pozo: Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento en el que se instalan tuberías y otros elementos físicos con el objetivo de producir los hidrocarburos del yacimiento por medio de un flujo controlado desde el fondo hasta la superficie.

Cabeza del pozo: El cabezal del pozo se compone de los equipos para el control de los fluidos producidos o inyectados a través del pozo terminado tales como válvulas, reguladores de flujo, controles para accesorios del subsuelo, registradores operacionales, etc.

Estrangulador: Un estrangulador es una restricción en una línea de flujo que al utilizarlo provoca una caída de presión para controlar las condiciones de producción de un pozo.

Línea de descarga: Son un conjunto de tuberías que sirven para transportar los hidrocarburos producidos por el pozo desde la cabeza del mismo hasta las instalaciones de separación.

Separador: Un separador es un equipo que se utiliza para separar corrientes de aceite, gas y agua que provienen directamente de los pozos. Su geometría puede ser vertical, horizontal y existen también esféricos.

1.6 Reservas de hidrocarburos.

1.6.1 Volumen Original

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento.

1.6.2 Volumen original de hidrocarburos total

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las

acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

1.6.3 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.

1.6.4 Recursos prospectivos

Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le define como recurso prospectivo. El recurso prospectivo o potencial puede alcanzar un volumen de 52.3 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente actualmente en México

1.6.5 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas.

El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos.

1.6.6 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, las cuales potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas comercialmente explotables.

Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o bien, donde la evaluación

de la acumulación no se ha concluido. La mayor parte del recurso prospectivo se encuentra en las Cuencas del Sureste y en la Cuenca del Golfo de México profundo.

1.6.7 Reservas

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

1.6.8 Clasificación de reservas

Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas.

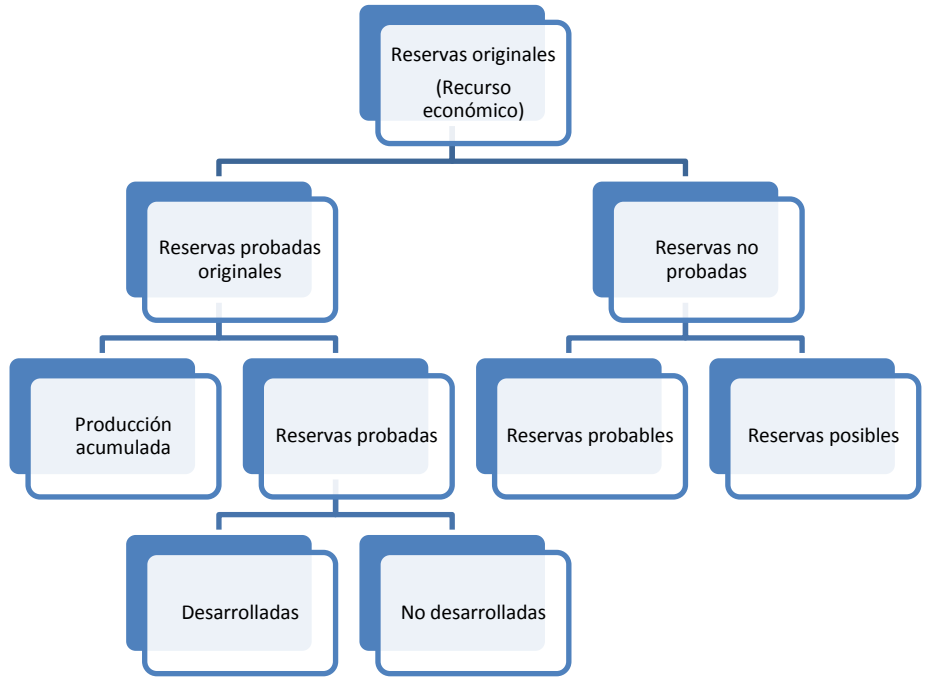


Figura 1. 32 Clasificación de reservas.

1.6.9 *Petróleo crudo equivalente*

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya.

1.6.10 *Reservas probadas 1P*

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC.

1.6.11 Reservas probadas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura v requerida para el proceso esté instalado cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

1.6.12 Reservas probadas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como de recuperación secundaria y mejorada.

En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.

1.6.13 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su

evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

1.6.14 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Reservas totales

Las reservas totales son también conocidas como 3P. Las reservas totales son la adición de reservas probadas, probables y posibles.

1.6.15 Volumen original de aceite a condiciones de superficie.

El volumen original de aceite se calcula como sigue:

$$N = 7758 \frac{Ah\phi S_{oi}}{B_{oi}} \quad 1.23$$

N = Volumen original de aceite (STB).

A = Área del yacimiento (acres).

h = Espesor promedio (ft).

ϕ = Porosidad promedio del yacimiento (fracción).

S_{oi} = Saturación de aceite inicial (fracción).

B_{oi} = Factor de volumen del aceite $\left(\frac{bl}{STB}\right)$.

bl = Barriles a condiciones de yacimiento.

STB = Barriles a condiciones estándar.

1.6.16 Volumen original de gas para un yacimiento con casquete original de gas a condiciones de superficie.

$$G = 7758 \frac{Ah\phi S_{gi}}{S_{gi}} \quad 1.24$$

G = Gas libre original (SCF).

S_{gi} = Saturación de gas inicial (fracción).

B_{oi} = Factor de volumen del gas $\left(\frac{bl}{STB}\right)$.

h = Espesor promedio (ft).

Las definiciones descritas en éste capítulo servirán para entender la importancia de conceptos como propiedades de los fluidos petroleros dentro del análisis de una evaluación económica. Para un pozo exploratorio el factor economía es de gran relevancia debido a que en esta etapa del desarrollo de un campo las inversiones que se hacen son muy altas y el hecho de hacer una evaluación económica nos ha de permitir minimizar los riesgos y tener un porcentaje de éxito mayor.

CAPÍTULO 2. Pruebas en pozos

2.1 Introducción.

Las pruebas de presión, al igual que otras pruebas de pozos, son utilizadas para proveer la información que nos proporcione las características de yacimiento, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación. El análisis de pruebas de pozo es uno de los métodos más importantes disponibles para los ingenieros de yacimientos para establecer características del yacimiento, tales como permeabilidad y compresibilidad, posición de fronteras y fallas.

Una prueba de presión es el proceso en el cual se somete el pozo a un impulso el cual produce un cambio en la gasto de producción y se mide su respuesta, es decir un cambio de presión. La respuesta del yacimiento está determinada por parámetros tales como: la permeabilidad, el daño, coeficiente de almacenamiento en el pozo, la distancia a los límites del yacimiento, entre otros.

Las propiedades dinámicas del yacimiento se miden mediante las pruebas de pozos. La presión y las perturbaciones inducidas en las tasas de flujo durante la prueba proveen indicios importantes con respecto a la naturaleza de un yacimiento y sus fluidos.

Una prueba de presión es una herramienta utilizada para caracterizar al sistema pozo-yacimiento, ya que los cambios presentes en la producción generan disturbios de presión en el pozo y en su área de drenaje y esta respuesta de presión depende de las características del yacimiento.

Las propiedades del yacimiento son determinadas a través de pruebas de pozos, utilizando mediciones de dos variables, gasto de producción o presión.

Para ello se introduce un disturbio o perturbación en el yacimiento, cambiando una de las dos variables, en la mayoría de los casos la tasa de flujo y se registran sus consecuencias sobre la otra variable que es la presión.

2.1.1 Objetivos de una prueba de presión.

1) Obtener propiedades y características del yacimiento como: permeabilidad y presión estática del yacimiento.

2) Predecir parámetros de flujo como:

- Límites del yacimiento.
- Daño de formación.
- Comunicación entre pozos

Las pruebas de pozos, mediante la medición física de las presiones y las tasas de flujo, proveen una medición global de la permeabilidad de gran escala. Por lo tanto, constituyen el recurso final para evaluar la capacidad de transmisión de fluidos de un yacimiento.

2.1.2 Planificación de pruebas de presión.

Durante la planificación se deben definir los parámetros y procedimientos para obtener los datos ya que estos garantizan un resultado satisfactorio al analizarlos. Es importante tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Estimar el tiempo de duración de la prueba.
- Estimar la respuesta de presión esperada.
- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- Tener claras las condiciones del pozo.

Se deben determinar las condiciones operacionales, las cuales dependen de:

- Tipo de pozo (productor o inyector)
- Estado del pozo (activo o cerrado).
- Tipo de prueba (pozo sencillo o pozos múltiples).
- Declinación, restauración, tasas múltiples.
- Presencia o no de un sistema de levantamiento.

2.2 Geometrías y regímenes de flujo en el yacimiento.

2.2.1 Geometrías de flujo.

Aunque las trayectorias reales de las líneas de flujo dentro de un medio poroso son irregulares, las trayectorias generales o promedio pueden ser representadas a través de líneas rectas o curvas con tendencia bien definida.

Geometría de flujo Radial.

Ocurre cuando el fluido avanza radialmente hacia el pozo y las líneas de flujo son rectas, 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.

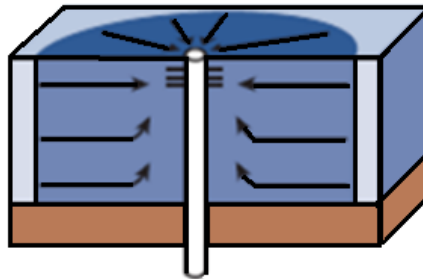


Figura 2. 1 Geometría de Flujo Radial.

Geometría de Flujo Lineal.

En esta geometría las líneas de flujo son paralelas tanto areal como verticalmente y la sección transversal expuesta al flujo es constante. 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".

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO
EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

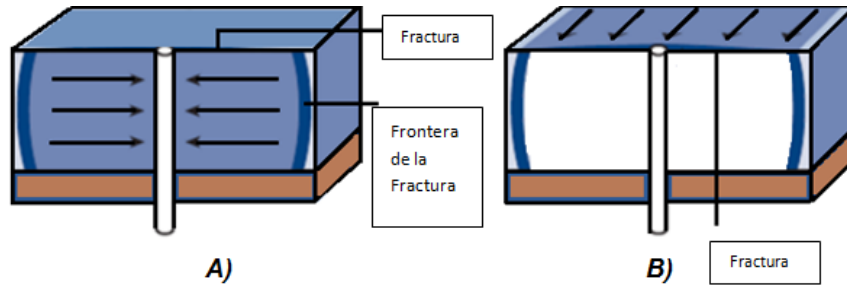


Figura 2. 2 Geometría de Flujo Lineal: (A) Lineal temprano en fracturas de conductividad infinita. (B) Lineal tardío en yacimientos limitados por fallas paralelas.

Geometría de Flujo Bilineal.

Este régimen de flujo se desarrolla normalmente en fracturas de conductividad finita, cuando el fluido fluye linealmente dentro de la fractura. Se presenta como una pendiente de $\frac{1}{4}$ de una gráfica Log-Log de los puntos de presión.

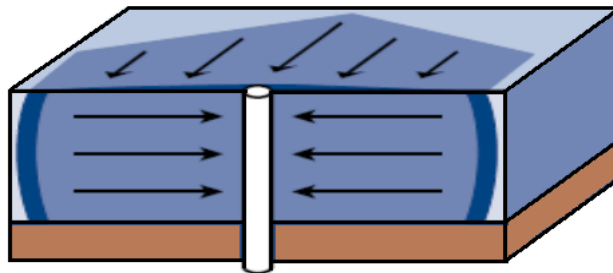


Figura 2. 3 Geometría de Flujo Bilineal.

Geometría de flujo Elíptico.

En un pozo fracturado, el flujo elíptico se presenta como una transición entre la geometría de flujo lineal y la geometría de flujo radial tardío.

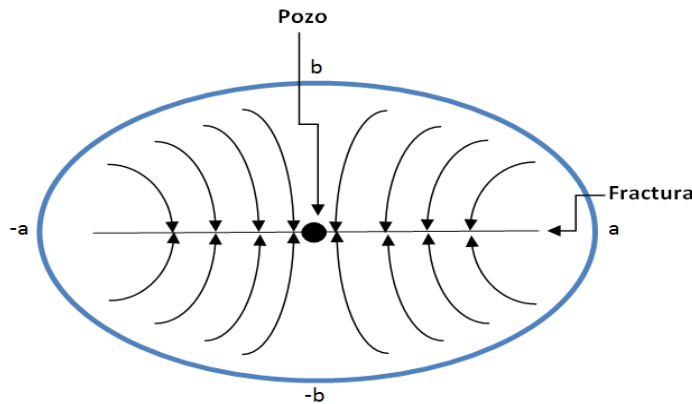


Figura 2. 4 Geometría de flujo elíptico.

Geometría de Flujo Esférico.

En esta geometría, 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. Se presenta generalmente en situaciones donde existe entrada limitada del fluido hacia el pozo.

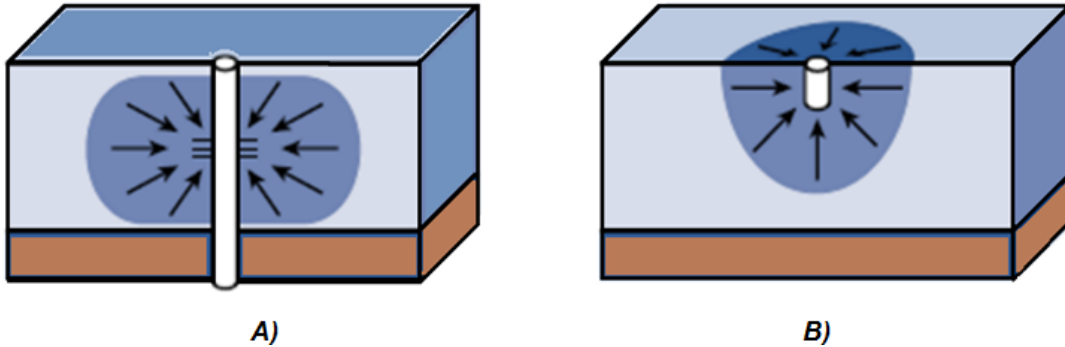


Figura 2. 5 Esférico a una zona disparada parcialmente. (B) Flujo hemisférico a una zona perforada parcialmente.

2.2.2 Regímenes de flujo de acuerdo al estado del yacimiento.

Existen tres regímenes de flujo que nos permiten conocer el comportamiento de fluidos en el medio poroso. A continuación describiremos cada uno de ellos:

Transitorio.

En el flujo transitorio se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua, en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, al abrir un pozo a producción se altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo.

La variación de presión se propaga gradualmente alejándose del pozo, incrementando el área drenada por éste. Conforme la variación de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente.

El flujo transitorio puede definirse como las condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento es diferente a cero y no es constante. Esta definición sugiere que la derivada de la presión con respecto al tiempo es una función de la posición y del tiempo, esto es:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} = f(x, y, z, t)\right) \tag{2.1}$$

En un yacimiento circular con un pozo en el centro, la onda de presión generada cuando el pozo es puesto en producción a un gasto q constante, generará un perfil de presiones como el que se muestra en la Fig. 2.6.

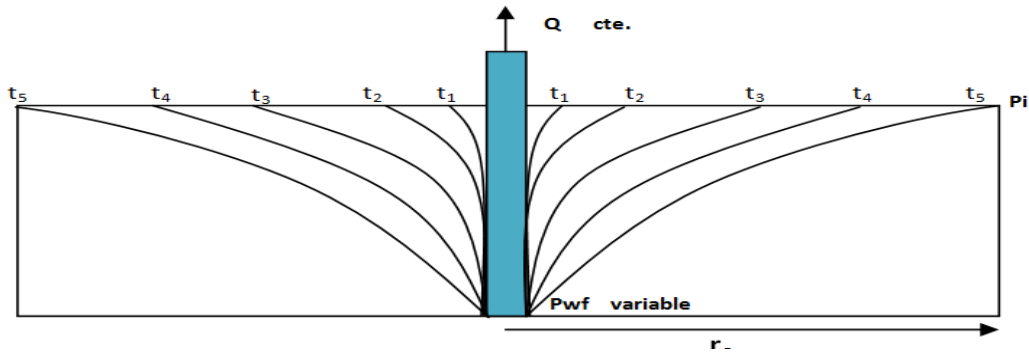


Figura 2. 6 Flujo transitorio.

El radio de drenaje se está continuamente incrementado con el tiempo. Este radio es conocido como radio de investigación (r_{inv}). Es importante mencionar que al tiempo (t_{inf}) en el que la onda de presión ha alcanzado las fronteras del yacimiento, el comportamiento infinito (en tamaño) ha finalizado también. Antes de este tiempo el yacimiento se comporta matemáticamente como infinito. El mismo comportamiento se espera cuando el pozo produce a presión de fondo constante como se muestra en la Fig. 2.7.

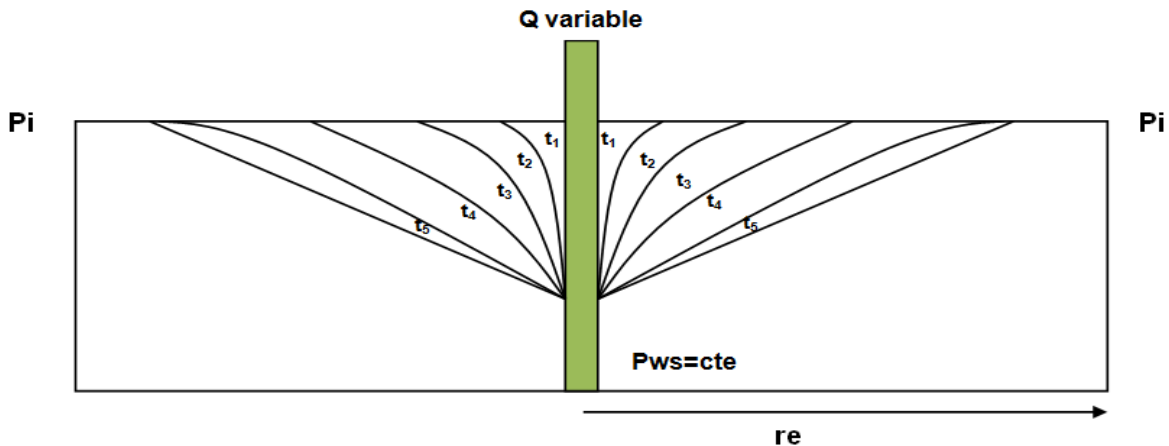


Figura 2. 7 Producción a presión constante.

Considerando la frontera del yacimiento, el período de flujo transitorio también puede ser definido como el tiempo en el que la frontera no ha afectado el comportamiento de presión y el yacimiento se comporta como infinito.

Pseudoestacionario.

En este período de flujo el abatimiento de presión está determinado por el tiempo, en éste tiempo se ha alcanzado un radio de drene en el cual ya no se tiene flujo. A partir de este momento, como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a disminuir su presión y de este modo, el cambio de presión con respecto al tiempo a lo largo del área de drene, será constante. El flujo pseudoestacionario puede entonces definirse como un periodo de flujo en el que en cualquier posición del área de drene, la variación de la presión depende del tiempo y es constante.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} = cte\right)$$

2.2

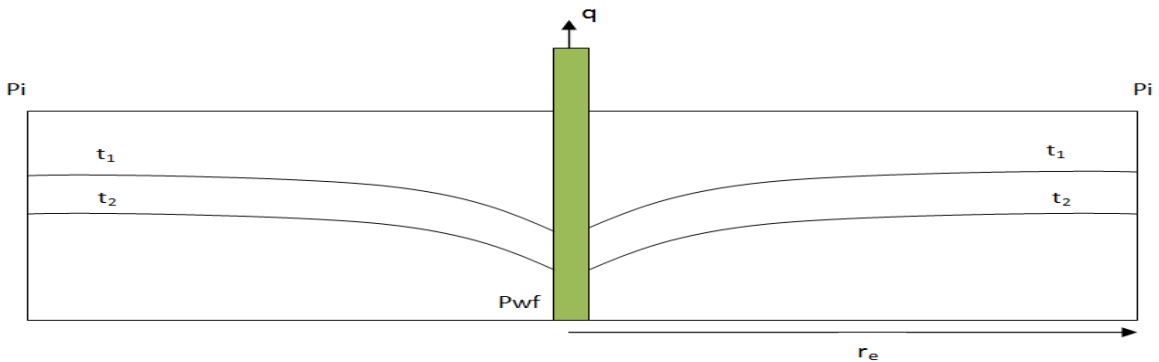


Figura 2. 8 Flujo pseudoestacionario.

En un yacimiento circular con un pozo en el centro, cuando la onda de presión alcance las fronteras, se tendrá un perfil de presiones como el de la siguiente figura.

Durante el periodo pseudoestacionario la caída de presión es debida a la expansión de los fluidos del yacimiento, a medida que el fluido se produce. Esta caída de presión es debida al volumen producido de fluido del yacimiento que es reemplazado por la compresibilidad del fluido.

Flujo estacionario.

En el régimen de flujo estacionario la presión en cualquier punto del yacimiento y en cualquier instante es siempre constante. Matemáticamente se puede expresar como:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} = 0\right) \tag{2.3}$$

Estas condiciones pueden ocurrir cuando el fluido que se produce del yacimiento es reemplazado completamente por otro.

2.3 Daño.

Se llama “Daño”o “Skin”a todo impedimento físico que restringe el paso libre del fluido y por lo tanto, impone una caída de presión adicional en el sistema productivo.

S = Daño total a la formación

S_{c+θ} = Daño por penetración parcial e inclinación

S_p = Daño por perforaciones

Ps = Pseudodaños

S_d = Daño real a la formación

El conjunto de pseudodaños es función de la distribución de fases, las permeabilidades relativas de las mismas, los caudales y el tipo de flujo (laminar o turbulento).

$$S = S_{c+\theta} + S_p + \sum Ps + S_d \tag{2.4}$$

2.3.1 Factores de daño (Skin).

Algunos de los factores que provocan el daño a la formación son los siguientes:

- Penetración parcial.
- Inclinación.
- Daño verdadero.

- Perforaciones.
- Pseudodaños.

El pseudodaño puede ser causado por alguna de las siguientes situaciones:

- Producción o caudal alto (turbulencia)
- Tuberías de producción colapsadas.
- Baja densidad de perforación.
- Cementación pobre.
- Incrustaciones.
- Depósitos orgánicos.
- Emulsiones.
- Bloqueos de agua.
- Cambios de mojabilidad.

2.3.2 Obtención del factor de daño a partir de las pruebas de presión.

Las pruebas de presión resultan una herramienta muy importante en la caracterización dinámica del yacimiento. Existen distintos tipos de pruebas con objetivos distintos, con ellas es posible obtener el factor de daño y con ello hacer un diagnóstico que nos permita corregir o minimizar este factor.

La interpretación confiable de una prueba de presión se logra mediante la combinación de varias fuentes, analizando los efectos de comportamiento de presión y los efectos en la vecindad del mismo.

El factor de daño es una variable adimensional para cuantificar la magnitud del efecto del daño, y puede ser expresado como en la ecuación 2.5 para el caso de un pozo de aceite:

$$\Delta p_s = \frac{141.2q_o B_o \mu_o}{kh} s \quad 2.5$$

donde:

Δp_s = Caída de presión debida al daño (psi)

q_o = Gasto de aceite (bpd)

B_o = Factor de volumen de aceite (bls@c.y/bls@std)

μ_o = Viscosidad del aceite (cp)

k = Permeabilidad relativa aceite (mD)

h = Espesor de la formación (ft)

S = Daños a la formación

Así, de una prueba de presión, el factor de daño puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \quad 2.6$$

donde:

S = Daño a la formación

P_{1hr} = Presión registrada a una hora de la prueba (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

k = Permeabilidad (mD)

ϕ = Porosidad

μ = Viscosidad del fluido (cp)

C_t = Compresibilidad total (1/psi)

r_w = Radio del pozo (ft)

La figura 2.9 muestra cómo se distribuye la presión a través de un pozo que presenta daño a la formación.

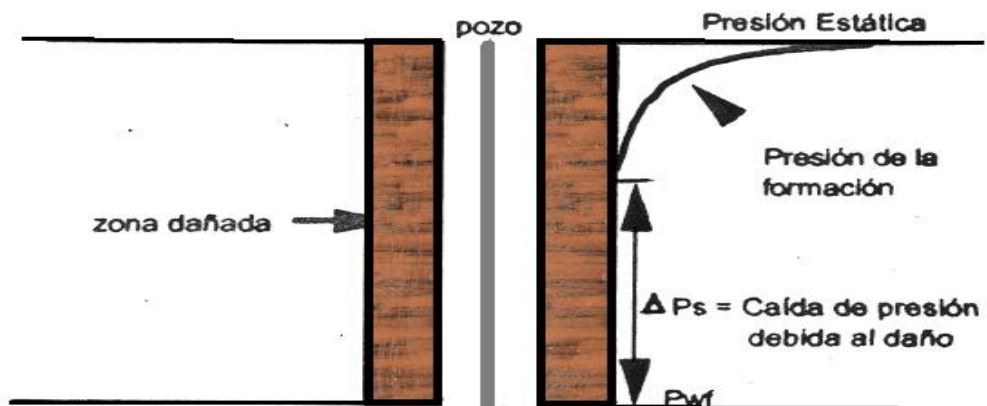


Figura 2. 9 Distribución de la presión en un pozo con daño.

2.4 Efecto de almacenamiento.

Inmediatamente después de un cambio en el gasto, parte de la producción puede deberse a la expansión o compresión del fluido dentro del pozo. También esto podría deberse a un movimiento en el contacto del fluido (interface). Éste fenómeno ha sido llamado efecto de almacenamiento.

Durante el almacenamiento del pozo, los efectos del yacimiento tienden a distorsionarse, haciendo imposible cuantificar propiedades como la permeabilidad, el daño y la presión. Los efectos del almacenamiento del pozo dejan de presentarse cuando se llega a una igualdad de presiones del pozo y de la formación.

La duración del efecto de almacenamiento depende principalmente de tres factores: el volumen del pozo, la permeabilidad de la formación y de la compresibilidad del fluido. Volúmenes grandes, bajas permeabilidades y altas compresibilidades incrementan la duración del efecto de almacenamiento.

El almacenamiento del pozo puede originarse por compresión o expansión de fluidos y por cambio de nivel de líquido en el pozo.

Cualquiera que sea el caso, puede definirse un coeficiente de almacenamiento como:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad 2.8$$

Donde

C= Constante de almacenamiento del pozo [bbl/psi]

ΔV = Cambio en el volumen del fluido un el pozo [bbl]

ΔP = Cambio en la presión de fondo fluyendo [psi]

2.5 Límite físico y convencional del yacimiento.

2.5.1 Límite físico.

Se entiende por límite físico de un yacimiento aquél definido por algún accidente geológico (falla, discordancia, etc.) o por la disminución de la saturación de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, o por el efecto combinado de estos factores.

2.5.2 Límite convencional

Son límites convencionales aquéllos que se establecen de acuerdo con normas establecidas, por ejemplo, a continuación se enlistan algunas, que han sido propuestas por un grupo de analistas expertos en cálculo de reservas:

a) Si el límite físico de un yacimiento se estima a una distancia mayor de un espaciamiento entre pozos, de los pozos situados más al exterior, se fijará como límite convencional la poligonal formada por las tangentes a las circunferencias vecinas trazadas con un radio igual a la unidad del espaciamiento entre pozos.

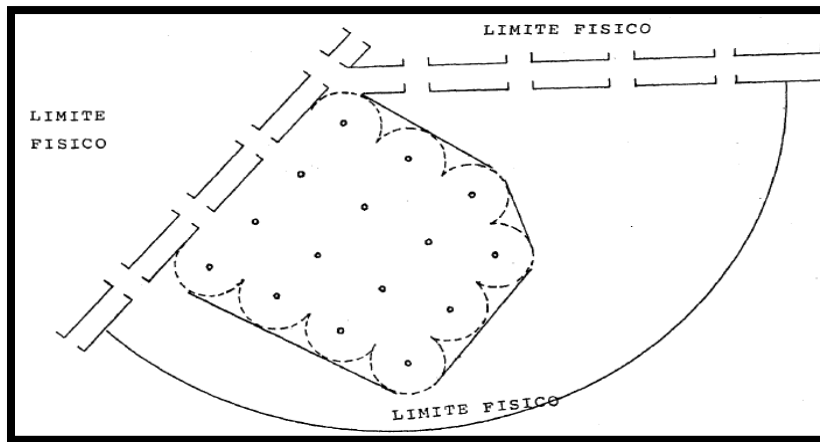


Figura 2. 10 Límite convencional del yacimiento.

b) Si el límite físico del yacimiento queda a una distancia menor de un espaciamiento entre pozos, de los pozos situados más al exterior, se deberá considerar el límite físico como el límite del yacimiento.

c) En el caso de existir pozos extremos improductivos a una distancia menor o igual a la del espaciamiento entre pozos , el límite físico se estimará a partir de los datos disponibles, y, en ausencia de ellos, se estimará a la mitad de la distancia que separa al pozo improductivo y el pozo productor más cercano a él.

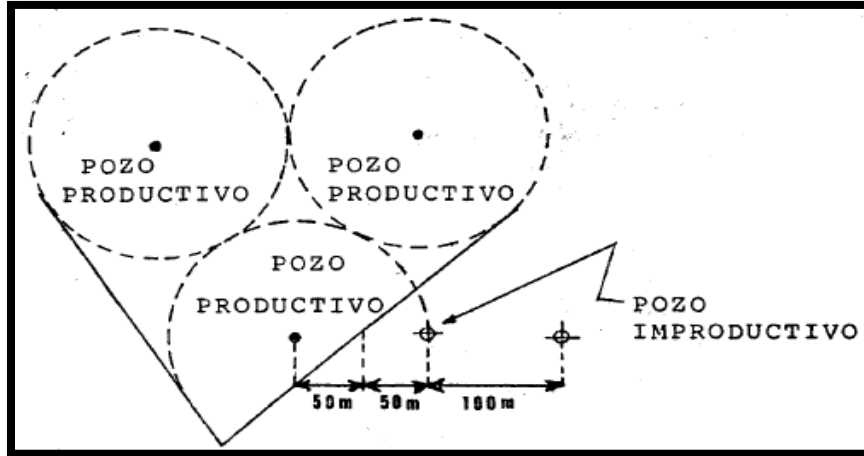


Figura 2. 11 Norma para establecer un límite convencional de un yacimiento.

d) En el caso de tener un pozo productor a una distancia de dos espaciamientos, éste se tomará en cuenta para el trazo de la poligonal que define el área probada, únicamente si existe correlación geológica confiable o pruebas de comportamiento que indiquen la continuidad del yacimiento en esa dirección. De no existir los datos anteriores, el pozo se considerará un pozo aislado y su reserva se calculará con el límite convencional o sea con la circunferencia trazada con radio igual a la mitad del espaciamiento.

e) Cuando no se disponga de estudios geológicos que confirmen o demuestren la discontinuidad de los yacimientos entre pozos vecinos, la reserva se calculará para un cada pozo considerándolo como pozo aislado, con un radio de drene convencional igual al espaciamiento entre pozos del yacimiento de que se trate o del considerado mejor aplicado entre campos vecinos.

Para la estimación de las reservas de un yacimiento se tomará como área probada la limitada físicamente y de no existir ésta, se utilizará la limitada convencionalmente.

2.6 Eficiencia de flujo.

Un buen indicador para discernir sobre la eficiencia con la cual ha sido perforado o terminado un pozo es proporcionado por la eficiencia de flujo, EF. Esta es definida como

la relación de la producción real de un pozo entre su producción ideal, si no hubiera daño ($s=0$).

$$EF = \frac{J_R}{J_I} \quad 2.9$$

donde:

$$J_R = qI(P - P_{wf} - \Delta p_s) \quad 2.10$$

Obteniéndose:

$$EF = \frac{(P_{prom} - P_{wf} - \Delta p_s)}{P - P_{wf}} \quad 2.11$$

P_{prom} = Presión promedio del área de drene [psia]

P_{wf} = Presión de pozo fluyendo [psia]

Δp_s = Caída de presión por daño [psia]

La eficiencia de flujo es conocida también como la relación de productividad, relación de condición y el factor de terminación.

Para EF tenemos que, si:

- $S > 0$ $EF < 1$
- $S = 0$ $EF = 1$
- $S < 0$ $EF > 1$

2.7 Pruebas de pozos.

2.7.1 Pruebas de incremento de presión.

La prueba de incremento de presión es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio. Las pruebas de incremento de presión requieren un cierre (superficie) del pozo que esté produciendo. Las técnicas de análisis más comunes y simples requieren que el pozo produzca a un gasto constante, ya sea desde el inicio o a

un tiempo suficiente para establecer una presión de distribución estabilizada antes del cierre.

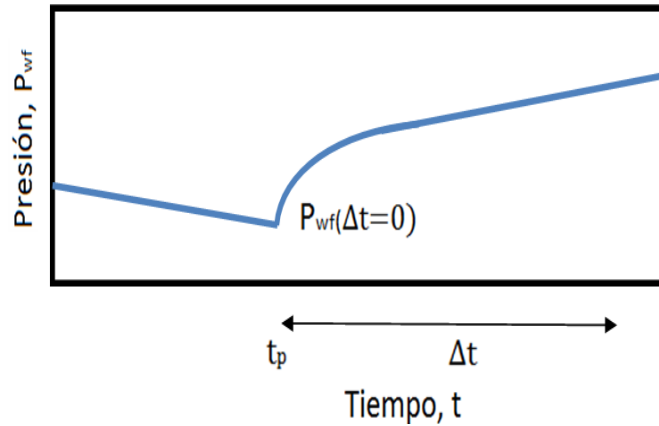


Figura 2. 12 Idealización del comportamiento de una prueba de incremento.

La siguiente figura muestra esquemáticamente el gasto y el comportamiento de la presión para una prueba de presión “ideal”. En esta figura y a través de la gráfica, \$t_p\$ es el tiempo de producción y \$\Delta t\$ es el tiempo de cierre del pozo.

La presión se mide inmediatamente antes del cierre y es registrada como una función del tiempo durante el periodo de cierre. La curva resultante del incremento de presión es analizada para las propiedades del yacimiento y las condiciones del pozo.

De la información obtenida a partir de la curva, es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión media a lo largo del área de drenaje, caracterizar el daño y de igual manera las heterogeneidades o fronteras del yacimiento.

Método de Horner

Después de que los efectos de almacenamiento en el pozo han disminuido, la presión en el pozo durante el cierre es:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 qB\mu}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad 2.12$$

La gráfica de \$P_{ws}\$ contra \$\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)\$ es una línea recta con pendiente \$(-m)\$ y con ordenada al origen \$P_i\$. El valor de \$t_p\$ (h) puede ser estimado de la manera siguiente: producción

acumulada de la última presión antes del cierre, dividida por el gasto de producción estabilizado justo antes del cierre.

$$t_p = \frac{24V_p}{q}$$

2.13

Esta gráfica es llamada la gráfica de Horner. La porción de línea recta que aparece en la curva puede ser extrapolada infinitamente para obtener P_i . El valor de P_i es exacto para periodos cortos de producción pero algunas veces resulta demasiado alto para periodos largos de producción.

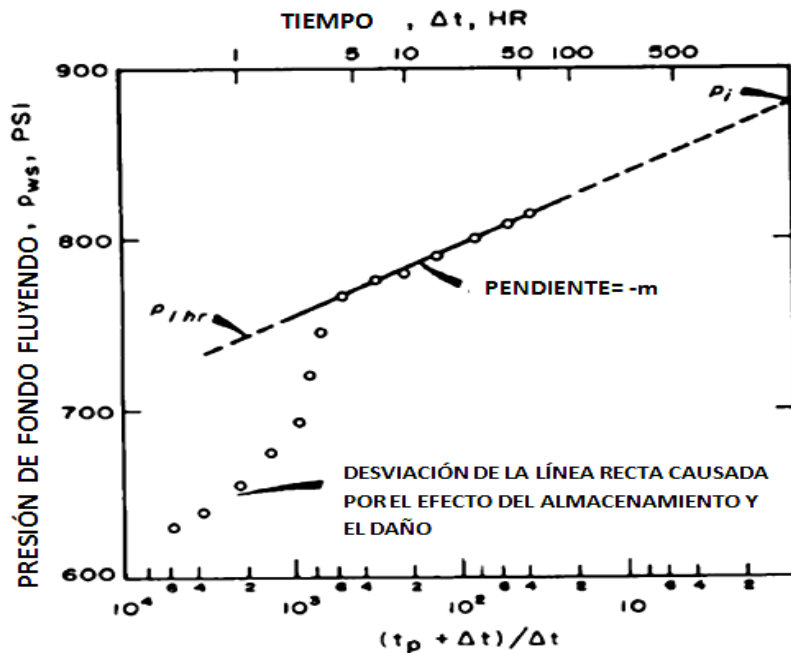


Figura 2. 13 Grafica de Horner.

El valor de la pendiente (m) puede ser usado para determinar la permeabilidad del yacimiento:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

2.14

El factor de daño (s) no aparece en la ecuación de Horner pero afecta de manera temprana el comportamiento de la curva igual que el efecto de almacenamiento. El factor de daño “s” puede ser calculado de la siguiente ecuación:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{pwf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad 2.15$$

El valor de P_{1hr} debe ser tomado de la extrapolación de la línea recta.

La eficiencia de flujo y el índice de productividad se obtienen de la siguiente manera:

$$EF = \frac{p^* - p_{wf} - (\Delta p)_{daño}}{p^* - p_{wf}} \quad 2.16$$

$$IP = \frac{q_o}{P^* - P_{wf} - (\Delta p)_{daño}} \quad 2.17$$

Interpretación de las pruebas de incremento.

Análisis logarítmico de una prueba de incremento

Para analizar las pruebas de incremento de presión se debe considerar la siguiente situación:

Que el pozo se cierra por un tiempo Δt , después de haber producido por un tiempo t_p . Aplicando el principio de superposición en tiempo se tiene que encontrar la caída de presión para un pozo que produce a un gasto “q” durante un tiempo $(t_p + \Delta t)$, más la caída de presión a gasto cero (esto se logra considerando que produce a “-q”) durante un tiempo Δt .

El análisis semilogarítmico consiste en graficar P o ΔP contra $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ en papel semilogarítmico.

La pendiente, m, permite calcular el producto permeabilidad-espesor:

$$kh = \frac{162.6 q \mu B}{m} \quad 2.18$$

La extrapolación de la recta $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ permite obtener la presión inicial del yacimiento o p^* , así mismo, el factor de daño, puede calcularse mediante la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{pwf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad 2.19$$

Adicionalmente se puede conocer la caída de presión debida al daño es decir:

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} S \quad 2.20$$

2.7.2 Pruebas de decremento de presión

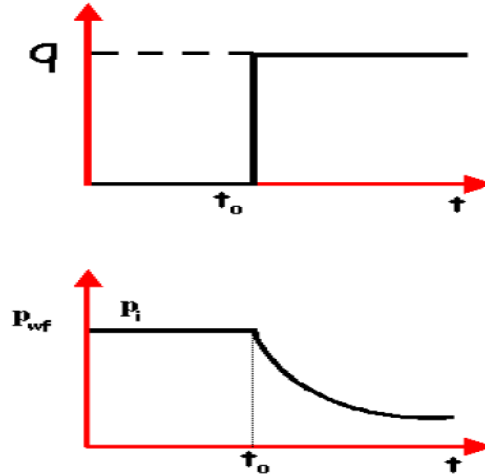


Figura 2. 14 muestra un esquema idealizado del gasto y la presión de una prueba de decremento de presión.

Una prueba de decremento de presión, es una serie de mediciones de presiones de fondo fluyendo, en un pozo que produce, comúnmente ,a gasto constante, durante un periodo de tiempo determinado; usualmente, el pozo al cual se le realiza la prueba de presión es cerrado durante un periodo de tiempo considerable, para que la presión en la formación se estabilice(alcance una presión aproximada a la presión estática de yacimiento), para posteriormente ponerlo a producir y la presión de fondo fluyendo disminuya.

La prueba de decremento es realizada por un pozo productor, comenzando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. La tasa y la presión son registradas como funciones del tiempo.

Los objetivos de la prueba de decremento usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño, y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento. Estas pruebas son particularmente aplicables para:

- Pozos exploratorios.
- Pozos que han sido cerrados el tiempo suficientemente para permitir que la presión se estabilice.

- Pozos en los que la pérdida de ingresos incurridos en una prueba de incremento de presión sería difícil de aceptar.

Los pozos exploratorios son frecuentemente candidatos para pruebas de decremento extensas, con un objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que será drenado por el pozo.

Se realizan a gastos de producción variable, determinando la presión por periodos estabilizados de flujo.

Entre unas de las desventajas que ofrece son las económicas ya que se realizan con el pozo en producción. Su mayor desventaja es la dificultad para mantener una tasa constante.

