

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO DE ARQUITECTURAS DE POZOS EN LAS ARENAS DELGADAS
DEL CAMPO SINCOR**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Barberá G Mariana C
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO DE ARQUITECTURAS DE POZOS EN LAS ARENAS DELGADAS
DEL CAMPO SINCOR**

TUTOR ACADEMICO: MS. José R villa

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Raiza Caraballo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Barberá G. Mariana C.
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

Caracas, Junio, 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Barberá G. Mariana C., titulado:

**“DISEÑO DE ARQUITECTURAS DE POZOS EN LAS ARENAS DELGADAS
DEL CAMPO SINCOR”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Ángel Da Silva
Jurado

Prof. Mabel Guilarte
Jurado

Prof. José R Villa
Tutor Académico

Ing. Raiza Caraballo
Tutor Industrial

A mis padres...

Por aquellos que amamos,
Por los sueños que soñamos.
Por el valor, por la sabiduría
por la consecución de nuestros sueños.

Por los tiempos felices,
Que tanto esfuerzo nos costaron

Os quiero con todo mi corazón

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser parte de mi formación como profesional. Y a la Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, por brindarme la oportunidad de crecer como ingeniero petrolero.

A Sincor, por permitirme realizar este Trabajo Especial de Grado y brindarme todas las herramientas y apoyo necesario.

A la Ing. Lemniz Zerpa, por creer en mi y ofrecerme una oportunidad tan maravillosa como esta.

A mi tutora industrial Ing. Raiza Caraballo por su dedicación, fortaleza y sabiduría, sus consejos y enseñanzas, por mostrarnos las cosas tal como son, por creer en nosotros y hacernos dueños y seguidores de nuestro trabajo y responsabilidades, que sólo a nosotros nos pertenecen.

Al profesor José Villa, tutor académico, por su gran colaboración y ayuda prestada para el desarrollo de este Trabajo.

A mi compañero Richard Duarte, por ser un excelente amigo y no defraudarme nunca. Mil gracias por el apoyo y todos los favores brindados.

Al Ing. Gerardo González, por ayudarme siempre que lo necesité, aconsejarme y hacerme reír en los momentos más difíciles.

A los Ingenieros Juan Carlos Villar y Clara Rodríguez, por tenerme paciencia con Petrel y la dedicación de explicarme siempre que hizo falta.

A los Ing. Didier Benoit, Humberto Serrano, Jhonny Casas, por su colaboración y consejos para realizar el geomodelaje.

A Marco, the best boyfriend in the World, a Cristina, pedazo de mi alma, a mis padres, creadores de mi ser, a todos ustedes gracias, por consentirme, y tenerme toda la paciencia del mundo durante esta larga trayectoria.

Y en general y muy especialmente a: Ing. Miguel Bentacourt, Ing. Erika Pardo, Lic. Evelia Gauna, Lic. Vicente Barbera, Ing. Manuel Barbera, Ing. Jeannette, Rodríguez, Ing. Pablo Coello, Ing. Nelson Suárez, Mauricio Quintana y todos aquellos que por alguna razón no recuerde en este momento pero que estuvieron conmigo y nunca me dejaron caer.

A todos,

MIL GRACIAS....

Barberá G., Mariana C.

“DISEÑO DE ARQUITECTURAS DE POZOS EN LAS ARENAS DELGADAS DEL CAMPO SINCOR”

Tutor académico: Prof. José R. Villa. Tutor industrial: Ing. Raiza Caraballo.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. 2006. pág 85

Palabras claves: Formación Oficina, Arenas Delgadas, Facies, Pozos, Arenas Petrolíferas

Resumen: La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las unidades de la cuenca oriental. El yacimiento más importante de Sincor, se ubica en la parte basal de la Formación Oficina, con las arenas Fluviales D, E, F. También existen yacimientos secundarios en la parte media de la formación, denominados arenas C, y corresponden a cuerpos alargados, lenticulares con poca conexión lateral y geometría mucho mas fina que las arenas fluviales.

Con el propósito de maximizar el factor de recobro y mantener los estándares de producción, Sincor ha venido aplicando diferentes técnicas de explotación en la Faja Petrolífera del Orinoco, tal como el desarrollo de pozos horizontales, inyección de diluyente, uso de bombas de cavidad progresiva entre otros cuyos esfuerzos se han concentrado en el área fluvial. Sin embargo alrededor del 40 % de las reservas corresponden a las llamadas arenas delgadas, es decir, aquellas con espesores menores a veinte pies (20'), siendo la unidad Productora Deltaíco, específicamente las unidades litológicas C1 y C2 las zonas de mayor potencial. Con la finalidad de contactar estas arenas, se construyó un modelo geológico capaz de discretizar las arenas según sus facies y con esto diseñar arquitecturas de Pozos estratégicos cuya configuración no fuese totalmente horizontal, pudiendo ser sinusoidal o con secciones curvas buscando adaptarse a la distribución de los cuerpos de arena con el fin de contactar el mayor porcentaje de arena posible y así predecir y evaluar su comportamiento de producción.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	vi
INDICE GENERAL	vii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xii
CAPITULO 1 INTRODUCCION	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivo general	6
1.4 Objetivo específico	6
1.5 Alcance	6
1.6 Campo Sincor	7
CAPITULO 2 MARCO TEORICO	13
2.1 BASES TEORICAS	13
2.1.1 Procesos de sedimentación	13
2.1.2 Perforación de yacimientos	17
2.1.3 Simulación Estática	26
2.1.4 Simulación Dinámica	30
2.2 BASES LEGALES	33
CAPITULO 3 METODOLOGIA	34
3.1 SELECCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO	34
3.2 ELABORACION DEL MODELO ESTATICO	35
3.2.1 Recopilación de información	35
3.2.2 Estructuración y Validación del modelo estático	36
3.3 DISEÑO DE POZOS ESTRATEGICOS EN ARENAS	45

DELGADAS	
3.3.1 Análisis de pozos multilaterales	50
3.3.2 Productividad de los pozos multilaterales vs pozos horizontales	54
3.3.3 Otras arquitecturas	57
CAPITULO 4 ANALISIS DE RESULTADOS	59
4.1 Proceso de modelado estático	59
4.2 Proceso de simulación dinámica	61
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	80
GLOSARIO DE TERMINOS	82
ANEXOS	85

INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Modelos de trayectorias de pozos	5
Figura 1-2 Ubicación del Campo Sincor	9
Figura 1-3 Diagrama de una Macolla	11
Figura 1-4 Representación areal para las macollas en el campo Sincor.	12
Figura 2-1 Perfil típico de un depósito fluvial	14
Figura 2-2 Sistema depositacional deltaico	15
Figura 2-3 Corte transversal de un hoyo según su dirección	18
Figura 2-4 Clasificación de los pozos según la severidad	19
Figura 2-5 Perforación Costa Afuera	20
Figura 2-6 Kriging versus Simulación	28
Figura 2-7 Ejemplo de modelaje por objetos	29
Figura 3-1 Ubicación del área de estudio	34
Figura 3-2 Esqueleto del tope y la base del modelo estático	36
Figura 3-3 Horizontes de las unidades litológicas	37
Figura 3-4 Zonas de las subunidades litológicas	38
Figura 3-5 Histograma de Frecuencia para el registro GENLOG	39
Figura 3-6 Sección del pozo XA00	40
Figura 3-7 Parámetros de diseño de un canal	42
Figura 3-8 Parámetros de diseño de una media elipse	42
Figura 3-9 Líneas de flujo y puntos de salida como tendencia areal	43
Figura 3-10 Pozo altamente inclinado	47
Figura 3-11 Pozo sinuoso	47
Figura 3-12 Pozo multilateral	47
Figura 3-13 Pozo Forma U	48
Figura 3-14 Pozo horizontal de corta longitud	48
Figura 3-15 Sección vertical VD	49
Figura 3-16 Sección vertical WX	49

Figura 3-17 Diseño de Pozo Sinuoso en la Sección WX	50
Figura 3-18 Diseño de Pozo Sinuoso en la Sección VD	50
Figura 3-19 Tasa de promedio de producción vs espesor de arena contactada de los pozos multilaterales	53
Figura 3-20 Tasa de producción vs espesor de arena contactada por arena completada de los pozos multilaterales	53
Figura 3-21 Comparación de registro Gamma Ray entre un pozo multilateral y un horizontal en el campo Sincor	54
Figura 3-22 Comparación de tasas de producción entre un pozo multilateral con un horizontal	56
Figura 3-23 Diseño de pozos en forma de U y Horizontal en la sección WX	57
Figura 4-1 Dimensión y orientación de la facie canal en la Unidad C2 inferior	59
Figura 4-2 Corte vertical y longitudinal de una barra de desembocadura	60
Figura 4-3 Modelo geológico de las Unidad litológica C	60
Figura 4-4 Volumen acumulado de petróleo por tipo de arquitectura	62
Figura 4-5 Volumen de petróleo acumulado vs arena contactada para todos los pozos	64
Figura 4-6 Disposición del pozo curvo y en forma de U sobre la sección VD	64
Figura 4-7 Disposición del pozo horizontal y forma de U sobre la sección WX	65
Figura 4-8 Disposición del pozo curvo y horizontal sobre la sección WX	66
Figura 4-9 Porcentaje de declinación por arquitectura de pozos	68
Figura 4-10 Volumen acumulado de petróleo por tipo de arquitectura a diferentes presiones de fondo mínimas	69
Figura 4-11 Volumen de petróleo acumulado por arquitectura para cada sección	70
Figura 4-12 Acumulado de producción de los pozos en la sección VD a diferentes presiones de fondo	71

Figura 4-13 Acumulado de producción de los pozos en la sección WX a diferentes presiones de fondo	72
Figura 4-14 Conexión lateral de los cuerpos de arena intersectados por los pozos en forma de U de las secciones verticales VD y WX @ 1290 pies	73
Figura 4-15 Conexión lateral de los cuerpos de arena intersectados por los pozos en forma de U de las secciones verticales VD y WX @ 1320 pies	74
Figura 4-16 Calidad de las arenas en las secciones VD y WX @ 1290 pies	75
Figura 4-16 Calidad de las arenas en las secciones VD y WX @ 1320 pies	75
Figura 4-18 Perfil de producción del pozo curvo de la sección VD	77
Figura 4-19 A Perfil del pozo sinuoso de la sección VD	77
Figura 4-19 B Perfil del pozo sinuoso de la sección WX	78

INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 POES y Reservas Probadas, estimados del campo Sincor.	4
Tabla 1-2 Unidades litoestratigráficas de la Formación Oficina en el área Zuata y subdivisión del miembro Morichal	10
Tabla 3-1 Pozos horizontales en arenas delgadas	46
Tabla 3-2 Pozos multilaterales existentes en el campo Sincor	51
Tabla 3-3 Valores de producción de los pozos multilaterales en el campo Sincor	52
Tabla 3-4 Comparación de datos de producción entre pozos multilaterales y horizontales	55
Tabla 3-5 Escenarios de producción	58
Tabla 4-1 Datos de producción de los pozos diseñados	63
Tabla 4-2 Porcentaje de declinación por pozo	67
Tabla 4-3 Producción acumulada de petróleo, gas y agua de los pozos de la sección VD	69
Tabla 4-4 Producción acumulada de petróleo, gas y agua de los pozos de la sección WX	70

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Generalidades

Según el informe anual del 2004 de British Petroleum, la OPEP y otros organismos internacionales dedicados al estudio de la industria petrolera afirman que las reservas mundiales de petróleo se ubican entre los 1.147 billones de barriles de petróleo, de este total, Venezuela tendría, excluyendo el crudo extrapesado de la Faja del Orinoco, unos 78 mil millones de barriles de reservas probadas y no explotadas, representando un 8% de las reservas mundiales, aunque si a esto se le suma el crudo mejorable extrapesado que son aproximadamente 235 mil millones de barriles (cifra que podría aumentar entre un 10% y 20% según informes de las empresas trasnacionales que han explorado esa área) y las reservas probables de crudos medianos y livianos que son aproximadamente 10 mil millones de barriles y que se encuentran en las áreas submarinas del mar territorial, las reservas de Venezuela se elevarían a la astronómica cifra de 320 mil millones de barriles, lo cual lo ubicaría en la primera posición en cuanto a reservas de petróleo sobre las 262 mil millones que tiene Arabia Saudita, esta cantidad de reservas representaría un tercio de las reservas probadas mundiales de petróleo.¹