Proceso para realizar la prueba

- Se cierra el pozo por un periodo de tiempo suficiente alcanzar la para estabilización en todo el yacimiento (si no hay estabilización probablemente se requiera una prueba de gasto múltiple).
- Se baja la herramienta a un nivel inmediatamente encima de las perforaciones (Mínimo la herramienta debe tener dos sensores para efectos de control de calidad de los datos).
- Abrir el pozo para producir a tasa constante y registrar continuamente la P_{wf} La duración de una prueba de declinación puede ser unas pocas horas o varios días, dependiendo de los objetivos de la prueba y las características de la formación.
- Pruebas de declinación extensas o pruebas limite se corren para delimitar el yacimiento o estimar el volumen de drene del pozo .Otros objetivos son Hallar k , s , ϕ , forma del yacimiento y tamaño del yacimiento.
- Idealmente, el pozo se cierra hasta que alcance la presión estática del yacimiento antes de la prueba. Este requisito se consigue en yacimientos nuevos, pero a menudo es difícil o impráctico de lograr en yacimientos viejos.
- En algunos pozos con baja permeabilidad, la presión no se estabiliza en un tiempo razonable. En la práctica, generalmente se realizan registros de flujo dentro de 8 a 12 horas después de abrirse el pozo. Independientemente de si el fluido se ha estabilizado completamente para ese momento. Si el pozo no se ha estabilizado para ese momento es poco probable que luego de 12 horas más lo haya hecho.

Análisis

Se considerará el análisis de las pruebas de decremento para el caso en que el yacimiento se comporta como infinito (flujo transitorio) y para cuando se sienten los efectos de las fronteras (flujo pseudoestacionario). Estos periodos de flujo se pueden observar en la figura 2.15.

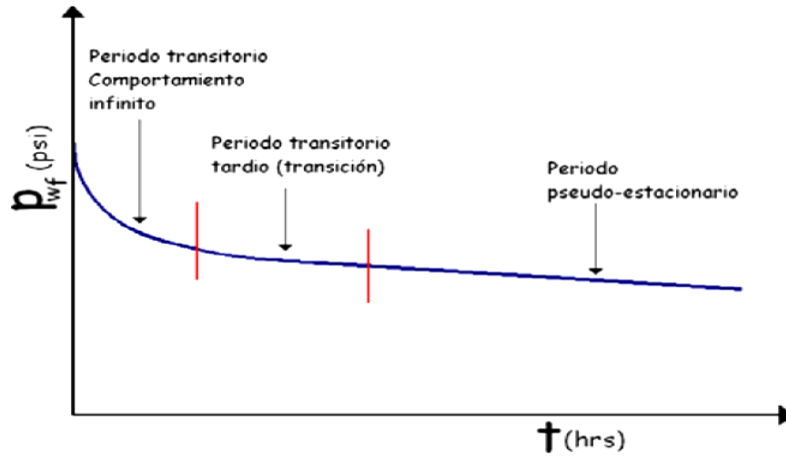


Figura 2. 15 Representación esquemática de una prueba de decremento mostrando los rangos de tiempo para distintos métodos de análisis.

Análisis para el periodo transitorio (Yacimiento infinito).

Durante el flujo a gasto constante, el comportamiento de presión de un pozo en un yacimiento infinito está dado por la siguiente ecuación, más la caída de presión debida al daño. Así tenemos

$$\Delta p_{wf} = \frac{1.151\alpha q B \mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{\beta k}{\phi \mu C_t r_w^2}\right) + 0.3513 \right] + \Delta p_{daño} \tag{2.21}$$

En el sistema ingles de campo, la ecuación para analizar las pruebas de decremento es:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6q B \mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2}\right) - 3.2275 + .86859 s \right] \tag{2.22}$$

La ecuación (2.1), describe una línea recta al hacer la gráfica de p_{wf} Vs. $\log(t)$ de la cual podemos estimar la permeabilidad y daño.

$$k = -\frac{162.6qB\mu}{mh} \quad 2.23$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad 2.24$$

Podemos calcular la pérdida de presión debida al daño y el coeficiente de almacenamiento

$$\Delta p_{\text{daño}} = 0.87 |m| s \quad 2.25$$

$$C = \frac{qB}{24m} \quad 2.26$$

Análisis para el periodo de flujo pseudoestacionario (Limite de yacimiento).

Una prueba de límite de yacimiento es una prueba de decremento que se lleva a cabo para determinar el volumen poroso (drenado) comunicado al pozo. El uso del periodo de flujo pseudoestacionario (Figura 2.15) de una prueba de decremento para este caso es fundamental.

En unidades prácticas de campo.

$$\Delta p_w = \left(\frac{0.23395qB}{\phi c_t h A} \right) t + \left(\frac{70.6qB\mu}{kh} \right) \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right] \quad 2.27$$

Es decir, que de la pendiente de la ecuación anterior se determina el volumen poroso.

$$V_p = \frac{0.23395qB}{c_t m^*} \quad 2.28$$

Esta m^* , provendrá de el grafico Pwf Vs t

Y posteriormente estimar el área

$$r_e = \sqrt{\frac{V_p [ft^3]}{\pi\phi h}} [ft] \quad 2.29$$

$$Area(acres) = \pi r_e^2 \quad 2.30$$

Por último la Eficiencia de flujo

$$EF = \frac{P_i - P_{wf,t=0} - (\Delta p)_{\text{daño}}}{P_i - P_{wf,t=0}} \quad 2.31$$

$P_{wf,t=0}$, es obtenido de la gráfica Pwf Vs t

2.7.3 Pruebas de gasto variable.

Como su nombre lo indica, son pruebas realizadas a tasa de flujo variable, midiendo la presión por períodos estabilizados de flujo, esta situación se ilustra en la siguiente figura.

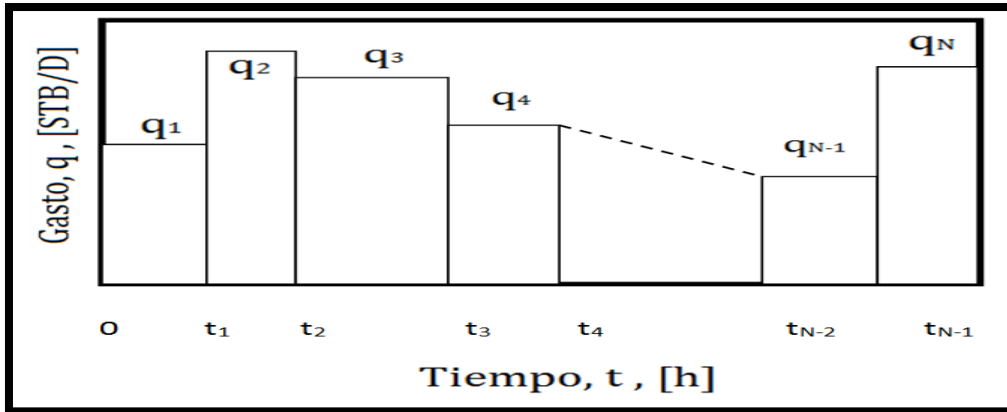


Figura 2. 16 Análisis de pruebas a gasto variable.

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.

PASOS	PROCEDIMIENTO
-------	---------------

1. Definir el esquema de gasto

Dividir la prueba de presión en intervalos durante los cuales el gasto de producción se mantiene constante. (los intervalos pueden ser tan pequeños y numerosos como se desee).

El esquema gasto:

$$q = q_1, \quad 0 \leq t \leq t_1$$

$$q = q_2, \quad t_1 \leq t \leq t_2$$

$$q = q_3, \quad t_2 \leq t \leq t_3$$

$$q = q_n, \quad t_{n-1} \leq t$$

$$P_i - P_{wf} = 162.6 \frac{q\mu B}{Kh} (\log(t) + \bar{s})$$

donde:

2. Definir la diferencia de presión para un periodo de tiempo t.

$$\bar{s} = \log \left[\frac{K}{\varphi\mu C_t r_w^2} - 3.2275 + 0.86859 s \right]$$

a.- Para dos periodos:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6 q_i \mu B}{Kh} [\log(t) + \bar{s}] + \frac{162.6 (q_2 - q_1) \mu B}{Kh} [\log(t - t_1) + \bar{s}]$$

b. Para tres periodos se le suma a lo anterior

$$+ \frac{162.6 (q_3 - q_2) \mu B}{Kh} [\log(t - t_2) + \bar{s}]$$

3. Aplicar el principio de superposición en tiempo y espacio

c. Para periodo n, la ecuación final es

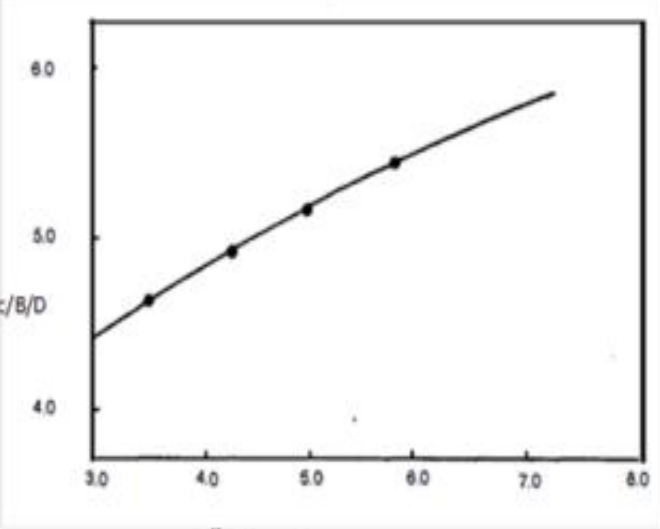
$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n} (\log(t - t_{j-1})) + b'$$

donde

$$m' = \frac{162.6 \beta \mu}{kh}$$

$$b' = m' \left[\log \left[\frac{K}{\varphi\mu C_t r_w^2} \right] - 3.2275 + 0.86859 s \right]$$

A continuación se describe el procedimiento de análisis de pruebas múltiples de presión

PASOS	PROCEDIMIENTO
1	<p>Graficar:</p> $\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \text{ VS } \sum_{j=1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n} \log(t - t_{j-1})$  $\frac{P_i - P_{wf}}{q_n}$ $\sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} (\log(t - t_{j-1}))$ <p><i>Análisis gráfico de una prueba</i></p>
2	<p>Seleccionar puntos de la prueba que se agrupen en una línea recta. Determinar la pendiente y el intersepto de dicha línea recta b.</p>
3	<p>Determinar la capacidad de flujo y el factor de daño, mediante:</p> $Kh = \frac{162.6\mu B}{m'} \quad 2.32$ $S = 1.151 \left[\frac{b'}{m'} - \log \frac{k}{\phi\mu Crw^2} + 3.23 \right] \quad 2.33$

2.8 Prueba DST (Drill Stem Test).

Las pruebas DST proporcionan un método (cuando el pozo no está terminado) para determinar las características de productividad de una zona específica.

La prueba DST nos provee esencialmente un indicador del contenido de formación.

Muchas veces, en análisis de datos de presión provenientes de una prueba DST bien aplicada y planeada puede proporcionar a un costo razonable, buenos datos que nos ayudan a evaluar la productividad de una zona, las prácticas de terminación, la extensión del daño a la formación y consecuentemente si se requiere llevar a cabo una estimulación.

En muchas ocasiones los gastos de producción de pozos pueden ser estimados de datos de una prueba DST. La prueba DST muestra que el pozo producirá gradualmente conforme a un incremento en la presión de fondo. De esto se puede establecer un índice de productividad (IP) o un (IPR) y si el gradiente de presión en la tubería puede ser estimado, entonces el gasto de producción actual puede ser determinado.

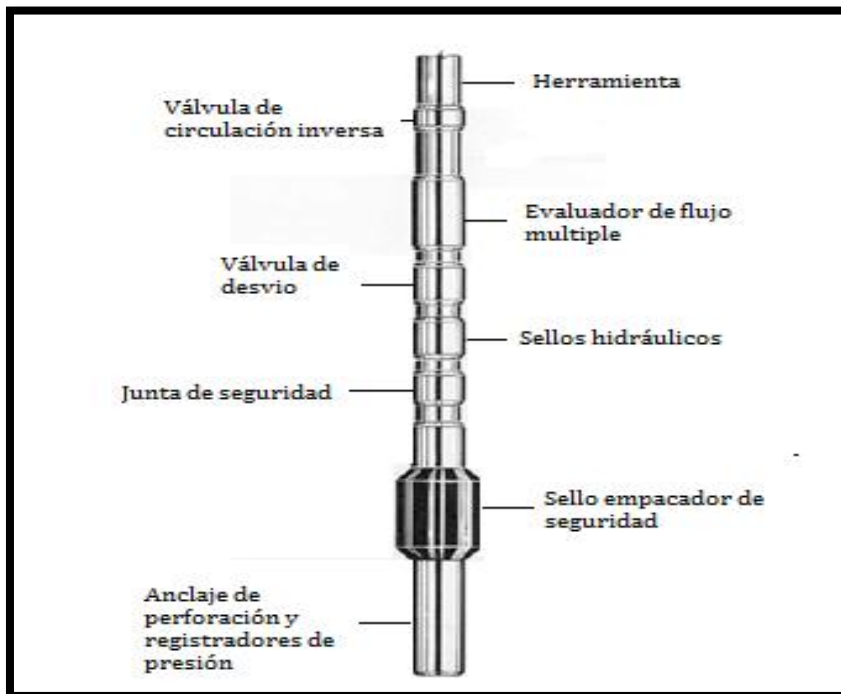


Figura 2. 17 Diagrama de una herramienta DST.

Las características del yacimiento que pueden ser estimadas de una prueba DST incluyen:

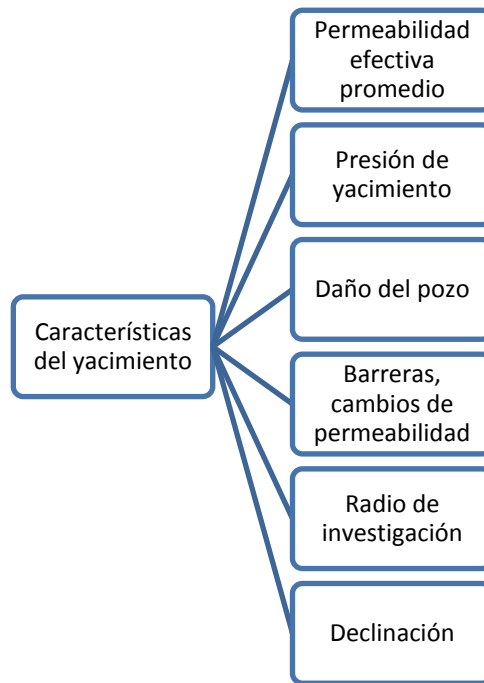


Figura 2. 18 Parámetros de yacimiento obtenidos de una prueba.

2.8.1 Bases de las operaciones para realizar una prueba Drill Stem Testing.

Una prueba DST se hace corriendo en el pozo con un ensamble de fondo en la tubería de perforación que consiste en un empacador y una válvula operada desde superficie. La válvula se cierra mientras se corre la sarta de perforación, de esta manera la presión dentro de la tubería de perforación es muy baja comparada con la presión que ejerce la columna hidrostática del lodo de perforación y la válvula de control es abierta para permitir que los fluidos de la formación entren en la tubería de perforación.

Después de un periodo adecuado, la válvula se cierra y ocurre un incremento de presión conforme los fluidos de formación re presionan el área alrededor del agujero.

Después de un periodo apropiado de tiempo, la válvula de control se abre nuevamente y los periodos de cierre se repiten.

La secuencia entera de eventos es registrada en una gráfica de presión vs tiempo como se muestra en la siguiente figura:

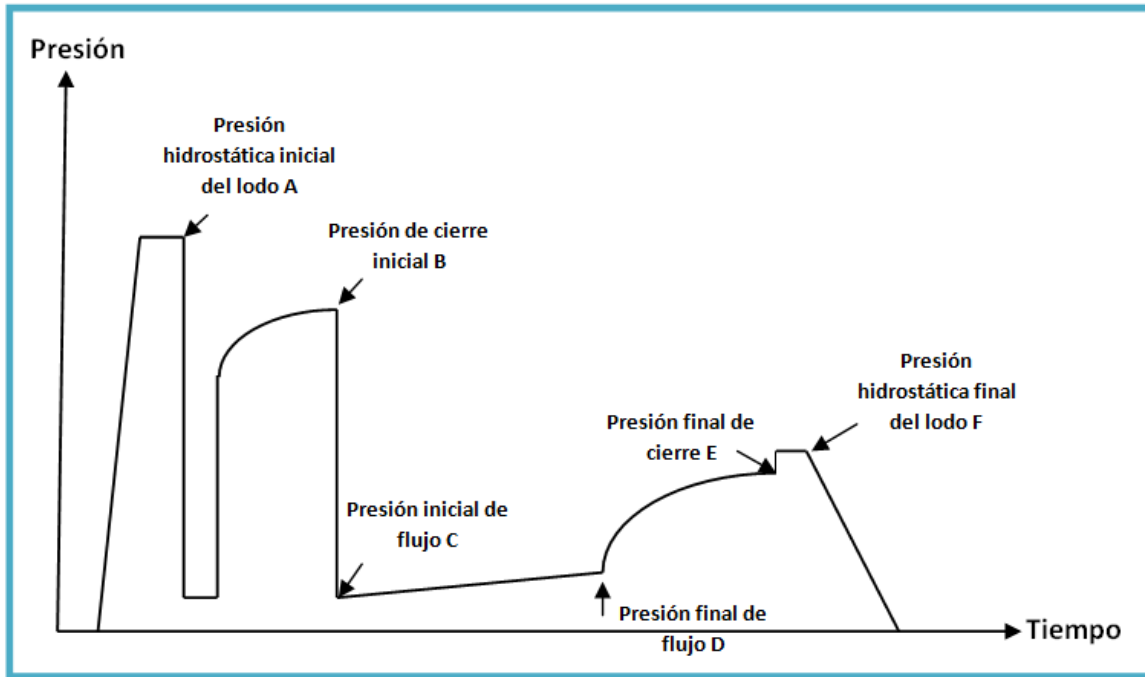


Figura 2. 19 Gráfica de presión vs tiempo en una prueba DST.

Como las herramientas son corridas en el agujero, la bomba de presión registra el aumento de presión de la columna hidrostática del lodo.

La presión en el punto A, es denominada presión hidrostática inicial del lodo.

Flujo inicial y periodos de cierre.

Uno de los objetivos de la DST es determinar la presión de yacimiento en una zona específica. Para medir la presión verdadera del yacimiento, cualquier condición de exceso de presión cerca del pozo, debido a la filtración del fluido de perforación o compresión del fluido en donde se encuentra el empacador, debe ser relevada por un periodo de flujo corto.

Entonces la válvula de control es cerrada y la presión se incrementa hacia la presión estática del yacimiento. Dependiendo de la longitud del periodo de flujo, del periodo de cierre y de la certidumbre de los parámetros del yacimiento, la presión puede o no aproximarse a la presión estática verdadera del yacimiento.

Así en el punto B, la presión en el periodo inicial de cierre puede ser algo menor que la presión estática verdadera del yacimiento.

Segundo periodo de flujo y periodos de cierre.

El objetivo del segundo periodo de flujo y los periodos de cierre es permitir los cálculos de los parámetros del yacimiento, así como para determinar el fluido de producción. Cuando la válvula de control es abierta, la presión cae al punto C (presión inicial de flujo). Conforme los fluidos se mueven dentro de la tubería de perforación por encima del registrador de presión, la presión incrementa, reflejando el incremento de la columna hidrostática de líquido y en la contrapresión debido a las restricciones de flujo en las herramientas.

Después de un periodo de flujo adecuado, dependiendo de los objetivos de la prueba, las condiciones de flujo y del costo de las operaciones de perforación, la herramienta se desconecta. La presión al momento del cierre, punto D, se denomina presión de flujo final. Entonces la presión registrada se eleva al punto E, la presión de cierre final. Usualmente la presión de cierre final es significativamente menor que la presión estática del yacimiento, de nuevo debido a limitaciones de tiempo, relativos a parámetros del yacimiento.

Esta segunda parte de incremento de presión del DST, siguiendo un razonablemente largo periodo de flujo, usualmente proporciona datos para un análisis de presión transitoria. Algunas veces el DST es diseñado teniendo dos periodos largos de flujo y subsecuentes periodos de cierre.

2.9 Ejemplos.

2.9.1 Ejemplo de prueba de decremento.

A continuación se presentan los datos de una prueba de decremento de presión.

TABLA 2 Datos del yacimiento para la prueba de decremento de presión.

Datos del yacimiento y del pozo	
h	= 130 [ft]
r _w	= 0.25[ft]
q _o	= 348[STB]
B _o	= 1.14
μ _o	= 3.93[cp]
p _i	= 6000[psi]
C _t	= 2.5 x 10 ⁻⁶ [psi ⁻¹]
Φ	= 20 [%]

TABLA 3 Datos de prueba de decremento.

t[h]	Pwf[psi]	t[h]	Pwf[psi]
0.0000	6000.0000	0.6634	5918.7622
0.0010	5998.9121	1.5520	5916.0391
0.0016	5998.2930	1.6783	5913.7183
0.0025	5997.2998	2.6696	5911.5625
0.0040	5995.7695	4.2461	5909.4849
0.0064	5993.4292	6.7538	5907.4507
0.0102	5989.9248	10.7424	5905.4424
0.0162	5984.8438	17.0867	5903.4497
0.0258	5977.8022	27.1777	5901.4570
0.0410	5966.6499	43.2282	5899.3652
0.0652	5957.7842	68.7579	5896.8242
0.1036	5946.3613	109.3648	5893.1475
0.1649	5935.9907	173.9532	5887.3813
0.2622	5927.9468	276.6862	5878.2173
0.4171	5922.4390	440.0911	5863.6416

Análisis de flujo transitorio.

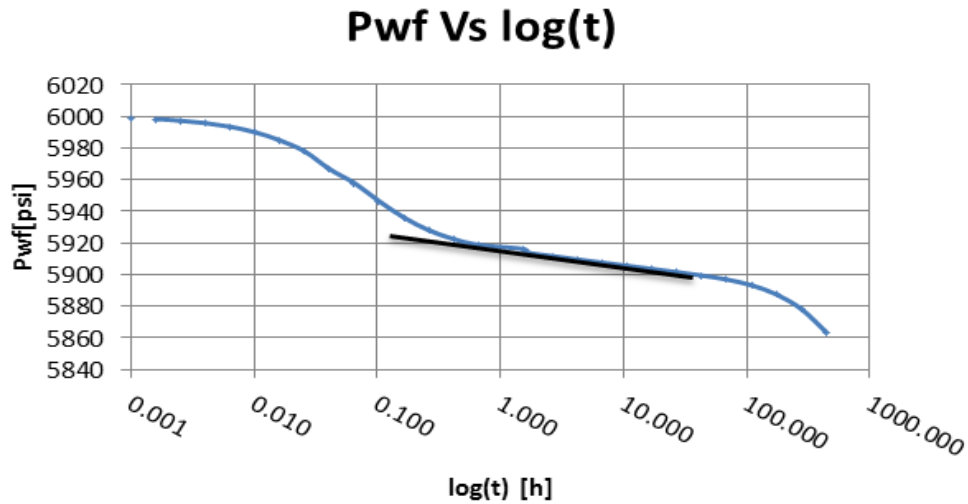


Figura 2. 20 Prueba de decremento.

De la gráfica anterior

$$m = \frac{P_{10 \text{ hr}} - P_{1 \text{ hr}}}{1 \text{ ciclo}} = -\frac{5905.44 - 5917}{1 \text{ ciclo}} = -11.56$$

De la ecuación 2.23, la permeabilidad

$$k = -\frac{162.6qB\mu}{mh} = -\frac{162.6(348)(1.14)(3.93)}{(-11.56)(130)} = 168.27[\text{md}]$$

De la ecuación 2.24, el daño:

$$s = 1.1513 \left[\frac{5917 - 6000}{-11.56} - \log \left(\frac{168.27}{(0.20)(3.93)(2.25 \times 10^{-6})(0.25^2)} \right) + 3.2275 \right] = 1.3988$$

El daño debido a al daño de formación de la ecuación 2.25

$$\Delta p_{\text{daño}} = 0.87 (11.56)(1.3988) = 14.06 \left[\frac{\text{lb}_f}{\text{pg}^2} \right]$$

Para determinar el almacenamiento hacemos una gráfica Log-Log Δp Vs t , y aplicamos ecuación 2.26

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

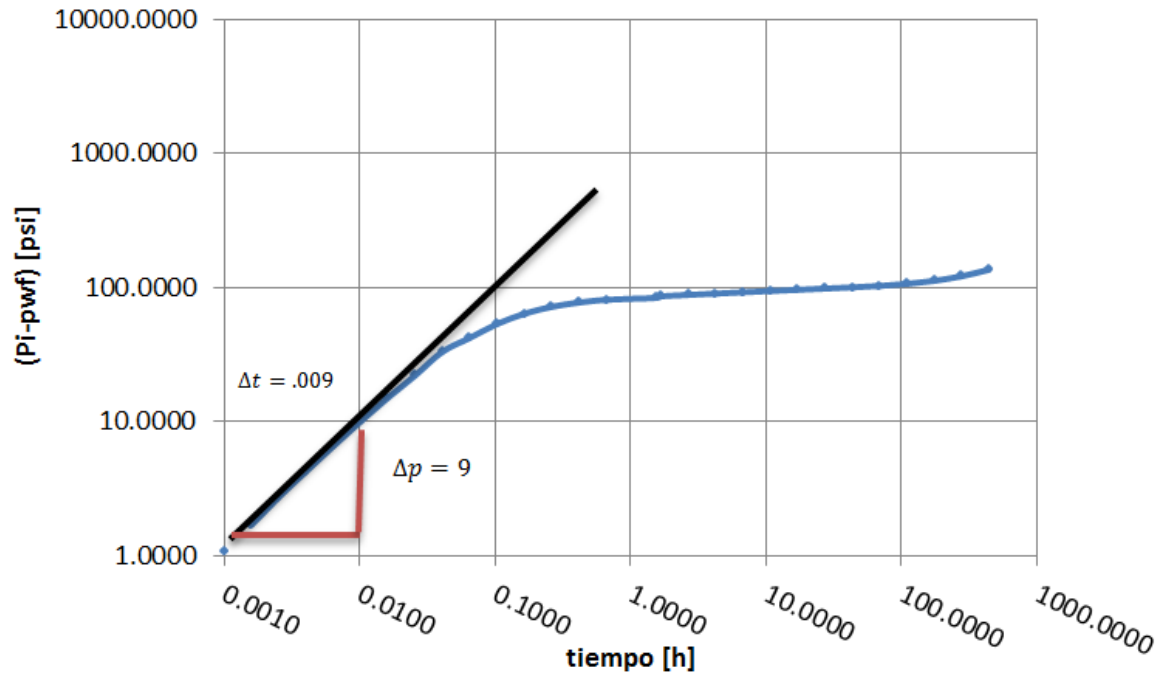


Figura 2. 21 Efecto del almacenamiento en una prueba de decremento.

De esta gráfica usando ecuación 2.26, el coeficiente de almacenamiento:

$$C = \frac{qB}{24m} = \frac{(348)(1.14)(0.009)}{24(9)} = 0.01653$$

Análisis flujo pseudoestacionario.

Hacemos la gráfica de Pwf vs t.

Pwf Vs tiempo

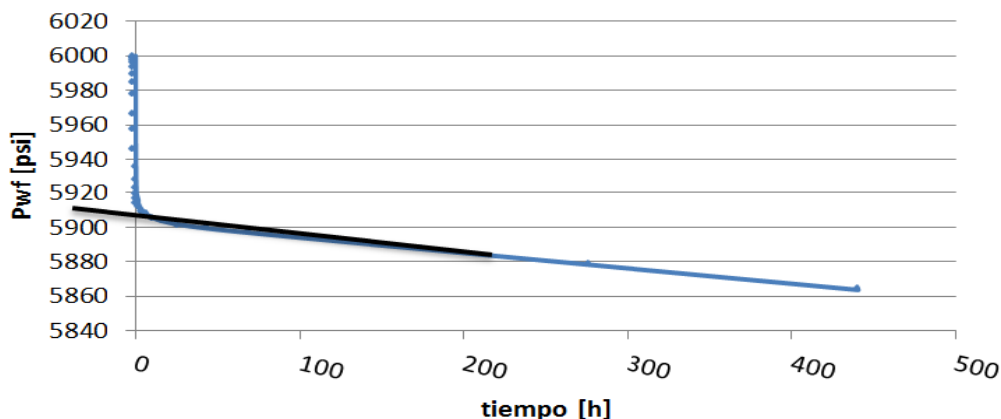


Figura 2. 22 Pwf vs Tiempo en flujo pseudoestacionario.

$$m = \frac{5905 - 5803}{0 - 440} = -0.0954$$

El volumen poroso se obtendrá con la ecuación 2.28:

$$V_p = -\frac{0.23395q\beta}{c_t m^*} = -\frac{0.23395(348)(1.14)}{2.5 \times 10^{-6}(-0.0954)} = 389151547.2 \text{ [ft}^3\text{]}$$

$$\frac{389151547.2}{5.615} = 69305707.43 \text{ [bbl]}$$

La estimación del tamaño del yacimiento con la ecuación 2.29 a 2.30 y la EF de la 2.31

$$r_e = \sqrt{\frac{V_p * 5.615}{\pi \phi h}} = \sqrt{\frac{389151547.2}{\pi * 0.20 * 130}} = 2182 \text{ [ft]}$$

$$\text{Área(acres)} = \pi * r_e^2 = 3.14 * 2182^2 = 14957547.16 \text{ [ft}^2\text{]} \approx$$

$$\text{Área(acres)} = 343.37 \text{ [acres]}$$

$$EF = \frac{6000 - 5905 - 14.6}{6000 - 5905} = 84\%$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

2.9.2 Ejemplo de prueba de incremento de presión.

A continuación se presentan los datos de una prueba de incremento de presión.

TABLA 4 Datos de yacimiento para prueba de incremento.

Datos de yacimiento y pozo
$q = 4900$ [bpd]
$B_o = 1.55$
$\mu = 0.2$ [cp]
$h = 482$ [ft]
$\phi = 0.09$
$C_t = 22.6 \times 10^{-6}$ [psi ⁻¹]
$r_w = 0.350$ [ft]
$t_p = 310$ [h]

TABLA 5 Datos de prueba de decremento.

Δt (h)	Pws (psi)	$(t_p + \Delta t) / \Delta t$	Δt (h)	Pws (psi)	$(t_p + \Delta t) / \Delta t$
0	2761	0	3.46	3286	90.5953757
0.1	3057	3101	4.08	3289	76.9803922
0.21	3153	1477.190476	5.03	3293	62.6302187
0.31	3234	1001	5.97	3297	52.9262982
0.52	3249	597.1538462	6.07	3297	52.0708402
0.63	3256	493.0634921	7.01	3300	45.2225392
0.73	3260	425.6575342	8.06	3303	39.4615385
0.84	3263	370.047619	9	3305	35.4444444
0.94	3266	330.787234	10.05	3306	31.8457711
1.05	3267	296.2380952	13.09	3310	24.6822002
1.15	3268	270.5652174	16.02	3313	20.3508115
1.36	3271	228.9411765	20	3317	16.5
1.68	3274	185.5238095	26.07	3320	12.8910625
1.99	3276	156.7788945	31.03	3322	10.9903319
2.51	3280	124.5059761	34.98	3323	9.86220698
3.04	3283	102.9736842	37.54	3323	9.25785828

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Gráfica para el análisis de la prueba de incremento de presión.

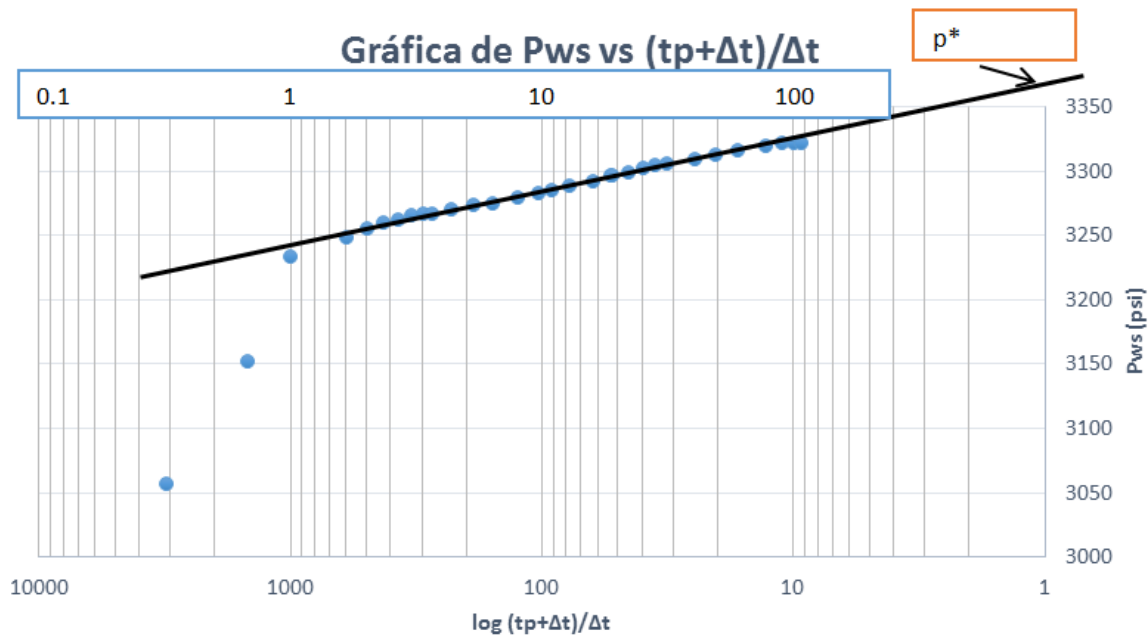


Figura 2. 23 Prueba de incremento de presión.

La pendiente es:

$$m = 37 \left[\frac{\frac{lb_f}{pg^2}}{\text{ciclo}} \right]$$

Con la pendiente calculamos la permeabilidad con la ecuación 2.14

$$k = \frac{162qB_o\mu}{mh} = \frac{162.6(4900)(1.55)(0.2)}{(37)(482)} = 13.8494 \text{ [md]}$$

Posteriormente el daño con la ecuación 2.15

$$s = 1.1513 \left[\frac{3266-2761}{37} - \log \left(\frac{13.8494}{0.09 \cdot 0.2 \cdot 22.6 \times 10^{-6} \cdot (0.350)^2} \right) + 3.2275 \right] = 9.70803$$

El valor de $P_{1h} = 3266$ [psi] es sacado con tendencia lineal de la gráfica anterior.

La caída de presión debido al daño de la ecuación 2.20

$$\Delta P_s = \frac{141.2qB_o\mu}{kh} S = \frac{141.2(4900)(1.55)(0.2)}{13.8494(482)} (9.70803) = 311.922 \text{ [psi]}$$

La eficiencia de flujo se determina usando la ecuación 2.16

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

$$EF = \frac{p^* - p_{wf} - (\Delta p)_{daño}}{p^* - p_{wf}} = \frac{3370 - 2761 - 311.922}{3370 - 2761} = 48.9\%$$

El índice de productividad usando la ecuación 2.17

$$IP = \frac{q_o}{P^* - P_{wf} - (\Delta p)_{daño}} = \frac{4900}{3370 - 2761 - 331.922} = 17.62 \left[\frac{bbl}{psi} \right]$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

2.9.3 Ejemplo prueba de gasto variable.

Se hace una prueba en un pozo por 48 horas con diferentes gastos iniciando con 1580 hasta 983 [STB/D].

TABLA 6 Datos de yacimiento para prueba de gastos variables.

Datos del yacimiento	
Pi=	2906 [psi]
Bo =	1.27
μ =	0.6 [cp]
h =	40 [ft]
φ =	0.15
ct =	22.6x10 ⁻⁶ [psi ⁻¹]
rw=	0.35 [ft]

TABLA 7 Datos de prueba de gastos variables.

Tiempo [h]	Gasto[STB/D]	N	Pwf[psi]	Pi-Pwf[psi]	(Pi-pwf/qn) [psi/STB/D]	Σ
1.0000	1580	1	2023	883	0.55886076	0.000
1.5000	1580	1	1968	938	0.59367089	0.176
1.8900	1580	1	1941	965	0.61075949	0.277
2.4000	1580	1				
3.0000	1490	2	1892	1014	0.68053691	0.519
3.4500	1490	2	1882	1024	0.68724832	0.569
3.9800	1490	2	1873	1033	0.69328859	0.624
4.5000	1490	2	1867	1039	0.69731544	0.673
4.8000	1490	2				
5.5000	1440	3	1853	1053	0.73125	0.787
6.0500	1440	3	1843	1063	0.73819444	0.819
6.5500	1440	3	1834	1072	0.74444444	0.849
7.0000	1440	3	1830	1076	0.74722222	0.874
7.2000	1440	3				
7.5000	1370	4	1827	1079	0.78759124	0.974
8.9500	1370	4	1821	1085	0.7919708	1.009
9.6000	1370	4				
10.0000	1300	5	1815	1091	0.83923077	1.124
12.0000	1300	5	1797	1109	0.85307692	1.154
14.4000	1260	6				
15.0000	1190	7	1775	1131	0.95042017	1.337
18.0000	1190	7	1771	1135	0.95378151	1.335
19.2000	1190	7				
20.0000	1160	8	1772	1134	0.97758621	1.423
21.6000	1160	8				
24.0000	1137	9	1756	1150	1.0114336	1.485
28.8000	1106	10				
30.0000	1080	11	1751	1155	1.06944444	1.607
33.6000	1080	11				
36.0000	1000	12				
36.2000	983	13	1756	1150	1.1698881	1.788
48.0000	983	13	1743	1163	1.18311292	1.800

Donde Σ es $\sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} (\log(t - t_{j-1}))$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

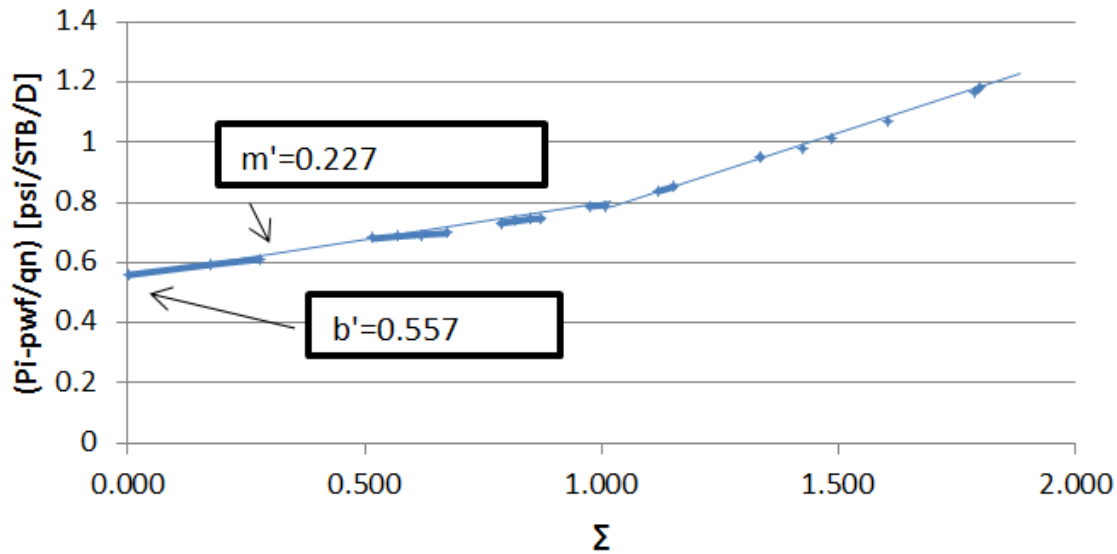


Figura 2. 24 Prueba de gasto variable.

Con la ecuación 2.32

$$k = \frac{162.6\beta\mu}{m'h} = \frac{(162.6)(1.27)(0.6)}{(0.227)(40)} = 13.6 \text{ [md]}$$

Y con la ecuación 2.33

$$s = 1.1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{0.557}{0.227} - \log \left(\frac{13.6}{(0.15)(0.6)(22.6 \times 10^{-6})(0.35^2)} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s = -2.3745$$

CAPÍTULO 3. Comportamiento de afluencia.

3.1 Ecuaciones de afluencia.

La ecuación de afluencia básica es la Ley de Darcy en su forma diferencial, la ecuación nos permite analizar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el pozo:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad 3.1$$

donde:

q = gasto (bpd)

k = permeabilidad (mD)

A = Área de flujo (ft²)

μ = viscosidad (cp)

$\frac{dp}{dx}$ = gradiente de presión (lb/pg²/ft)

3.1.1 Ecuación de afluencia para flujo lineal.

Considerando una geometría de flujo lineal, podemos expresar la ecuación de afluencia de la siguiente manera:

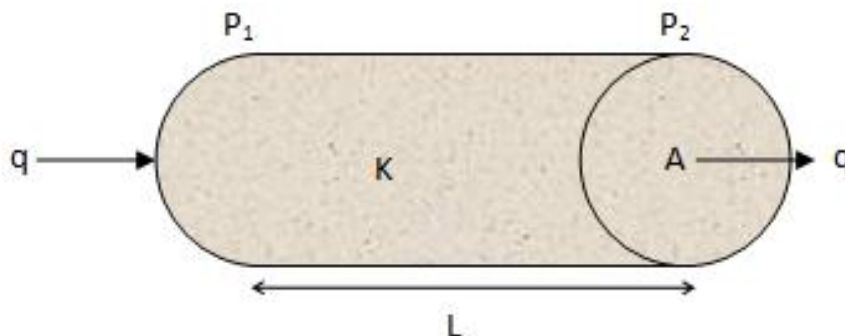


Figura 3. 1 Geometría de flujo lineal.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

A partir de la ecuación 3.1, despejando dp

$$dp = -\frac{q\mu}{kA} dx \quad 3.2$$

Resolviendo la ecuación diferencial para valores de presión P_1 a una P_2 y 0 a L para valores de longitud.

$$\int_{P_1}^{P_2} dp = \frac{q\mu}{kA} \int_0^L dx \quad 3.3$$

La solución de la ecuación diferencial es la siguiente:

$$P_2 - P_1 = \frac{q\mu}{kA} L \quad 3.4$$

Considerando al gasto como una función de la presión, la ecuación de afluencia para flujo lineal es:

$$q = \frac{kA}{\mu L} (P_2 - P_1) \quad 3.5$$

3.1.2 Ecuación de afluencia para flujo radial.

Ahora la consideración geométrica que se hace es la de un flujo radial para poder definir la ecuación de afluencia:

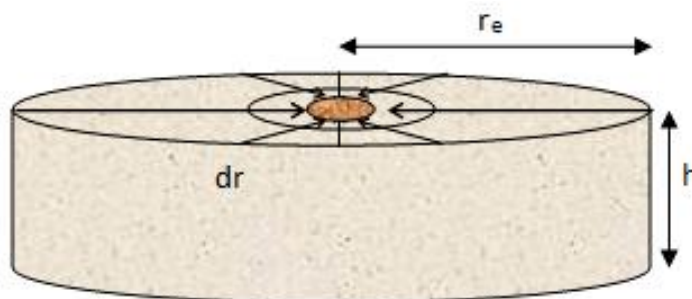


Figura 3. 2 Geometría de flujo radial.

A partir de la ecuación 3.1 y considerando al área del cilindro, $A = 2\pi rh$

$$q = -\frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad 3.6$$

Construyendo una ecuación diferencial de variables separables:

$$dp = -\frac{q\mu}{2\pi hk} \frac{dr}{r} \quad 3.7$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Resolviendo la ecuación diferencial para valores de presión P_{wf} a una P_e y valores de radio, r_w a r_e

$$\int_{P_{wf}}^{P_e} dp = -\frac{q\mu}{2\pi hk} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad 3.8$$

La solución de la ecuación diferencial de variables separables es la siguiente:

$$P_e - P_{wf} = -\frac{q\mu}{2\pi hk} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad 3.9$$

Considerando al gasto como una función de la presión y del radio, la ecuación de afluencia para flujo radial es:

$$q = \frac{2\pi hk(P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 3.10$$

Para flujo de aceite.

$$q_o = \frac{0.00708kh(P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 3.11$$

donde:

$q_o =$ Gasto de aceite (bpd)

$k_o =$ Permeabilidad del aceite (mD)

$h =$ Espesor del yacimiento (pies)

$P_e =$ Presión estática (psi)

$P_{wf} =$ Presión de fondo fluyendo (psi)

$r_e =$ Radio de drene (pie)

$r_w =$ Radio de lpozo (pie)

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite (cp)

$B_o =$ Factor de volumen de aceite $\left(\frac{bl@c.y.}{bl@c.s.}\right)$

Para flujo de gas.

$$q_{g@c.s.} = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 3.12$$

donde:

q_g = Gasto de gas (10^3 pie³/día).

k_g = Permeabilidad del gas (mD).

h = Espesor del yacimiento (pies).

P_e = Presión estática (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi).

μ_g = Viscosidad del gas (cp).

z = Factor de desviación del gas (adimensional).

T = Temperatura del yacimiento (°R).

r_e = Radio de drene (ft).

r_w = Radio del pozo (ft)

3.2 Índice de productividad.

Cuando un pozo se encuentra terminado y es puesto a producir, es necesario evaluar su productividad a las condiciones que se encuentre en ese momento, esto con diversos objetivos, pero esencialmente para estimar la rentabilidad que tendrá su puesta en producción. Para ello son utilizados diversos métodos con los cuales es posible construir curvas de comportamiento de afluencia que nos ayudarán a determinar el potencial del pozo.

A partir de diversos métodos podremos construir la llamada curva de IPR (Inflow Performance Relationship) o también conocida como Relación de comportamiento de afluencia (**Padilla, 1990**). Existen métodos tanto para aceite bajo saturado, aceite saturado y para pozos de gas. La curva de IPR que resulta de aplicar los métodos antes mencionados

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

es un referente para conocer el potencial del pozo y poder decidir la manera más óptima de la explotación del pozo.

Para hacer el cálculo de la productividad del pozo se considera que el flujo del yacimiento al pozo es directamente proporcional a la caída de presión entre el yacimiento y la pared del pozo.

La constante que hace esa proporción es conocida como índice de productividad (IP) y es derivada de la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y para un solo fluido incompresible.

Índice de productividad (J).

Es una medida de la capacidad productiva de los pozos, el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión y está definido matemáticamente como:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \left(\frac{\frac{bl}{d/a}}{\frac{lb}{pg^2}} \right) \quad 3.13$$

Y de la ecuación de Darcy para flujo radial

$$J = \frac{0.000708 k_o h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad 3.14$$

donde:

$$J = \text{Índice de productividad} \left(\frac{\frac{bl}{d/a}}{\frac{lb}{pg^2}} \right).$$

k_o = Permeabilidad del aceite (mD).

h = Espesor del yacimiento (pies).

μ_o = Viscosidad del aceite (cp).

B_o = Factor de volumen de aceite $\left(\frac{bl@c.y.}{bl@c.s.} \right)$.

r_e = Radio de drene (pie).

r_w = Radio del pozo (pie).

El gasto de producción es medido directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión. Después de un período de producción, la presión de fondo

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

fluyendo es medida con un registrador de presión de fondo o mediante la determinación del nivel del fluido en el espacio anular (sí el espacio anular está abierto) (R. Smith, 1992).

Si suponemos que el índice de productividad es constante e independiente del gasto de producción, despejando de la ecuación 3.13 podemos establecer que la presión de fondo fluyendo es:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{J} \quad 3.15$$

La relación anterior se cumple siempre que el yacimiento se encuentre en su etapa de bajo saturación, es decir, que la presión del yacimiento sea mayor que la presión de burbuja. De esta manera J permanecerá constante.

La ecuación 3.15 adquiere la forma gráfica de una recta, con una pendiente negativa y cuya ordenada al origen es la P_{ws} como se muestra en la Figura 3.3.

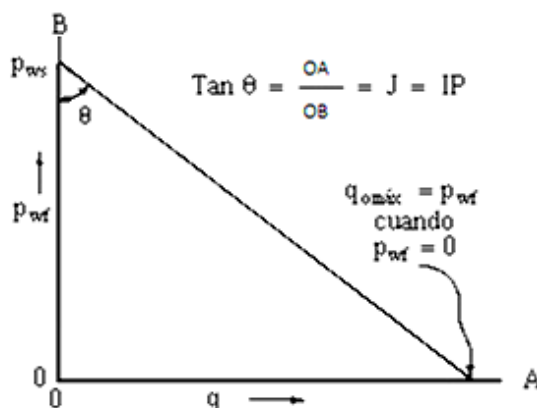


Figura 3.3 Representación gráfica del índice de productividad.

Cuando $P_{wf} < P_b$, la ecuación del índice de productividad ya no es la de una recta, el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión y su comportamiento lo define una curva descrita por la siguiente ecuación y su comportamiento gráfico se puede observar en la figura 3.4 :

$$J = IPR = \tan \theta = -\frac{dq}{dP_{wf}} \quad 3.16$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

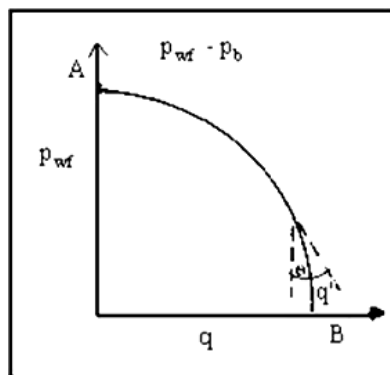


Figura 3.4 Curva de IPR.

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por **Gilbert (1954)**, mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por **Muskat (1937)**.

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con $EF = 1.0$, si estuviera en agujero descubierto y sin daño (Vogel, 1968).

En 1970, Standing establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación, es decir, $E.F. \neq 1$. Con base en la figura 3.5, Standing definió la eficiencia de flujo como se muestra a continuación:

$$E.F. = \frac{\text{Caída de presión ideal}}{\text{Caída de presión real}} \text{ o bien} \tag{3.17}$$

$$E.F. = \frac{P_{ws} - (P_{wf} + \Delta P_s)}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \tag{3.18}$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

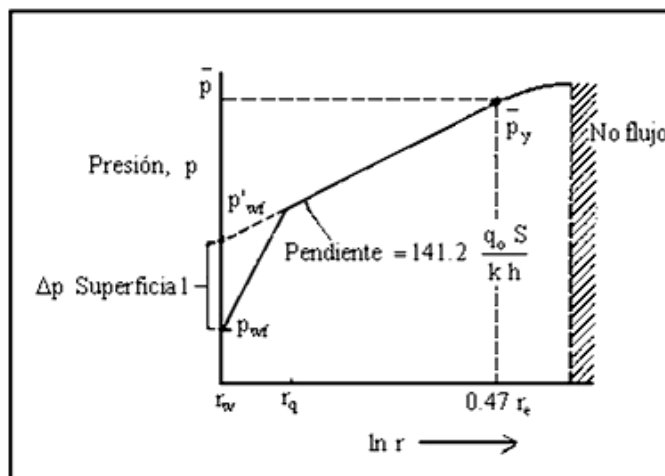


Figura 3.5 Perfil de presión para pozos dañados. Empuje por gas disuelto.

3.3 Curvas de IPR para pozos de aceite.

3.3.1 Método de Vogel.

En 1968 Vogel propuso una ecuación para predecir el comportamiento de flujo para pozos que producían con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales. Dicha ecuación es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad 3.19$$

donde:

$$q_o = \text{Gasto de aceite medido a la } P_{wf} \left(\frac{bl}{\text{día}} \right)$$

$$q_{\max} = \text{Potencial del pozo (considerando } P_{wf} = 0) \left(\frac{bl}{\text{día}} \right)$$

$$P_{wf} = \text{Presión de fondo fluyendo} \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

$$P_{ws} = \text{Presión estática del yacimiento} \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

La ecuación se puede interpretar como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Es aplicable solamente para yacimientos que no presentan daño es decir, que su eficiencia de flujo sea (EF) sea igual a 1.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

La figura 3.6 muestra la representación gráfica de la ecuación propuesta por Vogel, considerando una EF=1.

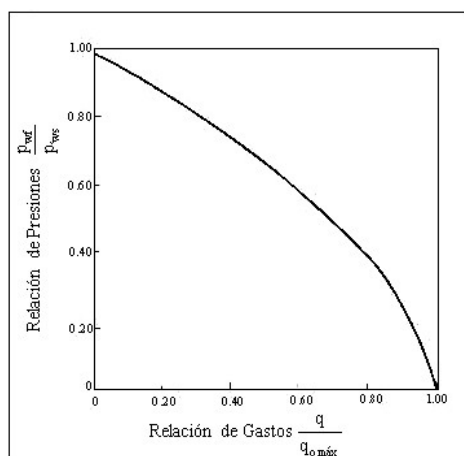


Figura 3. 6 Curva de afluencia propuesta por Vogel para EF=1.

Podemos expresar también la ecuación de manera que la variable dependiente sea la presión de fondo fluyendo:

$$P_{wf} = P_{ws} \left(\frac{-0.1 + \sqrt{0.8 \frac{q_o}{q_{omax}}}}{0.8} \right) \quad 3.20$$

3.3.2 Método de Standing.

Al sólo considerar una eficiencia de flujo igual a 1 la ecuación de Vogel, Standing en 1970 extiende el trabajo de Vogel presentando un método gráfico en el que se consideran diversas eficiencias de flujo.

La figura 3.6 muestra el concepto que utilizó Standing para definir el concepto de eficiencia de flujo.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

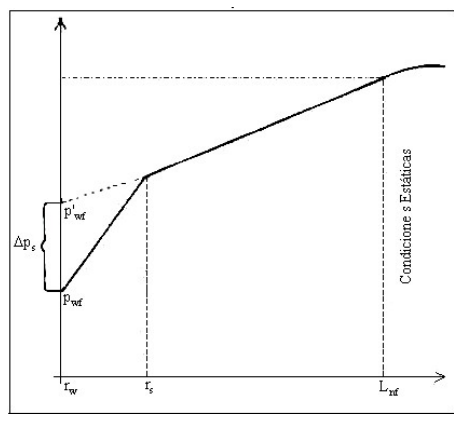


Figura 3. 7 Presiones de fondo en un pozo dañado.

En la Fig. 3.8 se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

- a) El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
- b) El gasto para cualquier P_{wf} y diferentes valores de EF.
- c) La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

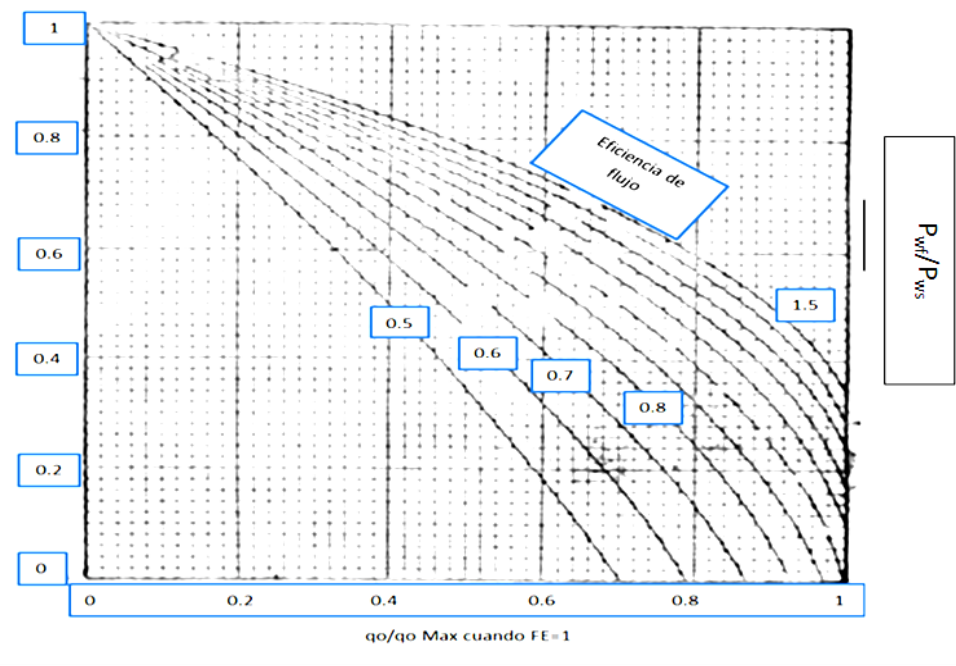


Figura 3. 8 Curvas de afluencia con EF=1 de yacimientos con empuje por gas disuelto.

3.4 Análisis nodal.

3.4.1 Definición de análisis nodal.

El análisis nodal se define como un sistema que aborda la optimización de pozos de gas y aceite, es usado para evaluar completamente el sistema integral de producción. Cada componente en un pozo productor o en un conjunto de pozos que pertenezcan a un sistema integral de producción puede ser optimizado para llegar al objetivo de tener un gasto de producción económicamente rentable.

3.4.2 Objetivos del análisis nodal.

Los objetivos del análisis nodal son los siguientes:

1. Determinar el gasto de flujo al cual producirá un pozo de aceite o gas considerando la geometría del pozo y las limitaciones en la terminación.
2. Determinar bajo qué condiciones de flujo un pozo puede dejar de producir.
3. Seleccionar a qué tiempo es económicamente conveniente la instalación de un sistema artificial de producción y ayudar en la selección del sistema artificial óptimo.
4. Optimizar el sistema integral de producción con el fin de producir a un gasto rentable.
5. Verificar cada componente del pozo para determinar si existen restricciones en el flujo que no son necesarias.
6. Permitir hacer un diagnóstico y evaluación a los operadores e ingenieros para encontrar formas que ayuden a incrementar los gastos de producción.

La optimización de la producción de pozos de aceite y gas a través del análisis nodal ha contribuido a mejorar las técnicas de terminación, producción y eficiencia para muchos pozos. La técnica de análisis nodal fue propuesta por Gilbert en 1954 y desde entonces se ha usado extensivamente en todo el mundo con la ventaja de que el desarrollo de la tecnología ha permitido realizar de una manera rápida cálculos y algoritmos que se requieren para el este tipo de análisis.

Uno de los aspectos más importantes del análisis nodal es identificar pozos que deberían producir a mayores gastos de los que producen. De esta manera puede servir como una

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

excelente herramienta para verificar que existe un problema y adicionalmente realizar pruebas en caso de que sea necesario.

Uno de los requerimientos básicos para el análisis de pozos es la capacidad para definir la relación del comportamiento de afluencia del pozo. Para un análisis exitoso, se debe procurar la exactitud de los datos y aplicar la ecuación apropiada para definir la curva de comportamiento de afluencia del pozo.

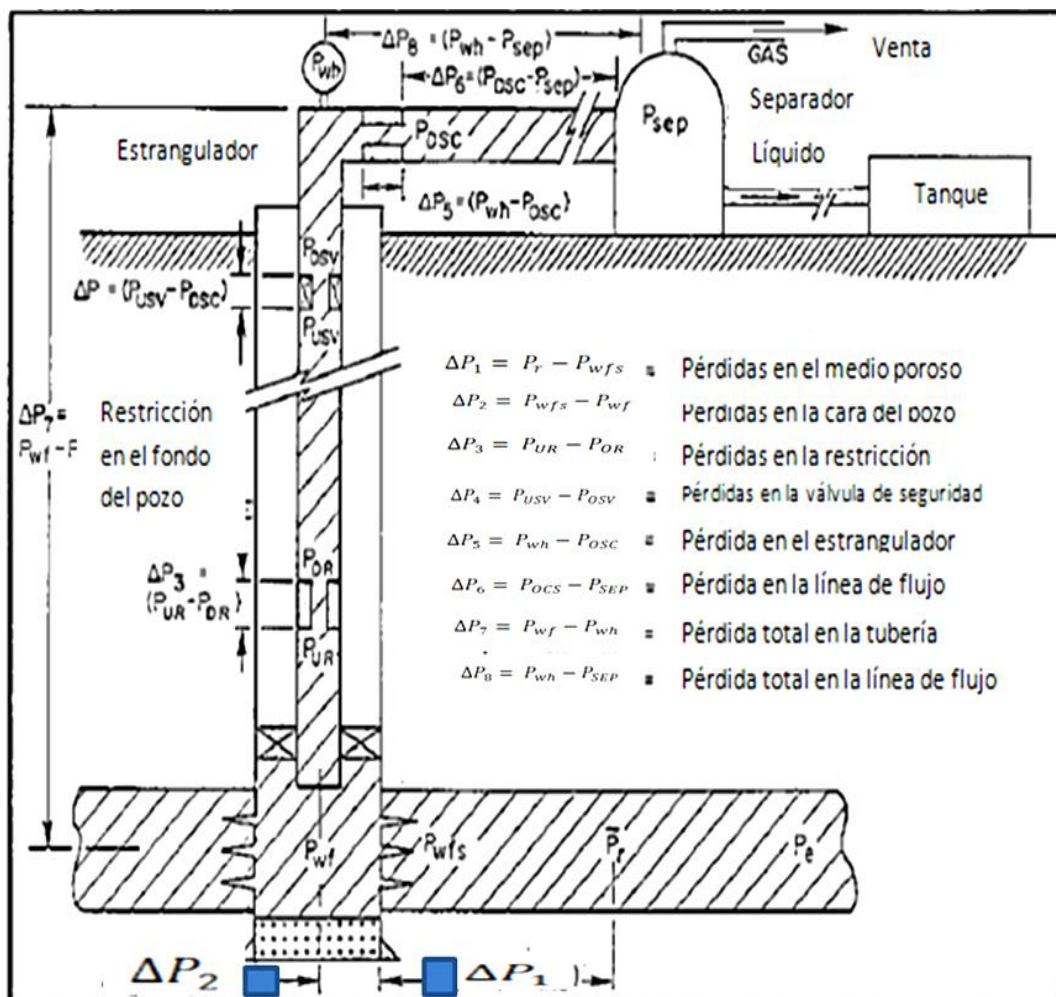


Figura 3. 9 Posibles pérdidas de presión en el sistema integral de producción.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

La figura 3.9 muestra los componentes del sistema integral de producción. Comenzando con el yacimiento y terminando con el separador, los componentes son:

1. Presión del yacimiento.
2. La productividad el pozo.
3. La terminación del pozo.
4. Aparejo de producción.
5. Alguna restricción en el fondo del pozo.
6. Aparejo de producción.
7. Válvula de seguridad.
8. Aparejo de producción.
9. Estrangulador de superficie.
10. Línea de flujo.
11. Separador.

Para optimizar el sistema de manera efectiva, cada componente debe ser evaluado por separado y luego en conjunto para evaluar de manera general el sistema integral de producción.

Las posiciones más comunes para soluciones gráficas del análisis nodal se enlistan a continuación:

1. Al centro del intervalo productor, en el fondo del pozo.
2. En la cabeza el pozo. Esto separa la línea de flujo y los efectos de la presión de superficie en la producción.
3. La presión diferencial a través de los disparos (terminación del pozo) para evaluar el efecto del número de perforaciones en la producción para terminaciones con empaque de arena o "sencillas".
4. Soluciones en el separador, se usan especialmente cuando en el pozo se tiene un sistema con levantamiento de gas (bombeo neumático). Esto separa el efecto de la presión del separador sobre la producción.
5. Otros nodos que pueden utilizarse como solución son en los estranguladores superficiales, válvulas de seguridad, conexiones en el aparejo de producción y en restricciones de fondo.

CAPÍTULO 4. Evaluación económica.

4.1 Definición de proyecto.

Proyecto es un esfuerzo temporal llevado a cabo para crear un producto o servicio único para alcanzar un objetivo bajo restricciones de costo, tiempo y calidad.

Un proyecto tiene:

- Un principio y un final
- Un conjunto específico de objetivos
- Criterios de calidad medibles
- Muchas actividades interrelacionadas
- Recursos limitados
- Costos y tiempo definidos

4.1.1 Clasificación de los proyectos.

Aunque hay muchas formas de clasificar los proyectos, aquí se utiliza la que lo hace por objetivo del proyecto. De esta manera se encuentran dos grandes grupos, el primero es el de los proyectos de inversión, cuyo objetivo principal es la obtención de beneficios futuros. En el segundo grupo se encuentran los proyectos de inversión social, los cuales tienen como objetivo lograr un aumento en el bienestar de una comunidad específica.

4.1.2 Proyecto de inversión.

Existen diversas definiciones de lo que es un proyecto de inversión, pero en términos generales se puede considerar que un proyecto de inversión conlleva a la asignación de recursos que se encaminan a producir bienes o servicios para satisfacer una necesidad humana previamente identificada. La asignación de recursos se traduce en la adquisición de activos tangibles o intangibles necesarios para la producción del bien o servicio.

En el proceso de producción de hidrocarburos se manejan diversos proyectos de inversión que incluyen en un principio la exploración, en la que prácticamente no existe utilidad alguna y que se verá reflejada una vez que el yacimiento comience su producción.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Un proyecto de inversión representa la liga entre las acumulaciones de reservas de hidrocarburos y el proceso de toma de decisiones, incluyendo el presupuesto de inversión. Su objetivo es el de crear un producto o un servicio, siguiendo una metodología definida, para lo cual precisa de un equipo de personas idóneas, así como de otros recursos cuantificados en forma de presupuesto.

4.2 Análisis económico.

La parte del análisis económico pretende determinar cuál es el monto de los recursos necesarios para la realización del proyecto, así como otra serie de indicadores que servirán de base para la parte final del proyecto que es la evaluación económica.



Figura 4. 1 Estructuración del análisis económico.

Análisis económico en el ámbito petrolero está presente en:

- Perforar pozos exploratorios y delineadores
- Desarrollar campos
- El mejoramiento de proyectos existentes
- Adquirir o vender propiedades

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

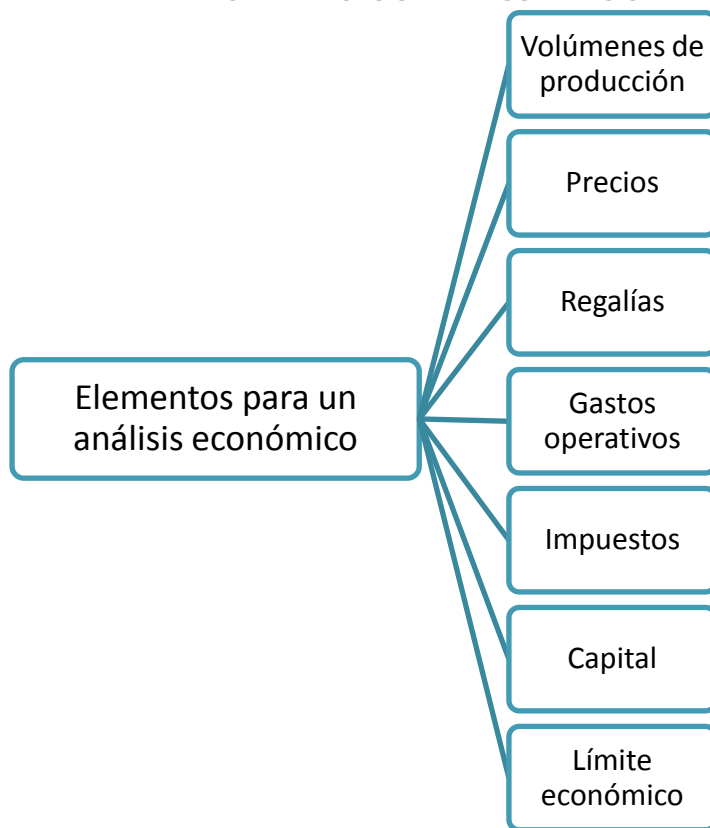


Figura 4. 2 Elementos para un análisis económico.

4.3 Evaluación económica.

La evaluación económica constituye la parte final de toda una secuencia de análisis de factibilidad en los proyectos de inversión, en el caso de proyectos petroleros, necesariamente tiene que hacerse primero un análisis de factibilidad técnica. En la evaluación económica se utilizan métodos que contemplan el valor del dinero a través del tiempo, con la finalidad de medir la eficiencia de la inversión total involucrada y su probable rendimiento durante la vida útil del proyecto de inversión.

La evaluación económica de proyectos, es un proceso que consta de distintas etapas realizadas por equipos multidisciplinarios que utilizan diferentes métodos de análisis o criterios para comprobar, como ya se ha mencionado, la rentabilidad económica del proyecto. Se valen de diversos tipos de indicadores económicos como: el valor presente neto

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

(VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) que determinan el valor del dinero en el tiempo, entre otros.

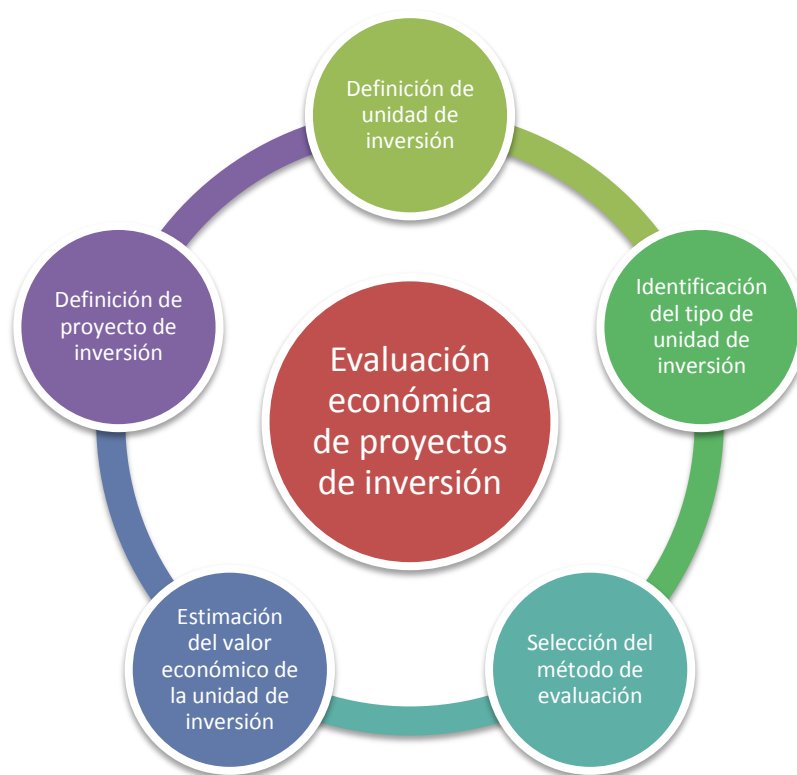


Figura 4. 3 Procedimiento para la evaluación económica de proyectos de inversión.

La evaluación económica es pues una herramienta importante en la toma de decisiones de un proyecto petrolero, los parámetros arrojados de ella son factores que nos permitirán establecer si el proyecto se realiza o no, y también de un conjunto de proyectos poder establecer una cartera de proyectos compuesta por los que tengan mayor valor económico.

4.3.1 Variables que intervienen en la evaluación.

Las variables que intervienen en la evaluación son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de un cierto monto de capital asignado. Estas serán determinadas, como ya se estudió, mediante los estudios de factibilidad técnica, económica y de mercado, para que posteriormente mediante la aplicación de métodos que se fundamentan en ciertos indicadores económicos, se tome una decisión acertada de la asignación de fondos y la ejecución del proyecto, entre ellas están:

a) Determinación de precios de hidrocarburos.

Normalmente el precio es el parámetro más importante dentro de la evaluación económica de un proyecto petrolero ya que en muchas de las ocasiones nos encontramos con proyectos que presentan una baja producción, o que para su explotación requieren de la aplicación de una tecnología costosa.

$$\text{Precio} = f(o, d, sp, se, sc, dt, c) \quad 4.1$$

o = oferta

d = demanda

sp = situaciones políticas

se = situaciones económicas

sc = situaciones climáticas

dt = dificultades técnicas

c = calidad

b) Determinación de la producción.

La producción es otra de las variables que más impactan el resultado final de la evaluación económica del proyecto ya que tiene un vínculo directo con las ganancias que arrojará la puesta en marcha del mismo.

c) Costos.

Los costos del ciclo de vida útil de cualquier partida, sea un producto, un proyecto o un sistema; se considera como la suma de los gastos en que se incurre en ella desde su nacimiento hasta su muerte.

d) Inversiones en el proyecto.

Para que un proyecto pueda ser puesto en marcha requiere de la asignación de un determinado monto de capital realizado en el tiempo cero, el cual normalmente asciende a una cantidad grande de dinero, a este monto de capital inicial se le conoce como inversión.

e) Cálculos financieros.

En la evaluación de proyectos de inversión, calcular intereses es básico así como conveniente tener claros conceptos fundamentales como el interés, tasa de interés, monto, etc. Con el objeto de poder aplicarlos en los cálculos financieros que en éste capítulo describiremos.

f) Interés.

Cuando recibimos algún capital a préstamo comúnmente nos vemos obligados a pagar una cantidad adicional de dinero a un tiempo o plazo determinado. Al capital objeto del préstamo se le conoce como capital principal o simplemente principal y al dinero adicional que se paga por el uso del principal se le llama interés.

Al principal lo representaremos con la letra P y al interés con I.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC



Figura 4. 4 Representación gráfica del interés.

g) Tasa de interés.

Se llama tasa de interés, i , al cociente del interés sobre el principal, para un periodo.

$$i = \frac{I}{P} \quad 4.2$$

donde:

$i = \text{Tasa de interés}$

$I = \text{Interés}$

$P = \text{Principal}$

Entonces:

$$I = iP$$

h) Monto.

Se le llama monto (F) a la suma del interés más el principal:

$$F = I_n + P \quad 4.3$$

$F = \text{Monto}$

$I_n = \text{Interés}$

$P = \text{Principal}$

Es posible expresar al monto en términos del principal de acuerdo a lo siguiente:

$$F = iP + P$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

$$F = P(1 + i) \quad 4.4$$

Sin embargo, para obtener el monto en términos de otros periodos es necesario definir la forma en que se llevan a cabo los cobros, o los pagos según sea el caso, de los intereses.

En la figura 4.5 se puede observar gráficamente el concepto del interés simple.

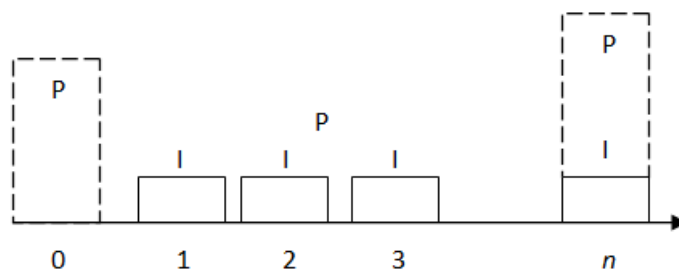


Figura 4. 5 Interés simple.

Si el interés se cobra al término de cada periodo la operación tiene lugar bajo el concepto de interés simple y el monto al término del periodo n se calcula como:

$$F_n = P + nI_n \quad 4.5$$

$$F_n = P + n(iP)$$

$$F_n = P(1 + ni) \quad 4.6$$

Pero si el interés se suma al principal al término de cada periodo, es decir que se convierte o se compone en *principal* periódicamente, entonces se trata de una operación bajo interés compuesto. En este caso el cálculo del monto lo haremos por partes.

Para este caso F será:

$$F = P(i + 1)^n \quad 4.7$$

Como ejemplo podemos considerar $P=100$, $i=15\%$ anual y $n=10$ años.

Monto bajo interés simple:

$$F_n = 100(1 + (10)(0.15))$$

$$F_n = 250$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Monto bajo interés compuesto:

$$F = 100(0.15 + 1)^{10}$$

$$F = 404.55$$

4.4 Indicadores económicos.

Para entrar al tema de indicadores económicos se requiere el manejo de cuatro conceptos elementales que son la inversión inicial, el costo del capital, la vida económica y los ingresos netos.

a) Inversión inicial.

La inversión inicial "C", comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido, así, forman parte de la inversión inicial los gastos en investigaciones previas, en estudios de campo, laboratorio y gabinete, en pruebas piloto, y desde luego en todos los activos que conforman el proyecto, incluyendo los intereses que el dinero invertido haya generado desde la primera erogación hasta el momento en que el proyecto comience a trabajar.

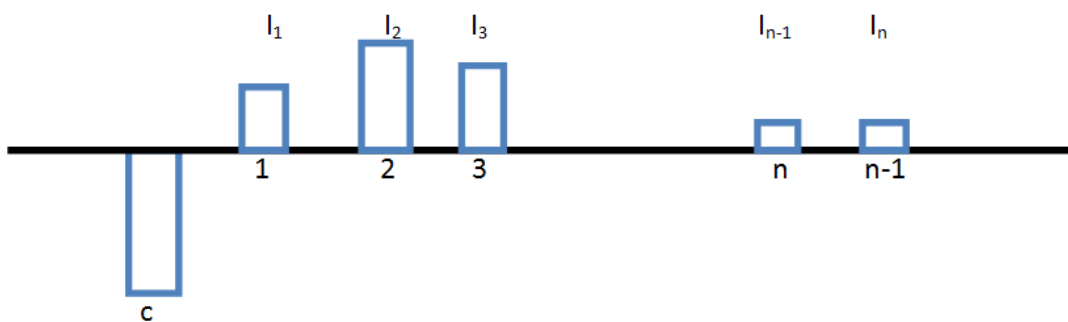


Figura 4. 6 Flujo de capital en el proyecto.

b) Costo de capital.

El costo de capital "i", es la tasa a la cual se pagan intereses por el uso del capital que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto, si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez, como si fuera un fondo de inversión.

c) Vida económica.

La vida económica "n", es el número de periodos estimados como duración de los activos que integran la inversión inicial. Podríamos decir que es el tiempo que va desde la puesta en marcha del proyecto hasta cuando la inconstabilidad de la reposición de partes hace indispensable la reposición total.

d) Ingresos netos.

Los ingresos netos I_k , para $k = 1$ a n , son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento. Los ingresos brutos, se obtienen multiplicando el volumen de ventas por el precio; los costos de operación y mantenimiento son sólo las erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio, y no incluyen la amortización de la inversión inicial.

4.4.1 Valor presente neto (VPN).

Es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual.

$$VPN = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} - C \quad 4.8$$

Criterios:

Si el $VPN > 0$ se acepta el proyecto.

Si el $VPN = 0$ no se acepta ni se rechaza.

Si el $VPN < 0$ se rechaza el proyecto.

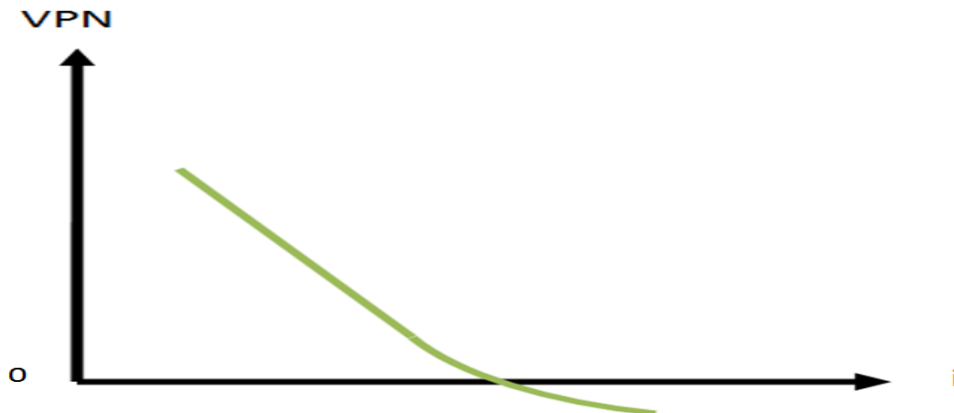


Figura 4. 7 Gráfica del VPN vs tasa de interés.

4.4.2 Razón beneficio/costo R_{bc} .

Es el cociente del valor actual de ingresos netos (I_t) entre la inversión inicial (C)

$$R_{bc} = \frac{I_t}{C} \quad 4.9$$

donde:

$$I_t = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n} \quad 4.10$$

De acuerdo con la ecuación

$$R_{bc} = \frac{VPN+C}{C} \quad 4.11$$

Por ejemplo si la $R_{bc} = 2$ indica que por cada peso invertido se obtienen 2 pesos.

4.4.3 Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual al flujo de efectivo negativo (costos totales). Es decir, la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero. Otra interpretación es como la rapidez de recuperación de la inversión.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Las tasas internas de retorno se utilizan habitualmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto.

$$VPN = 0 = \frac{I_1}{1+t_{ir}} + \frac{I_2}{(1+t_{ir})^2} + \frac{I_3}{(1+t_{ir})^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+t_{ir})^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+t_{ir})^n} - C \quad 4.12$$

4.4.4 Tiempo de recuperación de la inversión.

Para definir este concepto tendremos que suponer que los ingresos netos, a medida que ocurren, se van destinando al pago de la deuda hasta saldarla en su totalidad, así diremos que el tiempo de cancelación "t_c", es el tiempo requerido para que la suma de los ingresos netos reducidos a valor actual sea igual a la inversión inicial.

$$C = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{I_{t_c}}{(1+i)^{t_c}} \quad 4.13$$

4.5 Ejemplo de aplicación.

Se puede observar en la siguiente tabla los calendarios de inversiones e ingresos netos de dos proyectos diferentes entre sí, donde las cantidades mostradas están colocadas al final de cada periodo. Calcular los indicadores de rentabilidad utilizando una vida económica de 15 años en ambos casos y un costo de capital de 8% anual.

TABLA 8 Ejemplo de aplicación usando dos proyectos distintos.

AÑO	INVERSIONES		INGRESOS NETOS	
	PROYECTO A [Mpesos]	PROYECTO B [Mpesos]	PROYECTO A [Mpesos]	PROYECTO B [Mpesos]
1997	139	162		
1998	168	167		
1999	195	142		
2000	228	150		
2001	30		80	220
2002			160	340

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

2003			235	370
2004			303	370
2005			303	295
2006			303	260
2007			303	225
2008			303	225
2009			303	225
2010			303	225
2011			303	225
2012			303	190
2013			303	170
2014			303	130
2015	-140		303	85

Como la vida productiva inicia en el 2001, se tomara de ese año como tiempo cero para los cálculos de los indicadores.