Estos datos reflejan que Venezuela podría satisfacer el consumo mundial de petróleo por si sola por 10 años, o por ejemplo que Venezuela podría mantenerse vendiendo petróleo a la capacidad de 3.2 millones de barriles diarios que tiene actualmente por 273 años o que igualando su producción a la de Arabia Saudita, el mayor exportador mundial con 10 millones de barriles diarios, podría exportar por un plazo de 87 años.¹

Hasta hace poco, los crudos pesados y extrapesados no representaban una opción rentable de explotación, sin embargo se han introducido nuevas tecnologías en el área de química, perforación, levantamiento y descripción general del yacimiento que hacen posible su explotación, transporte y procesamiento¹

La Faja del Orinoco se encuentra al sur este de Venezuela, al norte del Río Orinoco, con una extensión de 54 mil kilómetros cuadrados. Fue descubierta en el año 1935 con el pozo La Canoa 1, el cual produjo a una tasa de 40 barriles por día de un crudo de 7 °API, si bien no fue sino hasta 1978 cuando las filiales Maraven, Lagoven y Corpoven llevaron a cabo una campaña exploratoria de 5 años, en la que se perforaron más de 650 pozos y se corrieron más de 15 mil kilómetros de sísmica. No obstante, la presencia de crudos livianos y medianos eran muchos más atractivos que desarrollar la Faja, pues a pesar de los avances tecnológicos ganados durante los años 60, 70 y principio de los 80 con la explotación de los campos de crudo pesado en el Lago de Maracaibo, no eran suficientes para hacer la Faja rentable. Así para 1984 se decidió realizar un proyecto experimental de inyección alternada de vapor en el área de Cerro Negro y Zuata, a fin de determinar espaciamiento entre pozos, tipo de completación, levantamiento y direccionalidad. A principio de los 90 se implementó la perforación de pozos horizontales los cuales alcanzaron hasta veinte veces la producción de un pozo vertical. Se debe tomar en cuenta que esta tecnología permite contactar mayores espesores de arena y producir altas tasas con menores caídas de presión, pero al mismo tiempo representa mayor riesgo dado el tipo de arena no consolidada que allí encontramos. Adicionalmente se hicieron adaptaciones y mejoramientos que permitieron el uso de bombas electro-sumergibles, de cavidad progresiva y multifásicas.²

A partir del desarrollo de pozos horizontales los métodos tanto de perforación como de completación han sufrido grandes cambios en cuanto a técnicas, aplicaciones y equipos, que combinado con la necesidad de aumentar el área drenada de hidrocarburo o el deseo de alcanzar varias secciones del yacimiento se han

derivado nuevas estrategias como: pozos horizontales más largos, pozos multilaterales, altamente desviados y sinuosos, las cuales, ya han sido aplicadas a nivel mundial con éxito.

El esquema de explotación actual de Sincor consiste en la producción en frío con pozos horizontales agrupados en macollas y completados en la sección horizontal con tubería ranurada para inhibir la producción de arena. La estrategia ha sido perforar los pozos horizontales en las arenas cuyo espesor neto es mayor a los 20 pies, independientemente del ambiente sedimentario: fluvial o deltaico. Sin embargo, por motivos de incertidumbre geológica en algunas zonas del campo, varios pozos horizontales han sido perforados en arenas de espesor menor a los 20 pies resultando bastante problemática su perforación, pues resulta difícil hacerle seguimiento a la arena en consecuencia, las secciones horizontales de estos pozos en su mayor parte están constituidas por intervalos de calidad de roca muy pobre, muchas veces hasta de 100% lutita, resultando en pozos de muy baja productividad con un recobro muy bajo de los recursos petrolíferos.

Se ha determinado que más del 30% de las reservas corresponden a las arenas con espesores menores a 20 pies, que en adelante se denominarán arenas delgadas, adicionalmente el mayor porcentaje de estas reservas (arenas delgadas) se encuentran en la unidad productora de ambiente deltaico siendo las unidades C1 y C2 la zona con mayor potencial, tal como se muestra a continuación³

Tabla 1-1 POES y Reservas Probadas, estimados del campo Sincor³

		POES (MMstb)								
		Arenas con espesor < 20 pies			Arenas con espesor > 20 pies			Total		
		Area Principal	Area Reservada	Total	Area Principal	Area Reservada	Total	Area Principal	Area Reservada	Total
Deltaico	A2	--		459	--		237	--		696
	B1	208	241	449	132	30	162	340	271	611
	B2.1	450	331	782	250	272	522	700	603	1.304
	B2.2	494	275	768	604	426	1.03	1.098	701	1.798
	B2.3	199	79	278	37	1	38	236	80	316
	B2.4	163	106	269	67	35	102	231	141	372
	C1	1.235	594	1.829	841	316	1.158	2.077	910	2.987
	C2	3.214	1.847	5.062	2.775	1199	3.974	5.99	3.046	9.036
	Total	5.965	3.474	9.438	4.706	2.279	6.986	10.671	5.753	16.424
Fluvial	D1D2	2.511	1206	3.717	5.967	760.432	8.158	8.478	3.397	11.875
	D3	1.503	436	1.939	2.677	282	2.959	2.306	718	4.898
	E1	764	347	1.111	1.542	251	1.792	234	598	2.903
	E2F	180	82	261	54	7	61	15.198	89	322
		Total	4.957	528.54	7.028	10.241	2.731	12.971	15.198	4.802
	Total	10.922	5.544	16.467	14.947	5.011	19.956	25.869	10.555	36.423

1.2 Justificación

Es necesario buscar una alternativa de explotación para el desarrollo de las arenas delgadas en especial las unidades C1 y C2, diferentes a los pozos horizontales, pues es de esperar de acuerdo a la experiencia previa, que no sean buenos productores en esta zona.

Una de las posibles alternativas es el diseño de pozos estratégicos en arenas delgadas, que para efectos de este trabajo se definirá como el diseño de pozos cuyas arquitecturas busquen adaptarse a la distribución geológica de los cuerpos de arena, de acuerdo al modelo geológico de las unidades litológicas C1 y C2, con el fin de contactar el mayor porcentaje de arena posible con una sola trayectoria. La Figura 1-1 es un ejemplo de como para una distribución de las arenas en el yacimiento, diversos tipos de arquitectura pueden lograr contactar mayor o menor porcentaje de arena. En el caso A escasamente un 15 % de las arenas es contactado, en el caso B este aumenta

en casi un 45 % y por último en el caso C se logra contactar más del 80 % de las arenas.

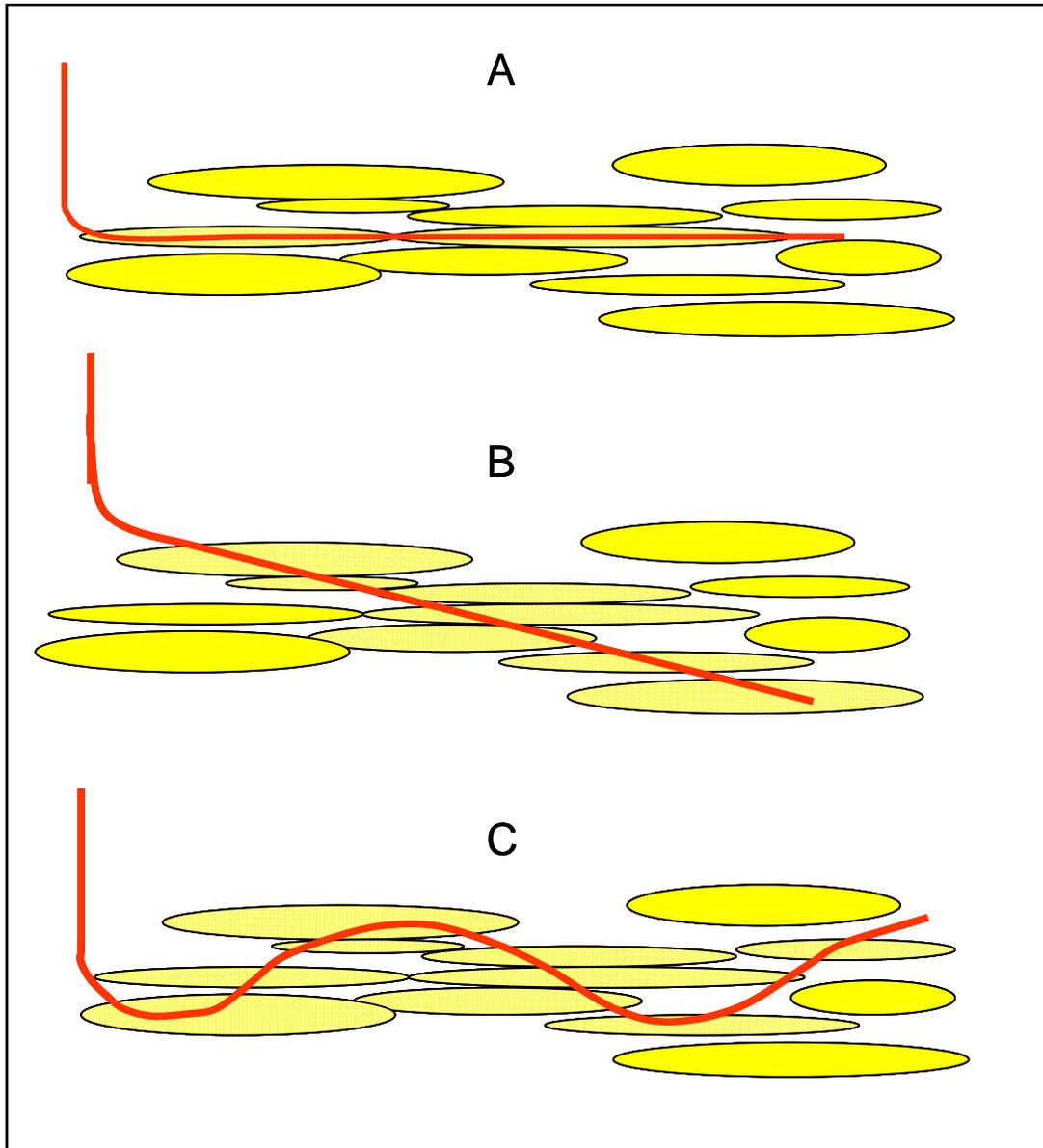


Figura 1-1 Modelos de trayectorias de pozos

Con este trabajo se busca dar un aporte al Proyecto Piloto, “Pozos no convencionales”, pues dentro de un modelo conceptual, se evaluará el comportamiento de producción y la factibilidad de perforación y completación, de

diversas arquitecturas de pozos, a fin de saber si son o no económicamente rentables. Así existirá un estudio de las diversas limitaciones y alcances que se tienen al momento de perforar un pozo ya sea altamente inclinado, sinuoso o multilateral, y cual sería su respuesta si lograrse contactar porcentajes similares de arena.

1.3 Objetivo General

Proponer el diseño de pozos en las arenas delgadas de las unidades litoestratigráficas C1 y C2, cuyas arquitecturas busquen contactar el mayor volumen de arena posible.

1.4 Objetivos Específicos

- Construir un modelo de simulación de un total de 6 macollas ubicadas en el área Este del campo Sincor y dentro de la unidad geológica C de la Formación Oficina.

- Diseñar y analizar la factibilidad de distintas arquitecturas de pozos estratégicos que logren contactar dos o más arenas con espesores inferiores a 20 pies

- Pronosticar la productividad de los pozos factibles de perforar y completar

- Comparar la productividad de estos pozos de diferentes arquitecturas entre sí y con pozos horizontales tradicionales.

1.5 Alcance

Se realizará un modelo de simulación conceptual que trate de adaptarse lo mejor posible a las interpretaciones existentes en Sincor, con el cual se podrán extraer conclusiones en cuanto a la factibilidad operacional de las diversas arquitecturas y de su productividad al contactar porcentajes similares de arena.

1.6 Campo Sincor

El Campo Sincor se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental, la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de La Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el Lineamiento de El Baúl. Esta Cuenca Oriental tiene su origen en el Cenozoico, siendo el Ciclo Terciario el más relevante pues corresponde a la sedimentación de las formaciones petrolíferas más importantes en la actualidad como Oficina.

Los sedimentos más antiguos corresponden a la Formación La Pascua, eminentemente arenosas, seguida rápidamente por la Formación Roblecito altamente lutítica, cuya edad puede fijarse en el Eoceno Superior. Durante el Oligoceno y Mioceno la invasión marina se extendió hacia el Este y Sureste por la parte centro meridional en los Estados Guarico, Anzoátegui y Monagas, una pequeña parte de Sucre y prácticamente todo el Delta, con una extensión de 165000 km² en territorio venezolano. La cuenca tenía forma de U abierta hacia el Este; su Flanco Norte estuvo formado por la cordillera en proceso de levantamiento, mientras que el Flanco Sur se desarrolló sobre una plataforma de aguas someras, apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Como resultado de estos dos elementos la Cuenca se inició asimétrica, con su zona axial situada hacia el norte, donde se acumuló la mayor parte de sedimentos.

En el frente de montañas de la Serranía del Interior en Anzoátegui y Monagas el comienzo del ciclo transgresivo del Terciario Superior está marcado por la secuencia arenosa de la formación Los Jabillos, unidad basal del Grupo Menecure. Al continuar la trasgresión se acumularon las lutitas de la Formación Areo de edad Oligoceno medio y a finales del Oligoceno prevalecen condiciones paludales con la acumulación de carbones en la Formación Naricual. Durante el Mioceno prevalecen aportes clásticos del levantamiento progresivo de las Cordilleras, caracterizados por

las areniscas y conglomerados presentes en la Formación Capiricual, Capaya y Uchirito, mientras que hacia el Este se acentúan las condiciones marinas de la Formación Carapita. El ciclo regresivo culmina con los ambientes continentales de la Formación Quiamare.

En el subsuelo de Monagas las condiciones de sedimentación fueron de mar abierto durante el Oligo – Mioceno, acumulándose una espesa sección de lutitas que caracterizan a la Formación Carapita. Hacia el Sur de la Cuenca Oriental el Grupo Merecure es notablemente más arenoso, la ausencia de lutitas de la Formación Areo impide su diferenciación como grupo y es conocido como Formación Merecure. Sobre esta se sedimentó el complejo deltaico de la Formación Oficina, a su vez recubierta por la Formación Freites.

Por otro lado, en el flanco norte de la Cuenca de Venezuela Oriental tuvo lugar levantamiento y erosión que afectaron la formación Carapita. Pasado este proceso erosivo se acumula la Formación la Pica que hacia el centro de la cuenca pasa por transición lateral a al parte superior de la Formación Freites. Hacia el norte del levantamiento de Pirital – Jusepín y en el flanco sur de la Serranía Interior, se produjo una sedimentación de carácter continental correspondiente a la Formación Morichito.

El esquema generalizado de la sedimentación durante el ciclo Terciario Superior se ajusta a ambientes continentales, fluvio – deltaícos, con grandes extensiones pantanosas y recurrencias de cortas invasiones marinas someras hacia el oeste y sobre la plataforma, representado por las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguarmas y al oeste la Secuencia Merecure Oficina – Freites sobre la plataforma.⁴

Hasta fines del año pasado la Faja del Orinoco se encontraba dividida en cuatro bloques: Machete, Cerro Negro, Hamaca y Zuata; ubicándose Sincor en este ultimo, tal como se muestra en la figura 1-2.



Figura 1-2 Ubicación del Campo Sincor.

La Zona productora corresponde a La Formación Oficina que según González de Juana et. al. (1980), se presenta en el Subsuelo de todo el flanco sur de la Cuenca de Venezuela Oriental de los Estados Anzoátegui y Monagas; solo aflora en la superficie en los domos de los campos Santa Ana y San Joaquín. Las arenas de la Formación Oficina constituyen los principales yacimientos de los extensos campos petrolíferos de la Faja del Orinoco. En términos generales la Formación consiste en lutitas y arenas alternadas, pese a la lenticularidad de las arenas individuales, los grupos de arena persisten y son correlacionables a grandes distancias. La unidad productora de petróleo se agrupan en tres zonas: Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina y de Temblador, siendo esta última la más arenosa por estar mucho más cerca la borde sur de la cuenca. Por último esta pasa lateralmente a la Formación Carapita por transición directa y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas, que se considera su equivalente en el Estado Guárico.

La sección de la Formación Oficina fue dividida por Key (1977 en González de Juana et. al. 1980) en cuatro miembros: Morichal y Yabo pertenecientes al Mioceno Inferior y Medio respectivamente, y Jobo y Pion que corresponden al Mioceno Superior. Martinus et. al. (2001) mencionan que la secuencia del miembro Morichal posee una sección basal dominada por ambientes fluviales y otra superior

dominada por ambientes deltaicos (Figura 2-2). Los mismos autores dividieron ambas secciones en tres unidades estratigráficas: una primera correspondiente a ambientes aluviales y de llanura deltaica superior (arenas A y B), una segunda sección de llanura deltaica inferior (arenas C) y una tercera de ambiente fluvial (Figura 2-1) a llanura deltaica superior (arenas D, E y F), tal como se muestra en la Tabla 1-2.

Tabla 1-2 Unidades litoestratigráficas de la Formación Oficina en el área Zuata y subdivisión del miembro Morichal ⁵

Cronoestratigrafía		Unidades Litoestratigráficas			Ambientes Sedimentarios		
Mioceno	Superior	Fm. Freites Formación Oficina	Unidad III Miembro Jobo				
	Medio		Unidad II Miembro Yabo				
	Inferior		Unidad I Miembro Morichal	A	1 2	Llanura deltaica superior	
				B	1 2		
				C	1 2	Llanura deltaica inferior	
				D	1 2 3	Fluvial a llanura deltaica superior	
					E		1
					F		2
	Cretáceo		Fm. Tigre Fm. Canoa				
Cámbrico		Fm. Carrizal Fm. Hato Viejo					
		Isea, 1987 after Latreille et al., 1983	Sincor (Maraven; Gaddy, 1998)	Martinius, A. et al. (2001)			

Sincor, Sincrudos de Oriente, es una asociación estratégica entre Total de Francia, Statoil de Noruega y PDVSA; creada con la finalidad de hacer posible el desarrollo de la Faja del Orinoco, la más grande acumulación de crudo extrapesado del mundo.

Su principal objetivo comercial es alcanzar una producción de 200 mil barriles por día de crudo extrapesado (8.5 °API), el cual, por medio de la adición de diluyente

es llevado a 17 °API y de esa forma transportarlo hasta el Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero "General de División José Antonio Anzoátegui, en Jose, donde se encuentra la división de mejoramiento (la mas grande y avanza en su estilo en Latinoamérica), para ser convertido en 180 mil barriles por día de crudo liviano (32 °API), catalogado como uno de los crudos de mas alta calidad de la Faja. Además se obtienen 860 toneladas de azufre y 6000 toneladas de coque por día.

La actividad de producción se desarrolla al Sur del Estado Anzoátegui, cercana a las poblaciones de Pariaguán, donde se encuentran las oficinas administrativas, y a San Diego de Cabrutica donde está el campo y la estación principal; abarcando un área de 504 Km², dentro del bloque Zuata (Figura 1-2)

Sincor se ha caracterizado por el uso de un sistema de producción centralizado, basado en el concepto de macollas y centros operativos, así su área consta de 42 de macollas de las cuales 28 poseen pozos en producción y el resto están en planificación. Una macolla se define como una facilidad de superficie en la que están dispuestos los cabezales de los pozos de producción (6 a 24 pozos), separados a cortas distancias, con el objeto de minimizar el impacto ambiental y facilitar las operaciones de producción, tal como se ilustra en la Figura 1-3

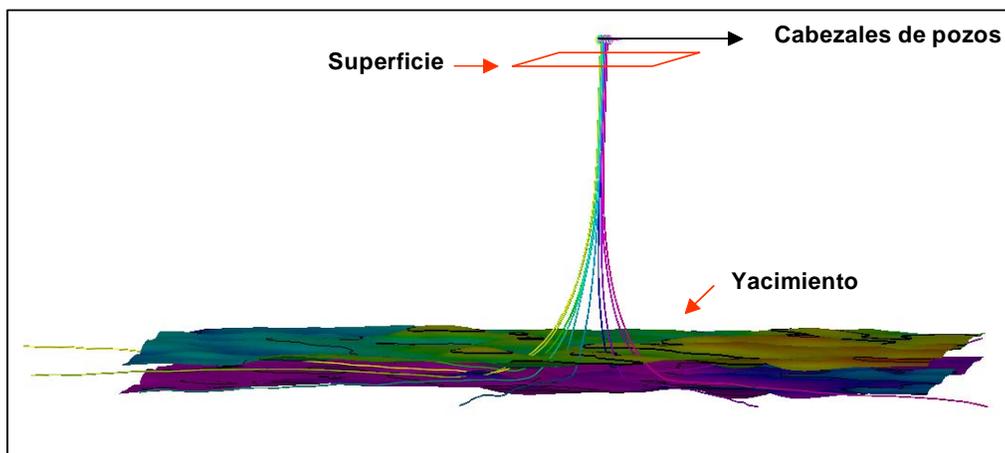


Figura 1-3 Diagrama de una macolla

La Figura 1-4 corresponde a una distribución areal por bloques del campo Sincor, con el fin de separar y diferenciar una zona para cada macolla.

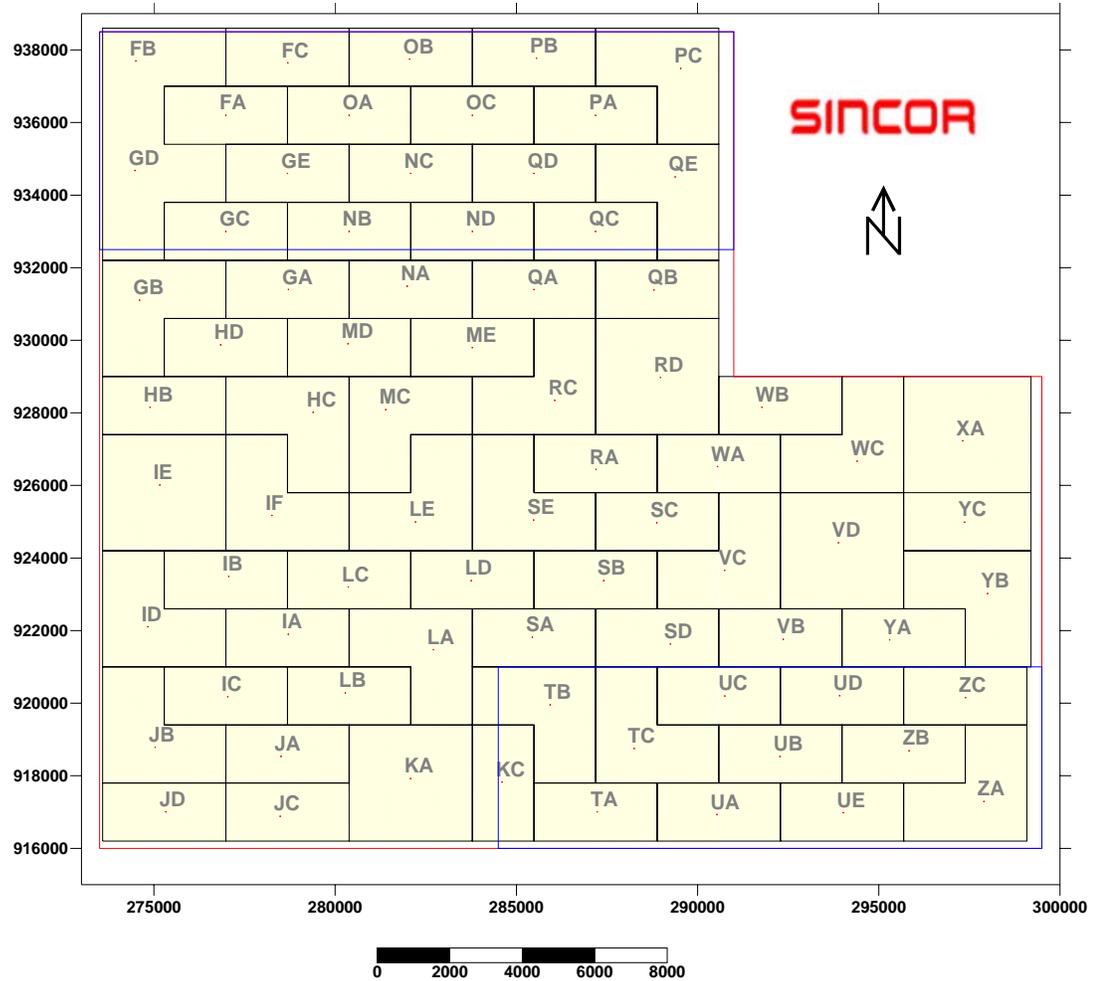


Figura 1-4 Representación areal para las macollas en el campo Sincor.⁶

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 BASES TEORICAS

2.1.1 Procesos Sedimentarios

Los procesos sedimentarios son fenómenos que ocurren en la superficie terrestre y del agua sin la necesidad de altas presiones y temperaturas y que empiezan con el desgaste de una roca sólida, su transporte y termina con su deposición y diagénesis como nueva roca sedimentaria. El proceso de depositación dependiendo de la zona donde ocurra se puede clasificar en depósitos fluviales, deltaícos o costeros, los cuales van a determinar la facies y propiedades geométricas presentes en el yacimiento.