Inversión inicial.

Puesto que el tiempo cero es el 2001, las inversiones iniciales deberán comprender los intereses generados desde los instantes generados desde q se realizan los gastos de inversión hasta que inicia la vida productiva.

$$C_A = 139(1.08)^3 + 168(1.08)^2 + 195(1.08) + 228 + 30(1.08)^{-1} - 140(1.08)^{-15} = 793.29$$

$$C_B = 162(1.08)^3 + 167(1.08)^2 + 142(1.08) + 150 = 702.22$$

El proyecto A, es 11.4% mayor que el B, y podemos ver que el A espera obtener 140 al final del año 15 como valor de rescate.

Ganancia o VPN.

$$G_A = \frac{80}{1.08} + \frac{160}{1.08^2} + \frac{235}{1.08^3} + 303 \frac{1.08^{12} - 1}{0.08(1.08)^{12}} \frac{1}{1.08^3} - 793.29$$

$$G_A = 2210.4 - 793.29$$

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

$$G_A = 1417.16$$

El valor presente del proyecto B será

$$G_B = 2200 - 702.22$$

$$G_B = 1497.78$$

Razón beneficio/costo

Las cantidades entre ganancias e inversiones iniciales se pueden ver mejor con este indicador.

$$R_{bcA} = \frac{1417.16}{793.29} = 1.78$$

$$R_{bcB} = \frac{1497.78}{702.22} = 2.13$$

Se ve que el capital invertido en el proyecto A tiene mayor rendimiento que el invertido en el B.

Tasa interna de retorno

Proyecto A

$$793.29 = \frac{80}{1+x} + \frac{160}{(1+x)^2} + \frac{235}{(1+x)^3} + 303 \frac{(1+x)^{12} - 1}{x(1+x)^{12}} \frac{1}{(1+x)^3}$$

$$t_{irA} = 27\% \text{ anual}$$

Proyecto B

$$702.22 = \frac{220}{1+x} + \frac{340}{(1+x)^2} + \frac{370}{(1+x)^3} + \dots$$

$$t_{irB} = 41\% \text{ anual}$$

Podemos afirmar que ante una subida de tasas de interés, estamos más protegidos con el proyecto B y que la recuperación del capital es más rápida en B que en A, pero tenemos que apreciar lo que dicen los demás indicadores.

Tiempo de cancelación.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Usando la ecuación 4.13, el tiempo de cancelación del proyecto A es de 4.3 años, pues

$$793.29 = \frac{80}{1.08} + \frac{160}{1.08^2} + \frac{235}{1.08^3} + \frac{303}{1.08^4} (0.3)$$

Y de 2.5 años en el B

$$702.22 = \frac{220}{1.08} + \frac{340}{1.08^2} + \frac{370}{1.08^3} (0.5)$$

Se ve que el proyecto B ofrece devolver más rápido el capital.

El proyecto B ofrece mejores indicadores en general, en este caso optaríamos por él.

4.6 El riesgo en los proyectos.

El riesgo de un proyecto se define como la variabilidad de los flujos de caja reales respecto a los estimados. Mientras más grande sea esta variabilidad, mayor es el riesgo del proyecto, puesto que se calculan sobre la proyección de flujos de caja.

Hay dos conceptos importantes de diferenciar: riesgo e incertidumbre. El riesgo define una situación donde la información es de naturaleza aleatoria, en que se asocia una estrategia a un conjunto de resultados posibles, cada uno de los cuales tiene asignada una probabilidad. La incertidumbre caracteriza a una situación donde los posibles resultados de una estrategia no son conocidos y, en consecuencia, sus probabilidades de ocurrencia no son cuantificables. La incertidumbre, por lo tanto, puede ser una característica de información incompleta, de exceso de datos, o de información inexacta, sesgada o falsa.

La incertidumbre de un proyecto crece en el tiempo. El desarrollo del medio condicionará la ocurrencia de los hechos estimados en su formulación. La sola mención de las variables principales incluidas en la preparación de los flujos de caja deja de manifiesto el origen de la incertidumbre.

Existen varios métodos para ayudar a quienes toman decisiones, como evaluar la incertidumbre, reducir el riesgo y escoger soluciones que se puedan llevar a la práctica.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Entre estos cálculos se incluye el valor actual neto (VPN), los análisis de flujo de efectivo descontados, la simulación de Monte Carlo, la teoría de la cartera de inversiones, el análisis de árbol de decisiones y la teoría de las preferencias.

4.6.1 Análisis de sensibilidad.

Su importancia radica en que permite realizar un análisis rápido de las condiciones generales y el grado de exposición de la situación que se requiere estudiar. En ocasiones los indicadores son bastante intuitivos y de uso común para la mayoría de las personas. Sin embargo, a pesar de su sencillez, o gracias a ella, es ampliamente utilizado como complemento del análisis económico y de riesgo más sofisticado.

Existen 4 diferentes métodos para el análisis de sensibilidad que son empleados de acuerdo con el nivel de complejidad deseado:

- 1) Sensibilidad de una variable
- 2) Análisis tipo araña
- 3) Análisis de tornado
- 4) Análisis multivariable

En los tres primeros se trata de visualizar el comportamiento que tiene una variable al modificar su magnitud. El análisis multivariable usa un análisis estadístico para cada variable y la relación que existe entre ellas para determinar el impacto real, es más exacto y su elaboración es más complicada, se construye a partir de la simulación de Montecarlo.

4.6.2 Tornado.

El análisis de sensibilidad permite identificar los factores que mayor riesgo suponen para el éxito del plan de la empresa.

El tornado es un gráfico que informa al evaluador de aquellas variables de riesgo que tienen un mayor impacto en su plan de negocio, este gráfico indica cuál es el rango de variación del valor de la empresa, VPN, para cada una de las variables de riesgo, suponiendo que se ha producido una variación en dicha variable, manteniendo constantes el resto de las variables.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

La lista de las variables que muestra el tornado se ordena en función del impacto en el valor presente neto, ayudando a priorizar aquellas variables de riesgo más relevantes.

El gráfico Tornado se interpreta de la siguiente manera:

- Las barras horizontales del gráfico nos informan sobre el posible rango de variación del valor actual neto (VAN).
- La longitud de las barras representará los diferentes valores que puede tomar el VAN ante variaciones en la variable de riesgo asociada.
- Para la realización del análisis se considera que todas las variables del modelo son ciertas y carecen de riesgo y solo la variable de entrada asociada a cada barra implica riesgo.
- La línea vertical de la figura 4.8 representa al valor del VAN sin riesgo, considerando todas las variables del plan de empresa como ciertas.
- Se compara el VAN sin riesgo y el VAN ante variaciones de una variable de riesgo.

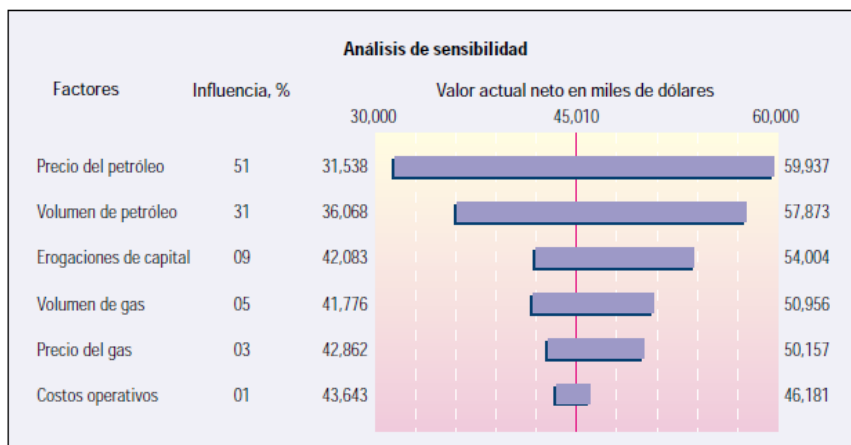


Figura 4. 8 Análisis de sensibilidad considerando los seis factores que más influyen en el valor presente neto del proyecto.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

4.6.3 **Árbol de decisión.**

El árbol de decisión es una técnica gráfica que permite representar y analizar una serie de decisiones futuras de carácter secuencial a través del tiempo.

Cada decisión se representa gráficamente por un cuadro con un número dispuesto en una bifurcación del árbol de decisión. Cada rama que se origina en este punto representa una alternativa de acción. Además de los puntos de decisión, en este árbol se expresan, mediante círculos, los sucesos aleatorios que influyen en los resultados. A cada rama que parte de estos sucesos se le asigna una probabilidad de ocurrencia. De esta forma el árbol representa todas las combinaciones posibles de decisiones y sucesos, permitiendo estimar un valor esperado del resultado final, como un valor actual neto, utilidad u otro.

En la figura 4.9 se muestra un ejemplo de aplicación de un árbol de decisión en la industria petrolera.

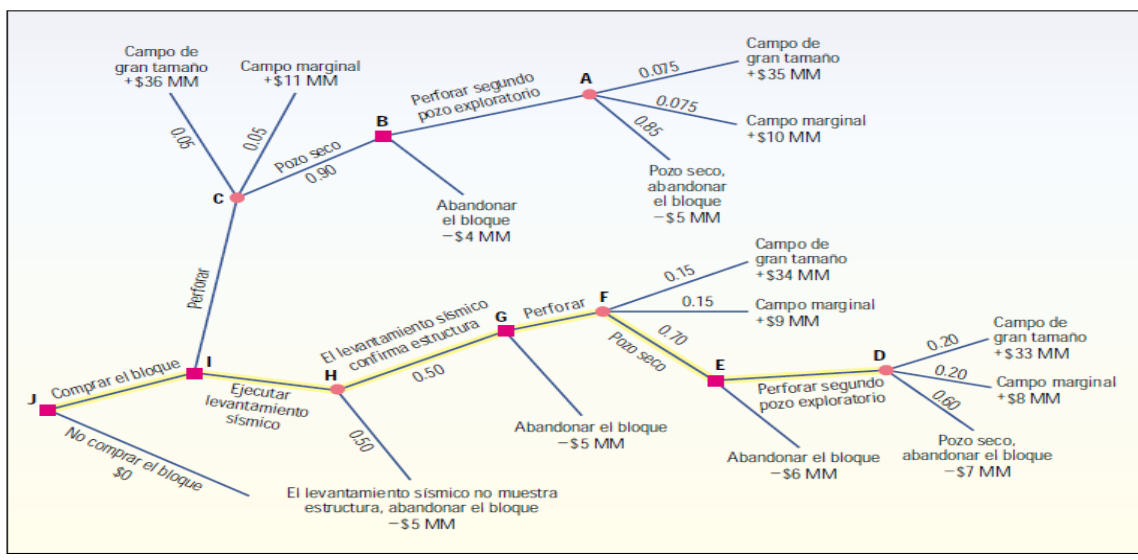


Figura 4. 9 **Árbol de decisión para la compra de bloques.** En este ejemplo, la decisión depende de una sucesión de decisiones.

El valor esperado de un nodo de incertidumbre es la suma de todos los valores esperados, y ponderados según las probabilidades, de todos los resultados que se ramifican desde dicho nodo. De este modo, al retroceder desde el final o del lado derecho del árbol, se pueden calcular los valores esperados para cada resultado. Una vez que se han calculado todos los

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

valores esperados, se puede tomar la ruta de decisión óptima, es decir, la que proyecta mayor valor esperado.

La clave para el éxito, consiste en definir el problema con claridad desde el principio y luego determinar las decisiones que se deben tomar. Un análisis de sensibilidad como este permite asignar un orden de importancia a los factores que se deberán considerar en una decisión.

CAPÍTULO 5. Casos prácticos.

El desarrollo de un campo petrolero se define como la aplicación de una estrategia en términos económicos y técnicos que se selecciona para construir la infraestructura necesaria que permita explotar las reservas de hidrocarburos contenidos en un yacimiento petrolero.

El desarrollo de un campo, tiene que ser evaluado previamente para lo que es conveniente utilizar diversas metodologías que permitan maximizar el valor económico de los hidrocarburos considerando parámetros como:

- Tamaño y ubicación del yacimiento.
- Características del yacimiento (porosidad, permeabilidad, etc.).
- Tipo de hidrocarburos.
- Tecnología requerida para su explotación.
- Factor de recuperación en las diversas etapas (primaria, secundaria y mejorada).
- Mecanismos de explotación.
- Costos de infraestructura.
- Volúmenes y tiempos de producción.
- Producción esperada.

Un esquema de desarrollo es el que se presenta en la siguiente figura 5.1:

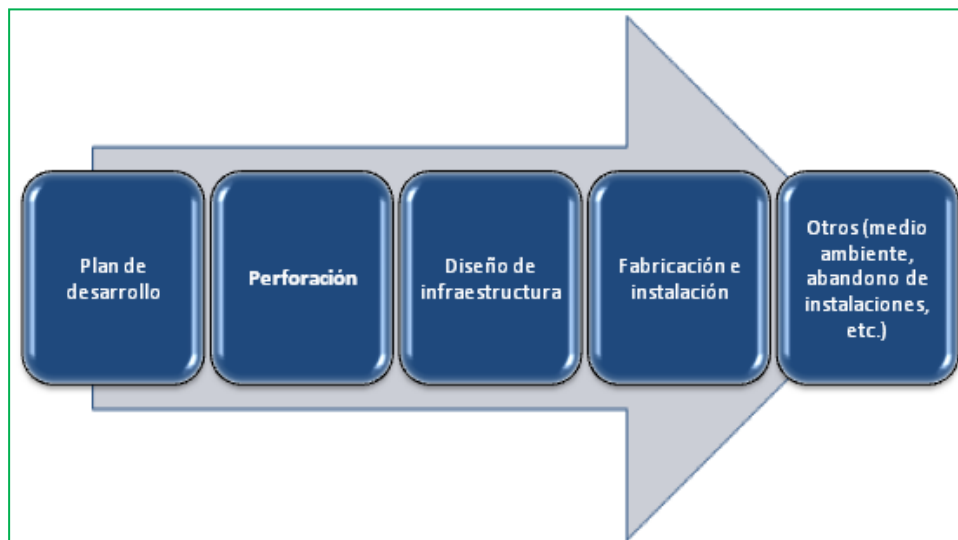


Figura 5. 1 Esquema del desarrollo de un campo petrolero.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

En este trabajo nos centraremos en la parte de perforación de pozos. En esta etapa es cuando se verifica la existencia de hidrocarburos con la perforación en un principio de pozos exploratorios y posteriormente la perforación de pozos delimitadores.

Con la perforación de pozos exploratorios se busca además de comprobar la existencia de hidrocarburos, evaluar su potencial en términos económicos, es decir, llevar a cabo una evaluación económica que nos pueda decir si la explotación del campo ha de ser rentable. Para ello es necesario utilizar una metodología que nos lleve paso a paso desde el uso de datos de la caracterización estática hasta la obtención de indicadores económicos.

La importancia de la estimación temprana de la rentabilidad de pozos exploratorios radica en que ésta será un parámetro fundamental para la toma de decisiones en el sentido de continuar o no con el desarrollo del campo, tomando en cuenta también que en ésta etapa del desarrollo del proyecto, la perforación de pozos exploratorios representa una inversión y no necesariamente se desean obtener resultados económicos positivos a corto plazo.

Para poder realizar la estimación de la rentabilidad de pozos exploratorios de una manera ágil y considerando parámetros de caracterización estática y de pruebas de presión-producción (en el primer caso pruebas Drill Stem Testing), creamos una herramienta utilizando el lenguaje de programación Visual Basic en Excel que además permitirá al lector de esta tesis utilizarla con diferentes datos y realizar cálculos de evaluación económica para pozos de México.

Guía para el uso de la aplicación creada en Visual Basic

A continuación presentamos una guía del uso de la aplicación que realizamos y mostramos la infraestructura de la misma.

La aplicación creada en Excel fue hecha utilizando la herramienta macros en la que usamos el lenguaje de programación Visual Basic.

Consideraciones que hicimos al crear la aplicación:

- La aplicación calcula el volumen original de hidrocarburos tanto para yacimientos de aceite como para yacimientos de gas. En los casos prácticos sólo la utilizaremos para yacimientos de aceite.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

- Para realizar el pronóstico de producción obtuvimos datos de una prueba de incremento de presión y de una prueba Drill Stem Testing.
- El pronóstico de producción fue proyectado utilizando una declinación exponencial debido al sentido práctico que presenta en la programación.
- La información de costos variables por producción y costos variables por pozo son datos proporcionados por Pemex del año 2004, debido a ello tuvimos que llevarlos a la actualidad con la ecuación de valor futuro con una tasa de inflación promedio en México, consultada en el sitio de internet del Banco Mundial.

La tasa de inflación promedio que calculamos se muestra en la tabla...

TABLA 9 Promedio de inflación usada.

Año	Tasa de inflación en México (%)
2004	7.6
2005	5.3
2006	5.8
2007	5
2008	6
2009	3.5
2010	4.1
2011	4.9
2012	3.6
Promedio	5.08888889

La tasa de inflación que utilizamos para llevar los costos del año 2004 a la actualidad fue de 5.08 (%).

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Pasos a seguir para el uso del programa.

1. Comenzamos con una portada en la primera hoja de Excel en la que está el botón de inicio. Para poder correr el programa hacemos click en el botón inicio de la primera hoja de Excel. Haciendo esto se abre la aplicación en la que el usuario podrá comenzar a ingresar los datos.

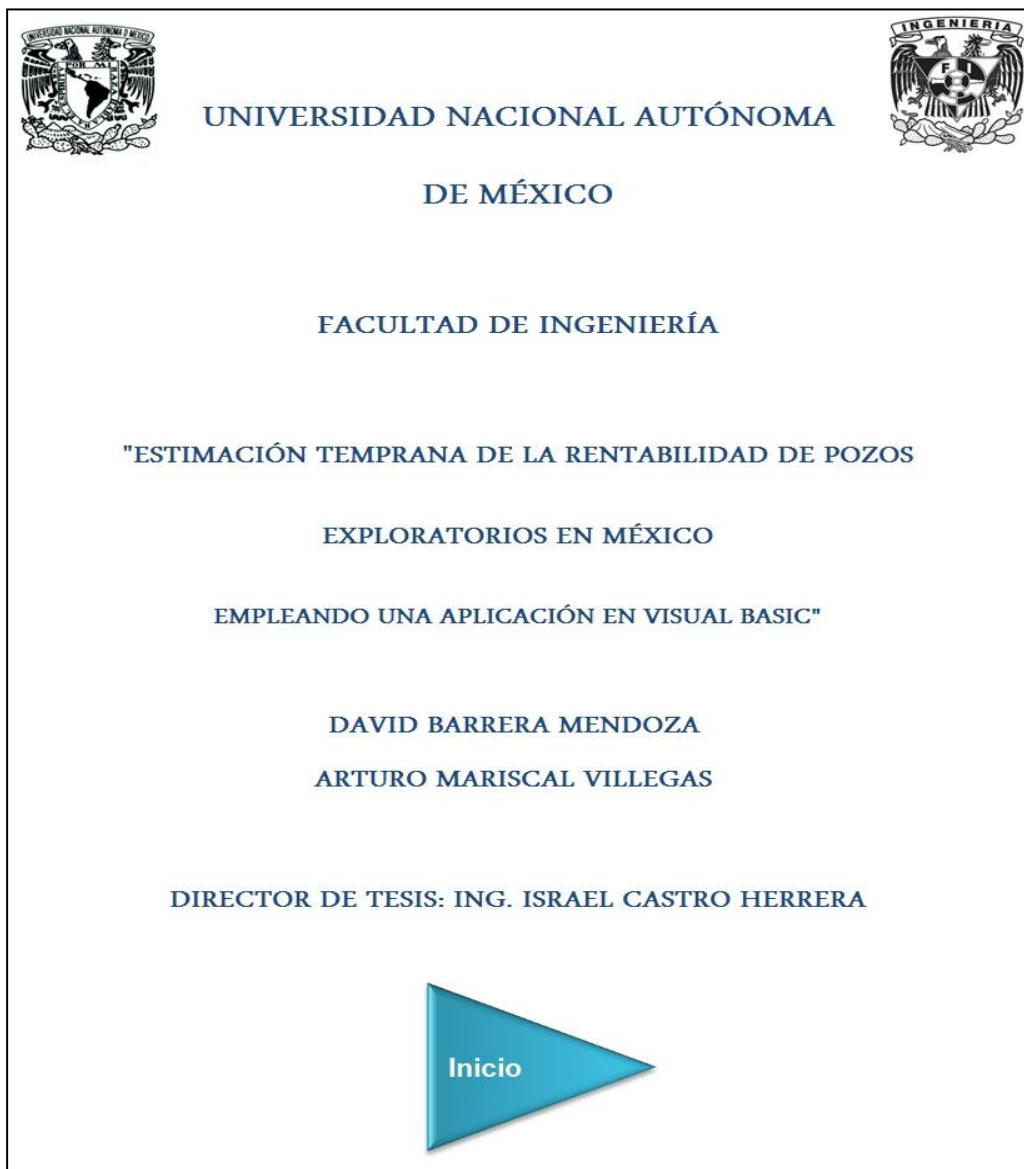


Figura 5. 2 Portada en la primera hoja de Excel donde inicia la aplicación.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

2. Pestaña de “inicio”.

Al dar click al botón inicio de la primera hoja de Excel, la aplicación se abrirá mostrando la pestaña “Inicio” que es una presentación del programa en donde se da una breve explicación de lo que el programa realiza. Para continuar con el programa el usuario deberá dar click en la pestaña “Regiones” y luego en las pestañas sucesivas.



Figura 5. 3 Pestaña “Inicio” de la aplicación.

3. Pestaña “Regiones”.

Para poder hacer la evaluación económica del pozo era necesario tomar en cuenta que en cada región petrolera de México y también en cada “Activo de producción” existen costos variables por producción y costos variables por pozo; a su vez en cada “campo” encontramos parámetros de costos y precios que dependen del tipo de fluido que se produce, por ejemplo parámetros como: el precio de aceite, precio de gas, precio de condensado, la relación condensado-gas, el factor de encogimiento del gas, etc., por ello en esta pestaña creamos una base de datos con información que nos fue proporcionada por parte de Petróleos Mexicanos, en la que el usuario tiene la opción de seleccionar una región

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

petrolera de México, uno de los Activos de producción y un Campo, al hacer esto el programa mostrará costos variables de producción, costos variables por pozo y parámetros y precios característicos de un campo. En la parte superior derecha de la pestaña se muestra una sección de “Datos” en donde aparecen el Activo, el Campo y sí el campo que seleccionó el usuario es de productor de aceite o de gas. En los casos prácticos que desarrollamos en esta tesis sólo trabajamos con campos de aceite.

Figura 5. 4 Pestaña “Regiones”.

4. Pestaña “Vo. Caracterización estática”.

Se realiza el cálculo de volumen original de hidrocarburos, en la pestaña anterior el usuario seleccionó un campo el cual pudo ser de aceite o gas, dependiendo de esto se llevará a cabo el cálculo del volumen original en donde el usuario tendrá que ingresar los datos que aparecen en la figura 5.5.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

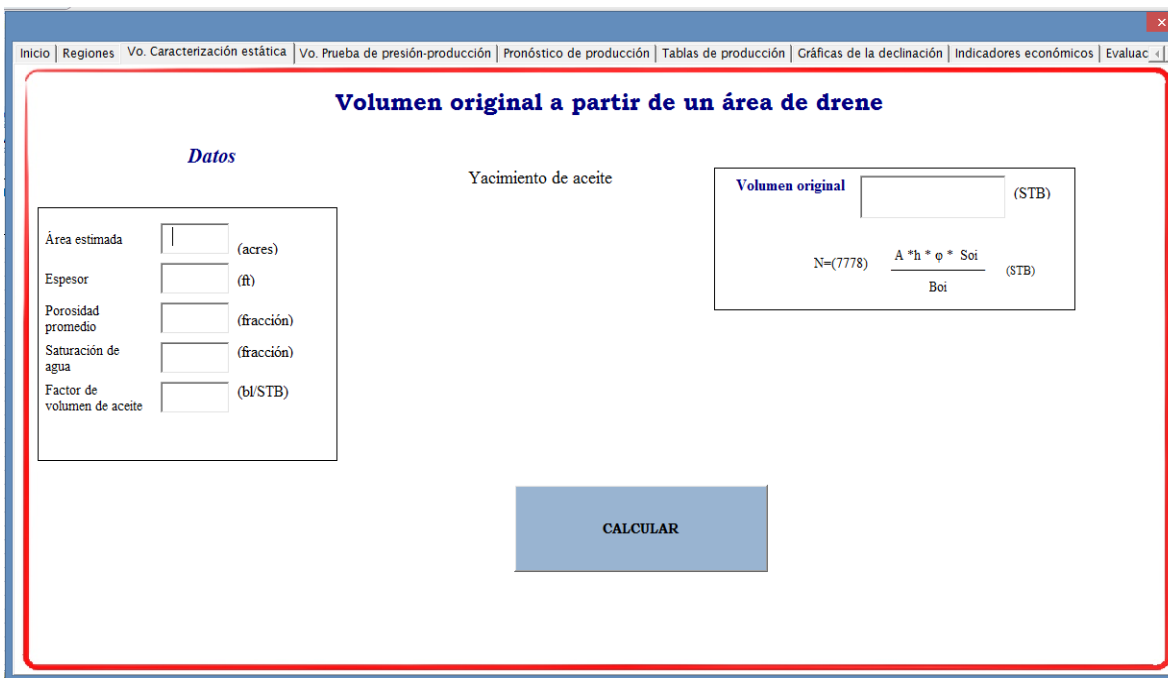


Figura 5. 5 Pestaña “V_o. Caracterización estática” cuando el usuario seleccionó un yacimiento de aceite.

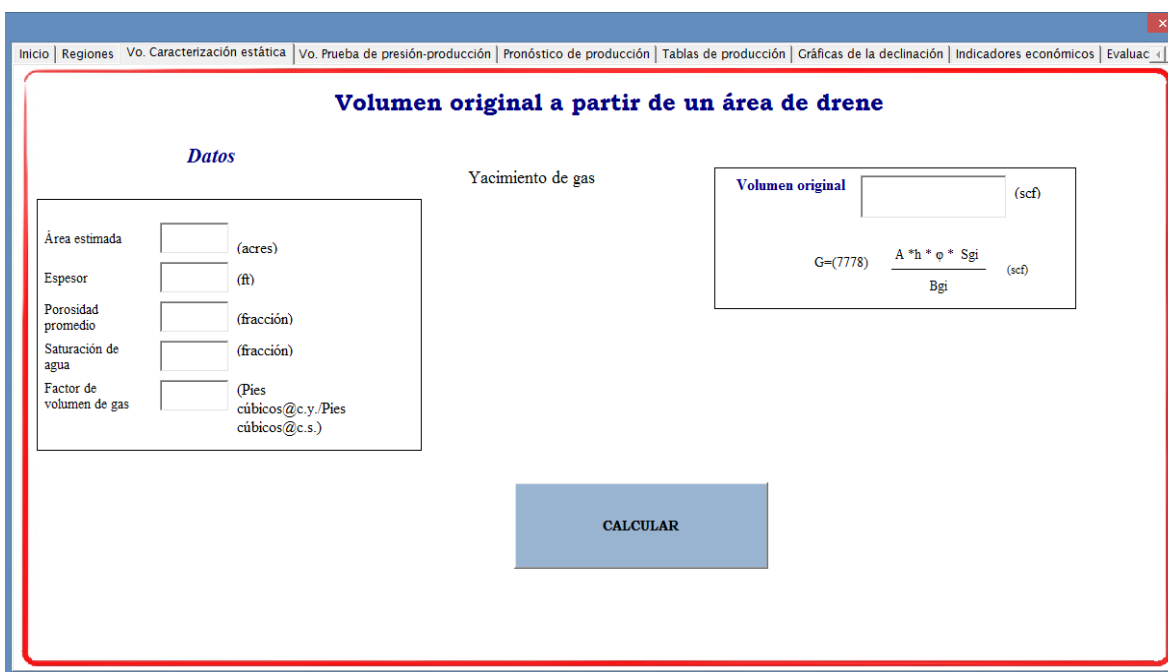


Figura 5. 6 Pestaña “V_o. Caracterización estática” cuando el usuario seleccionó un yacimiento de gas.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

5. Pestaña “ V_0 . Prueba de presión producción”.

El usuario tiene que ingresar un valor de radio de investigación, este valor puede ser obtenido de una prueba de presión-producción como lo hacemos en este trabajo. Como en la pestaña “ V_0 . Caracterización estática” tendremos tanto ecuaciones para el volumen de un yacimiento de aceite como para uno de gas.

Volumen original a partir de un radio de investigación

Datos

Radio de investigación (ft)

Espesor (ft)

Porosidad (fracción)

Saturación de agua (fracción)

Factor de volumen de aceite (bl/STB)

Yacimiento de aceite

Volumen original (STB)

$$N = (778) \frac{A * h * \phi * S_{oi}}{B_{oi}} \text{ (STB)}$$

CALCULAR

Figura 5. 7 Pestaña “ V_0 . Prueba de presión producción” para un yacimiento de aceite.

6. Pestaña “Pronóstico de producción”.

La prueba DST además de darnos un radio de investigación, nos proporciona un gasto óptimo de producción, éste gasto es resultado de la prueba que se hace a diferentes diámetros de estrangulador, con éstos diámetros se procede a realizar un análisis nodal con el que se selecciona el diámetro adecuado y en consecuencia el gasto que proporciona.

En esta pestaña se ingresa un gasto técnico de abandono cuyo valor estará en función de la región geográfica en la que se vaya a producir el hidrocarburo.

Para poder realizar el pronóstico de producción es necesario recurrir al concepto de declinación. Este concepto se define cuando en un yacimiento tenemos un historial de

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

producción en el que podemos ver el comportamiento del gasto de hidrocarburos en función del tiempo. En un proyecto exploratorio no tenemos una declinación asociada al yacimiento que queremos explotar, lo que generalmente se hace para poder extrapolar la producción inicial es tomar la declinación de pozos análogos, pozos cercanos al yacimiento en cuestión que puedan compartir ciertas características tanto geológicas como de fluidos con las que sus declinaciones puedan ser semejantes.

Datos para el pronóstico de producción

Gasto inicial (bpd)

Declinación nominal anual (pozo análogo) (fracción)

Meses de producción constante

Gasto técnico de abandono (bpd)

RGA (R 3/ bl)

Factores de recuperación

Factor de recuperación de caracterización estática (%)

Factor de recuperación de prueba de presión producción (DST) (%)

Factor de recuperación estimado= Vo. Prueba de presión producción / Vo. Caracterización estática (%)

CALCULAR

Nota: Se considera una declinación exponencial.

Figura 5. 8 Pestaña “Pronóstico de producción” para un yacimiento de aceite.

7. Pestaña “Tablas de producción”.

En esta pestaña se muestran los resultados del pronóstico de producción tabulados mensualmente. Aparecen en esta tabla:

- Producción de aceite (*bpd*).
- Producción de gas (*MMscfd*).
- Producción de condensado (*bpd*).
- Volumen de aceite (*STB*).
- Volumen de gas asociado (*MMscf*).
- Volumen de condensado (*STB*).

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Inicio	Regiones	Vo. Caracterización estática	Vo. Prueba de presión-producción	Pronóstico de producción	Tablas de producción	Gráficas de la declinación	Indicadores económicos	Evaluac
Me	Producción de aceite $\text{\$/bpd}$	Producción de gas (MMR3/día)	Producción de condensado $\text{\$/bpd}$	Volumen de aceite $\text{\$/(b)}$	Volumen de gas asociado $\text{\$/(MMR3)}$			
1	3,400.00	3.818	70.71	102,000.00	114.538			
2	3,400.00	3.818	70.71	102,000.00	114.538			
3	3,333.86	3.744	69.33	100,015.91	112.310			
4	3,269.01	3.671	67.98	98,070.42	110.125			
5	3,205.43	3.599	66.66	96,162.77	107.983			
6	3,143.07	3.529	65.36	94,292.23	105.882			
7	3,081.94	3.461	64.09	92,458.07	103.823			
8	3,021.99	3.393	62.85	90,659.59	101.803			
9	2,963.20	3.327	61.62	88,896.09	99.823			
10	2,905.56	3.263	60.43	87,166.90	97.881			
11	2,849.04	3.199	59.25	85,471.35	95.977			
12	2,793.63	3.137	58.10	83,808.77	94.110			
13	2,739.28	3.076	56.97	82,178.54	92.280			
14	2,686.00	3.016	55.86	80,580.01	90.485			
15	2,633.75	2.957	54.77	79,012.58	88.725			
16	2,582.52	2.900	53.71	77,475.64	86.999			
17	2,532.29	2.844	52.66	75,968.60	85.307			
18	2,483.03	2.788	51.64	74,490.87	83.647			
19	2,434.73	2.734	50.63	73,041.89	82.020			
20	2,387.37	2.681	49.65	71,621.09	80.425			
21	2,340.93	2.629	48.68	70,227.93	78.860			
22	2,295.40	2.578	47.74	68,861.86	77.326			
23	2,250.75	2.527	46.81	67,522.37	75.822			
24	2,206.96	2.478	45.90	66,208.94	74.347			
25	2,164.04	2.430	45.00	64,921.05	72.901			
26	2,121.94	2.383	44.13	63,658.22	71.483			
27	2,080.67	2.336	43.27	62,419.95	70.093			
28	2,040.19	2.291	42.43	61,205.77	68.729			
29	2,000.51	2.246	41.60	60,015.20	67.392			
30	1,961.59	2.203	40.79	58,847.80	66.081			
31	1,923.44	2.160	40.00	57,703.10	64.796			
32	1,886.02	2.118	39.22	56,580.67	63.535			
33	1,849.34	2.077	38.46	55,480.07	62.300			
34	1,813.36	2.036	37.71	54,400.88	61.088			
35	1,778.09	1.997	36.98	53,342.68	59.899			

Figura 5. 9 Pestaña “Tablas de producción” para un yacimiento de aceite.

8. Pestaña “Gráficas de producción”.

Para el caso de yacimiento de aceite el usuario podrá ver las gráficas de:

- Q_o vs t
- $\text{Log}(Q_o)$ vs t ; $\text{Log}(Q_g)$ vs t
- Producción acumulada de aceite vs t
- Producción acumulada de gas vs t
- Producción acumulada de condensado vs t

En la siguiente imagen se muestra la gráfica de Q_o vs t .

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

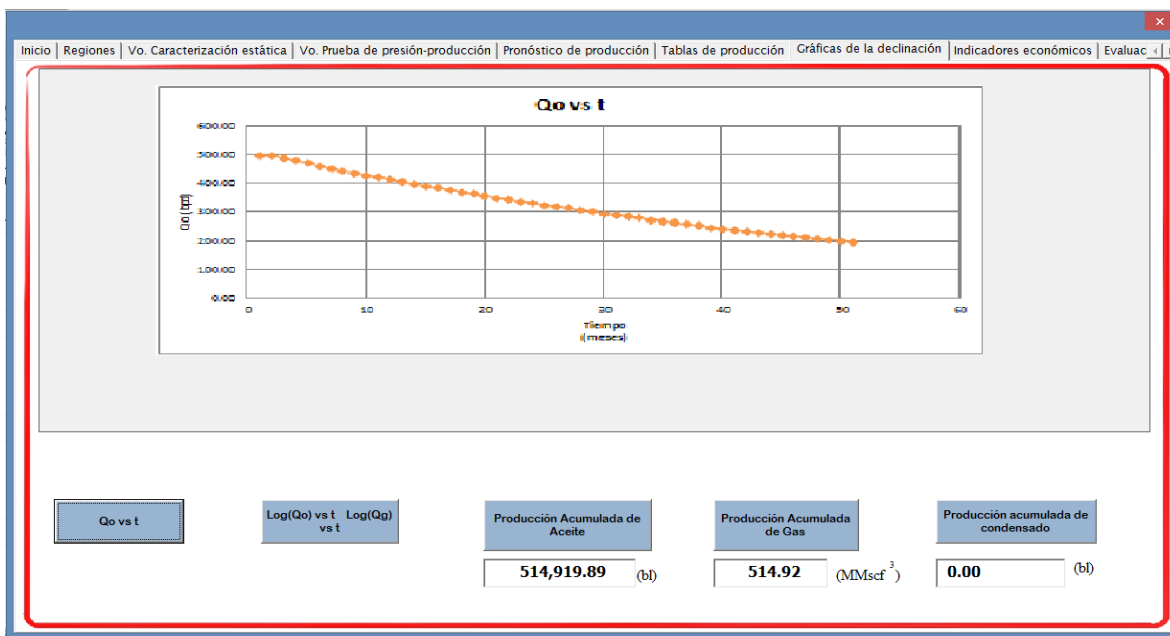


Figura 5. 10 Pestaña “Gráficas de declinación”. Gráfica de Q_o vs t.

Cuando el yacimiento sea de gas las gráficas que la aplicación muestra son:

- Q_g vs t.
- $\text{Log}(Q_g)$ vs t.
- *Producción acumulada de gas vs t.*
- *Producción acumulada de condensado vs t.*

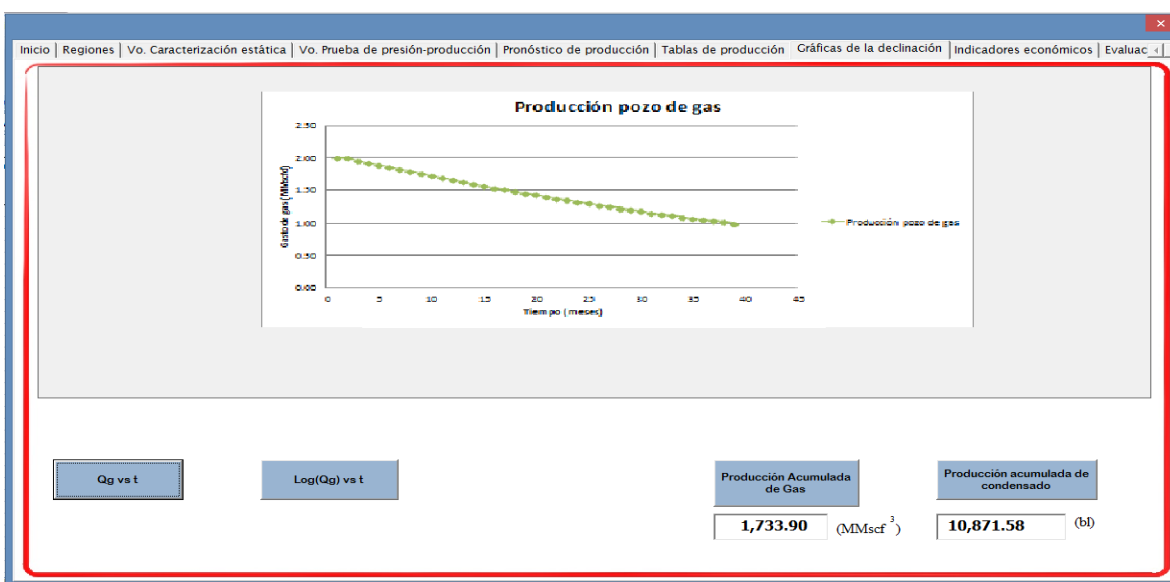


Figura 5. 11 Pestaña “Gráficas de declinación”. Gráfica de $\text{Log}(Q_g)$ vs t.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

9. Pestaña “Indicadores económicos”

El usuario tendrá que ingresar el costo de perforación del pozo exploratorio más el costo de terminación. También ingresará una tasa de descuento anual para poder calcular los indicadores económicos. Los indicadores económicos que se calculan son los siguientes:

- *Valor presente neto (MMpesos).*
- *Tasa interna de retorno (%).*
- *Razón beneficio – costo.*
- *Meses de producción estimados.*
- *Tiempo de recuperación de la inversión.*

Figura 5. 12 Pestaña “Indicadores económicos”.

10. Pestaña “Evaluación económica”

Se muestran variables de ingresos y egresos de la producción de hidrocarburos. Para el caso de aceite las variables son:

- Ingresos mensuales por aceite (*pesos*).
- Ingresos mensuales por gas (*pesos*).

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

- Ingresos mensuales por condensado(*pesos*).
- Ingresos totales (*pesos*).
- Costos variables por producción (*pesos*).
- Flujo de efectivo mensual (*pesos*).
- Valor presente neto (*pesos*).

Para un yacimiento de gas se muestran las variables:

- Ingresos mensuales por gas (*pesos*).
- Ingresos mensuales por condensado(*pesos*).
- Ingresos totales (*pesos*).
- Costos variables por producción (*pesos*).
- Flujo de efectivo mensual (*pesos*).
- Valor presente neto (*pesos*).
-

La siguiente tabla muestra las variables económicas para un pozo de aceite.