Un depósito fluvial tiende a organizarse en cuencas hidrográficas que están atravesadas por una red de cauces que convergen hacia el mar formando un sistema ramificado que a medida que se acerca al océano se reúnen en un solo río. La superficie abarcada por una cuenca hidrográfica es muy variable y esta controlada por la estructura geológica. Esta dimensión junto con el régimen de pluviosidad de una zona determinada va a influenciar la variabilidad del caudal de un río.

La geometría de los canales fluviales se organiza según tres tipos, canales rectilíneos, entrelazados y meandriiformes. La mayoría de los depósitos fluviales corresponden a los dos últimos (entrelazados y meandriiformes); los rectilíneos, es decir, de baja sinuosidad son relativamente raros y mas característicos de los canales distributarios deltaícos. Los ríos entrelazados están caracterizados por una débil sinuosidad en el canal mayor pero por una gran complejidad interna representada por numerosos canales separados por barras y se forman cuando las pendientes de escorrentías son elevadas y los sedimentos transportados se caracterizan por arenas y

gravas. Los ríos meandriformes son altamente sinuosos pero simples internamente, se forman en pendientes débiles y transportan una gran cantidad de sedimentos finos.

Un perfil longitudinal típico (Figura 2-1) de los ríos con una fuerte pendiente aguas arriba y pendientes mucho más suaves aguas abajo, tiende a reagrupar los canales entrelazados en la parte alta de la cuenca y a los meandriformes en la parte baja. Adicionalmente dado que la velocidad de la corriente es función de la pendiente, se produce una granuclasificación de los sedimentos a lo largo de la cuenca hidrográfica, con una disminución de la relación arena / arcilla aguas abajo.

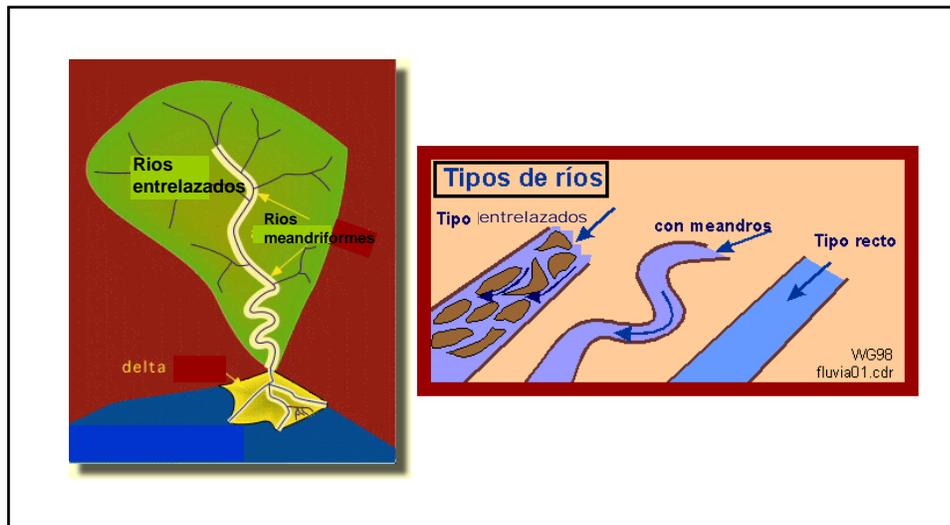


Figura 2-1 Perfil típico de un depósito fluvial

Un depósito deltaico consiste en una acumulación de sedimentos fluviales en la boca del río y para que se forme es necesario que los sedimentos aportados por el río sean mayores que los sedimentos arrastrados por el. El perfil típico de un delta esta conformados por tres sistemas: la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta. La llanura deltaica corresponde a la zona más proximal del delta y esta dominada por procesos fluviales y se caracteriza por la presencia de canales distributarios; el frente deltaico esta ubicado en la desembocadura de los canales distributarios con una marcada interacción entre procesos fluviales y marinos y se caracteriza por la

presencia de barras de desembocadura. Por ultimo el pro delta es la región más distal del delta, dominada por procesos marinos y donde ocurre la sedimentación de material fino como arcillas. Tal como se observa en la Figura 2-2

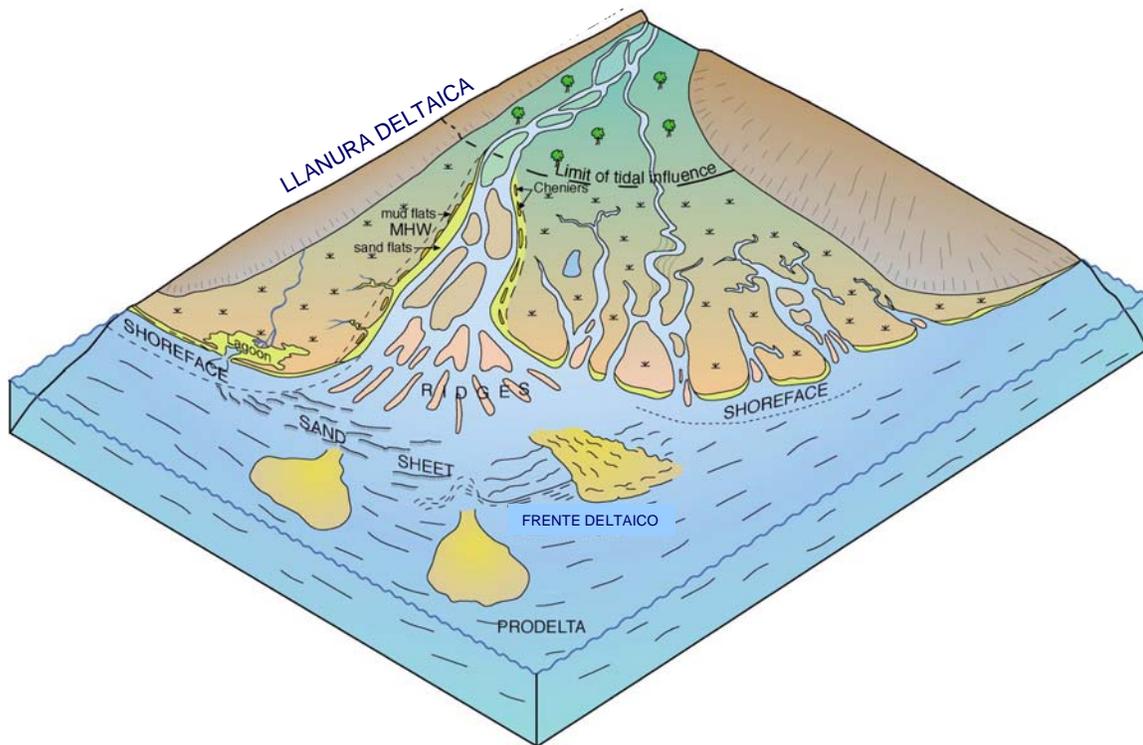


Figura 2-2 Sistema deposicional deltaico

Un deposito costero se encuentra alejado de la zona de aporte fluvial por lo que su morfología dependerá de la relación oleaje/ marea; por ejemplo cuando el oleaje es fuerte pero la marea débil, los depósitos arenosos son extensos y continuos paralelos a la costa en grandes distancias y forman excelentes yacimientos.

Las propiedades geométricas de un yacimiento se pueden agrupar en tres categorías: orientación regional, forma y tamaño del yacimiento. La orientación regional depende de la tectónica y del ambiente deposicional de los sedimentos, por ejemplo los ambientes fluviales van orientados perpendiculares a la línea de costa y

por lo general paralelos al eje mayor de la tectónica. La forma depende del tipo de depósito. Por último el tamaño de un yacimiento va a depender de la forma y por lo tanto del ambiente de deposición.

En términos generales las facies encontradas en un yacimiento pueden ser canales, abanicos de rotura y barras. Los canales son acumulaciones generalmente continuas cuyo espesor disminuye con la profundidad y se clasifican en rectilíneos, característicos de los ambientes deltaícos, meandriformes y entrelazados propios de los ambientes fluviales. Los abanicos de rotura ocurren tanto en ambientes fluviales como en deltaícos y son de forma elíptica y pierden espesor a medida que se alejan lateralmente del canal por lo general se encuentran aislados e intercalados con lutitas. Las barras, para el caso de ambientes fluviales se forman dos tipos las barras de meandros y las barras longitudinales y/o transversales, las primeras corresponden a las acumulaciones en la zona convexa del meandro en los canales meandriformes y las longitudinales o transversales se forman en los ríos entrelazados y son de granos más gruesos que las barras de desembocadura correspondiente a los ambientes deltaícos denominadas barras de desembocadura y se caracterizan por ser elípticas, perpendiculares a la dirección del río y aumentar de espesor a medida que profundiza. Otro tipo de barras son las barras de marea, las cuales se forman en ambientes deltaícos y a diferencia de las barras de desembocadura son paralelas a la dirección del río. ⁷

2.1.2 Perforación de yacimientos

La caracterización de un yacimiento junto con la perforación de pozos y la correcta selección de equipos de superficie hacen posible la producción de petróleo. A través de la correcta aplicación y entendimiento de cada uno de estos elementos se busca maximizar la producción de petróleo de la manera más efectiva y menos costosa posible. Mientras más completa sea la descripción del yacimiento, más precisa será la perforación de un pozo.

La perforación consiste en penetrar la corteza terrestre en una forma ordenada y metódica; comenzando con una mecha de mayor diámetro en la superficie e ir disminuyendo a medida que se profundiza.

A la hora de perforar un hoyo, no es fácil mantener la trayectoria planeada, especialmente la verticalidad a medida que se profundiza (Figura 2-3 A), ya que esto depende de factores mecánicos y geológicos, los primeros corresponden a las características, diámetros y pesos por unidad de longitud de los tubos de la sarta de perforación y los geológicos se refieren a la dureza, buzamiento e intercalación de estratos de diferentes características. Estas dificultades originaron el concepto de hoyos desviados cuya práctica intencional comenzó a aplicarse en la década de los treinta, mediante la combinación de factores de magnitud de peso, velocidad y presión a la sarta de perforación para mantener el control de la trayectoria. El refinamiento en el diseño y fabricación de equipos y herramientas para la desviación de los pozos, así como las aplicaciones computacionales en las operaciones petroleras, han contribuido a la perforación y terminación de pozos direccionales, inclinados y horizontales.⁸

La Figura 2-3 B, muestra un perfil simple de *build/hold/drop* de un pozo desviado, donde, los puntos A, B, C y D representan los cambios de rumbo, inclinación y desplazamiento lateral de la trayectoria respecto a la vertical. El punto

A se conoce con el nombre de *kickoff point*, y es donde empieza la desviación del pozo, el punto B representa el fin de la *build section*, y es donde se obtiene la inclinación deseada para alcanzar el objetivo propuesto dentro del yacimiento; esta sección, generalmente, es diseñada con un valor constante de desviación que viene expresado en grados por cada cien pies [$^{\circ} / 100'$] y se conoce con el nombre de *severity*. El tramo B –C es la zona tangente del pozo, se mantiene el ángulo alcanzado en el punto B y por último la *drop section*, tramo C-D, que normalmente se realiza con la finalidad de ubicar el pozo en la mejor zona del yacimiento.