Producción acumulada de conder	Petróleo crudo equivalente % (bpc)	Ingresos mensuales por aceite \$	Ingresos mensuales por gas \$ (pd)	Ingresos mensuales por condens	Ingresos totales mensuales \$
2150.70	105,587.18	\$81,387,980.06	\$15,806,399.82	\$1,974,678.14	\$99,169,058.01
4301.40	105,587.18	\$81,387,980.06	\$15,806,399.82	\$1,974,678.14	\$99,169,058.01
4301.40	103,533.32	\$79,804,834.27	\$15,498,936.29	\$1,936,267.02	\$97,240,037.57
6410.27	101,519.40	\$78,252,483.57	\$15,197,453.50	\$1,898,603.06	\$95,348,540.13
8478.11	99,544.66	\$76,730,328.94	\$14,901,835.10	\$1,861,671.75	\$93,493,835.79
10505.73	97,608.34	\$75,237,783.03	\$14,611,967.02	\$1,825,458.81	\$91,675,208.85
12493.91	95,709.68	\$73,774,269.87	\$14,327,737.40	\$1,789,950.28	\$89,891,957.55
14443.41	93,847.95	\$72,339,224.73	\$14,049,036.58	\$1,755,132.46	\$88,143,393.77
16355.00	92,022.43	\$70,932,093.86	\$13,775,757.00	\$1,720,991.91	\$86,428,842.76
18229.40	90,232.43	\$69,552,334.27	\$13,507,793.20	\$1,687,515.45	\$84,747,642.93
20067.34	88,477.24	\$68,199,413.54	\$13,245,041.80	\$1,654,690.17	\$83,099,145.52
21869.53	86,756.19	\$66,872,809.61	\$12,987,401.40	\$1,622,503.41	\$81,482,714.41
23636.66	85,068.63	\$65,572,010.56	\$12,734,772.57	\$1,590,942.73	\$79,897,725.86
25369.42	83,413.89	\$64,296,514.44	\$12,487,057.84	\$1,559,995.97	\$78,343,568.25
27068.47	81,791.33	\$63,045,829.07	\$12,244,161.61	\$1,529,651.19	\$76,819,641.86
28734.47	80,200.34	\$61,819,471.82	\$12,005,990.17	\$1,499,896.66	\$75,325,358.65
30368.07	78,640.30	\$60,616,969.48	\$11,772,451.59	\$1,470,720.91	\$73,860,141.98
31969.89	77,110.60	\$59,437,858.02	\$11,543,455.77	\$1,442,112.69	\$72,423,426.48
33540.55	75,610.66	\$58,281,682.44	\$11,318,914.34	\$1,414,060.95	\$71,014,657.73
35080.66	74,139.89	\$57,147,996.60	\$11,098,740.66	\$1,386,554.86	\$69,633,292.12
36590.82	72,697.73	\$56,036,363.04	\$10,882,849.75	\$1,359,583.82	\$68,278,796.61
38071.59	71,283.63	\$54,946,352.79	\$10,671,158.32	\$1,333,137.42	\$66,950,648.53
39523.56	69,897.03	\$53,877,545.24	\$10,463,584.68	\$1,307,205.44	\$65,648,335.37
40947.29	68,537.40	\$52,829,527.97	\$10,260,048.73	\$1,281,777.90	\$64,371,354.59
42343.33	67,204.23	\$51,801,896.55	\$10,060,471.92	\$1,256,844.96	\$63,119,213.44
43712.21	65,896.98	\$50,794,254.46	\$9,864,777.26	\$1,232,397.02	\$61,891,428.73
45054.46	64,615.16	\$49,806,212.86	\$9,672,889.21	\$1,208,424.63	\$60,687,526.70
46370.60	63,358.28	\$48,837,390.48	\$9,484,733.74	\$1,184,918.55	\$59,507,042.77
47661.15	62,125.84	\$47,887,413.48	\$9,300,238.23	\$1,161,869.70	\$58,349,521.42
48926.58	60,917.38	\$46,955,915.28	\$9,119,331.51	\$1,139,269.20	\$57,214,515.99
50167.41	59,732.43	\$46,042,536.43	\$8,941,943.75	\$1,117,108.32	\$56,101,588.50
51384.09	58,570.52	\$45,146,924.47	\$8,768,006.51	\$1,095,378.51	\$55,010,309.50
52577.11	57,431.22	\$44,268,733.82	\$8,597,452.67	\$1,074,071.39	\$53,940,257.87
53746.93	56,314.08	\$43,407,625.59	\$8,430,216.41	\$1,053,178.73	\$52,891,020.72
54893.99	55,218.66	\$42,563,267.49	\$8,266,233.21	\$1,032,692.46	\$51,862,193.16

Figura 5. 13 Pestaña “Evaluación económica” cuando el pozo es productor de aceite.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

11. Pestaña “Gráfica VPN”

En la última pestaña de la aplicación el usuario podrá ver una gráfica de valor presente neto en función del tiempo, asimismo aparece el valor final del VPN del proyecto como se muestra en la siguiente imagen.

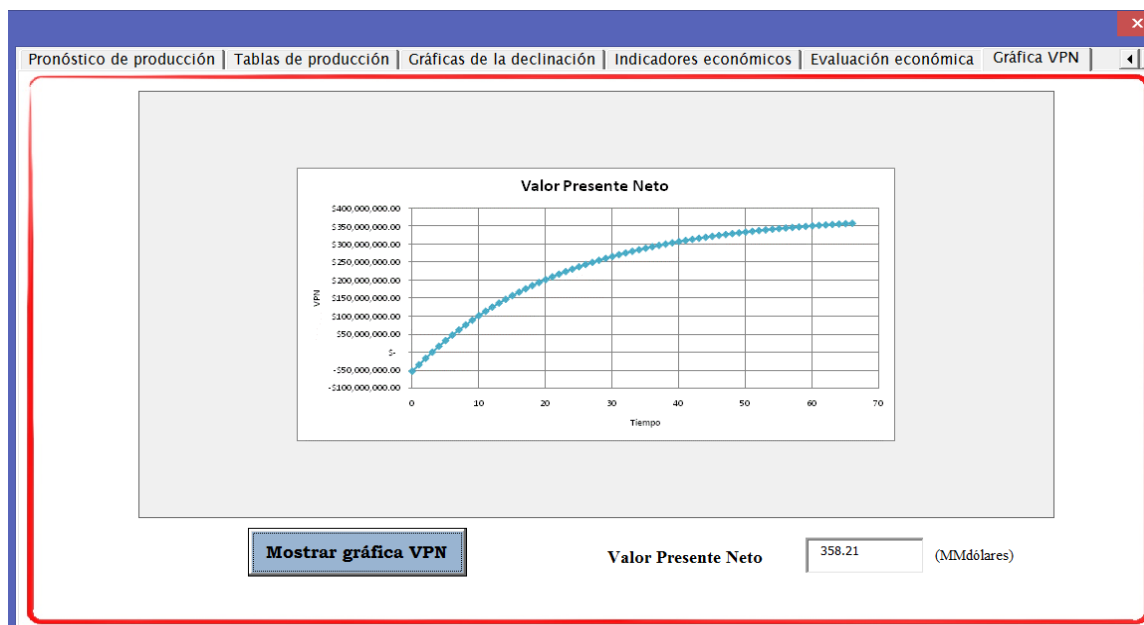


Figura 5. 14 Pestaña “Gráfica VPN”. Gráfica de VPN vs t se muestra también el resultado final del valor presente neto.

5.2 Casos prácticos.

5.2.1 Pozo Tumut-1.

Durante el 2004, el Activo Regional de Exploración investigó el potencial del Jurásico Superior Kimmerigiano en facies fuera de los banco oolíticos tradicionalmente productores en la zona marina con la perforación de los pozos exploratorios Tumut-1 y Wuayil-1 así como el pozo Pokoch-1, los cuales descubrieron nuevos yacimientos de aceite ligero de 43 a 30° API en el Jurásico Superior Kimmerigiano.

El área en estudio se ubica al sureste de la República Mexicana en la Plataforma Continental del Golfo de México frente a las costas de los estados de Campeche y Tabasco.

Ubicación de la región

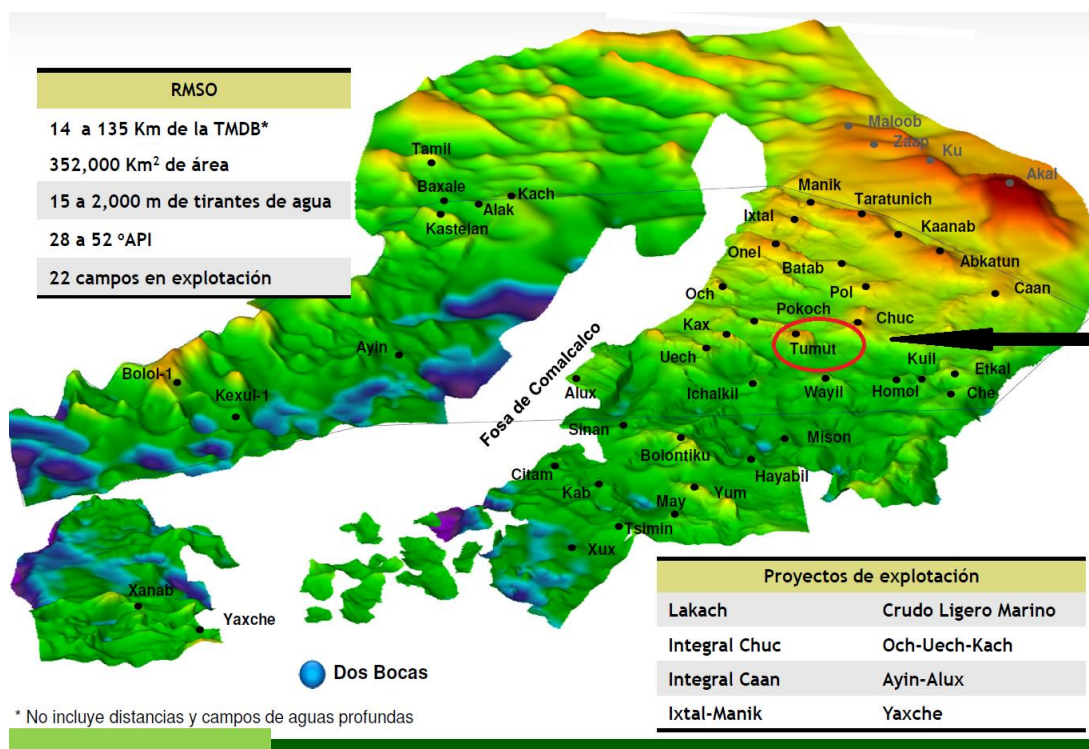


Figura 5. 15 Ubicación geográfica de la Región Marina Suroeste.

Estratigrafía local

El estudio comprende el análisis de la información que nos ha dado la perforación de seis pozos exploratorios, de los cuales, solo tres has investigado y quedado productores de hidrocarburos en las rocas de edad JSK (Tumut-1, Wuayil-1 y Pokoch-1).

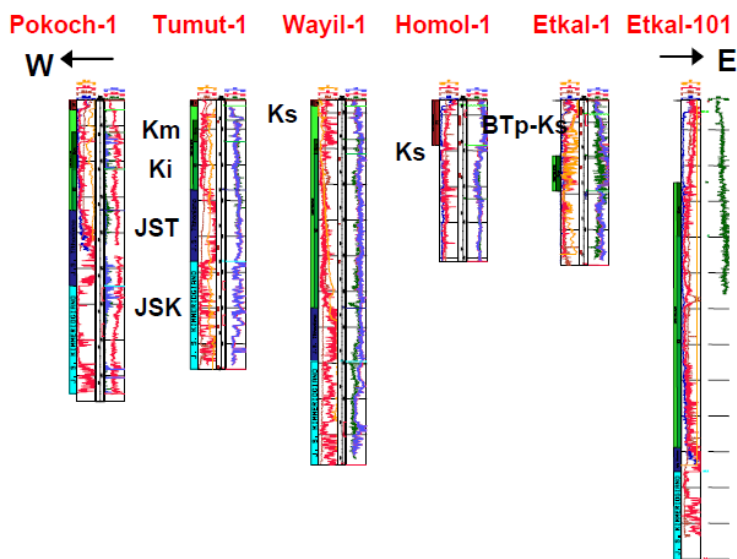


Figura 5. 16 Estratigrafía local de los seis pozos exploratorios perforados.

Localización del pozo Tumut-1

El pozo se encuentra ubicado en las aguas territoriales del Golfo de México dentro de la plataforma continental, en la provincia geológica de Coatzacoalcos aproximadamente a 80 kilómetros al noroeste de la Ciudad del Carmen, Campeche. El pozo alcanzó una profundidad total de 4501 (m) verticales en un tirante de agua de 35 (m). Resultó productor de aceite ligero en el Jurásico Superior Kimmerigiano.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

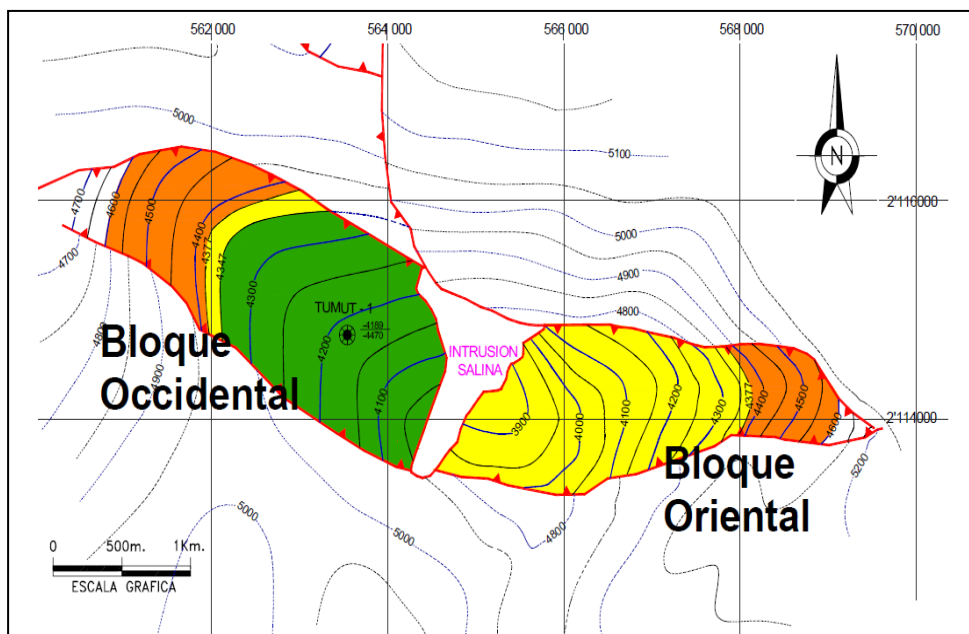


Figura 5. 17 Ubicación geográfica del pozo exploratorio Tumut-1.

Reservas preliminares y área del Campo Tumut.

TABLA 10 Reservas preliminares del campo Tumut considerando independientes los dos bloques que lo conforman. Fuente “Descubrimientos recientes de aceite ligero, gas y condensado en la sonda de Campeche, CIPM 2005”

Reservas preliminares TUMUT JSK						
BLOQUE-W						
Área [Km ²]	Espesor [m]	Phi [%]	S _w [%]	B _{oi} [bl/STB]	Volumen Original@c.y.	Tipo
4.12	158	6	15	1.77	80.379	P
4.46	158	6	15	1.77	106.58	PP
6.06	158	6	15	1.77	167.13	PPP
BLOQUE -E						
3.78	158	6	15	1.77	102.414	PP
4.5	158	6	15	1.77	130.188	PPP

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Geología estructural. La estructura del pozo Tumul-1 se presenta como un anticlinal alargado y delimitado por dos fallas inversas, con el mismo rumbo, afectado en su parte central por la presencia de una intrusión salina que divide a la estructura en dos bloques, producto del evento Chiapaneco del Mioceno Medio.

Estratigrafía. La estructura estratigráfica está constituido por sedimentos que van del Jurásico Superior Kimmerigdiano hasta el reciente. En el Cretácico inferior predominan los carbonatos y el Terciario se encuentra representado por intercalaciones de lutitas con delgadas alternancias de areniscas.

Trampa. Es de tipo estructural, con cierre contra falla inversa en la porción Noreste y Suroeste, puede observarse en la línea sísmica de la figura, cómo se encuentra limitada en ambos flancos por fallas de tipo inverso y la intrusión salina al centro de la estructura.

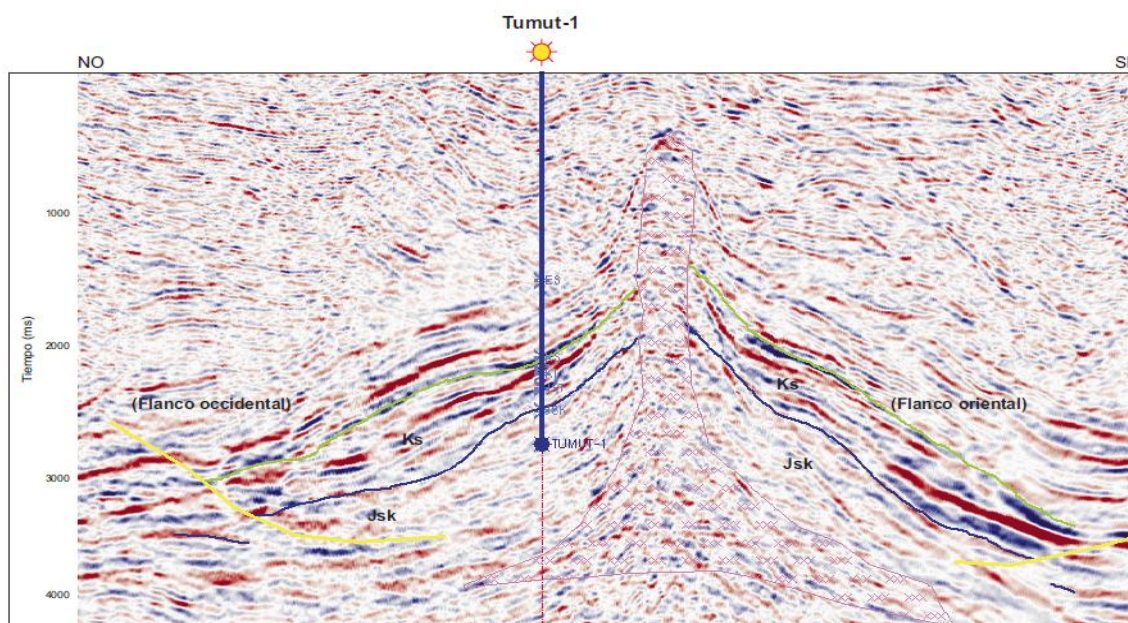


Figura 5. 18 Perfil sísmico del pozo Tumul-1.

Roca generadora.

La principal roca generadora de los hidrocarburos es de edad Jurásico Superior Tithoniano conformada de materia orgánica en las lutitas bituminosas de color negro y calizas arcillosas de color gris oscuro con abundante materia orgánica y distribución regional amplia.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO EMPLEANDO
UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

Sello.

A nivel regional, el sello está constituido por lutitas bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas del Paleoceno con un espesor que fluctúa en el área entre los 180 y 200 (m).

Yacimiento.

El yacimiento de edad Jurásico Superior Kimmerigiano, está constituido de mesodolomía con sombras de oolitas y parcialmente arenosa, se observa anhidrita relleno algunos huecos producto de la disolución; con intercalaciones delgadas de lutita en partes limolítica y de mudstone bentonítico y arenoso, con flujos arenosos de cuarzo y feldespatos del tamaño de limo a arena muy fina.

TABLA 11 Propiedades del fluido del pozo Tumut-1 y propiedades promedio del yacimiento.

Propiedades del fluido del pozo Tumut-1 y propiedades del yacimiento	
Porosidad promedio	6 (%)
Permeabilidad promedio	2.1 (md)
Saturación de agua	15 (%)
Densidad del fluido	35 °API
Espesor neto	160 (m), 524 (ft)
Área estimada del campo considerando los dos bloques	6.06 (km ²), 1497 (acres)
RGA	1122.9186 (ft ³ /bl)
Factor de volumen del aceite	1.77 (bl/STB)

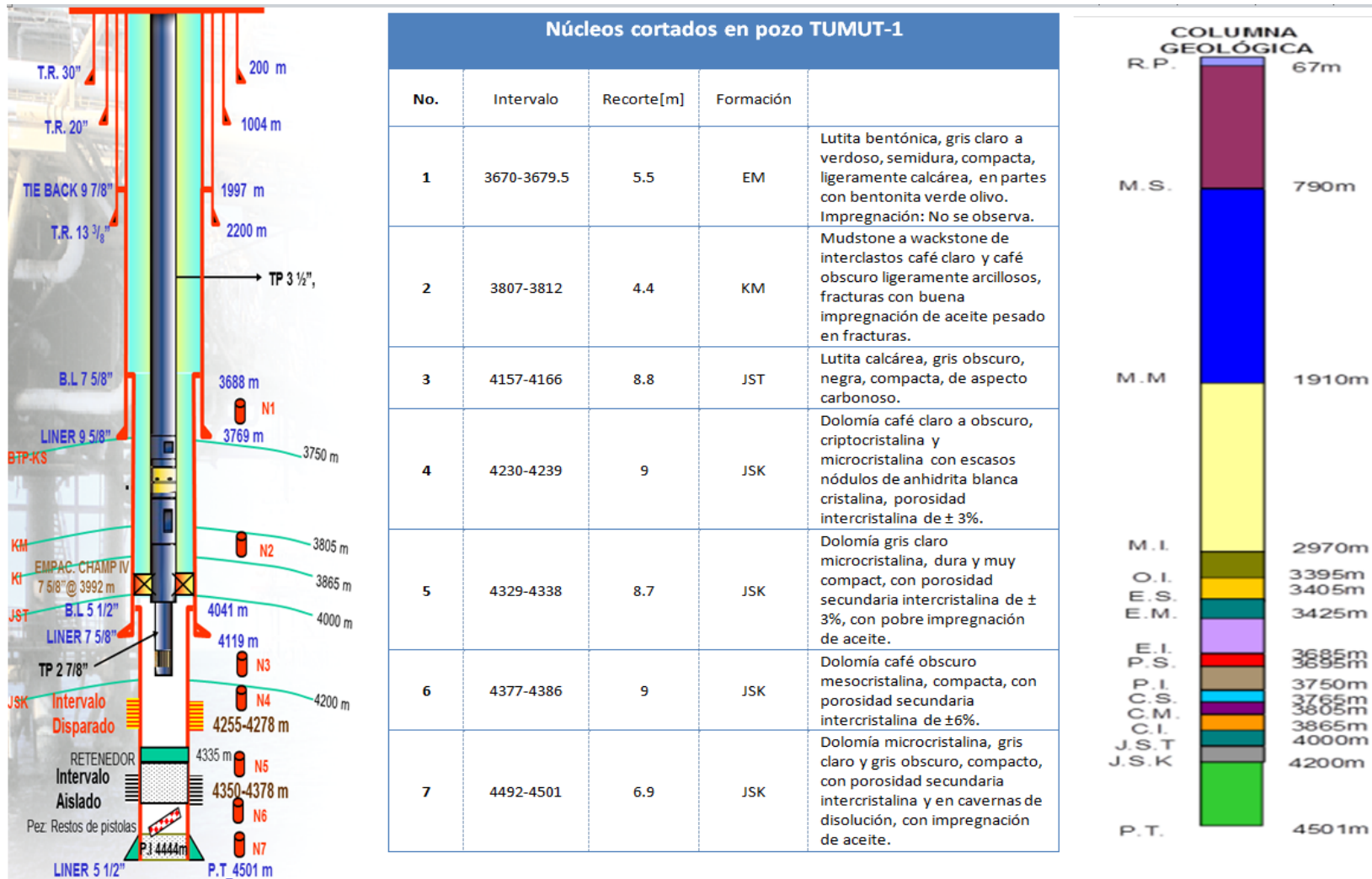


Figura 5. 19 Estado mecánico del pozo Tumut-1 e información de núcleos tomados durante su perforación.

Perforación: Del 5 de septiembre de 2003 al 12 de marzo de 2004.

Terminación: Del 13 de marzo de 2004

- **22-31/marzo/04:** Con aparejo DST y pistolas tcp 3 3/8", 17 (*cargas/m*), fase 60°, se disparó el intervalo 4350-4378 (*m*), produciendo aceite de 35°API y $P_{TP} = 148$ (kg/cm^2) al quemador por 1 1/8". El pozo se cerró con 309 (kg/cm^2). Tomó decremento por 1" con aforo y curva de incremento
- **01-09/abril/04:** Se estimuló el pozo con 8 (m^3), de osa + 30 (m^3), de mod-101 al 10% de paragon. Fluyó pozo por 1, 3/4 y 1/2" con aforo simultáneo y curva de incremento, con u.l.a. recupera muestras pvt a 4364(*m*).
- **10-23/abril/04:** Regresó fluidos a formación con lodo cálcico 1.66, eliminó aparejo DST y ancló retenedor a 4332.7(*m*). Se colocó txc con 1.65(m^3), de lechada de cemento y rebajó a 4302(*m*).
- **24/abr-07/mayo/04:** Metió aparejo de prueba 2 7/8" - 3 1/2" con pistolas recuperables 3 3/8", 17 (*cargas/m*), fase 60° y disparó intervalo 4255 - 4278(*m*), observando $P_{TP} = 183$ (kg/cm^2), se abrió al quemador abatiéndose. Con tubería flexible se indujo el pozo con 12800(m^3) de N_2 , desalojando 89.4% de agua, aceite y gas. Se cerró el pozo por malas condiciones climatológicas, estimuló pozo con 21 (m^3) de HCl al 15% y se indujo con tubería flexible y N_2 .
- **08-14/mayo/04:** Se abrió el pozo al quemador por 3/4", con aforo simultáneo, se cerró el pozo para curva de incrementó y aforó por 1/2" y 1/4" con ula y muestreros leutert, recuperó muestras PVT a 4250 (*m*).

Prueba Drill Stem Testing.

Se realizó al pozo Tumut-1 una prueba Drill Stem Testing (DST) con el objetivo de determinar parámetros del yacimiento y estimar un radio de investigación, el cual nos servirá para el cálculo de volumen original de hidrocarburos asociado a ese radio de investigación.

TABLA 12 Datos de producción que arrojó la prueba Drill Stem Testing antes y después de hacer una estimulación al pozo Tumut-1.

Intervalo 4350-4378 (m)								
Fecha	Estr. (pg)	Q_L (bpd)	Q_o (bpd)	RGA (m ³ /m ³)	P_{TP} (Kg/cm ²)	T_{sup} (°C)	P_{wf} (Kg/cm ²)	ΔP (Kg/cm ²)
Antes de estimular								
30-mar-04	Cerrado						573.3	
29-mar-04	1	3401	3401	182	33.9	66	244.1	329.9
Después de estimular								
01-abr-04	Cerrado						572.7	
02-abr-04	1	5882	5882	175	61.1	83	388	184.7
03-abr-04	0.75	4806	4806	174	88.6	80	401.5	171.2
04-abr-04	0.5	3474	3474	165	136	75	438.8	133.9
07-abr-04	1	5193	5193	173	53.5	80	362	210.7

En la tabla 12 podemos ver la comparación de parámetros de producción del intervalo 4350-4378 (m) antes y después de ser estimulado.

En las figura 5.20 Se puede apreciar gráficamente la variación de la presión y del gasto después de realizar la estimulación al intervalo.

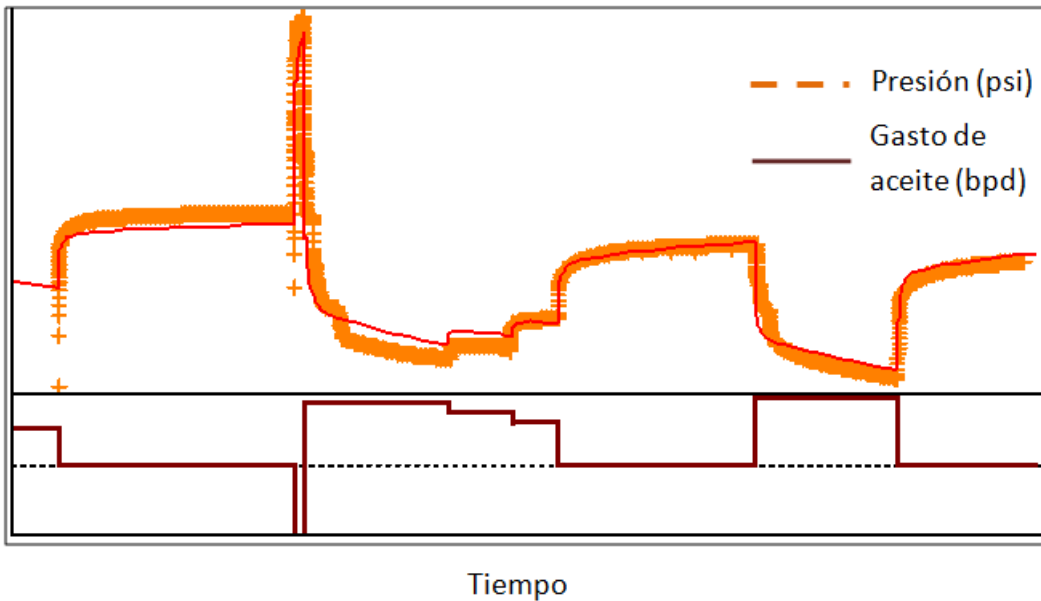


Figura 5. 20 Gráfica de presión vs tiempo de la prueba DST en intervalo 4350-4378 (m).

Intervalo 4255-4278 (m). En la tabla 13. Mostramos la variación de los parámetros de producción cuando se hicieron cambios de estrangulador para este intervalo.

TABLA 13 Datos de producción que arrojó la prueba Drill Stem Test para el intervalo 4255-4278 (m).

Intervalo 4255-4278 (m)								
Fecha	Estr. (pg)	Q _L (bpd)	Q _o (bpd)	RGA (m ³ /m ³)	P _{TP} (Kg/cm ²)	T _{sup} (°C)	P _{wf} (Kg/cm ²)	ΔP (Kg/cm ²)
12-may-04	Cerrado						556.3	
08-may-04	1	4292	4292	218	84.5	78	500.1	56.2
10-may-04	0.50	3457	3457	198	134.8	74	399.3	157
11-may-04	0.25	1425	1425	202	246.7	63	345.1	211.1

En la imagen 5.21 se presenta gráficamente las aperturas y cierres del pozo con los diferentes diámetros de estrangulador para el intervalo 4255-4278 (m).

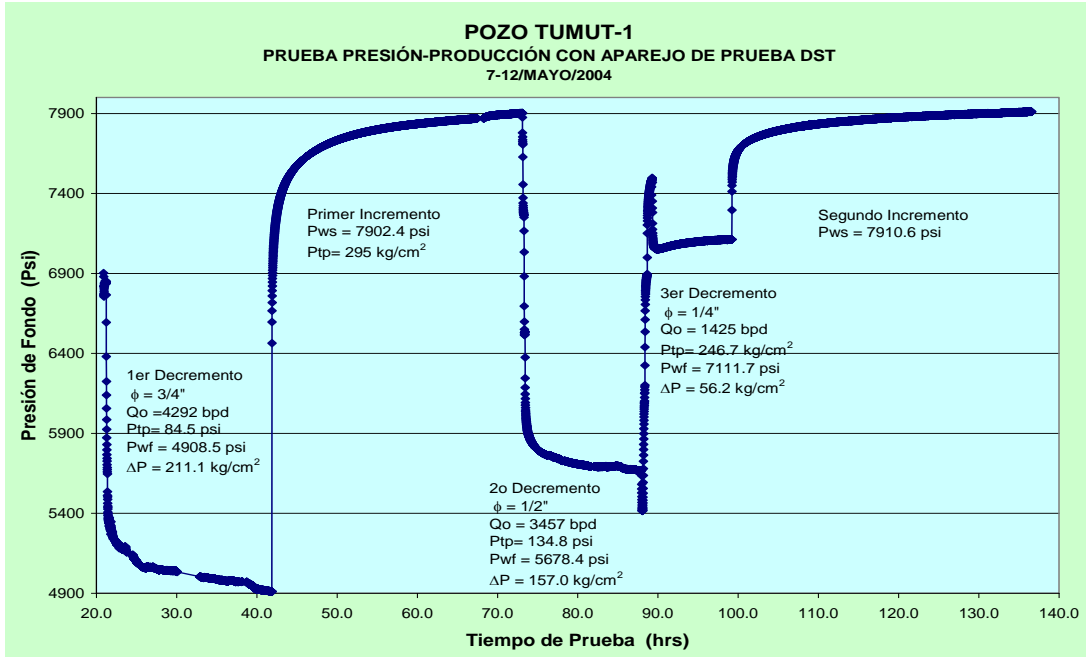


Figura 5. 21 Gráfica de presión vs tiempo resultante de la prueba DST realizada al pozo Tumut-1, se pueden observar los diferentes incrementos a los que fue hecha la prueba.

De la prueba DST que se realizó al pozo Tumut-1 se obtienen los parámetros que se presentan en la tabla 14.

TABLA 14 Datos resultantes del análisis de la prueba Drill Stem Testing.

Resultados de la prueba Drill Stem Testing	
Efectos en el pozo	Daño y almacenamiento
Daño	6.29
Presión inicial	8348 (psi)
k.h	596 (md.ft)
Radio de investigación	733.3575 (ft)
Gasto inicial	3400 (bpd)
Declinación	21 (%)

Análisis nodal Pozo Tumut-1.

Para cada intervalo del pozo Tumut-1, se realizó un análisis nodal y se determinó el diámetro óptimo de estrangulador.

Intervalo 4350-4378 (m).

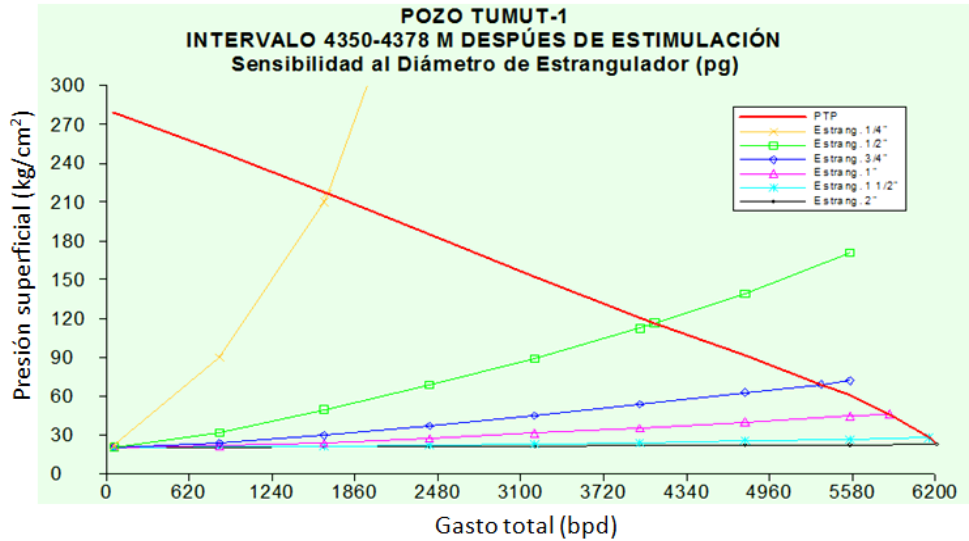


Figura 5. 22 Curva de IPR del pozo Tumut-1 con curvas de capacidad de transporte considerando diferentes diámetros para el intervalo de 4350-4378 (m).

Diámetro óptimo de estrangulador

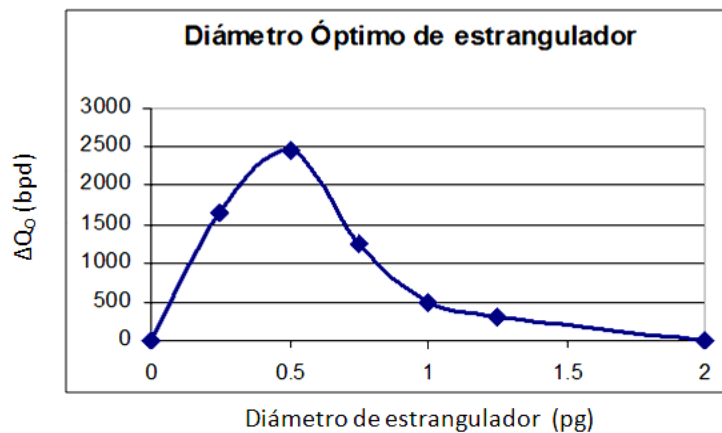


Figura 5. 23 Determinación del diámetro óptimo del estrangulador para el intervalo 4350-4378 (m).

Intervalo 4255-4378 (m).

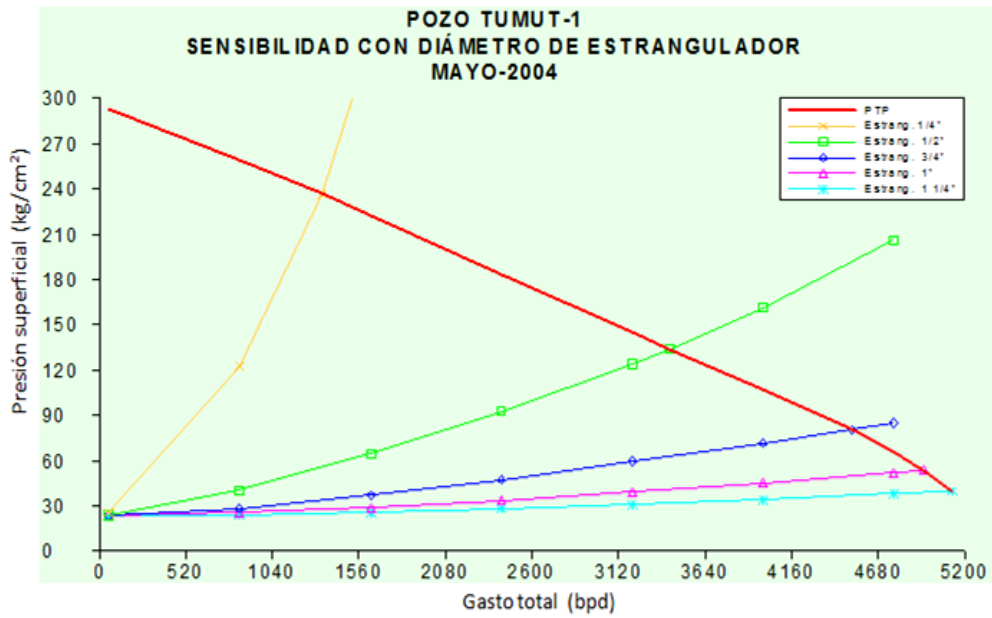


Figura 5. 24 Curva de IPR del pozo Tumut-1 con curvas de capacidad de transporte considerando diferentes diámetros para el intervalo de 4350-4378 (m).

Diámetro óptimo de estrangulador

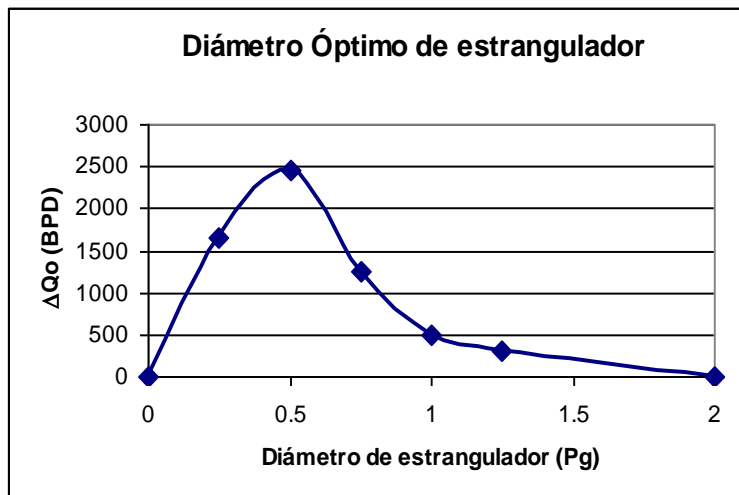


Figura 5. 25 Determinación del diámetro óptimo del estrangulador para el intervalo 4255-4378 (m).

De acuerdo con los aforos obtenidos y con base en el análisis nodal de cada uno de los intervalos probados, se observa una correlación de la capacidad de aportación de la formación Jurásico Superior Kimmerigiano en el pozo, teniéndose una capacidad promedio de 3400 (bpd) por estrangulador de 1/2".

Estimación de la rentabilidad del pozo Tumut-1 empleando la aplicación.

Con la información que tenemos del pozo Tumut-1 procedemos al cálculo de los indicadores económicos utilizando la aplicación de Visual Basic.