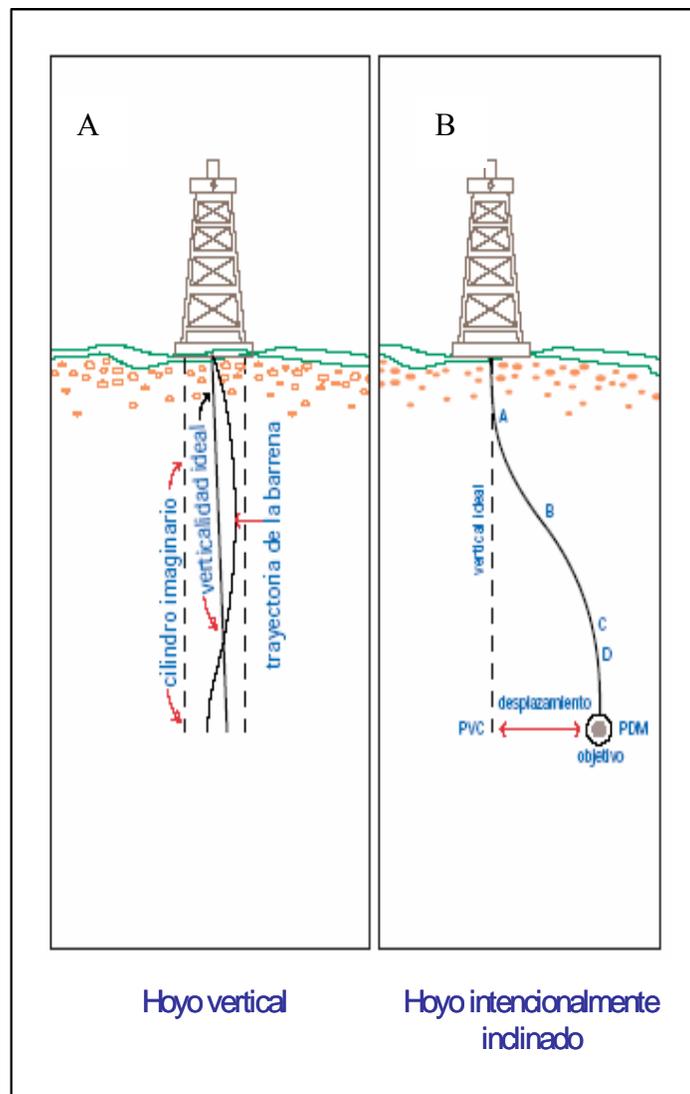


Figura 2- 3 Corte transversal de un hoyo según su dirección ⁸

Una clasificación general de los pozos de acuerdo a la severidad aplicada en la *build section* se muestra en la Figura 2-4 ⁹

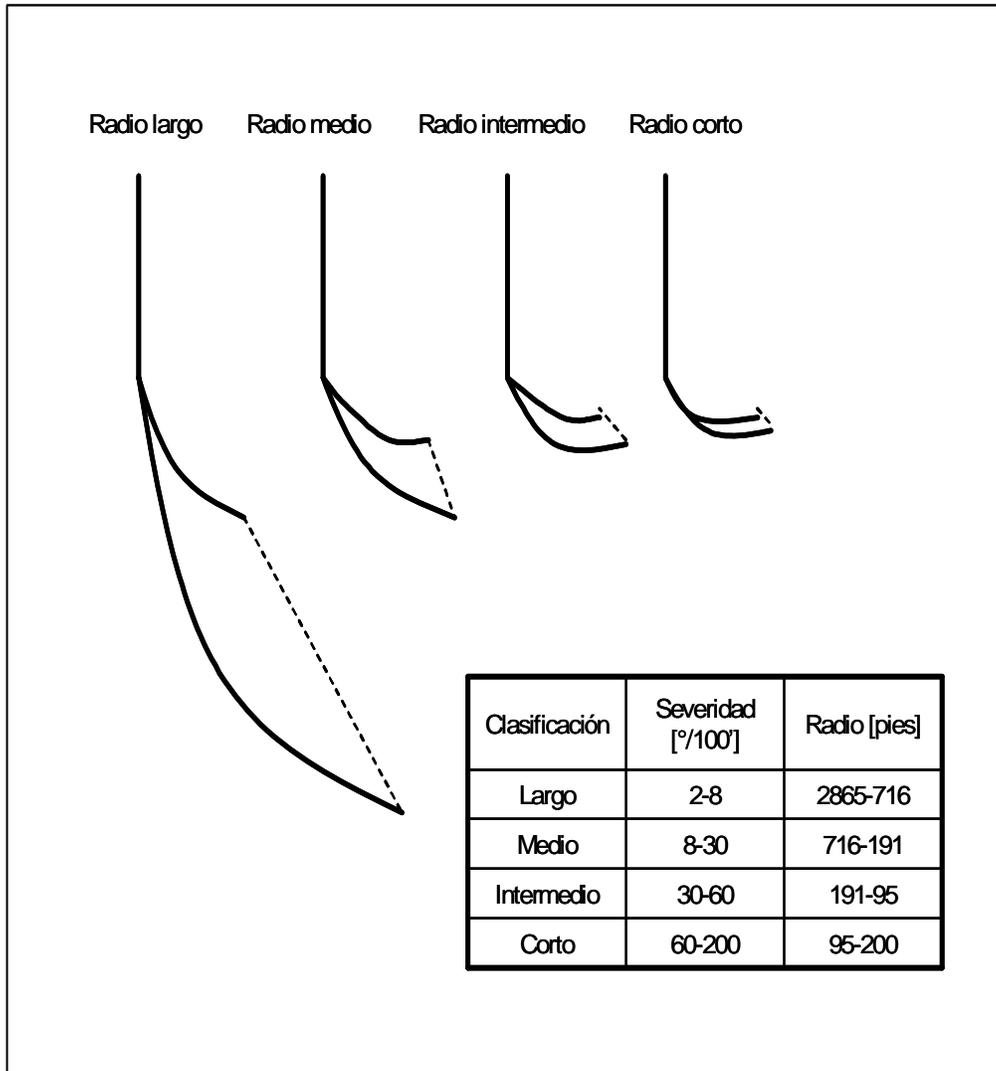


Figura 2-4 Clasificación de los pozos según la severidad ⁹

La aplicación más común de la perforación direccional es en los casos costa afuera (Figura 2-5), pues permite perforar un mayor número de pozos desde la misma plataforma. También son utilizadas para controlar las fallas geológicas, alcanzar zonas inaccesibles, evitar obstrucciones o retomar la trayectoria en caso de que el hoyo se haya torcido, perforación de domos salinos entre otras.

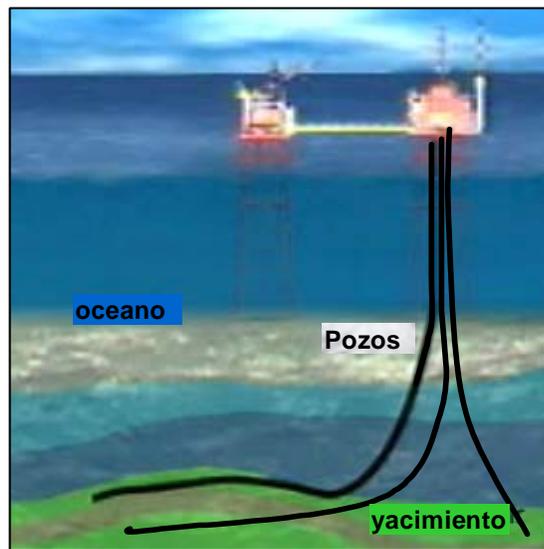


Figura 2-5 Perforación Costa Afuera

Como ya se mencionó la perforación esta sujeta a un conjunto de factores que se deben tomar en cuenta a la hora de planearla. El primer paso consiste en especificar el objetivo, ya que el tamaño, forma, límite, características geológicas del yacimiento junto con el espaciamiento de los pozos y las facilidades de superficie van a definir las circunstancias bajo las cuales se va a perforar. Consecutivamente, se debe elegir la localización óptima en superficie a fin de aprovechar las tendencias naturales de desviación de la formación. Otro factor a tomar en cuenta es el tamaño del hoyo, pues es más fácil de controlar la desviación en diámetros grandes que en pequeños. Determinar el tipo de lodo o lodos de perforación a utilizar para reducir el arrastre en pozos direccionales, mantener lubricada la mecha, entre otros. Diseñar las sartas de revestimiento así como el tipo de cementación para asentarlas y así darle estabilidad al hoyo, evitar riesgo de contaminación de aguas y aislar medios porosos.

Uno de los principales problemas presentados durante la perforación es la pérdida de circulación, la cual ocurre cuando la presión hidrostática del lodo de perforación es mayor a la presión de fractura permitiendo la entrada del lodo a la formación, esto puede ocurrir de forma natural cuando la formación ya esta fallada o inducida cuando el peso del lodo es tal que lograr fracturar a la formación e infiltrarse.

Otro problema es el caso contrario a la pérdida de circulación, las llamadas arremetidas, que ocurre cuando los fluidos de la formación entran al pozo ocasionando un desbalance de presión que si no es atacado rápidamente puede ocasionar un reventón, es decir que estos fluidos alcancen la superficie ocasionando grandes daños.

Finalmente, otro problema a tener presente es el que se conoce como pega de tubería, que ocurre cuando la tubería de perforación deja el centro del hoyo y se recuesta de las paredes de este. La pega de tubería se clasifica en diferencial o mecánica de acuerdo a los factores que la ocasiona; en el primer caso como su nombre lo indica se debe a una diferencia de presión entre la hidrostática del lodo y la de la formación, mientras mayor sea el diferencial mayor es el riesgo de pega. Dentro de la pega mecánica tenemos: los llaveteros que es cuando por cambios de inclinación del pozo provoca que la tubería se recueste en un lado, la ovalización del hoyo cuando existen diferencia entre los esfuerzos horizontales y causan que el hoyo lentamente tome un forma elíptica a tal punto que no permita el paso de la sarta de perforación, hidratación de arcillas, limpieza deficiente del hoyo ya que los ripios pueden acumularse en el anular empacando la tubería, cavernosidades, inestabilidad del hoyo por inclinación, mecha fuera de calibre entre otras.

En conclusión, la planificación de un pozo que proporciona un 99% de probabilidades de que se logren todos los objetivos es por lo general un plan poco realista y anti-económico. Es así que la ingeniería, el manejo de los riesgos y la experiencia operativa desempeñan un papel invaluable en la construcción del pozo. Se deben examinar las opciones relacionadas con los sistemas de lodo, los taladros, la geometría del hoyo, los métodos de completación y pruebas, el diseño de la cementación, la extensión de la evaluación y otros factores, con lo cual el diseño final deberá alcanzar un nivel razonable de garantías para cumplir las metas y objetivos del pozo. En la mayoría de los casos, la experiencia operativa constituye el recurso más valioso para el éxito de esta empresa. ¹⁰

El objetivo de perforar un pozo cualquiera que sea su arquitectura es contactar el mayor porcentaje de arena neta petrolífera y con esto acelerar la producción y aumentar el factor de recobro. En el pasado, un simple pozo vertical era capaz de producir por sí sólo altas tasas y con estas satisfacer las necesidades del momento, sin embargo con el pasar del tiempo ha sido necesario implementar nuevas técnicas que sean capaces de alcanzar objetivos más complejos, como los son yacimientos altamente fallados, costa afuera, de crudos pesados, con altos cortes de agua, de bajos espesores entre otros.

Haciendo un recuento histórico, para comienzos de los años 80' se perforaron los primeros pozos horizontales y para los años 90 se habían aplicado alrededor de todo el mundo, su comportamiento demuestra una alta eficiencia en cuanto a incremento de producción y descubrimiento de reservas se refiere. Además han permitido reducir el número de pozos productores e inyectores y con estos los costos iniciales de inversión; así como alcanzar zonas que antes eran inaccesibles, reducir los problemas de conificación de agua o gas, entre otros. Es importante destacar que a pesar del éxito que han tenido estos pozos, también se han encontrado limitaciones, es decir que en algunos casos no se han obtenido los resultados esperados, esto se puede dar por infinidad de parámetros pues las condiciones de cada yacimiento como permeabilidad, presión, saturación varían de una zona a otra, sin embargo se puede resumir en tres principales causas: daño de la formación, incertidumbres en la geología. Estas limitaciones han dado pie al desarrollo en los últimos años de nuevas tecnologías de perforación como multilaterales, pozos altamente desviados, sinusoidales, radio corto, re perforación de pozos existentes entre otras.

Con base al objetivo de este trabajo se procedió a buscar en la literatura cuáles son las diversas tecnologías que se han usado hasta ahora en el desarrollo de arenas delgadas, así tenemos:

- Re perforación de pozos existentes utilizando tecnología multilateral nivel 4, la cual se caracteriza por la cementación de la junta o ventana donde se añade el brazo al pozo principal. Esta opción es aplicable a pozos cuyas tasas de producción han llegado al límite económico, de forma tal que al re entrar en el pozo y perforar un lateral va a ofrecer un incremento de producción y a su vez va a representar un menor costo que perforar un nuevo pozo. Este sistema requiere el uso de empacaduras que minimizan el riesgo operacional y el tiempo de taladro; además permite producir cada brazo ya sea en forma selectiva o conjunta. ¹¹

Es importante al momento de perforar el lateral tomar en cuenta la presión de la formación para mantener la estabilidad e integridad de la conexión, por lo cual es imprescindible cementar la conexión. Y siempre se debe mantener la posibilidad de re abrir a producción el pozo original.