1. El primer paso es la selección de la Región, Activo y Campo al que corresponde el pozo Tumut-1.

The screenshot shows a software application window with a menu bar at the top containing: Inicio, Regiones, Vo. Caracterización estática, Vo. Prueba de presión-producción, Pronóstico de producción, Tablas de producción, Gráficas de la declinación, Indicadores económicos, Evaluac. The main interface is divided into several sections:

- Regiones petroleras de México:** A sidebar with radio buttons for Norte, Sur, Marina Suroeste (selected), and Marina noreste.
- Activos:** A dropdown menu showing 'Abkatún-Pol-Chuc'.
- Campos:** A dropdown menu showing 'Tumut'.
- Variables por producción (pesos/bpce):** A table with input fields for:

Compras de gas	0
Compras interorg.	2.106
N2, químicos y transporte	0.005
Mantenimiento	25.317
Mano de obra	7.635
Total	35.063
- Variables por pozo (MMpesos/pozo):** A table with input fields for:

Materiales	0.097
Servicios generales	3.924
Servicios cooperativo	5.576
Total	9.597
- Parámetros y precios:** A table with input fields for:

BOE	4785.16
Encogimiento	18.4 (%)
Relación condensado-gas	18.52 (bl/MMpc)
Precio del condensado	918.1559999 (pesos/bl)
Precio del aceite	786.9908571 (pesos/bl)
Precio del gas	161.9446932 (pesos/bl)

Figura 5. 26 Selección de la Región, Activo y Campo al que corresponde el pozo Tumut-1.

2. Cálculo del volumen original de aceite con datos de caracterización estática.

Volumen original a partir de un área de drenaje

Datos

Área estimada	<input type="text" value="1497"/>	(acres)
Espesor	<input type="text" value="518"/>	(ft)
Porosidad promedio	<input type="text" value="0.06"/>	(fracción)
Saturación de agua	<input type="text" value=".15"/>	(fracción)
Factor de volumen de aceite	<input type="text" value="1.77"/>	(bl/STB)

Yacimiento de aceite

Volumen original (STB)

$$N=(7778) \frac{A * h * \phi * S_{oi}}{Boi} \text{ (STB)}$$

CALCULAR

Figura 5. 27 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización estática.

3. Cálculo de volumen de aceite a partir del radio de investigación de la prueba de incremento de presión en el pozo Tumut-1.

Volumen original a partir de un radio de investigación

Datos

Radio de investigación	<input type="text" value="733.3575"/>	(ft)
Espesor	<input type="text" value="518.00"/>	(ft)
Porosidad	<input type="text" value="0.06"/>	(fracción)
Saturación de agua	<input type="text" value="0.15"/>	(fracción)
Factor de volumen de aceite	<input type="text" value="1.77"/>	(bl/STB)

Yacimiento de aceite

Volumen original (STB)

$$N = (7778) \frac{A * h * \phi * S_{oi}}{Boi} \text{ (STB)}$$

CALCULAR

Figura 5. 28 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización dinámica.

4. Pronóstico de producción a partir del gasto óptimo calculado.

Figura 5. 29 Pronóstico de producción y factores de recuperación estimados para el pozo Tumut-1.

5. Tablas del pronóstico de producción del pozo Tumut-1.

Inicio	Regiones	Vo. Caracterización estática	Vo. Prueba de presión-producción	Pronóstico de producción	Tablas de producción	Gráficas de la declinación	Indicadores económicos	Evaluac.
Mei	Producción de aceite $\text{m}^3(\text{bpd})$	Producción de gas (MMft ³ /día)	Producción de condensado $\text{m}^3(\text{bpd})$	Volumen de aceite $\text{m}^3(\text{b})$	Volumen de gas asociado $\text{m}^3(\text{MMft}^3)$			
1	3,400.00	3.818	70.71	102,000.00	114.538			
2	3,400.00	3.818	70.71	102,000.00	114.538			
3	3,333.86	3.744	69.33	100,015.91	112.310			
4	3,269.01	3.671	67.98	98,070.42	110.125			
5	3,205.43	3.599	66.66	96,162.77	107.983			
6	3,143.07	3.529	65.36	94,292.23	105.882			
7	3,081.94	3.461	64.09	92,458.07	103.823			
8	3,021.99	3.393	62.85	90,659.59	101.803			
9	2,963.20	3.327	61.62	88,896.09	99.823			
10	2,905.56	3.263	60.43	87,166.90	97.881			
11	2,849.04	3.199	59.25	85,471.35	95.977			
12	2,793.63	3.137	58.10	83,808.77	94.110			
13	2,739.28	3.076	56.97	82,178.54	92.280			
14	2,686.00	3.016	55.86	80,580.01	90.485			
15	2,633.75	2.957	54.77	79,012.58	88.725			
16	2,582.52	2.900	53.71	77,475.64	86.999			
17	2,532.29	2.844	52.66	75,968.60	85.307			
18	2,483.03	2.788	51.64	74,490.87	83.647			
19	2,434.73	2.734	50.63	73,041.89	82.020			
20	2,387.37	2.681	49.65	71,621.09	80.425			
21	2,340.93	2.629	48.68	70,227.93	78.860			
22	2,295.40	2.578	47.74	68,861.86	77.326			
23	2,250.75	2.527	46.81	67,522.37	75.822			
24	2,206.96	2.478	45.90	66,208.94	74.347			
25	2,164.04	2.430	45.00	64,921.05	72.901			
26	2,121.94	2.383	44.13	63,658.22	71.483			
27	2,080.67	2.336	43.27	62,419.95	70.093			
28	2,040.19	2.291	42.43	61,205.77	68.729			
29	2,000.51	2.246	41.60	60,015.20	67.392			
30	1,961.59	2.203	40.79	58,847.80	66.081			
31	1,923.44	2.160	40.00	57,703.10	64.796			
32	1,886.02	2.118	39.22	56,580.67	63.535			
33	1,849.34	2.077	38.46	55,480.07	62.300			
34	1,813.36	2.036	37.71	54,400.88	61.088			
35	1,778.09	1.997	36.98	53,342.68	59.899			

Figura 5. 30 Tablas de producción del pozo Tumut-1.

6. Gráficas de producción.

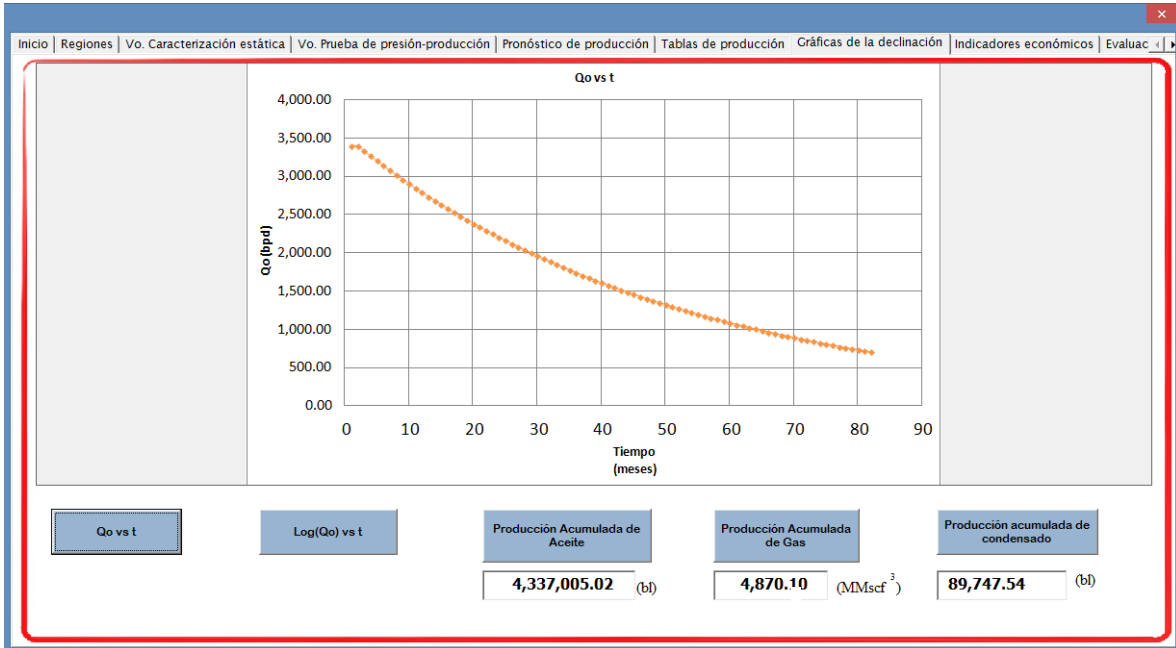


Figura 5. 31 Gráfica del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tumut-1.

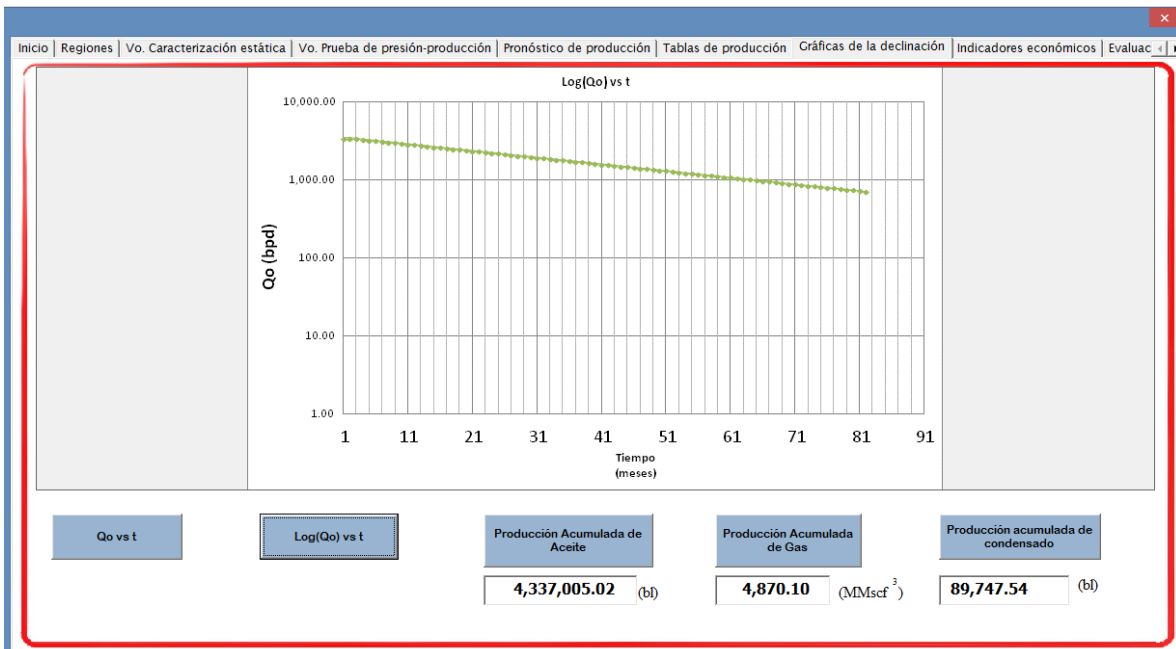


Figura 5. 32 Gráfica del logaritmo del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tumut-1, se puede observar el comportamiento exponencial de la declinación.

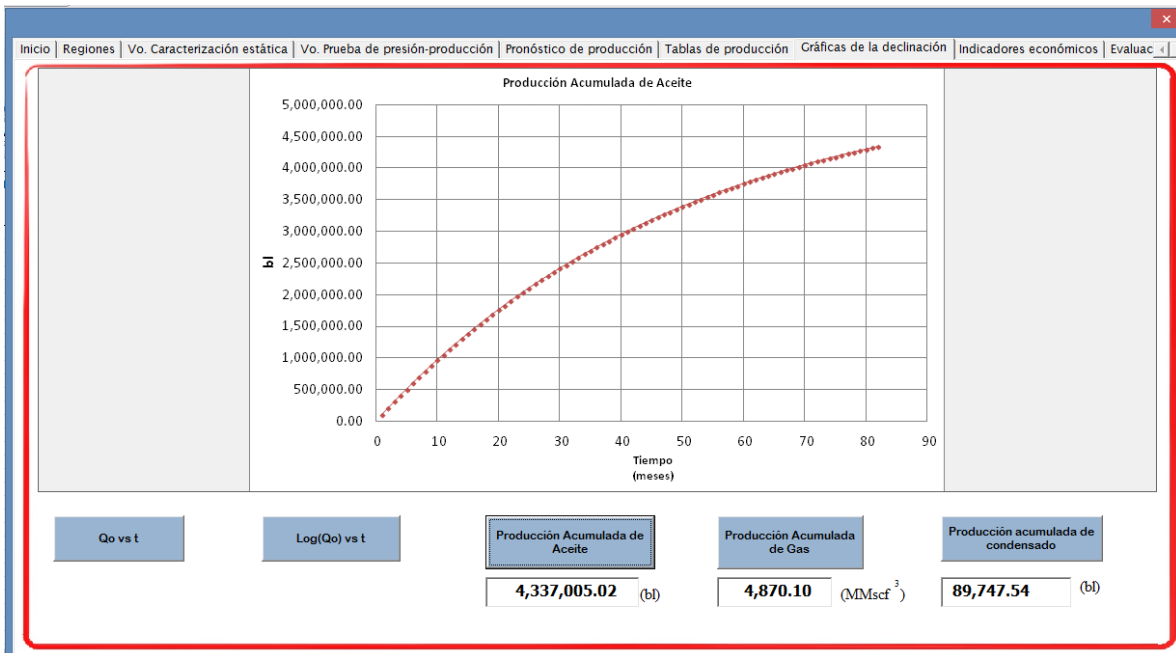


Figura 5. 33 Gráfica la producción acumulada de aceite del pozo Tumut-1.

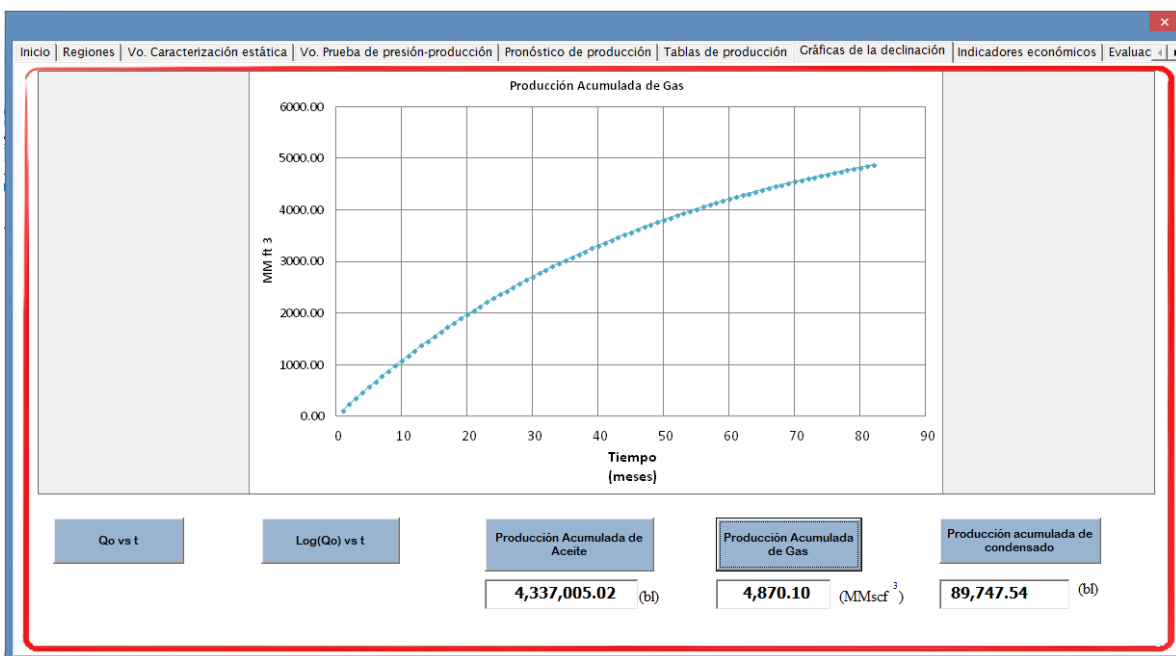


Figura 5. 34 Gráfica de la producción acumulada de gas asociado del pozo Tumut-1.

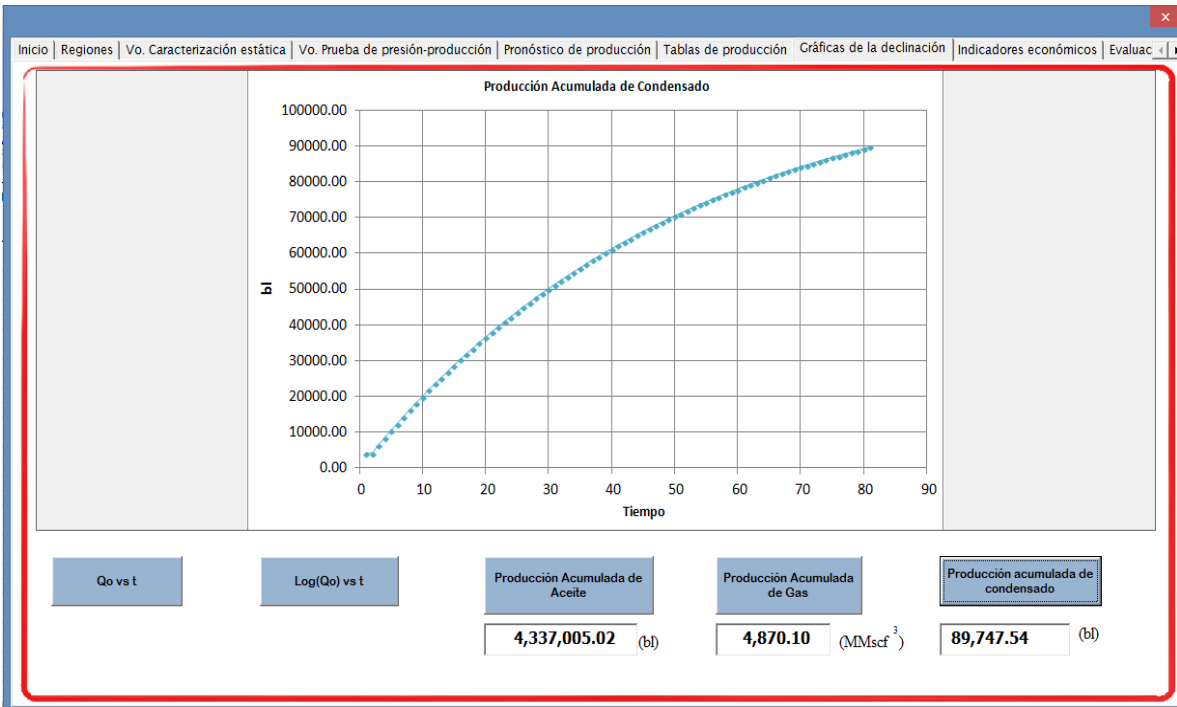


Figura 5. 35 Gráfica de la producción acumulada de condensado del pozo Tumut-1.

7. Indicadores económicos del pozo Tumut-1.

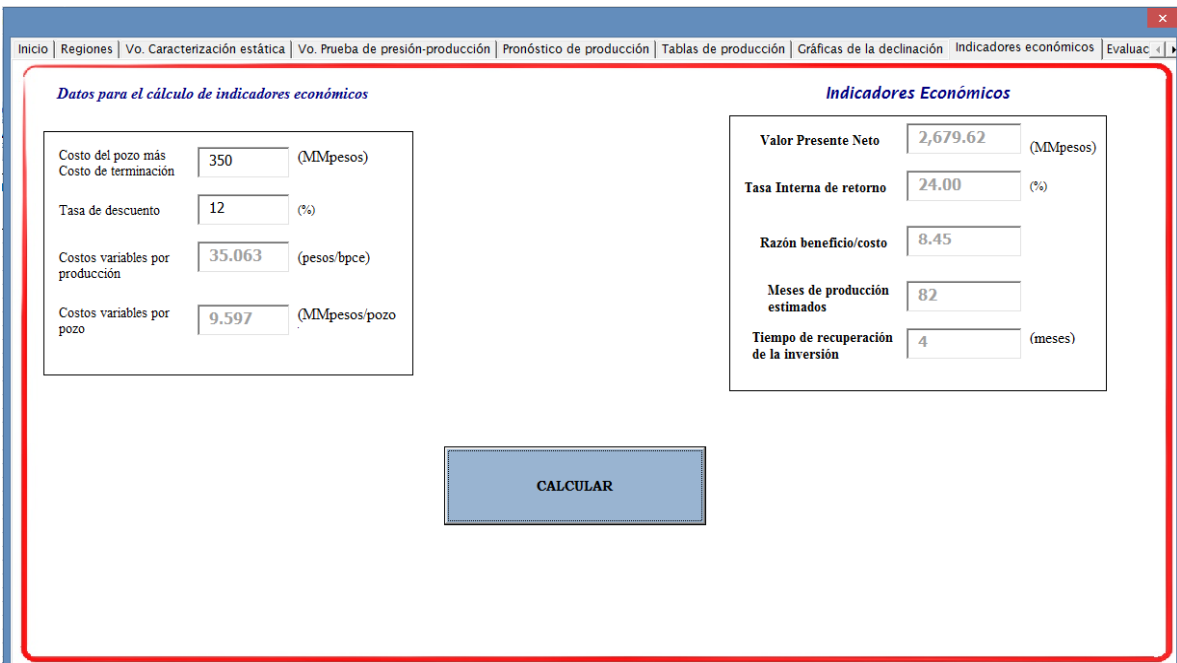


Figura 5. 36 Pestaña "indicadores Económicos", en ella se muestran los resultados de la evaluación económica del pozo Tumut-1.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO
EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

8. Tablas de la evaluación económica.

Producción acumulada de condeñ	Petróleo crudo equivalente % (bpc)	Ingresos mensuales por aceite %	Ingresos mensuales por gas % (p)	Ingresos mensuales por condeñ	Ingresos totales mensuales %
2150.70	105,587.18	\$81,387,980.06	\$15,806,399.82	\$1,974,678.14	\$99,169,058.01
4301.40	105,587.18	\$81,387,980.06	\$15,806,399.82	\$1,974,678.14	\$99,169,058.01
4301.40	103,533.32	\$79,804,834.27	\$15,498,936.29	\$1,936,267.02	\$97,240,037.57
6410.27	101,519.40	\$78,252,483.57	\$15,197,453.50	\$1,898,603.06	\$95,348,540.13
8478.11	99,544.66	\$76,730,328.94	\$14,901,835.10	\$1,861,671.75	\$93,493,835.79
10505.73	97,608.34	\$75,237,783.03	\$14,611,967.02	\$1,825,458.81	\$91,675,208.85
12493.91	95,709.68	\$73,774,269.87	\$14,327,737.40	\$1,789,950.28	\$89,891,957.55
14443.41	93,847.95	\$72,339,224.73	\$14,049,036.58	\$1,755,132.46	\$88,143,393.77
16355.00	92,022.43	\$70,932,093.86	\$13,775,757.00	\$1,720,991.91	\$86,428,842.76
18229.40	90,232.43	\$69,552,334.27	\$13,507,793.20	\$1,687,515.45	\$84,747,642.93
20067.34	88,477.24	\$68,199,413.54	\$13,245,041.80	\$1,654,690.17	\$83,099,145.52
21869.53	86,756.19	\$66,872,809.61	\$12,987,401.40	\$1,622,503.41	\$81,482,714.41
23636.66	85,068.63	\$65,572,010.56	\$12,734,772.57	\$1,590,942.73	\$79,891,725.86
25369.42	83,413.89	\$64,296,514.44	\$12,487,057.84	\$1,559,995.97	\$78,343,568.25
27068.47	81,791.33	\$63,045,829.07	\$12,244,161.61	\$1,529,651.19	\$76,819,641.86
28734.47	80,200.34	\$61,819,471.82	\$12,005,990.17	\$1,499,896.66	\$75,325,358.65
30368.07	78,640.30	\$60,616,969.48	\$11,772,451.59	\$1,470,720.91	\$73,860,141.98
31969.89	77,110.60	\$59,437,858.02	\$11,543,455.77	\$1,442,112.69	\$72,423,426.48
33540.55	75,610.66	\$58,281,682.44	\$11,318,914.34	\$1,414,060.95	\$71,014,657.73
35080.66	74,139.89	\$57,147,996.60	\$11,098,740.66	\$1,386,554.86	\$69,633,292.12
36590.82	72,697.73	\$56,036,363.04	\$10,882,849.75	\$1,359,583.82	\$68,278,796.61
38071.59	71,283.63	\$54,946,352.79	\$10,671,158.32	\$1,333,137.42	\$66,950,648.53
39523.56	69,897.03	\$53,877,545.24	\$10,463,584.68	\$1,307,205.44	\$65,648,335.37
40947.29	68,537.40	\$52,829,527.97	\$10,260,048.73	\$1,281,777.90	\$64,371,354.59
42343.33	67,204.23	\$51,801,896.55	\$10,060,471.92	\$1,256,844.96	\$63,119,213.44
43712.21	65,896.98	\$50,794,254.46	\$9,864,777.26	\$1,232,397.02	\$61,881,428.73
45054.46	64,615.16	\$49,806,212.86	\$9,672,889.21	\$1,208,424.63	\$60,687,526.70
46370.60	63,358.28	\$48,837,390.48	\$9,484,733.74	\$1,184,918.55	\$59,507,042.77
47661.15	62,125.84	\$47,887,413.48	\$9,300,238.23	\$1,161,869.70	\$58,349,521.42
48926.58	60,917.38	\$46,955,915.28	\$9,119,331.51	\$1,139,269.20	\$57,214,515.99
50167.41	59,732.43	\$46,042,536.43	\$8,941,943.75	\$1,117,108.32	\$56,101,588.50
51384.09	58,570.52	\$45,146,924.47	\$8,768,006.51	\$1,095,378.51	\$55,000,309.50
52577.11	57,431.22	\$44,268,733.82	\$8,597,452.67	\$1,074,071.39	\$53,940,257.87
53746.93	56,314.08	\$43,407,625.59	\$8,430,216.41	\$1,053,178.73	\$52,891,020.72
54893.99	55,218.66	\$42,563,267.49	\$8,266,233.21	\$1,032,692.46	\$51,862,193.16

Figura 5. 37 Tablas de la evaluación económica del pozo Tumut-1.

9. Gráfica del valor presente neto.

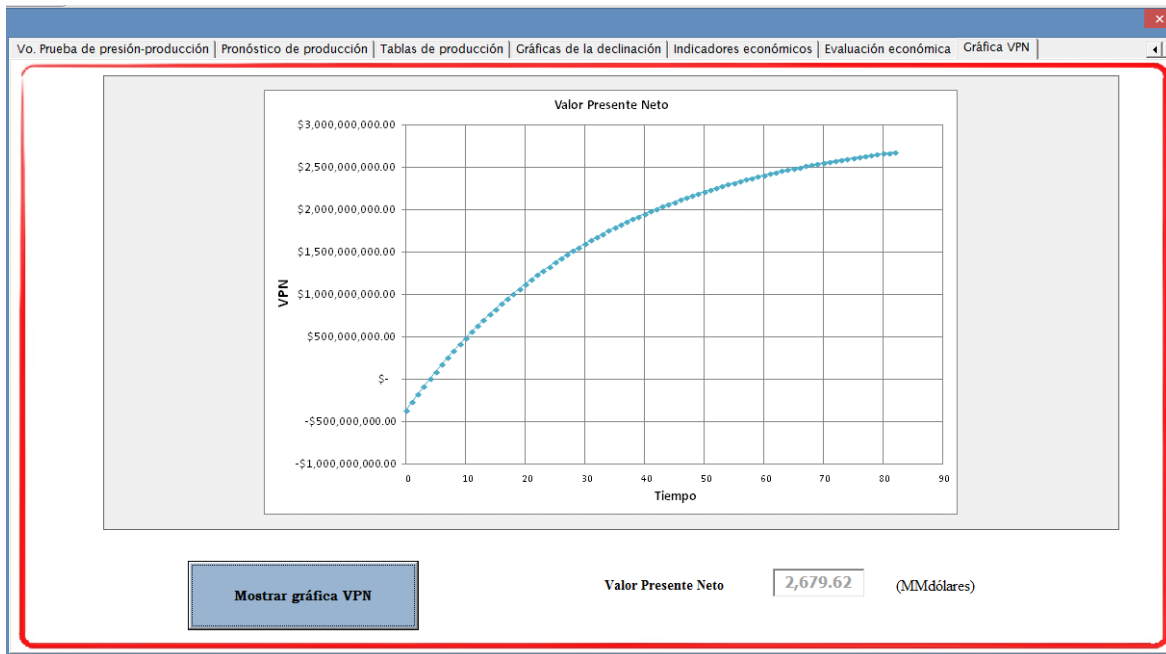


Figura 5. 38 Gráfica del valor presente neto (VPN) en función del tiempo.

Análisis de los resultados obtenidos de la evaluación económica al pozo Tumut-1.

Volúmenes originales

En esta sección del trabajo analizamos los resultados obtenidos de la evaluación económica del pozo exploratorio Tumut-1 a partir de los datos que ingresamos a la aplicación que creamos en el lenguaje Visual Basic.

Los primeros resultados que presentamos son volúmenes originales de hidrocarburos, uno de ellos calculado con datos de caracterización estática como el área del yacimiento y el segundo volumen calculado a partir de un radio de investigación, que en el caso del pozo Tumut-1 fue obtenido a partir de una prueba Drill Stem Testing.

TABLA 15 Volúmenes originales calculados para el caso del pozo Tumut-1.

Volumen	(STB)
Caracterización estática	173,786,648.81
Caracterización dinámica	4,502,866.81

Datos de producción.

Con la aplicación en Visual Basic hicimos un pronóstico de producción del pozo Tumut-1 que nos arrojó los siguientes resultados.

TABLA 16 Datos resultantes del pronóstico de producción del pozo Tumut-1.

Producción acumulada de aceite	4,337,005.02 (bl)
Producción acumulada de gas	4,870.10 (MMscf)
Producción acumulada de condensado	89,747,54 (bl)
Factor de recuperación de la caracterización estática	2.51 (%)
Factor de recuperación de la caracterización dinámica (prueba DST)	96.78 (%)
Factor de recuperación "ideal" = Vo. Prueba DST/Vo. caracterización estática	2.59 (%)

Con la producción acumulada de aceite y con los volúmenes originales calculados, pudimos determinar los factores de recuperación que aparecen en la Tabla 13.

El factor de recuperación de la caracterización dinámica (prueba DST) como se puede observar es muy alto, la justificación de su elevado valor es que durante la realización de la prueba no se pudo encontrar un límite del yacimiento; de manera que sólo se tuvo un radio de investigación a ese tiempo determinado con él calculamos un volumen original que comparado con la producción acumulada del pronóstico de producción es muy semejante en su magnitud.

Se obtuvo una producción acumulada de gas que es producto de la relación gas-aceite del fluido del yacimiento la cual fue proyectada con el tiempo de producción del pozo. La producción acumulada de condensado se obtiene con la relación condensado-gas.

Resultados de la evaluación económica del pozo Tumut-1.

Con los datos ingresados a la aplicación pudimos obtener los indicadores económicos que se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 17 Parámetros resultantes de la evaluación económica del pozo Tumut-1.

Indicadores económicos	
Valor presente neto	2679.62 [MMpesos]
Tasa interna de retorno	24 [%]
Razón beneficio costo	8.45
Meses de producción estimados	82
Tiempo de recuperación de la inversión	4 [meses]

Observando los indicadores económicos obtenidos y siguiendo los criterios de rentabilidad para cada uno de ellos, podemos llegar a las siguientes conclusiones:

1. El valor presente neto dio como resultado 2679.62 [MMpesos], el criterio de rentabilidad de éste parámetro nos dice que para que el proyecto evaluado sea rentable el valor presente neto debe tener un valor positivo. En este caso nuestro VPN es mayor que cero. De entrada podemos decir que la perforación del pozo exploratorio Tamarhú-1 con las consideraciones hechas y con el pronóstico de producción es rentable.
2. El segundo parámetro a analizar es la tasa interna de retorno (TIR), el criterio de rentabilidad para éste parámetro indica que la TIR debe ser mayor que la tasa de interés. Para el proyecto el proyecto exploratorio de perforación de este pozo, se cumple este criterio. La interpretación que podemos darle a la TIR es que tenemos un margen de seguridad de inversión en caso de que el VPN pudiera ser afectado en el tiempo si existiera una variación en la tasa de descuento.
3. Tenemos una razón beneficio-costos de 8.45, lo que nos indica que por cada peso invertido, recuperaremos 8.45 pesos, esto nos da una idea también de que existe una alta rentabilidad en el proyecto.
4. El tiempo de producción del pozo resultado de su pronóstico es de 82 (meses).
5. La inversión se recupera en 4 (meses), un tiempo relativamente alto comparado con el tiempo de producción del pozo.

En conclusión; tomando en cuenta los indicadores económicos calculados con la aplicación, la perforación del pozo exploratorio Tumarhú-1 resulta rentable. Ahora bien, el factor de recuperación naturalmente es bajo, éste valor se irá incrementando con la perforación de otros pozos primero delimitadores y después de desarrollo.

En este trabajo no consideramos el factor riesgo, debido a que dimos por hecho que el pozo resultó productor con las pruebas de producción que se le realizaron.

El uso de la aplicación nos permitió agilizar el cálculo de los indicadores e integrar conceptos de diferentes áreas de la Ingeniería Petrolera.

5.2.2 Pozo Tamarhú-1.

El segundo pozo exploratorio que vamos a desarrollar en esta tesis para evaluar su potencial económico es el pozo Tamarhú-1. Ubicado en la Región Sur, en el activo Samaria-Luna.

El pozo Tamarhú-1 pertenece al proyecto “Evaluación del Potencial Julivá”, el cual se ubica en el sureste de la República Mexicana, en la porción central del estado de Tabasco, ocupando parte de los municipios de Centro, Centla, Nacajuca, Cunduacán y Jalpa de Méndez, en el extremo noreste de la región productora conocida como Chiapas-Tabasco. Limitando al norte con la línea costera del Golfo de México, al sur, oriente y poniente con los proyectos Simojovel, Macuspana y Comalcalco, respectivamente. Cubre un área de 2,526 (km²).

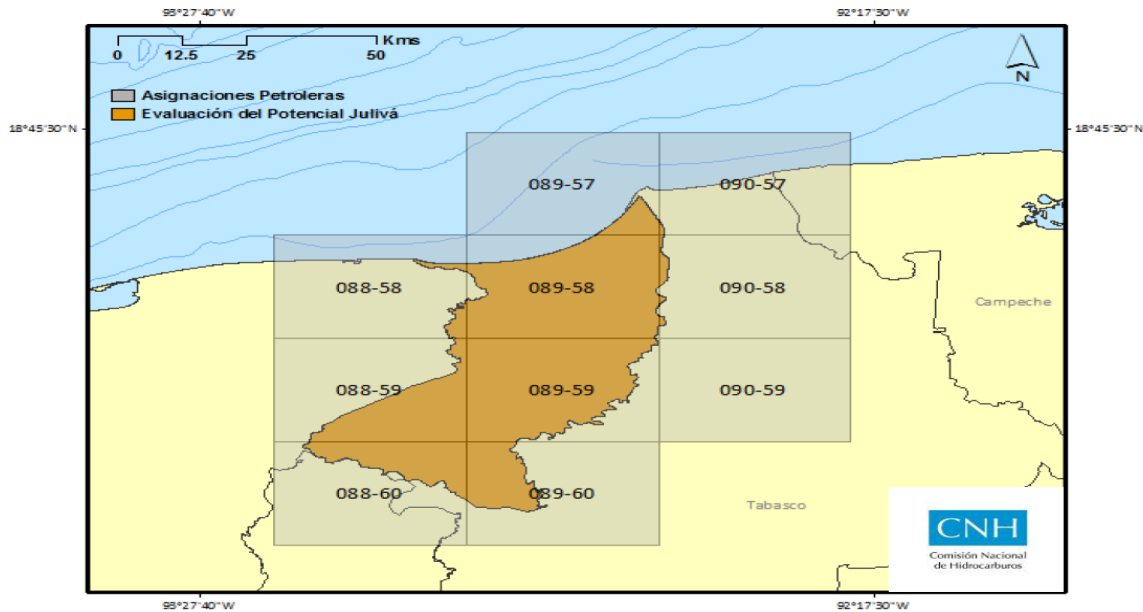


Figura 5. 39 Ubicación geográfica del proyecto “Evaluación del Potencial Julivá”.

Objetivo del proyecto.

Evaluar el potencial petrolero de los plays Mesozoicos y Terciarios, para definir las mejores áreas de interés que permitan el descubrimiento de reservas de hidrocarburos, con un volumen que varía de 431 (MMbpce) en el percentil 10 a 1,139 (MMbpce) en el

percentil 90; con un valor medio de 708 (MMbpce), en rocas carbonatadas del Mesozoico y sedimentos del Terciario.

Alcance

Contempla la perforación y terminación de 52 pozos exploratorios entre ellos el Tamarhú-1, la realización de 45 estudios geológicos y la adquisición de 245 (km²) de sísmica 3D.

El proyecto Julivá tiene un volumen prospectivo de 1,978 (MMbpce).

Modelo petrofísico del pozo Tamarhú-1

El modelo petrofísico del pozo Tamarhú-1 nos servirá para hacer el cálculo del volumen original de hidrocarburos asociado a un área del yacimiento. Para realizar este cálculo necesitamos valores de porosidad, saturación de agua, espesor de la formación; así como el área estimada del yacimiento y el factor de volumen, en este caso de aceite.

La siguiente imagen muestra registros petrofísicos del pozo que nos permitirán inferir los parámetros antes mencionados.

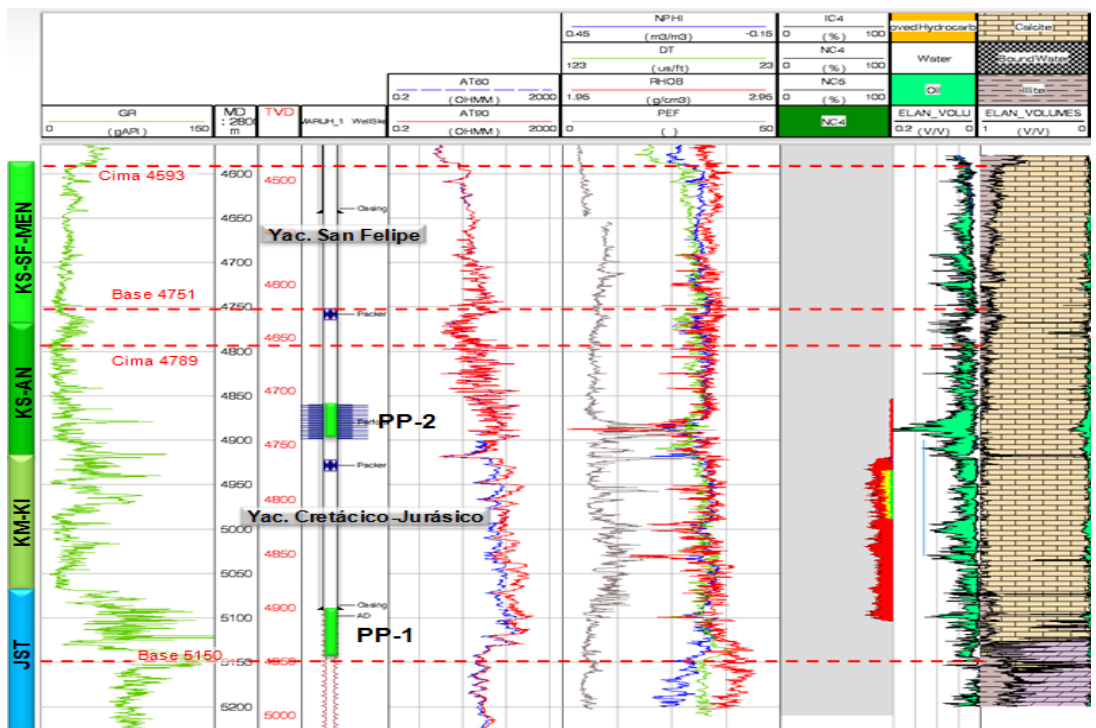


Figura 5. 40 Registros geofísicos del pozo exploratorio Tamarhú-1.

Del modelo petrofísico del pozo se tienen los siguientes valores:

$$S_w = 0.3$$

$$\phi = 0.05$$

$$h = 231 \text{ (m)}$$

Prueba de incremento de presión del pozo Tamarhú-1.

Se realizó una prueba de incremento de presión en el pozo Tamarhú-1 con el objetivo de encontrar características del yacimiento como:

- Permeabilidad y daño
- Radio de investigación y presión inicial del yacimiento

Los resultados de la prueba se muestran en las imágenes siguientes.