- Perforación de radios ultra cortos: dado que perforar un nuevo pozo horizontal o convertir un vertical en horizontal no siempre es lo más acertado dado a las limitaciones operacionales y económicas. Amoco desde 1989 a desarrollado la técnica de radios ultra cortos que basado en un sistema de bajo costo capaz de perforar una curvatura consistente en la dirección deseada y dentro de un revestidor de 4.5". Existen dos parámetros claves en el proceso de perforación: el seccionamiento del revestidor de producción y la cementación. ¹²

- En el año 2005, la compañía ExxonMobil, introduce el concepto de perforar un piloto multi penetración (MPP), el cual va a permitir penetrar varias veces el yacimiento con un mismo pozo y así obtener un mejor entendimiento geológico del reservorio en comparación a un piloto convencional, pero por otro lado la perforación de este piloto implica mayores riesgos operacionales pues la sección de hoyo abierto es casi el doble de larga que una convencional y adicionalmente requiere inclinaciones hasta de 105 grados para alcanzar las ondulaciones planificadas. Para esto se decidió utilizar un hoyo de 12 ¼" con un limite de severidad de 3' / 100 pies.

El MPP fue todo un éxito y es la corrida mas larga y continua que se ha hecho con un sistema rotatorio de navegación.¹³

A pesar de que la finalidad de este pozo es reducir incertidumbres geológicas y no ponerlo a producir, lo que nos llama la atención es que este tipo de arquitecturas con ondulaciones son factibles operacionalmente y que faltaría evaluar su capacidad de producción.

- La perforación y completación de pozos sinusoidales en el campo Njord, uno de los yacimientos mas complejos ubicados en el Mar del Norte, debido a la gran cantidad de fallas y poca interpretación sísmica, han resultado una excelente opción de diseño pues son menos costos y riesgosos que un multilateral y poco mas caros que un horizontal convencional. Así se han llevado a cabo exitosamente con secciones de 2800 metros y con severidades de hasta 8`/100 pies lo cual a permitido el incremento de la producción e información sobre el yacimiento.¹⁴

Los pozos horizontales también pueden ser exitosos al momento de querer contactar arenas delgadas, tal es el caso del campo Bamboo West en Sudan. Primero se hizo un piloto para determinar la profundidad de aterrizaje y luego basados en las coordenadas de superficie y de fondo y en técnicas de orientación y el uso de LWD, fue posible obtener tasas de hasta 1800 bbl/día lo cual representa 4 a 5 veces mas que la producción de un pozo vertical. Este representa un caso análogo a Sincor¹⁵

De la información anterior se entiende que para perforar un yacimiento con bajos espesores de arena o con poca comunicación lateral y vertical, la trayectoria del pozo debe buscar contactar varias secciones del yacimiento para incrementar el volumen de arena productora contactado. Es importante destacar que las condiciones geológicas de los campos donde se aplicaron las técnicas ya mencionadas corresponden a arenas delgadas y poco consolidadas semejantes a las condiciones del campo Sincor, aunque un poco mas profundos. Y dado que son factibles

operacionalmente y han sido aplicadas con éxito, nos da la oportunidad de estudiar su posible aplicación en nuestra área de estudio.

En términos generales se observan tres patrones básicos de perforación: pozos horizontales, multilaterales y sinusoidales. Los primeros representan la técnica convencional utilizada hasta ahora en las perforaciones en Sincor, lo cuales se han desarrollado con éxito. Pero es necesario tomar en cuenta que se han llevado a cabo en arenas con buenos espesores, por lo que su seguimiento es un poco mas fácil, sin embargo se ha dado el caso en el que se han tenido que hacer reentradas pues se pierde la arena, o la misma incertidumbre geológica hace que se tenga que re definir el plan inicial, imaginar aplicar esta técnica a arenas con espesores menores a 20 pies, suena bastante retador pues se requiere una gran exactitud y precisión al momento de perforar.

En el caso de multi laterales, se ha visto que su principal limitación es el costo, pues representa una gran inversión en comparación a la ganancia obtenida, de forma tal que para que sea exitoso debemos asegurarnos de contactar y drenar un buen porcentaje de arena por brazo. Otra opción es aplicar esta técnica a pozos ya existentes con tasas de producción cercanas al límite económico pues el costo seria más bajo y el resultado bastante bueno, pues con re entrar en el pozo y perforar un brazo se aumentaría nuevamente la producción del mismo y no seria necesario nuevas facilidades de superficie pues ya están instaladas.

Por ultimo los pozos sinusoidales son bastante nuevos y representan un logro mas dentro de la industria petrolera, pues han proporcionado resultados asombrosos, ya que permiten perforar diferentes secciones de un yacimiento con una simple trayectoria y no solo obtener altas tasas de producción sino también obtener una mayor cantidad de información geológica del yacimiento en comparación a un pozo stratigráfico convencional. En esto, los parámetros claves son las severidades y el torque y arrastre, pues de ellos va a depender la longitud del pozo.

2.1.3 Simulación Estática

A la hora de distribuir ciertos atributos o propiedades de un yacimiento en el espacio a partir de unos datos existentes se pueden utilizar varios métodos de simulación, los cuales a grandes rasgos se clasifican en determinísticos y estocásticos, los primeros, como su nombre lo indica, a partir de unos datos de entrada y ciertas ecuaciones establecidas, determina un resultado, el cual no va a variar al menos que se cambien las condiciones iniciales. Este tipo de modelos son mucho más sencillos y necesitan menos tiempo de cómputo, pero al momento de representar heterogeneidades se hace difícil lograrlo; para eso existen los modelos estocásticos, en los cuales no existe una regla para determinar un resultado y a diferencia de los determinísticos, se pueden obtener distintas realizaciones para las mismas condiciones iniciales. Este tipo de modelos, se basa en la técnica geoestadística y en sus diversos métodos de interpolación, los cuales ofrece una manera de describir la variabilidad espacial de los atributos de un yacimiento dentro de un modelo.

En el campo de las geociencias es común encontrar variables distribuidas espacialmente. Para el estudio de estas variables son usados diversos procedimientos geoestadísticos de estimación y/o simulación. Esto es, a partir de un conjunto de muestras tomadas en localizaciones del dominio en que se manifiesta un fenómeno a estudiar y consideradas representativas de su realidad, que por lo general es siempre desconocida, estos procedimientos permiten la descripción o caracterización de las variables con dos fines diferentes, primero, proporcionar valores estimados en localizaciones de interés y segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión que los datos originales. La geología y la minería son los campos típicos para la aplicación de estos modelos, campos en el que surge y se desarrolla la geoestadística como ciencia aplicada.

Es bien conocido que la descripción de las propiedades de un yacimiento en un modelo de simulación es muy importante pues tiene gran impacto en las

decisiones que se toman sobre los proyectos de exploración y producción, por lo que es importante tomar en cuenta la disponibilidad de datos, que por lo general son altamente dispersos y en conjunto con la complejidad geológica de la zona, aumenta la incertidumbre y a su vez dificulta aun más el proceso de modelado. En este sentido la geoestadística ofrece la posibilidad de integrar los diferentes tipos de datos proveyendo un formalismo para codificarlos, el cual a su vez considera la incertidumbre implícita en la información y la transfiere a la predicción final, permitiendo trasladar la geología a modelos utilizables en la ingeniería de yacimientos. Adicionalmente la descripción del yacimiento es otro punto importante pues su geometría, dimensión y tipo de fluido (gas seco, composicional o petróleo negro) van a influenciar en el tipo de modelo (numérico, geométrico o analítico) y herramienta a utilizar.

Un modelo estático está conformado por las propiedades geológicas, sedimentológicas, estructurales y petrofísicas del yacimiento. Toda esta información se obtiene a partir de los registros, núcleos, interpretaciones sísmicas y los pozos perforados que van a permitir definir tope y base de cada unidad y subunidad, espesores de arena neta, arena neta petrolífera y lutitas, buzamiento, fallas, características de las facies, ambientes deposicionales y la dirección en la cual aumenta el tamaño de los granos y el nivel de energía de los sedimentos estableciendo areal y verticalmente las zonas de mejor calidad. De igual manera se determinan correlaciones para los valores de permeabilidad y saturación de agua inicial a partir de los datos de porosidad.

Existen varios métodos para crear una distribución de estos atributos, uno de los principales es kriging y la simulación secuencial gaussiana, las cuales se basan en el cálculo de semivariogramas experimentales, que se define como una medida de la variabilidad de un atributo con la distancia. La diferencia entre uno y otro, es que en el kriging, la estimación es localmente exacta y lisa, lo que la hace apropiada para visualizar tendencias mas no, para la simulación de flujo, donde son importantes lo

valores extremos y además no determina la incertidumbre global. La simulación secuencial por el contrario es mucho más heterogénea y permite determinar las incertidumbres a través de múltiples posibles realizaciones. (Ver Figura 2-6)

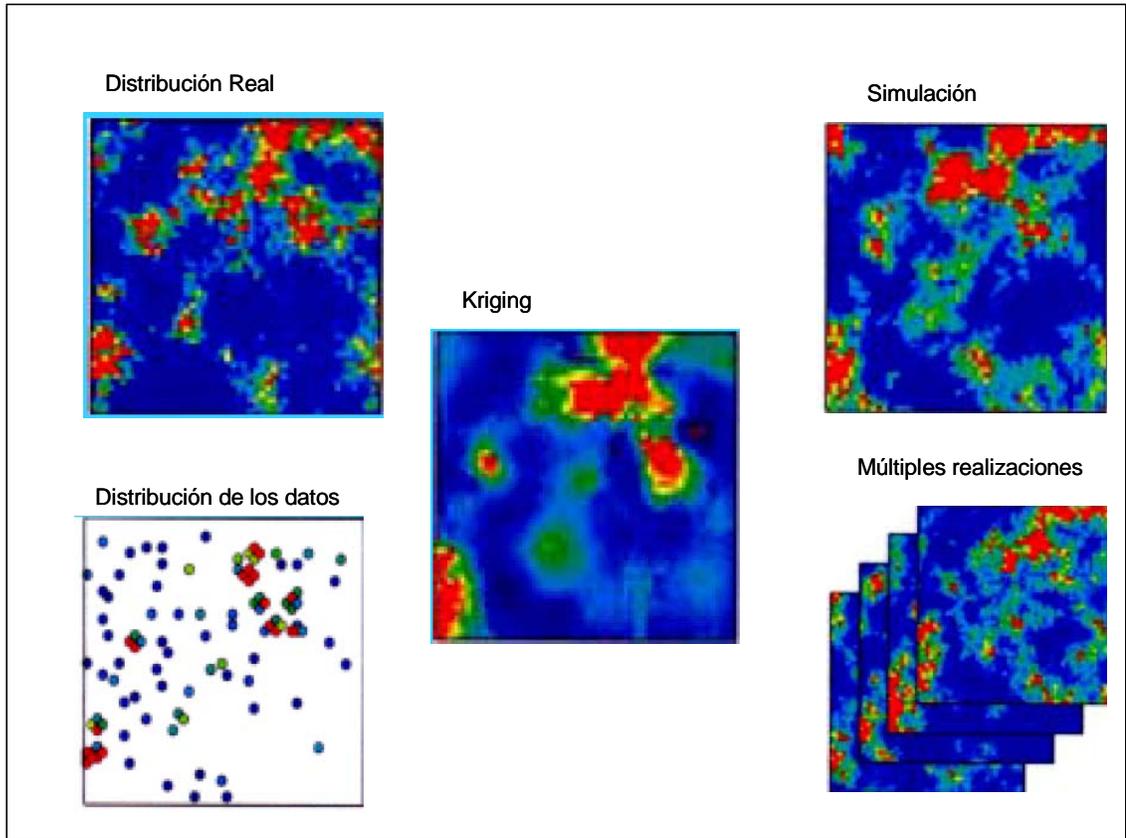


Figura 2-6 Kriging versus Simulación ¹⁶

Otro método es el modelaje por objetos que se usa para modelar variables categóricas, como por ejemplo registros de facies, a través de objetos cuyas propiedades geométricas como espesor, ancho y orientación son controladas y definidas por el geomodelador. Estos objetos se distribuyen estocásticamente en la zona manteniendo las propiedades especificadas y honrando la información de los pozos. Los objetos mas utilizados son los canales y las elipses. (Figura 2-7)

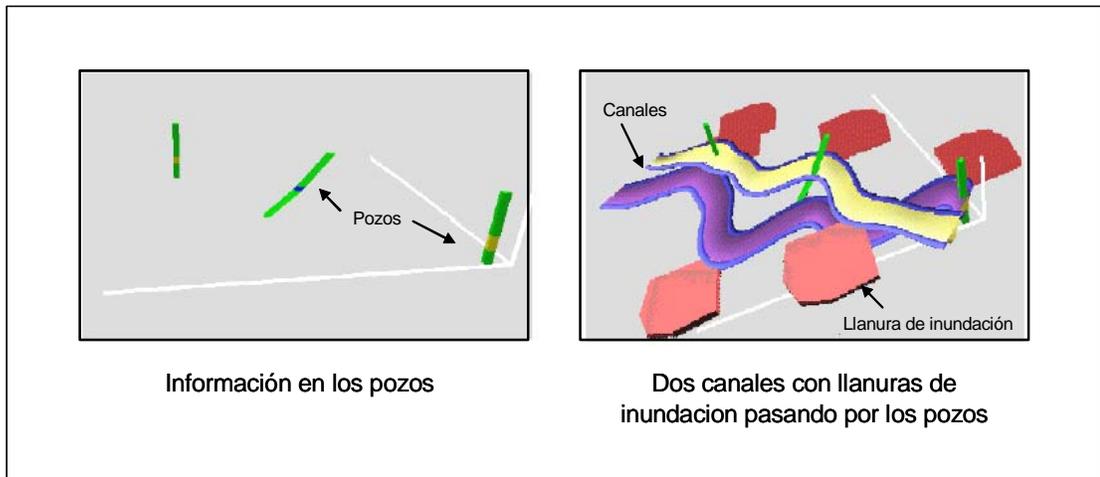


Figura 2-7 Ejemplo de modelaje por objetos ¹⁷

2.1.4 Simulación dinámica

La simulación dinámica es una herramienta que permite describir cuantitativamente el flujo de varios componentes a través de un yacimiento heterogéneo con un esquema de producción determinado no solo por las propiedades del yacimiento sino también por las demandas del mercado, las estrategias de inversión y las regulaciones del estado. Permitiendo resolver de una forma mas fácil, rápida y menos costosa problemas presentados dentro de la ingeniería de yacimientos.

El primer tipo de simulador numérico que se desarrolló fue el de petróleo negro, el cual es capaz de modelar el flujo de agua, petróleo y gas así como la solubilidad del gas en el petróleo, mas no puede modelar los cambios en la composición del gas y le petróleo a medida que se agota el yacimiento. Este tipo de simulador sigue siendo el más utilizado y con las versiones actuales el usuario puede confiar en los resultados obtenidos siempre y cuando se haya utilizado apropiadamente el simulador. Hoy en día existen otros tipos de simuladores que son capaces de modelar cambios composicionales, térmicos y químicos dentro del yacimiento. Todos estos simuladores pueden ser aplicados en diversos tipos de estudios de yacimientos

La mayoría de los estudios de simulación involucran prácticamente el mismo tipo de actividades, solo que el esfuerzo y la dedicación en cada una de ellas varia de un proyecto a otro. Estas actividades son: pre procesamiento, inicialización, cotejo histórico, predicciones y análisis de resultados.

- El preprocesamiento incluye varias fases como la definición del problema, adquisición y revisión de la data, selección del tipo de simulador y por ultimo la creación del modelo a utilizar.

* La definición del problema es una fase corta pero esencial, donde se describe el comportamiento del yacimiento y cual es el problema asociado a este, así como los lineamientos a seguir para dar solución al problema planteado. Este estudio debe ser lo mas completo posible para poder determinar la complejidad y las necesidades del proyecto que se va a realizar.

* En cuanto a la revisión de datos, debe hacerse de la forma más eficiente posible, pues es común encontrar inconsistencias o fallas en los datos recolectados que deben ser resueltas, para así determinar si la información es suficiente y adecuada para construir un modelo, de no serlo se deben redefinir los objetivos y buscar alternativas.

* Tanto el tipo de simulador como el modelo de simulación vienen definidos por el tipo de proceso a modelar, el tipo de yacimiento, los datos disponibles y los objetivos planteados. No necesariamente tiene que ser un modelo de todo el yacimiento, lo importante es que se ajuste a las necesidades del proyecto, pues mientras más complejo sea el modelo mayor tiempo de cómputo será necesario para realizar las simulaciones. En algunos casos se recomienda una combinación de modelos finos y gruesos.

- Inicialización: consiste en verificar que las fases del modelo se encuentre en equilibrio de acuerdo a la distribución de sus densidades y presiones iniciales

- Cotejo histórico: una vez creado e inicializado el modelo, para determinar si este es capaz o no de duplicar el comportamiento del yacimiento, se procede a ejecutar simulaciones con la historia de producción y/o inyección de los pozos de la zona y comparando las presiones calculadas y los movimientos de los fluidos con los valores reales del yacimiento. Los parámetros introducidos en el modelo deben ser ajustados hasta obtener un cotejo aceptable entre el modelo y la realidad. Cabe

destacar que de no existir historia de producción y/o presión esta fase no se puede realizar, por lo que las predicciones deben ser evaluadas apropiadamente.

- Predicción y análisis de resultados: una vez validado el modelo, éste es utilizado para predecir el comportamiento futuro del yacimiento, es decir determinar las posibles tasas de producción, eficiencia, recuperación final de petróleo, agua y/o gas, para nuestro esquema de producción y así dar cumplimiento al objetivo del proyecto.

Según Dr. Khalid Aziz “Con la proliferación de simuladores de yacimientos, y el extensivo uso de esta tecnología en la industria, se está incrementando el riesgo de que usuarios inexpertos abusen de los sofisticados modelos que tienen a su disposición. Para reducir estos riesgos, es recomendable tomar ciertas reglas en cuenta. Las siguientes reglas reflejan mi propia experiencia así como conocimientos obtenidos mediante la lectura de artículos y a través de la discusión con colegas en la industria y en la enseñanza”. Así se tiene:

- Entender el problema y definir los objetivos
- Mantener el modelo Sencillo
- Entender la interacción entre las diferentes partes
- No asumir que el modelo más grande siempre es el mejor
- Es recomendable conocer las limitaciones y confiar en su juicio
- Ser razonable con las expectativas
- Cuestionar los ajustes de datos para obtener el cotejo histórico
- No es recomendable suavizar valores extremos
- Es necesario prestar atención a las medidas y al uso de escalas
- No se debe escatimar en datos necesarios de laboratorio

2.2 BASES LEGALES

Venezuela cuenta con un sólido y transparente marco legal en materia de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos), mediante el cual se promueve la participación de capitales estatales y privados, tanto nacionales como internacionales, con el propósito de garantizar el suministro de energía desde nuestro país hacia los mercados mundiales.

En esos instrumentos legales se basa la actividad de la industria petrolera nacional, siempre enmarcados en los principios que establece la Constitución Bolivariana en cuanto al tema energético. A continuación usted encontrará alguna de los principales instrumentos legales por los que se rige la actividad de la industria petrolera venezolana.

- LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS (Gaceta Oficial No. 37,323 - 13 de Nov 2001)
- CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
- CÓDIGO CIVIL DE VENEZUELA
- CÓDIGO DE COMERCIO
- LEY DEL BANCO CENTRAL DE VENEZUELA (No. 37,296 - 3 Octubre de 2001)
- LEY DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA
- LEY ORGÁNICA DEL AMBIENTE No. 32,004 - 16 de Junio de 1976
- LEY PENAL DEL AMBIENTE No. Extraordinaria 4,358 - 3 de Enero de 1992
- LEY DE BOSQUES Y AGUA No. Extraordinaria 1,004 - 26 de Enero de 1996

CAPITULO III METODOLOGIA

3.1 SELECCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

Geográficamente el área Sincor se encuentra dentro del bloque Zuata, al sur del estado Anzoátegui, cercana a las poblaciones de Pariaguán y San Diego de Cabrutica abarcando una superficie de aproximadamente 500 km², ubicadas según las siguientes coordenadas UTM:

Latitud: 915000 m Norte
940000 m Norte

Longitud: 275000 m Este
300000 m Este

El área de estudio de este proyecto se limita a la zona Este del área Sincor abarcando un total de 6 macollas (VD, YC, XA, WC, YB y YA), Figura 3-1

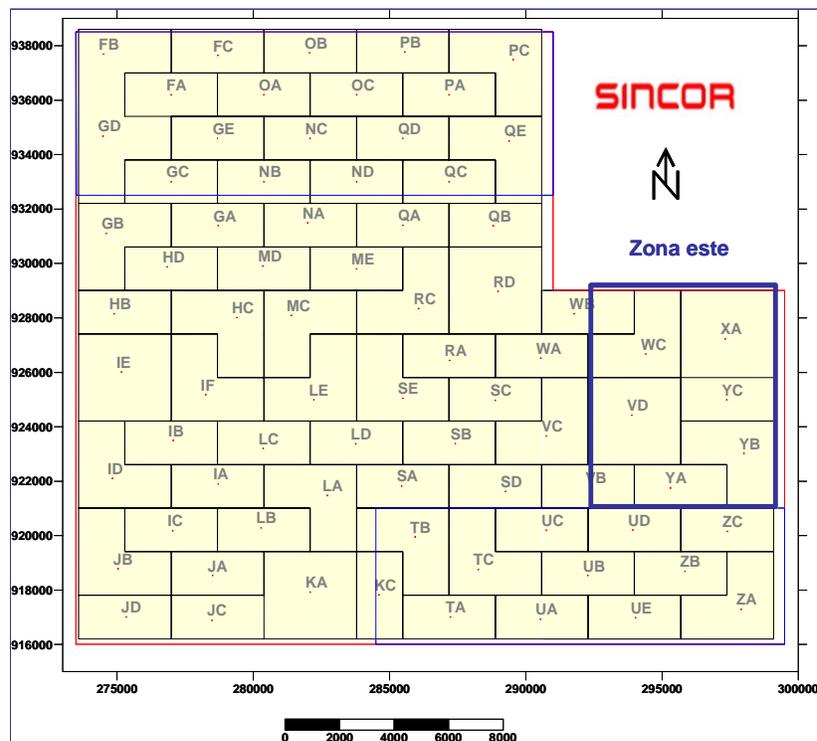


Figura 3-1 Ubicación del área de estudio ⁶

Geológicamente se representarán las Arenas C de la Formación Oficina (específicamente C1 y C2), por medio de un modelo geológico, pues como ya fue mencionado, corresponden a las zonas de mayor potencial en las arenas delgadas de Sincor.

3.2 ELABORACION DEL MODELO GEOLOGICO

3.2.1 Recopilación de información

La información necesaria para construir el modelo estático proviene de dos fuentes principales mapas y pozos. Se cuenta con el mapa de la distribución de macollas dentro del área asignada a Sincor, el cual se usara como referencia para delimitar el modelo dentro del área de estudio antes seleccionada. También los mapas de estructurales, de espesores, arena neta, facies, porosidad de las distintas unidades de arena. Cada año a medida que se obtiene mayor información se hacen correcciones a éstas interpretaciones, sin embargo las consideradas oficiales corresponden a las realizadas en el año 2004 y son las utilizadas en este proyecto.

En cuanto a la información de pozos, una vez seleccionada el área estudio se procedió a determinar los pozos tanto verticales como estratigráficos encontrados dentro de dicha área, lo que nos da un total de 26 pozos que más adelante serán los puntos de control para el escalamiento y modelaje de las propiedades en el modelo. De estos pozos se puede obtener la información de su trayectoria y con esto la posición de cada marcador dentro del pozo, es decir, el corte del pozo con los topes de cada arena. Adicionalmente se tienen los distintos registros que fueron corridos a estos pozos, de los cuales solo se utilizarán el registro de porosidad y el de facies al cual se le asigna el nombre de GENLOG.

3.2.2 Estructuración y validación del modelo estático

Independientemente del software o herramienta que se utilice para crear un modelo, el flujo de trabajo es básicamente el mismo. Así, para este estudio el flujo de trabajo constó de 5 etapas, las cuales se describen a continuación:

a) Definir el modelo: Se delimita el área de estudio por medio de un polígono ya sea regular o irregular en 2D, adicionalmente se crea el esqueleto un tope y una base arbitraria (Figura 3-2) en el cual se determinan las características básicas del modelo como la dimensión en “x” “y” de las celdas, conocido también como el incremento y viene dado en las unidades horizontales del proyecto, en este caso 50x50 metros, se incluyen también la forma de los pilares y los planos de falla en el caso de existir.