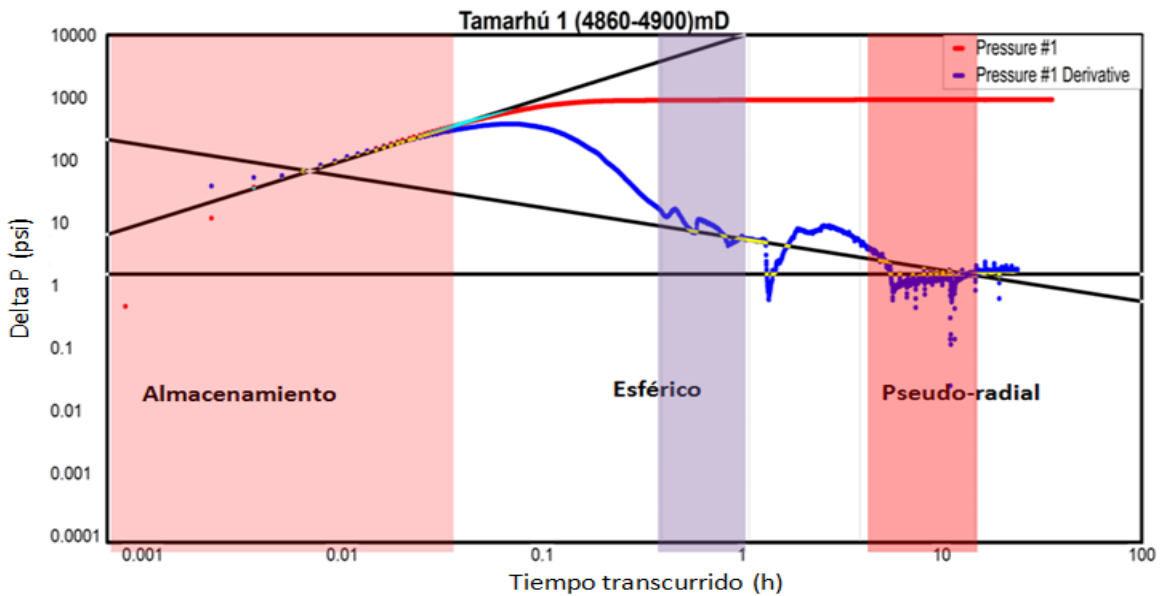


Figura 5. 41 Gráfica de presión vs tiempo resultante de la prueba de incremento de presión.

La imagen tal muestra el resultado de la prueba de incremento de presión que se realizó al pozo Tamarhú-1. En ella podemos observar el efecto de almacenamiento y los tipos de flujo que se presentaron durante su realización.

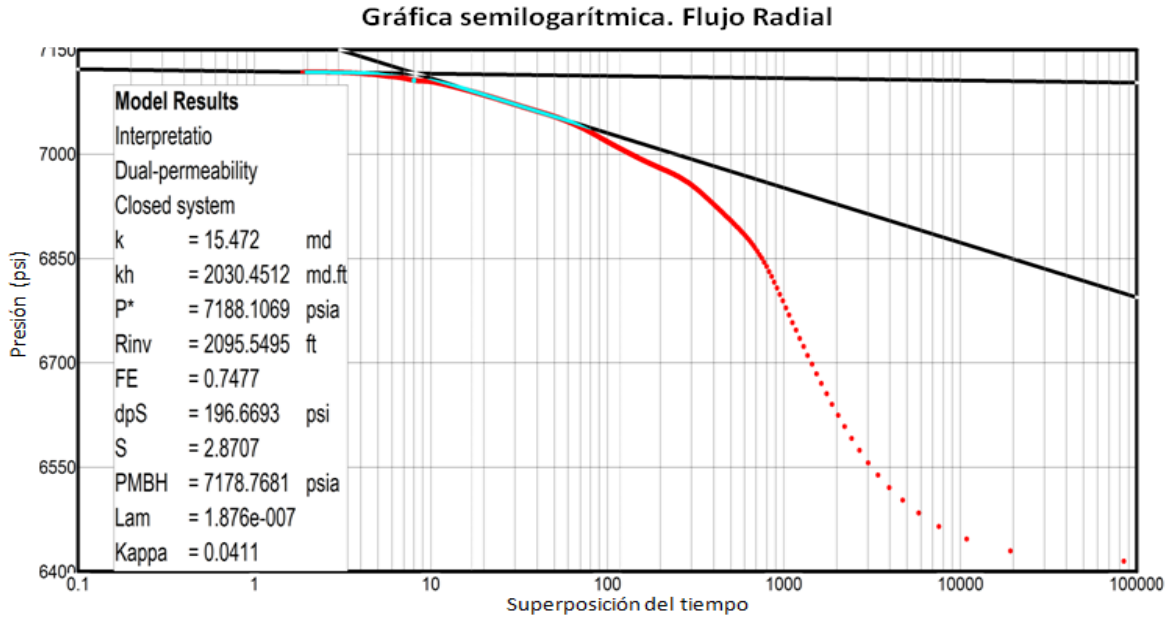


Figura 5. 42 Gráfica de presión vs log (tiempo) resultante de la prueba de incremento.

Resultados de la prueba de incremento de presión realizada al pozo Tamarhú-1.

TABLA 18 Datos resultantes del análisis de la prueba de incremento de presión realizada al pozo Tamarhú-1.

Resultados del modelo sin ajustar	
Doble permeabilidad	
Sistema cerrado	
k	14.5623 [md]
kh	1911.0596 [md*ft]
S	2.286
h _{top}	193 (ft)
h _p	106 (ft)
H	757.87 (ft)
P _i	7713 (psi)
A _{est}	1061.46 (acres)
RGA	97.6183 (m ³ /bl)
R _{inv}	2095.5495 (ft)

Ajuste de la prueba de incremento de presión

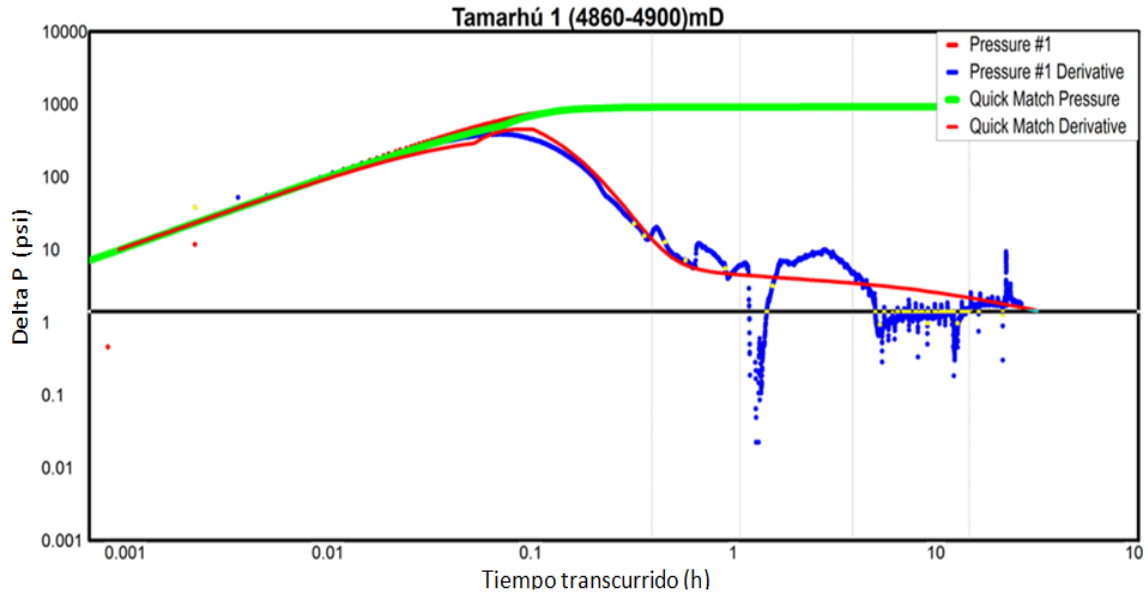


Figura 5. 43 Gráfica de incremento de la presión vs tiempo en la que se ajustó un modelo para su análisis.

Ajuste total de la prueba

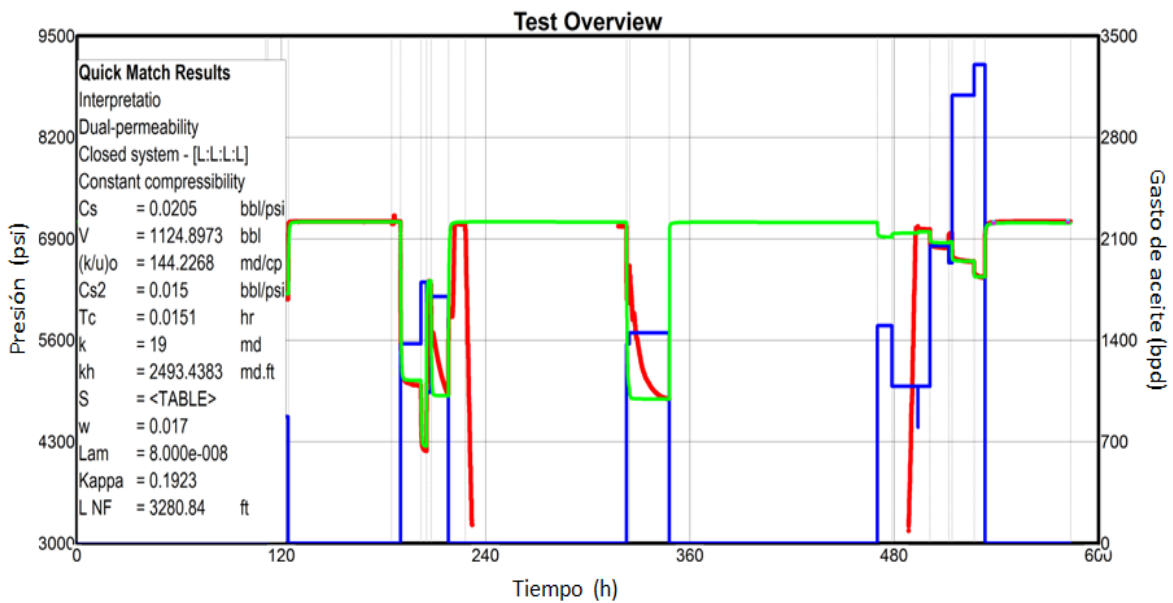


Figura 5. 44 Gráfica la presión vs tiempo en la que se ajustó un modelo para su análisis tomando en cuenta la prueba completa.

Análisis nodal del pozo Tamarhú-1.

Para poder realizar una evaluación económica del pozo exploratorio Tamarhú-1 que contemple su producción a lo largo del tiempo, es necesario hacer un pronóstico de producción del pozo. Para ello tomamos la declinación de un pozo análogo que nos permitirá proyectar el decaimiento del gasto inicial durante la vida productiva del Tamarhú-1. Como hemos mencionado anteriormente, por facilidad en cuanto a programación hemos considerado que el pozo tendrá una declinación exponencial.

De la prueba de producción se realizó un análisis nodal que arroja los resultados que muestra la siguiente imagen.

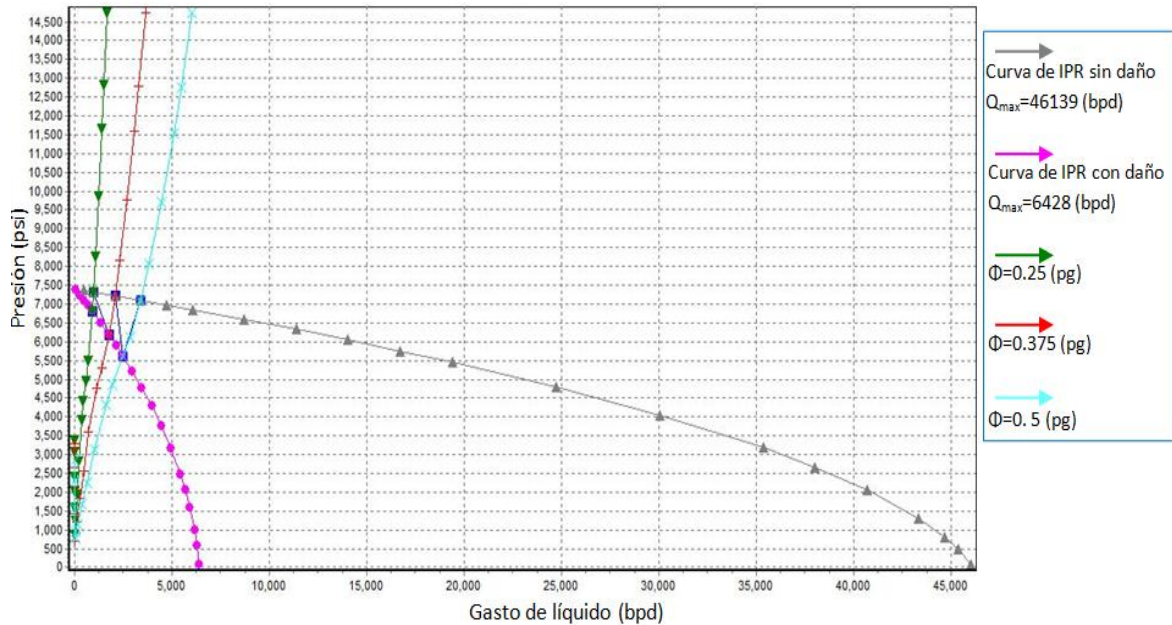


Figura 5. 45 Curva de IPR del pozo con curvas de capacidad de transporte para diferentes diámetros.

Para seleccionar un gasto inicial de la producción de aceite nos basamos en la Fig. 5.48, tomando como gasto inicial el de 1749.84 (bpd) el cual ingresaremos a la aplicación para poder llevar a cabo el pronóstico de producción del pozo Tamarhú-1.

Costo de la perforación y terminación del pozo Tamarhú-1.

En la siguiente imagen podemos ver algunos datos del pozo Tamarhú-1 al momento de su perforación.

Datos del Pozo
 Nombre: TAMARHU 1 * I.I.P.:
 Tipo: Clasificación:

Datos de la Intervención para el Escenario
 Intervención: PERFORACION Fecha Inicio: 13/12/2012
 Clase: EXPLORATORIO * UO Responsable: 211 - U. O. COMALCALCO
 Objetivo: ENCONTRAR ACUMULACIÓN COMERCIAL DE HIDROCARBUROS EN CALIZAS NATURALMENTE FRACTURADAS DEL JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO PRODUCTORAS EN LOS CAMPOS ANÁLOGOS
 Equipo: * Número: 335
 Compañía: PETROLEOS MEXICANOS

Objetivo más Profundo
 Formación: JURASICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO Prof. Vertical: 6,014.0 m.
 Edad Geológica: Prof. Desarrollada: 6,014.0 m.
 Tipo de Aparejo Propuesto: Condición del Pozo:

Datos Escenario
 Nombre: ORIGINAL
 Versión: 2
 Fecha de Elaboración: 28/11/2011
 Estado: AUTORIZADO POR CLIENTE
 Descripción: COSTEO CLASE 3 POT-1 2012
 Tipo de Cambio: \$ 13.1

Trinomio Presupuestal
 Ele. PEP:
 Fondo:
 C. Gestor:

Figura 5. 46 Ficha técnica del pozo Tamarhú-1.

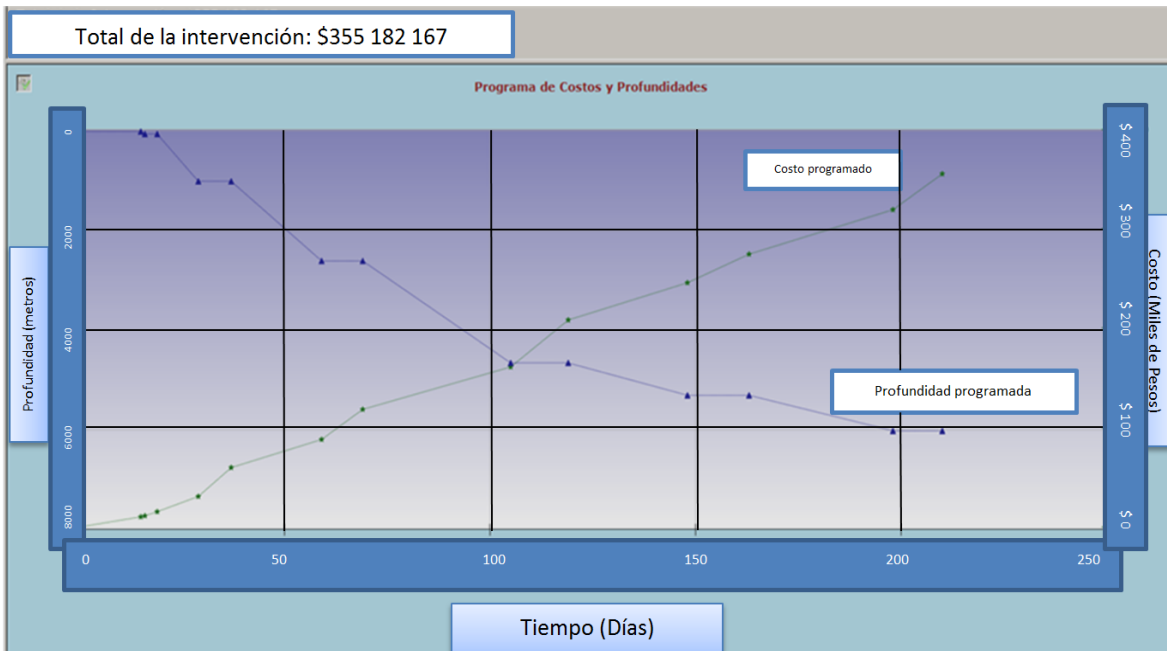


Figura 5. 47 Programa de costos y profundidades en función del tiempo de perforación, se indica el total del costo de perforación.

Pozo análogo Escuintle-1.

Debido a que el pozo pertenece a un proyecto exploratorio y no existe información suficiente para poder llevar a cabo algunos cálculos como el pronóstico de producción y tampoco se tiene con certeza un área del yacimiento, se toma como recurso la información de un pozo análogo; éste pozo análogo comparte ciertas características petrofísicas y de propiedades de hidrocarburos que nos resultarán útiles en los cálculos que necesitamos para poder llevar a cabo la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.

El pozo análogo que nos servirá de apoyo en este trabajo es el pozo Escuintle-1.

Del pozo Escuintle-1 tenemos información de su historial de producción que se muestra en la imagen.

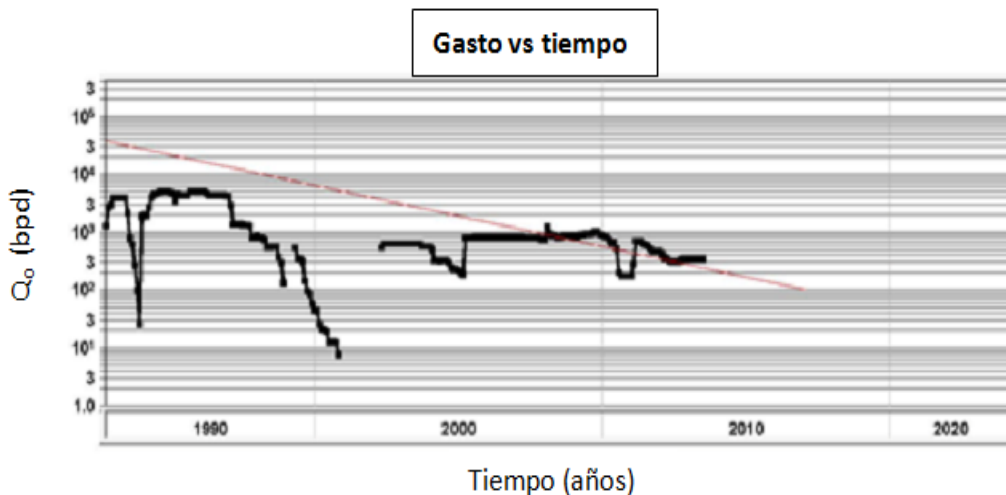


Figura 5. 48 Historial de producción del pozo análogo Escuintle-1.

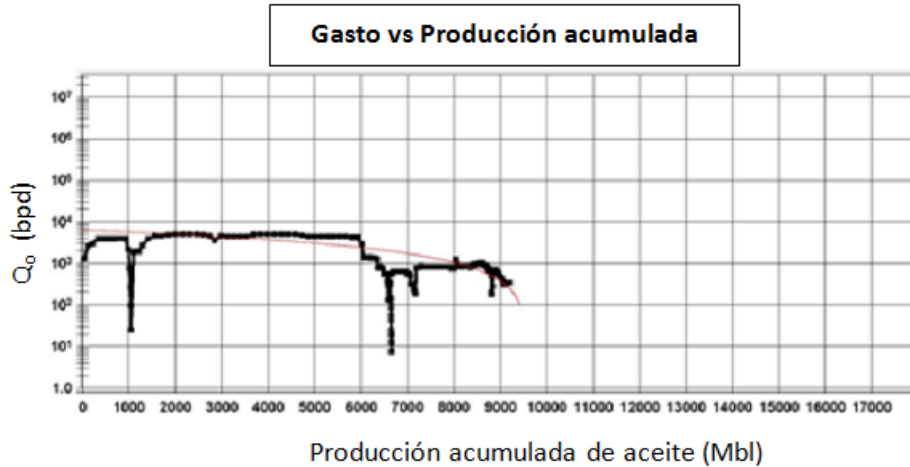


Figura 5. 49 Gráfica de la producción acumulada del pozo análogo Escuintle-1.

Del análisis del historial de producción del pozo Escuintle-1 se obtuvieron los siguientes parámetros.

TABLA 19 Datos de producción del pozo análogo “Escuintle-1”.

Declinación Exponencial	
Porcentaje de declinación	21.6 (%)
Gasto inicial q_i	235 (bpd)
Gasto final q_f	100 (bpd)
Producción acumulada N_p	9210.5 (Mbls)
Factor de recuperación F.R.	20 (%)

Con los datos que tenemos de la prueba de incremento de presión del pozo Tamarhú-1 y con la información del pozo análogo Escuintle-1 podemos iniciar el cálculo de los indicadores económicos utilizando la aplicación que hemos creado en Visual Basic.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO
EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

1. Selección de la Región, Activo y Campo en la pestaña “Regiones”.

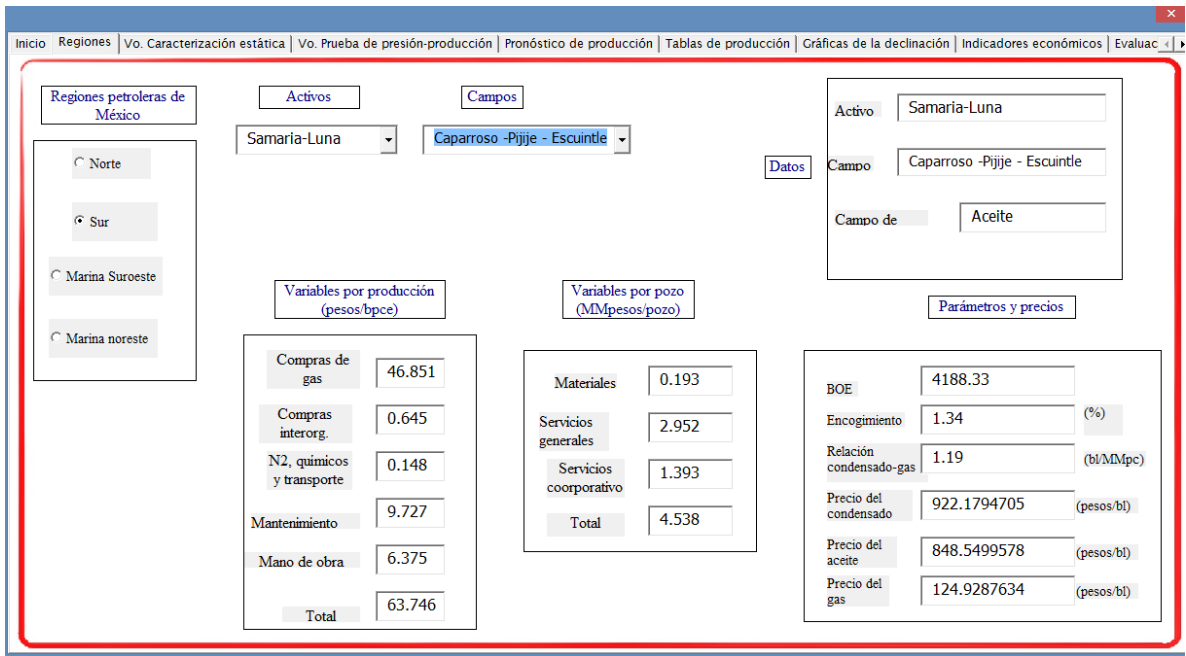


Figura 5. 50 Selección de la Región, Activo y Campo al que corresponde el pozo Tamarhú-1.

2. Cálculo del volumen original de aceite con datos de caracterización estática.

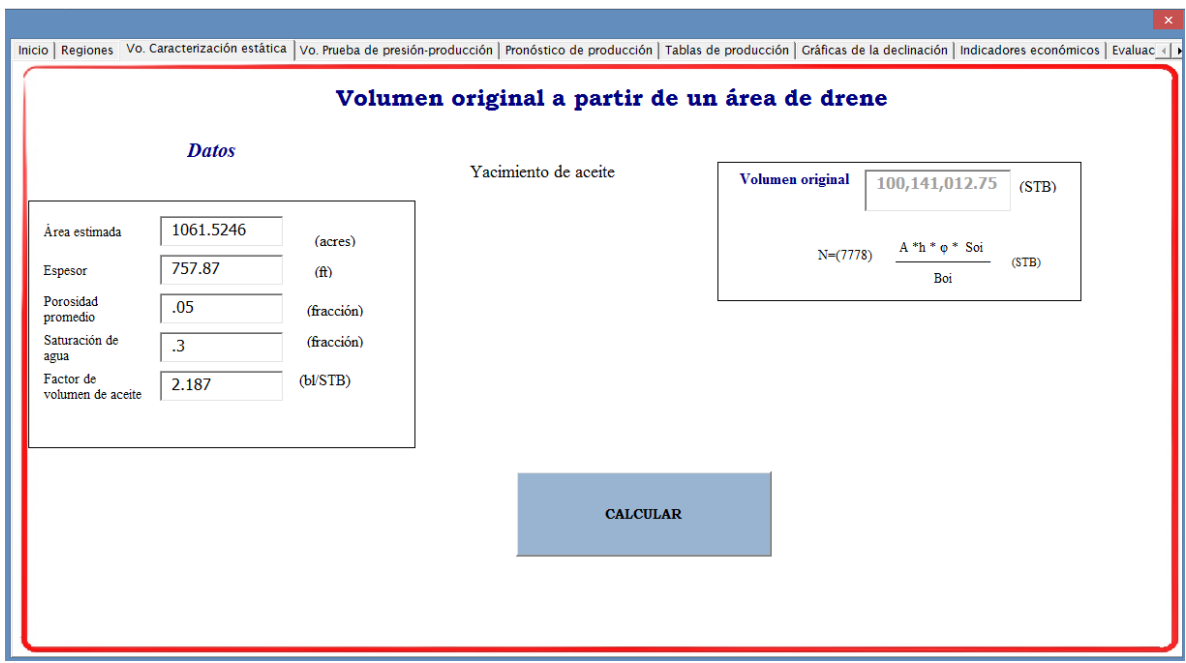


Figura 5. 51 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización estática.

3. Cálculo de volumen de aceite a partir del radio de investigación de la prueba de incremento de presión en el pozo Tamarhú-1.

Volumen original a partir de un radio de investigación

Datos

Radio de investigación	2095.5495 (ft)
Espesor	757.87 (ft)
Porosidad	0.05 (fracción)
Saturación de agua	0.30 (fracción)
Factor de volumen de aceite	2.19 (bl/STB)

Yacimiento de aceite

Volumen original	29,836,333.26 (STB)
$N = (7778) \frac{A * h * \phi * S_{oi}}{B_{oi}} \text{ (STB)}$	

CALCULAR

Figura 5. 52 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización dinámica.

4. Pronóstico de producción a partir del gasto óptimo que es el gasto inicial y de los datos del pozo análogo Escuintle-1.

Datos para el pronóstico de producción

Gasto inicial	1749.84 (bpd)
Declinación nominal anual (pozo análogo)	.216 (fracción)
Meses de producción constante	5
Gasto técnico de abandono	100 (bpd)
RGA	3447.36 (ft 3/b)

Factores de recuperación

Factor de recuperación de caracterización estática	2.71 (%)
Factor de recuperación de la prueba	9.11 (%)
Factor de recuperación estimado= Vo. Prueba de presión producción / Vo. Caracterización estática	29.79 (%)

CALCULAR

Nota: Se considera una declinación exponencial.

Figura 5. 53 Pronóstico de producción y factores de recuperación estimados para el pozo Tamarhú-1.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO
 EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

5. Tablas del pronóstico de producción del pozo Tamarhú-1.

Mej	Producción de aceite Q_o (bpd)	Producción de gas (MMR ³ /día)	Producción de condensado Q_c (bpd)	Volumen de aceite V_o (bl)	Volumen de gas asociado V_g (MMR ³)
1	1,749.84	6.032	7.18	52,495.20	180.970
2	1,749.84	6.032	7.18	52,495.20	180.970
3	1,749.84	6.032	7.18	52,495.20	180.970
4	1,749.84	6.032	7.18	52,495.20	180.970
5	1,749.84	6.032	7.18	52,495.20	180.970
6	1,714.71	5.911	7.03	51,441.38	177.337
7	1,680.29	5.793	6.89	50,408.71	173.777
8	1,646.56	5.676	6.75	49,396.78	170.288
9	1,613.51	5.562	6.62	48,405.16	166.870
10	1,581.11	5.451	6.49	47,433.44	163.520
11	1,549.37	5.341	6.36	46,481.24	160.238
12	1,518.27	5.234	6.23	45,548.14	157.021
13	1,487.79	5.129	6.10	44,633.78	153.869
14	1,457.93	5.026	5.98	43,737.78	150.780
15	1,428.66	4.925	5.86	42,859.76	147.753
16	1,399.98	4.826	5.74	41,999.36	144.787
17	1,371.87	4.729	5.63	41,156.24	141.880
18	1,344.33	4.634	5.51	40,330.05	139.032
19	1,317.35	4.541	5.40	39,520.44	136.241
20	1,290.90	4.450	5.30	38,727.08	133.506
21	1,264.99	4.361	5.19	37,949.65	130.826
22	1,239.59	4.273	5.09	37,187.83	128.200
23	1,214.71	4.188	4.98	36,441.29	125.626
24	1,190.32	4.103	4.88	35,709.75	123.104
25	1,166.43	4.021	4.79	34,992.89	120.633
26	1,143.01	3.940	4.69	34,290.42	118.211
27	1,120.07	3.861	4.59	33,602.06	115.838
28	1,097.58	3.784	4.50	32,927.51	113.513
29	1,075.55	3.708	4.41	32,266.50	111.234
30	1,053.96	3.633	4.32	31,618.76	109.001
31	1,032.80	3.560	4.24	30,984.03	106.813
32	1,012.07	3.489	4.15	30,362.04	104.669
33	991.75	3.419	4.07	29,752.53	102.568
34	971.84	3.350	3.99	29,155.26	100.509
35	952.33	3.283	3.91	28,569.98	98.491

Figura 5. 54 Tablas de producción del pozo Tamarhú-1.

6. Gráficas de producción.

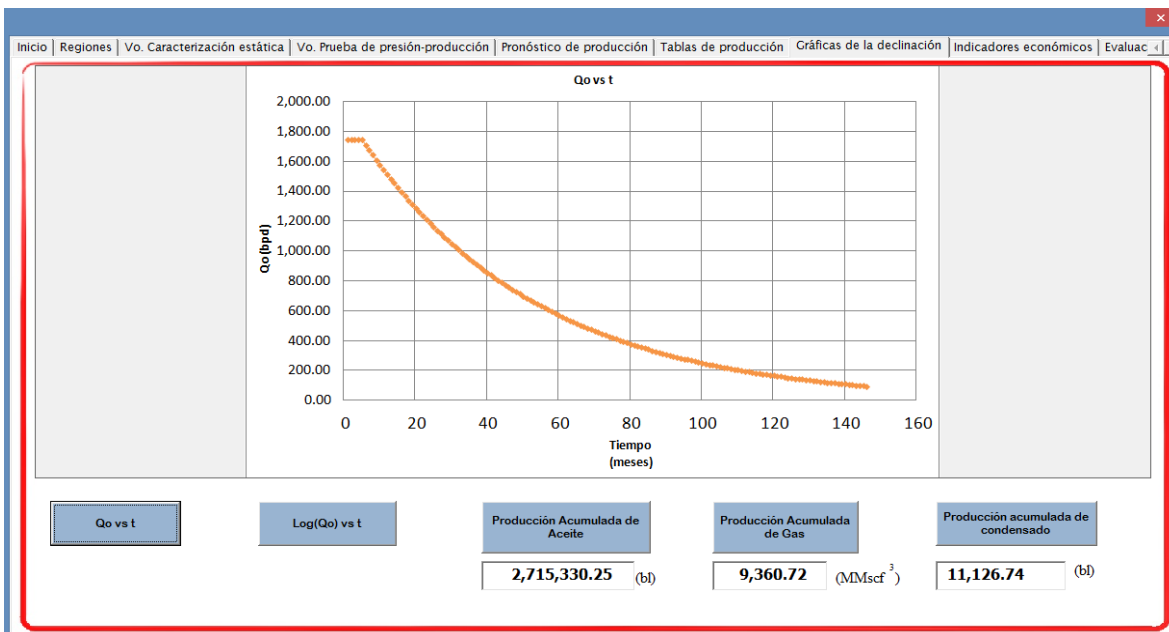


Figura 5. 55 Gráfica del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tamarhú-1.

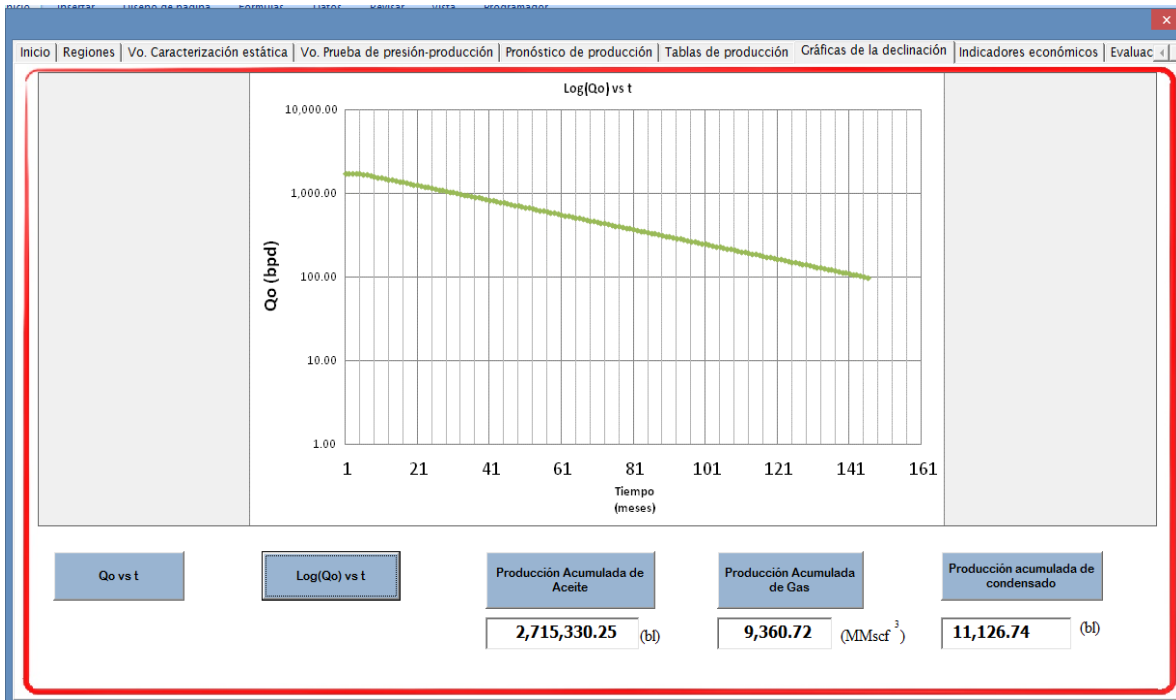


Figura 5. 56 Gráfica del logaritmo del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tamarhú-1, se puede observar el comportamiento exponencial de la declinación.

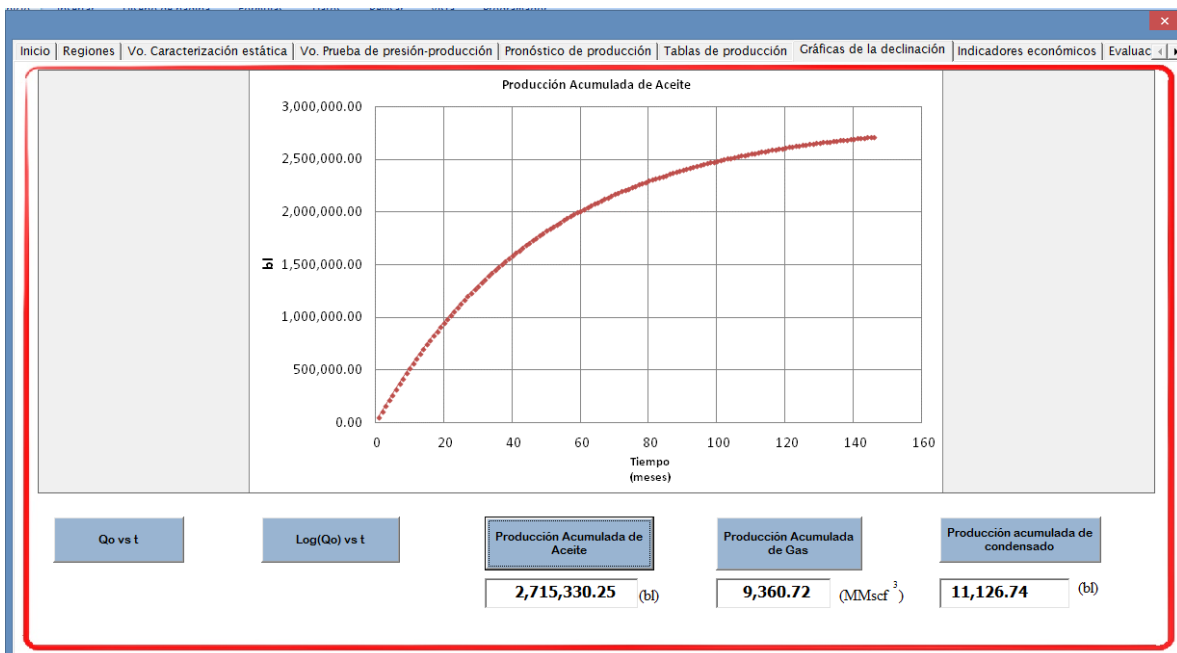


Figura 5. 57 Gráfica la producción acumulada de aceite del pozo Tamarhú-1.

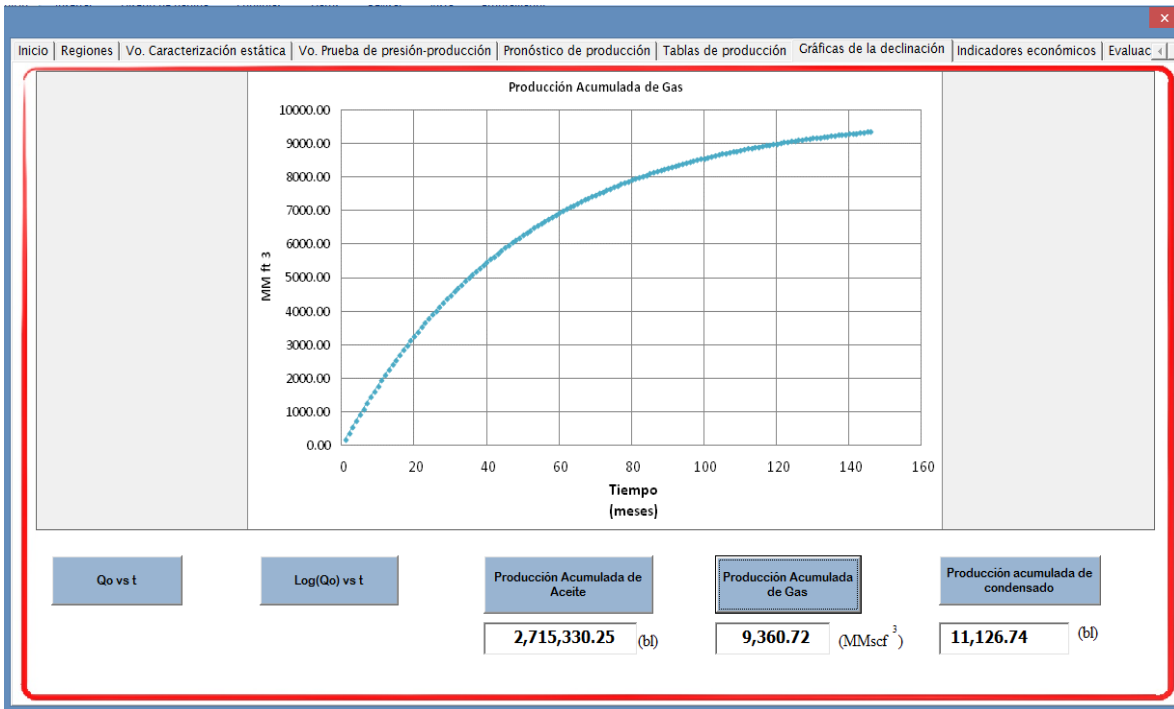


Figura 5. 58 Gráfica la producción acumulada de gas del pozo Tamarhú-1.

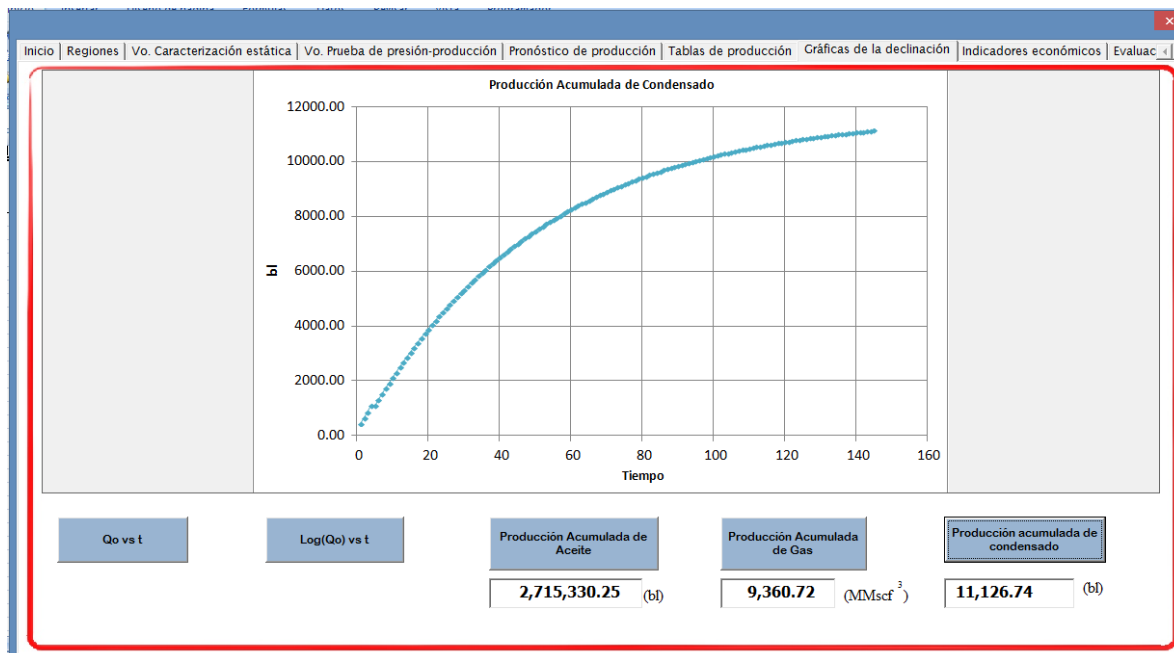


Figura 5. 59 Gráfica la producción acumulada de condensado del pozo Tamarhú-1.

ESTIMACIÓN TEMPRANA DE LA RENTABILIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS EN MÉXICO
EMPLEANDO UNA APLICACIÓN EN VISUAL BASIC

7. Indicadores económicos del pozo Tamarhú-1

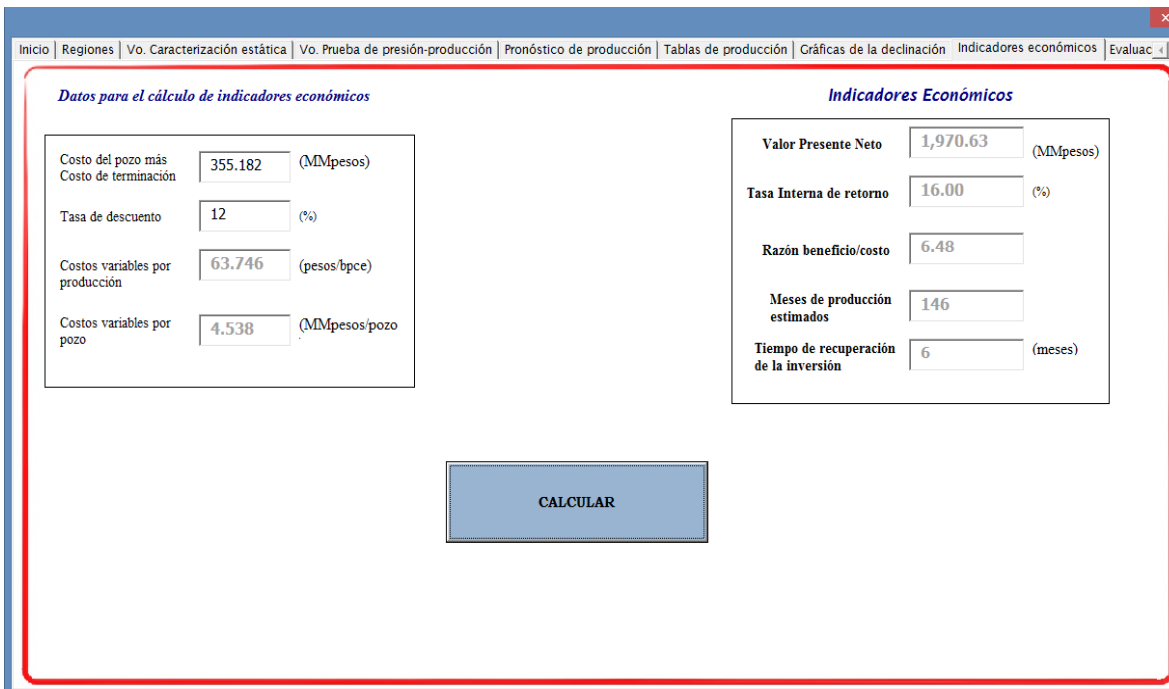


Figura 5. 60 Pestaña “indicadores Económicos”, en ella se muestran los resultados de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.

8. Tablas de la evaluación económica.

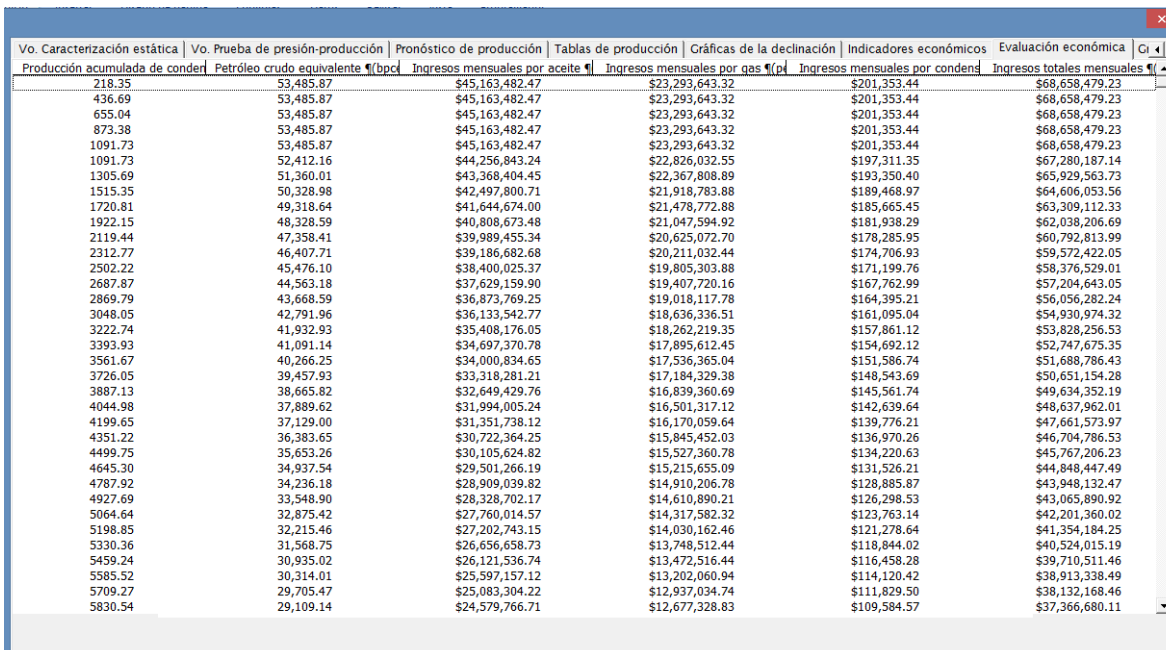


Figura 5. 61 Tablas de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.

9. Gráfica del valor presente neto.

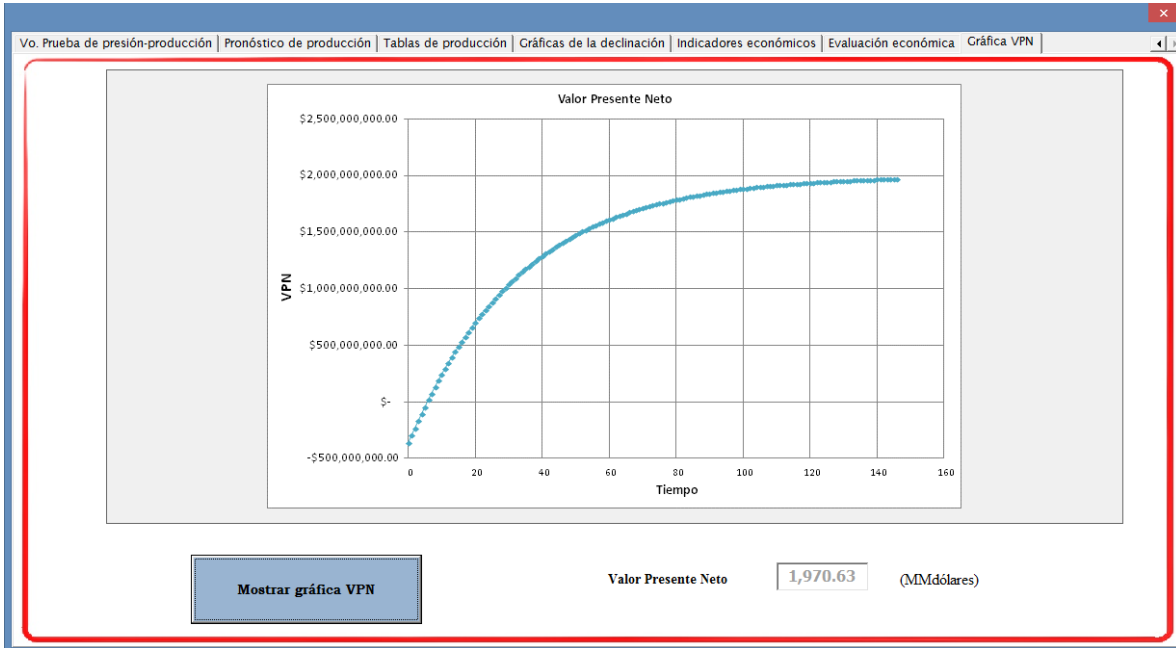


Figura 5. 62 Gráfica del valor presente neto (VPN) en función del tiempo.

Resultados de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.

Volúmenes originales.

En esta sección del trabajo analizamos los resultados obtenidos de la evaluación económica del pozo exploratorio Tamarhú-1 a partir de los datos que ingresamos a la aplicación que creamos en el lenguaje Visual Basic.

Los primeros resultados que presentamos son volúmenes originales de hidrocarburos, uno de ellos calculado con datos de caracterización estática como el área del yacimiento y el segundo volumen calculado a partir de un radio de investigación, que en el caso del pozo Tamarhú-1 fue obtenido a partir de una prueba de incremento de presión.

TABLA 20 Volúmenes originales calculados para el pozo Tamarhú-1.

Volumen	(STB)
Caracterización estática	100,141,012.75
Caracterización dinámica	29,836,333.26

Datos de producción.

Con la aplicación en Visual Basic hicimos un pronóstico de producción del pozo Tamarhú-1 que nos arrojó los siguientes resultados.

TABLA 21 Resultados obtenidos del pronóstico de producción del pozo Tamarhú-1.

Producción acumulada de aceite	2,715,330 (bl)
Producción acumulada de gas	9,360.72 (MMscf)
Producción acumulada de condensado	11,126.74 (bl)
Factor de recuperación de la caracterización estática	2.71 (%)
Factor de recuperación de la caracterización dinámica (prueba DST)	9.11 (%)
Factor de recuperación "ideal" = Vo. Prueba DST/Vo. caracterización estática	29.79 (%)

De los resultados del pronóstico de producción podemos observar que los factores de recuperación resultan bajos debido a la calidad de exploratorio del pozo, por ser el primero en perforar en el campo. Estos factores se irán incrementando en la medida de ir perforando otros pozos y poniéndolos en producción.

La producción acumulada de gas depende de la relación gas-aceite del fluido. De manera semejante la producción acumulada de condensado depende de la relación condensado-

gas del fluido. La producción de estos fluidos también es considerada en la aplicación al momento de hacer la evaluación económica, tomando en cuenta sus respectivos precios.

Resultados de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.

Con los datos ingresados a la aplicación pudimos obtener los indicadores económicos que se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 22 Indicadores económicos resultantes de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.

Indicadores económicos	
Valor presente neto	1970.63 [MMpesos]
Tasa interna de retorno	16 [%]
Razón beneficio costo	6.48
Meses de producción estimados	146
Tiempo de recuperación de la inversión	6 [meses]

Con los resultados que se presentan en la Tabla 22 podemos hacer conclusiones tomando en cuenta los criterios de rentabilidad de los indicadores económicos.

1. El valor presente neto calculado es de 1970.63 [MMpesos], el criterio de rentabilidad nos indica que un proyecto es rentable si el VPN es mayor que cero, en este caso de perforación del pozo exploratorio Tamarhú-1 el criterio se cumple de manera positiva y de entrada podemos decir que el proyecto es rentable considerando los datos ingresados a la aplicación.
2. En el caso de la tasa interna de retorno (TIR) el criterio dice que su valor debe ser mayor a la tasa de descuento que consideramos en el proyecto. Vemos que la TIR resultante es de 16 [%] mientras que la tasa de interés que ingresamos a la aplicación fue del 12 [%], comparándolas observamos que la TIR cumple también con el criterio de rentabilidad, dándonos un margen de

seguridad en la variación de la tasa de descuento del 4 [%], siendo mayor la TIR que la tasa de descuento aseguramos que nuestro proyecto no se vea afectado en una posible variación de la tasa de descuento durante la realización del proyecto.

3. La razón beneficio costo es de 6.48, éste parámetro nos indica también que el proyecto será rentable con todas las consideraciones hechas. De manera que por cada peso invertido recuperamos 6.48 pesos.
4. El pronóstico de producción nos dio un tiempo de producción del pozo Tamarhú-1 de 146 meses.
5. Si comparamos el tiempo de recuperación de la inversión, 6 [meses], con el tiempo de producción del pozo Tamarhú-1, 146 [meses]. Se observa que el tiempo en que se recupera la inversión es alto.

Podemos concluir entonces que de acuerdo con los indicadores económicos obtenidos con la aplicación que realizamos, el pozo exploratorio Tamarhú-1 como proyecto resulta rentable.

Su factor de recuperación se incrementará en función del desarrollo del campo y posteriormente pudiera hacerse una evaluación económica más elaborada contemplando la instalación de la infraestructura que conlleve la perforación y puesta en producción de otros pozos.

Glosario de términos

- Factor de recuperación de la caracterización estática

$$FR_{CE} = \frac{N_P}{N_{CE}} \quad (\%)$$

Donde:

FR_{CE} = Factor de recuperación de la caracterización estática (%)

N_P = Producción acumulada (del pronóstico de producción) (STB)

N_{CE} = Volumen original de hidrocarburos de caracterización estática (STB)

- Factor de recuperación de la caracterización dinámica

$$FR_{CD} = \frac{N_P}{N_{CD}}$$

Donde:

FR_{CD} = Factor de recuperación de la caracterización dinámica (%)

N_P = Producción acumulada (del pronóstico de producción) (STB)

N_{CD} = Volumen original de hidrocarburos de caracterización estática (STB)

- Factor de recuperación "ideal"

$$FR_{IDEAL} = \frac{N_{CD}}{N_{CE}}$$

Donde:

FR_{IDEAL} = Factor de recuperación ideal (%)

N_{CD} = Volumen original de hidrocarburos de caracterización estática (STB)

N_{CE} = Volumen original de hidrocarburos de caracterización estática (STB)

Conclusiones.

La exploración en México es un tema que ha resurgido con el hallazgo de nuevos yacimientos que incluyen recursos no convencionales. La exploración trae como resultado el desarrollo de nuevos campos y en consecuencia el incremento de la producción de hidrocarburos que a su vez refleja un incremento de la utilidad. Para nuestro país, que su economía depende fuertemente de la venta de los hidrocarburos, el incremento de su producción conlleva en el mejor de los casos a su desarrollo.

El objetivo de esta tesis fue crear una herramienta que realiza la evaluación económica de pozos exploratorios en México integrando diversos conceptos de la Ingeniería Petrolera, llevándolos al lenguaje de programación para crear una aplicación que resulte útil para el usuario; estudiante, ingeniero o quien llegue a utilizarla.

Para poder hacer la evaluación económica tuvimos que hacer varias consideraciones al momento de programar las ecuaciones; de las más importantes son que tomamos en cuenta que para cada Región, Activo y Campo, se tienen diversos parámetros de costos y precios; nos fue proporcionada información por parte de Pemex con dichos parámetros pero éstos eran datos que se tenían en el año 2004. Sabiendo que los costos y precios nunca se mantienen estáticos, llevamos su magnitud a valor actual tomando en cuenta una tasa de inflación promedio en México consultada en el sitio de internet del Banco Mundial. Otra consideración importante que hicimos fue asociar al programa una declinación exponencial para poder pronosticar la producción de los pozos.

Para ejemplificar el uso de la aplicación tomamos como dos pozos exploratorios. El Tumut-1 y el Tamarhú-1.

Las pruebas de presión en pozos exploratorios resultan muy importantes porque de ellas podemos obtener información que nos ayuda a identificar el tipo de fluido, estimar las reservas y determinar las propiedades de los fluidos para poder optimizar la eventual producción del pozo. En el caso del pozo Tumut-1, la prueba de que utilizamos fue una prueba DST. El pozo Tumut-1 fue perforado en el año 2004 y en la actualidad ya se tenían estimadas las reservas que conformaban los dos bloques del yacimiento Tumut, lo que hicimos en este ejemplo fue comprobar con el uso del programa lo que ya se tenía documentado sobre las reservas de hidrocarburos. Como fue perforado en 2004 el pozo Tumut-1 y resultó productor, ya se tenía un historial de producción; al no contar con

información de un pozo análogo para tomar de él su declinación, lo que hicimos fue calcular la declinación del pozo Tumut-1 con su historial de producción para poder ingresarla en la pestaña “Pronóstico de producción” de la aplicación y así determinar los parámetros de producción del pozo.

Del análisis de los indicadores económicos que resultaron del programa, concluimos que el proyecto de perforación del pozo Tumut-1 con un pronóstico de producción que también calculamos, resulta rentable.

En el caso del pozo Tamarhú-1 la prueba que nos proporcionó información fue una prueba de incremento de presión. El pozo Tamarhú-1 se perforó en el año 2012, en este caso utilizamos la declinación de un pozo análogo, el pozo Escuintle-1 con la que pudimos estimar sus parámetros de producción para posteriormente llevar a cabo su evaluación económica; misma que nos arrojó parámetros que indicaron que el proyecto de exploración del pozo Tamarhú-1 resulta rentable.

El análisis de la evaluación económica de los pozos exploratorios en esta etapa del desarrollo del campo funciona también como una herramienta en la toma de decisiones en el sentido de continuar o no con el proyecto. Si los pozos hubieran resultado “secos”, posiblemente la decisión que se tome sería la de no continuar con el proyecto. Ahora bien, si los indicadores económicos hubieran sido tales que no resultaran favorables de acuerdo con sus criterios de rentabilidad, habría que analizar que en el caso de los pozos exploratorios no necesariamente se pretende que la inversión se recupere inmediatamente, es más bien una inversión que se ha de recuperar con la perforación de pozos delimitadores y de desarrollo. Aquí un parámetro importante es la producción inicial del pozo, y su declinación.

Una parte importante de este trabajo es que quien lo lea, se encontrará con la integración de diversos elementos técnicos-económicos, que en el caso de que el lector sea un estudiante, podrá observar un sentido práctico y con un enfoque de aplicación a los conceptos que ha visto en sus clases.

Recomendaciones.

En la exploración de pozos es importante que se realicen las pruebas que sean necesarias para obtener la mayor cantidad de información posible. Las pruebas de presión en sus diversas modalidades resultan de mucha utilidad a la hora de caracterizar estática y dinámicamente el yacimiento. Una de las pruebas que mencionamos en esta tesis es la prueba Drill Stem Testing, de ella pudimos obtener datos importantes como el radio de investigación para el cálculo de volumen original asociado a dicho radio y gastos de los cuales pudimos seleccionar el gasto inicial del pozo exploratorio. Aunque el costo de este tipo de pruebas resulta elevado, realizarlas favorece la posibilidad de éxito y posteriormente la reducción de costos de perforación de otros pozos vecinos.

Como hemos mencionado, el análisis de los indicadores económicos es importante para la toma de decisiones, hacer buen uso de estos resultados nos genera valor agregado al proyecto. En estos casos hay que considerar objetivos de acuerdo al tipo de proyecto que tenemos. En la exploración si los indicadores económicos no resultaran positivos habría que advertir que estamos frente a una inversión que ha de recuperarse posteriormente con la perforación de pozos delimitadores y de desarrollo.

Continuar con la actividad exploratoria en nuestro país permitirá la incorporación de reservas de hidrocarburos asegurando una estabilidad energética que impacte en el desarrollo económico.

El desarrollo de software y su uso nos ayuda de manera importante a agilizar cálculos y procedimientos que de realizarlos manualmente pueden ser muy tardados y de difícil aplicación. Es recomendable que el estudiante durante su paso por la carrera desarrolle este tipo de conocimientos para que pueda encontrarle una aplicación a lo visto teóricamente.

Investigar parámetros reales de la industria y aplicarlos a la teoría nos acerca a la realidad y nos da una idea en el caso de la evaluación económica de los flujos de efectivo que se operan en la industria petrolera. Al estudiante le permite tener una mayor visión de lo que es el mundo laboral.

Apéndice de figuras

Capítulo 1

<i>Figura 1. 1 Porcentajes de consumo de energía de diferentes fuentes a nivel mundial. Fuente Outlook for Enerfy a View to 2030.</i>	1
<i>Figura 1. 2 Porcentajes de consumo de energía en México por diversas fuentes. Estrategia Nacional de Energía, SENER 2013.</i>	1
<i>Figura 1. 3 Clasificación de porosidad.</i>	5
<i>Figura 1. 4 Estimaciones de la porosidad.</i>	6
<i>Figura 1. 5 Calidad de porosidad.</i>	6
<i>Figura 1. 6 Distribución vertical de saturación de fluidos inicial en un yacimiento de aceite saturado.</i>	8
<i>Figura 1. 7 Concepto de permeabilidad en rocas.</i>	10
<i>Figura 1. 8 Permeabilidad según la Relación de Timur (izquierda) y Permeabilidad según la Relación de Tixier (derecha).</i>	11
<i>Figura 1. 9 Diagrama de mojabilidad en un sistema sólido-fluidos.</i>	12
<i>Figura 1. 10 Variación del factor de volumen de un aceite con respecto a la presión, a la temperatura del yacimiento.</i>	15
<i>Figura 1. 11 Variación de la densidad del aceite con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.</i>	15
<i>Figura 1. 12 Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.</i>	16
<i>Figura 1. 13 Forma común del C_g como una función de la presión y a temperatura del yacimiento.</i>	17
<i>Figura 1. 14 Variación del factor de volumen del gas con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento.</i>	17
<i>Figura 1. 15 Comportamiento isotérmico de C_w con respecto a la presión de yacimiento a temperatura constante.</i>	18
<i>Figura 1. 16 Efecto de la salinidad sobre la densidad del agua de formación.</i>	19
<i>Figura 1. 17 Comportamiento común de la μ_w como una función de la P_y a temperatura constante.</i>	19
<i>Figura 1. 18 Comportamiento de la Relación de solubilidad con respecto a la presión del yacimiento.</i>	20
<i>Figura 1. 19 Comportamiento típico del B_t para un aceite negro como una función de la presión a temperatura de yacimientos constante.</i>	21
<i>Figura 1. 20 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de aceite negro a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.</i>	24
<i>Figura 1. 21 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de aceite volátil a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.</i>	25
<i>Figura 1. 22 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de gas retrógrado a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.</i>	25
<i>Figura 1. 23 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de gas húmedo.</i>	26
<i>Figura 1. 24 Diagrama de fase de presión contra temperatura para un yacimiento de gas seco a una temperatura constante y reducción de la presión del yacimiento.</i>	27
<i>Figura 1. 25 Método de exploración magnético.</i>	29
<i>Figura 1. 26 Método de exploración sísmico.</i>	31
<i>Figura 1. 27 Configuración de un pozo vertical.</i>	33
<i>Figura 1. 28 Esquema de un pozo horizontal.</i>	34
<i>Figura 1. 29 Esquema de un pozo desviado tipo "J".</i>	34
<i>Figura 1. 30 Configuraciones básicas de pozos multilaterales.</i>	35

Figura 1. 31 Componentes del Sistema Integral de Producción. 36
Figura 1. 32 Clasificación de reservas. 40

Capítulo 2

Figura 2. 1 Geometría de Flujo Radial. 46
Figura 2. 2 Geometría de Flujo Lineal: (A) Lineal temprano en fracturas de conductividad infinita. (B) Lineal tardío en yacimientos limitados por fallas paralelas. 47
Figura 2. 3 Geometría de Flujo Bilineal. 47
Figura 2. 4 Geometría de flujo elíptico. 47
Figura 2. 5 Esférico a una zona disparada parcialmente. (B) Flujo hemisférico a una zona perforada parcialmente. 48
Figura 2. 6 Flujo transitorio. 49
Figura 2. 7 Producción a presión constante. 49
Figura 2. 8 Flujo pseudoestacionario. 50
Figura 2. 9 Distribución de la presión en un pozo con daño. 53
Figura 2. 10 Límite convencional del yacimiento. 55
Figura 2. 11 Norma para establecer un límite convencional de un yacimiento. 56
Figura 2. 12 Idealización del comportamiento de una prueba de incremento. 58
Figura 2. 13 Grafica de Horner. 59
Figura 2. 14 muestra un esquema idealizado del gasto y la presión de una prueba de decremento de presión. 61
Figura 2. 15 Representación esquemática de una prueba de decremento mostrando los rangos de tiempo para distintos métodos de análisis. 63
Figura 2. 16 Análisis de pruebas a gasto variable. 65
Figura 2. 17 Diagrama de una herramienta DST. 68
Figura 2. 18 Parámetros de yacimiento obtenidos de una prueba. 69
Figura 2. 19 Gráfica de presión vs tiempo en una prueba DST. 70
Figura 2. 20 Prueba de decremento. 73
Figura 2. 21 Efecto del almacenamiento en una prueba de decremento. 74
Figura 2. 22 Pwf vs Tiempo en flujo pseudoestacionario. 75
Figura 2. 23 Prueba de incremento de presión. 77
Figura 2. 24 Prueba de gasto variable. 80

Capítulo 3

Figura 3. 1 Geometría de flujo lineal. 81
Figura 3. 2 Geometría de flujo radial. 82
Figura 3. 3 Representación gráfica del índice de productividad. 86
Figura 3. 4 Curva de IPR. 87
Figura 3. 5 Perfil de presión para pozos dañados. Empuje por gas disuelto. 88
Figura 3. 6 Curva de afluencia propuesta por Vogel para EF=1. 89
Figura 3. 7 Presiones de fondo en un pozo dañado. 90
Figura 3. 8 Curvas de afluencia con EF≠1 de yacimientos con empuje por gas disuelto. 90
Figura 3. 9 Posibles pérdidas de presión en el sistema integral de producción. 92

Capítulo 4

Figura 4. 1 Estructuración del análisis económico.....	95
Figura 4. 2 Elementos para un análisis económico.....	96
Figura 4. 3 Procedimiento para la evaluación económica de proyectos de inversión.	97
Figura 4. 4 Representación gráfica del interés.	100
Figura 4. 5 Interés simple.	101
Figura 4. 6 Flujo de capital en el proyecto.....	102
Figura 4. 7 Gráfica del VPN vs tasa de interés.....	104
Figura 4. 8 Análisis de sensibilidad considerando los seis factores que más influyen en el valor presente neto del proyecto.....	110
Figura 4. 9 Árbol de decisión para la compra de bloques. En este ejemplo, la decisión depende de una sucesión de decisiones.....	111

Capítulo 5

Figura 5. 1 Esquema del desarrollo de un campo petrolero.....	113
Figura 5. 2 Portada en la primera hoja de Excel donde inicia la aplicación.	116
Figura 5. 3 Pestaña “Inicio” de la aplicación.	117
Figura 5. 4 Pestaña “Regiones”.....	118
Figura 5. 5 Pestaña “ Vo . Caracterización estática” cuando el usuario seleccionó un yacimiento de aceite..	119
Figura 5. 6 Pestaña “ Vo . Caracterización estática” cuando el usuario seleccionó un yacimiento de gas.....	119
Figura 5. 7 Pestaña “ Vo . Prueba de presión producción” para un yacimiento de aceite.....	120
Figura 5. 8 Pestaña “Pronóstico de producción” para un yacimiento de aceite.....	121
Figura 5. 9 Pestaña “Tablas de producción” para un yacimiento de aceite.	122
Figura 5. 10 Pestaña “Gráficas de declinación”. Gráfica de Qo vs t	123
Figura 5. 11 Pestaña “Gráficas de declinación”. Gráfica de Log(Qg) vs t	123
Figura 5. 12 Pestaña “Indicadores económicos”.....	124
Figura 5. 13 Pestaña “Evaluación económica” cuando el pozo es productor de aceite.	125
Figura 5. 14 Pestaña “Gráfica VPN”. Gráfica de VPN vs t se muestra también el resultado final del valor presente neto.....	126
Figura 5. 15 Ubicación geográfica de la Región Marina Suroeste.....	127
Figura 5. 16 Estratigrafía local de los seis pozos exploratorios perforados.....	128
Figura 5. 17 Ubicación geográfica del pozo exploratorio Tumut-1.	129
Figura 5. 18 Perfil sísmico del pozo Tumut-1.....	130
Figura 5. 19 Estado mecánico del pozo Tumut-1 e información de núcleos tomados durante su perforación.	132
Figura 5. 20 Gráfica de presión vs tiempo de la prueba DST en intervalo 4350-4378 (m).	135
Figura 5. 21 Gráfica de presión vs tiempo resultante de la prueba DST realizada al pozo Tumut-1, se pueden observar los diferentes incrementos a los que fue hecha la prueba.....	136
Figura 5. 22 Curva de IPR del pozo Tumut-1 con curvas de capacidad de transporte considerando diferentes diámetros para el intervalo de 4350-4378 (m).....	137
Figura 5. 23 Determinación del diámetro óptimo del estrangulador para el intervalo 4350-4378 (m).	137

Figura 5. 24 Curva de IPR del pozo Tumut-1 con curvas de capacidad de transporte considerando diferentes diámetros para el intervalo de 4350-4378 (m).....	138
Figura 5. 25 Determinación del diámetro óptimo del estrangulador para el intervalo 4255-4378 (m).	138
Figura 5. 26 Selección de la Región, Activo y Campo al que corresponde el pozo Tumut-1.	139
Figura 5. 27 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización estática. .	140
Figura 5. 28 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización dinámica.	140
Figura 5. 29 Pronóstico de producción y factores de recuperación estimados para el pozo Tumut-1.	141
Figura 5. 30 Tablas de producción del pozo Tumut-1.....	141
Figura 5. 31 Gráfica del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tumut-1.....	142
Figura 5. 32 Gráfica del logaritmo del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tumut-1, se puede observar el comportamiento exponencial de la declinación.	142
Figura 5. 33 Gráfica la producción acumulada de aceite del pozo Tumut-1.	143
Figura 5. 34 Gráfica de la producción acumulada de gas asociado del pozo Tumut-1.	143
Figura 5. 35 Gráfica de la producción acumulada de condensado del pozo Tumut-1.....	144
Figura 5. 36 Pestaña “indicadores Económicos”, en ella se muestran los resultados de la evaluación económica del pozo Tumut-1.	144
Figura 5. 37 Tablas de la evaluación económica del pozo Tumut-1.	145
Figura 5. 38 Gráfica del valor presente neto (VPN) en función del tiempo.	145
Figura 5. 39 Ubicación geográfica del proyecto “Evaluación del Potencial Julivá”.	149
Figura 5. 40 Registros geofísicos del pozo exploratorio Tamarhú-1.....	150
Figura 5. 41 Gráfica de presión vs tiempo resultante de la prueba de incremento de presión.	151
Figura 5. 42 Gráfica de presión vs log (tiempo) resultante de la prueba de incremento.	152
Figura 5. 43 Gráfica de incremento de la presión vs tiempo en la que se ajustó un modelo para su análisis.	153
Figura 5. 44 Gráfica la presión vs tiempo en la que se ajustó un modelo para su análisis tomando en cuenta la prueba completa.	153
Figura 5. 45 Curva de IPR del pozo con curvas de capacidad de transporte para diferentes diámetros.	154
Figura 5. 46 Ficha técnica del pozo Tamarhú-1.....	155
Figura 5. 47 Programa de costos y profundidades en función del tiempo de perforación, se indica el total del costo de perforación.....	155
Figura 5. 48 Historial de producción del pozo análogo Escuintle-1.	156
Figura 5. 49 Gráfica de la producción acumulada del pozo análogo Escuintle-1.	157
Figura 5. 50 Selección de la Región, Activo y Campo al que corresponde el pozo Tamarhú-1.	158
Figura 5. 51 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización estática..	158
Figura 5. 52 Determinación del volumen original de hidrocarburos con datos de caracterización dinámica.	159
Figura 5. 53 Pronóstico de producción y factores de recuperación estimados para el pozo Tamarhú-1.	159
Figura 5. 54 Tablas de producción del pozo Tamarhú-1.....	160
Figura 5. 55 Gráfica del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tamarhú-1.	160
Figura 5. 56 Gráfica del logaritmo del gasto de aceite vs tiempo del pozo Tamarhú-1, se puede observar el comportamiento exponencial de la declinación.	161
Figura 5. 57 Gráfica la producción acumulada de aceite del pozo Tamarhú-1.	161
Figura 5. 58 Gráfica la producción acumulada de gas del pozo Tamarhú-1.	162
Figura 5. 59 Gráfica la producción acumulada de condensado del pozo Tamarhú-1.....	162
Figura 5. 60 Pestaña “indicadores Económicos”, en ella se muestran los resultados de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.	163
Figura 5. 61 Tablas de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1.	163
Figura 5. 62 Gráfica del valor presente neto (VPN) en función del tiempo.	164

Apéndice de tablas

TABLA 1 Proyectos de exploración que a la fecha (2013) tiene Pemex en sus diferentes Regiones petroleras. Clasificación de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2

TABLA 2 Datos del yacimiento para la prueba de decremento de presión..... 72

TABLA 3 Datos de prueba de decremento..... 72

TABLA 4 Datos de yacimiento para prueba de incremento..... 76

TABLA 5 Datos de prueba de decremento..... 76

TABLA 6 Datos de yacimiento para prueba de gastos variables..... 79

TABLA 7 Datos de prueba de gastos variables..... 79

TABLA 8 Ejemplo de aplicación usando dos proyectos distintos. 105

TABLA 9 Promedio de inflación usada..... 115

TABLA 10 Reservas preliminares del campo Tumut considerando independientes los dos bloques que lo conforman. Fuente “Descubrimientos recientes de aceite ligero, gas y condensado en la sonda de Campeche, CIPM 2005” 129

TABLA 11 Propiedades del fluido del pozo Tumut-1 y propiedades promedio del yacimiento. 131

TABLA 12 Datos de producción que arrojó la prueba Drill Stem Testing antes y después de hacer una estimulación al pozo Tumut-1. 134

TABLA 13 Datos de producción que arrojó la prueba Drill Stem Test para el intervalo 4255-4278 (m). 135

TABLA 14 Datos resultantes del análisis de la prueba Drill Stem Testing. 136

TABLA 15 Volúmenes originales calculados para el caso del pozo Tumut-1..... 146

TABLA 16 Datos resultantes del pronóstico de producción del pozo Tumut-1..... 146

TABLA 17 Parámetros resultantes de la evaluación económica del pozo Tumut-1. 147

TABLA 18 Datos resultantes del análisis de la prueba de incremento de presión realizada al pozo Tamarhú-1. 152

TABLA 19 Datos de producción del pozo análogo “Escuintle-1”. 157

TABLA 20 Volúmenes originales calculados para el pozo Tamarhú-1. 165

TABLA 21 Resultados obtenidos del pronóstico de producción del pozo Tamarhú-1..... 165

TABLA 22 Indicadores económicos resultantes de la evaluación económica del pozo Tamarhú-1. 166

Bibliografía.

ALVARADO, Douglas. Análisis de Pruebas de Presión, ESP OIL, 2004.

AMANAT U. Chaudhry, Oil Well Testing Handbook, ELSERVIER, 2004.

BACA, Gabriel Urbina. Evaluación de proyectos 2a. Ed. McGraw-Hill, 1990.

BAILEY, William, Benoît Couët, Fiona Lamb, Graeme Simpson, Meter Rose Riesgos medidos , Oilfield Review, invierno 2001.

BOUEDET, Dominique. Well test analysis: the use of advanced interpretation models, ELSEVIER, 2002.

BROWN ,Kermit E., Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells, SPE, 1985.

COOPERSMITH, Ellen, , Graham Dean, Jason McVean, Erling Storaune. La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas, Oilfield Review, verano 2001.

CNH, Dictamen del proyecto de explotación CHUC, Mayo 2012.

CRUZ, Martínez Carlos. "Petrofísica en la caracterización de yacimientos petroleros", Tesis, UNAM, 2009.

EALOUGHER Robert C. Jr. Advances in Well Test Analysis, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1977.

GLINZ, Irma Férez. Planeación y Administración de Proyectos de Ciencias de la Tierra. Facultad de ingeniería, UNAM, 2007.

HANU Aghar , Nuevos alcances en pruebas de pozos, SLB Oilfield Review Verano 2007.

HERRERA Pérez Rafael , Estrada Sinco Carlos Alberto, Presentacion Análisis de la declinación exponencial, PEMEX , Noviembre 2012.

HUERTA, Medina Hugo Enrique. Aplicación de las T-Copulas a la modelación estocástica conjunta de porosidad-permeabilidad en 3D restringida pro pruebas de presión. Instituto Mexicano del Petróleo.

HUNG , Enrique, " Petrofísica para geólogos e ingenieros de explotación". (1991) Caracas, Venezuela.

JIMENEZ, Bernal Jorge Huescani. Apuntes de la clase Administración Integral de Yacimientos. 2009-2

LAZARO R. Moreno Lara, Ma. Alicia Cruz Rodriguez, Eleazar Vera Aquino, y Francisco Treviño García. DESCUBRIMIENTOS RECIENTES DE ACEITE LIGERO, GAS Y CONDENSADO EN LA SONDA DE CAMPECHE. PEMEX Exploración y Producción. Activo Regional de Exploración, RMSO. 2005.

LUCERO, Aranda Felipe de Jesús. Apuntes de la clase Flujo multifásico en tuberías, 2008-1.

MARTÍNEZ, Robbins Raúl, Apuntes de Análisis de pruebas de presión, 2008-2.

MC CAIN, William D. Junior. The properties of Petroleum Fluids. PennWellBooks, 1989.

NASSIR, Sapag Chain. Preparación y evaluación de proyectos. McGraw-Hill, 1989.

NOGUEDA Montalvo Carlos Alberto, "Análisis de la productividad de un pozo de aceite a partir de pruebas de presión", Tesis, UNAM, 2011.

OROZCO García Sergio Miguel, "Fundamentos para pruebas de presión y cálculo de potencial para pozos de gas", Tesis, UNAM, 2010.

PEMEX, Las reservas de hidrocarburos en México, 2005.

RAMIREZ Jetzabet Sabag, Apuntes de clases de productividad de pozos. 2009-2.

RAMONES, Miguel. Análisis de pruebas de presión, PDVSA, 1997.

Resúmenes Simposio AMGP Delegación Ciudad del Carmen, Plays y Yacimientos de Aceite y Gas en Rocas Carbonatadas, 15-17 Marzo, 2006, Cd. Del Carmen, Campeche

RODRIGUEZ, Nieto Rafael. Universidad Nacional Autónoma de México. Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos.

SCHLUMBERGER, Economía en la Industria del Petróleo, presentaciones de la compañía.

SOLÓRZANO, Luzbel Napoleón. Criterios para la rentabilidad económica para la Administración de empresas Petroleras de exploración y producción.

VÁZQUEZ, Contreras Manuela Xel Ha. "Impacto del régimen fiscal en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos". Tesis, UNAM, 2010.