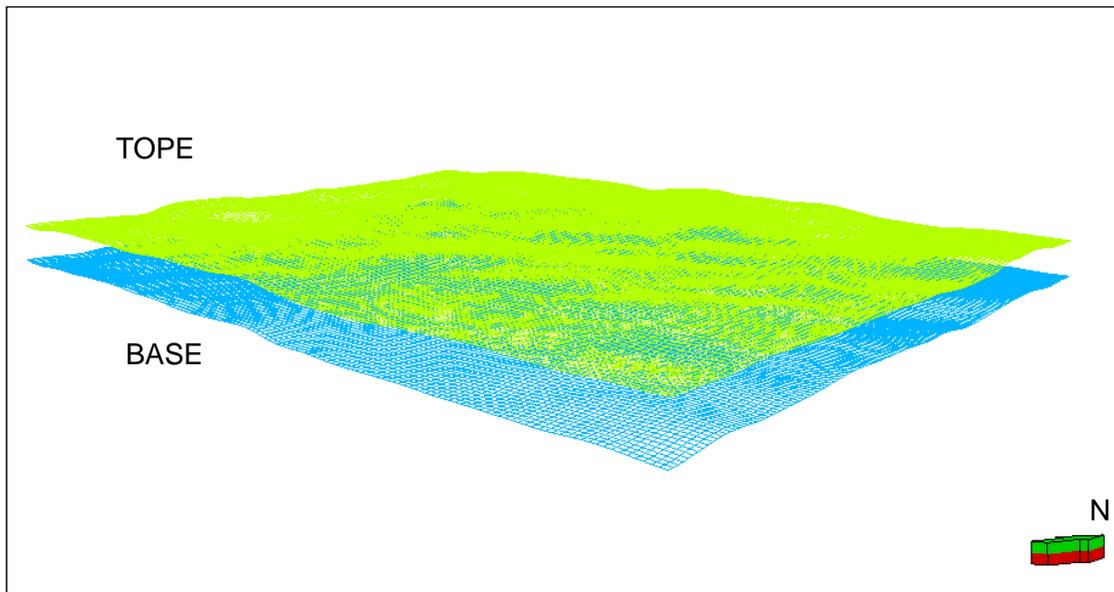


Figura 3-2 Esqueleto del tope y la base del modelo estático

b) Creación de los horizontes: en este punto se insertan los topes y bases de cada estrato geológico correspondiente a las arenas C1 y C2, los cuales, vienen dados

por los mapas estructurales previamente cargados en la herramienta de modelaje y que a su vez son correspondidos por los marcadores de cada pozo. Esto nos da un total de tres horizontes: tope de C1, tope de C2, que a su vez es la base de C1, y tope de D1 que representa la base de C2, y van desde el más superficial hasta el más profundo, Figura 3-3.

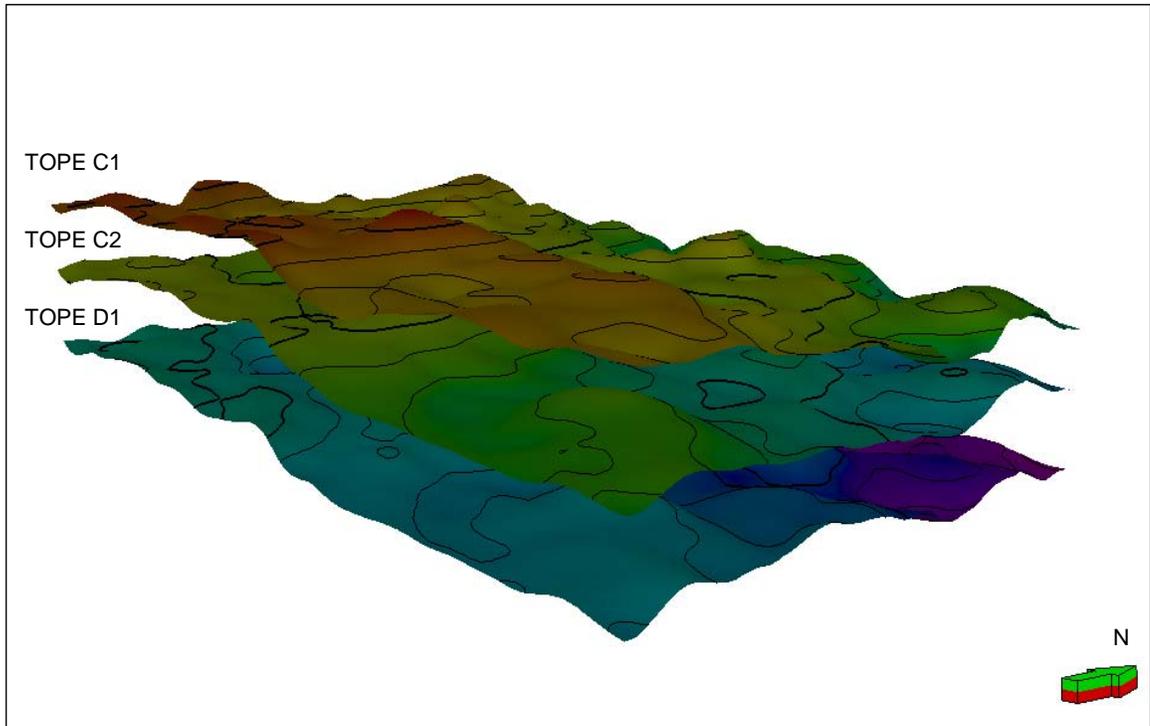


Figura 3-3 Horizontes de las unidades litológicas

c) Creación de las zonas: dado que cada arena tiene sub unidades, las cuales se denominaran zonas, dos para el caso de C1, superior e inferior y tres para el caso de C2, superior, medio e inferior, es necesario hacer esta diferenciación, para esto se insertan mapas de espesores así como los marcadores de los pozos para poder crear el tope estructural o el horizonte que separe cada zona y se obtiene un bloque del área modelada tal como se muestra a continuación en la Figura 3-4:

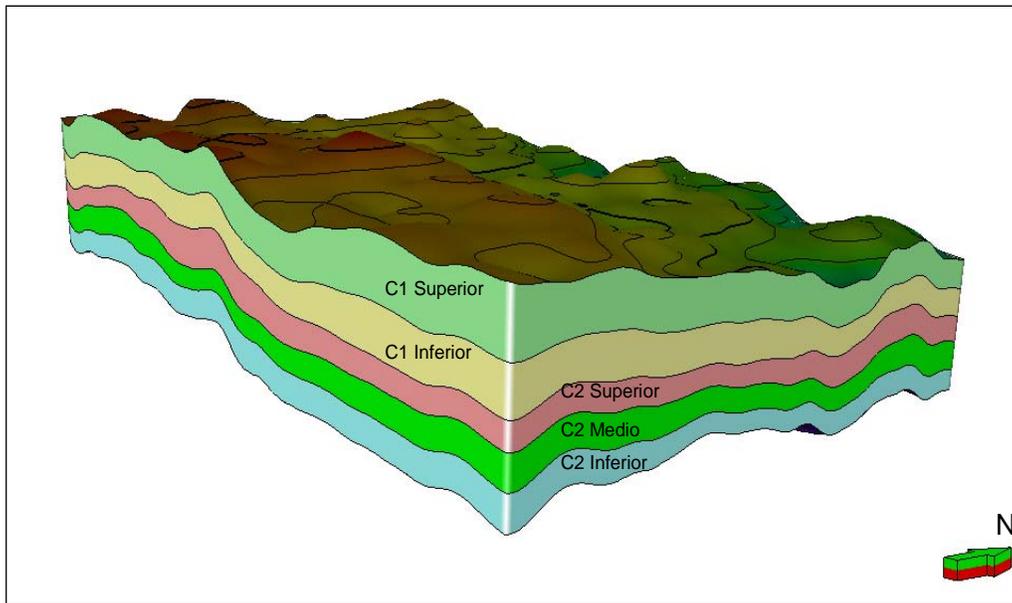


Figura 3-4 Zonas de las subunidades litológicas

d) Discretización vertical: el ultimo paso para completar lo que es la estructura del modelo consiste en asignar el numero de celdas verticales que se quiere por zonas mientras mayor sea este numero menor va a ser el espesor por celda, tomando en cuenta que se quiere alcanzar una buena discretización para diferenciar paquetes de arena con espesores menores a veinte pies, se uso un promedio de 20 celdas por zona lo que nos da celdas de espesor entre 0 y 4 pies con un promedio de dos pies. Es necesario denotar que para el caso de C1 superior, dado a su bajo porcentaje de arena se asumió como una capa de lutita por lo que el espesor de las celdas en esta zona no es importante y solo se coloco una celda con el espesor total de la sub unidad.

Antes de avanzar al modelado de propiedades es necesario validar lo que se ha creado hasta hora, el primer paso consiste en verificar que los marcadores de los pozos coincidan con los topes insertados y creados para el caso de los topes de cada unidad y el de cada sub unidad respectivamente. Segundo se crea una propiedad de espesor que nos permite tener por primera vez una visión de la malla y con esto verificar que se este respetando la discretización vertical asignada y que no exista

ninguna anomalía tal como picos o malas uniones entre celdas; en caso de que esto ocurra se deben examinar las posibles causas y corregirlo.

Una vez asegurado que la malla no tiene ningún problema se procedió al escalamiento de registros, dependiendo de la propiedad que se fuera a modelar se escalo el registro correspondiente, en este caso se trabajo con el registro de facies conocido como GENLOG y el registro de porosidad. El primero por ser un registro discreto se utilizo la opción “mas de”, la cual consiste en que a la celda se le va a asignar el valor de la facie que este en mayor proporción; en el caso de la porosidad por ser un registro continuo se uso un promedio aritmético para determinar el valor de cada celda. A esto se le debe hacer un control de calidad pues si no es confiable esta data menos confiabilidad va a tener lo modelado a partir de ello. Existen dos formas de validar el escalamiento el primero es a través de histogramas de frecuencias, Figura 3-5, donde el eje de las abscisas corresponde a los valores del registro y los valores en las ordenadas la frecuencia, existen dos barras la primera de color verde es lo escalado y la segunda de color rosa es el valor real es decir el que proviene directamente del registro, mientras más iguales sean estas dos barras mejor es el escalamiento.

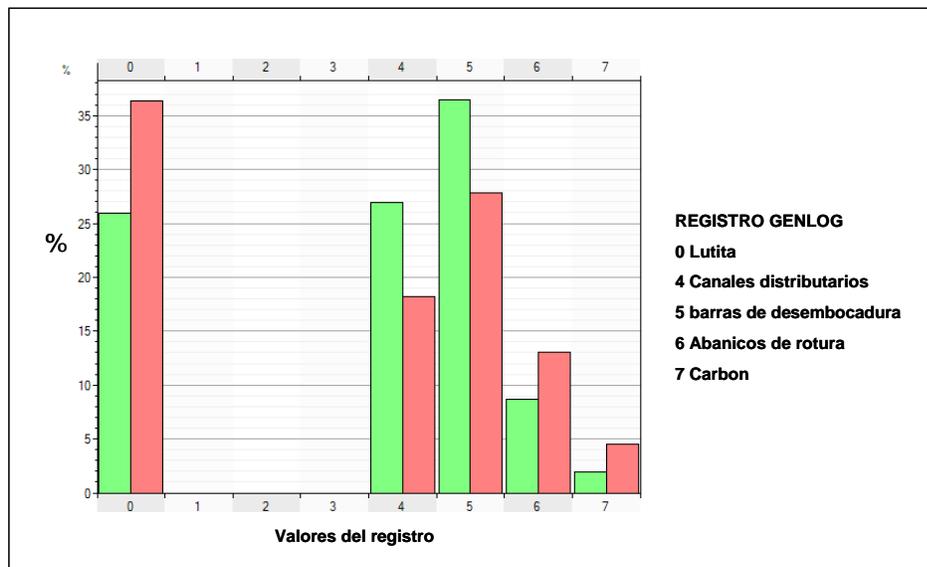


Figura 3-5 Histograma de Frecuencia para el registro GENLOG

El otro método de validación es por medio de secciones de pozos en la que podemos desplegar el registro real versus el registro sintético de la zona escalda, se puede apreciar mas detalladamente la similitud entre uno y otro; para el caso de un pequeño numero de pozos como en este caso, se pueden verificar todos los pozos sin mayor problema. A continuación se muestra un ejemplo en la Figura 3-6.

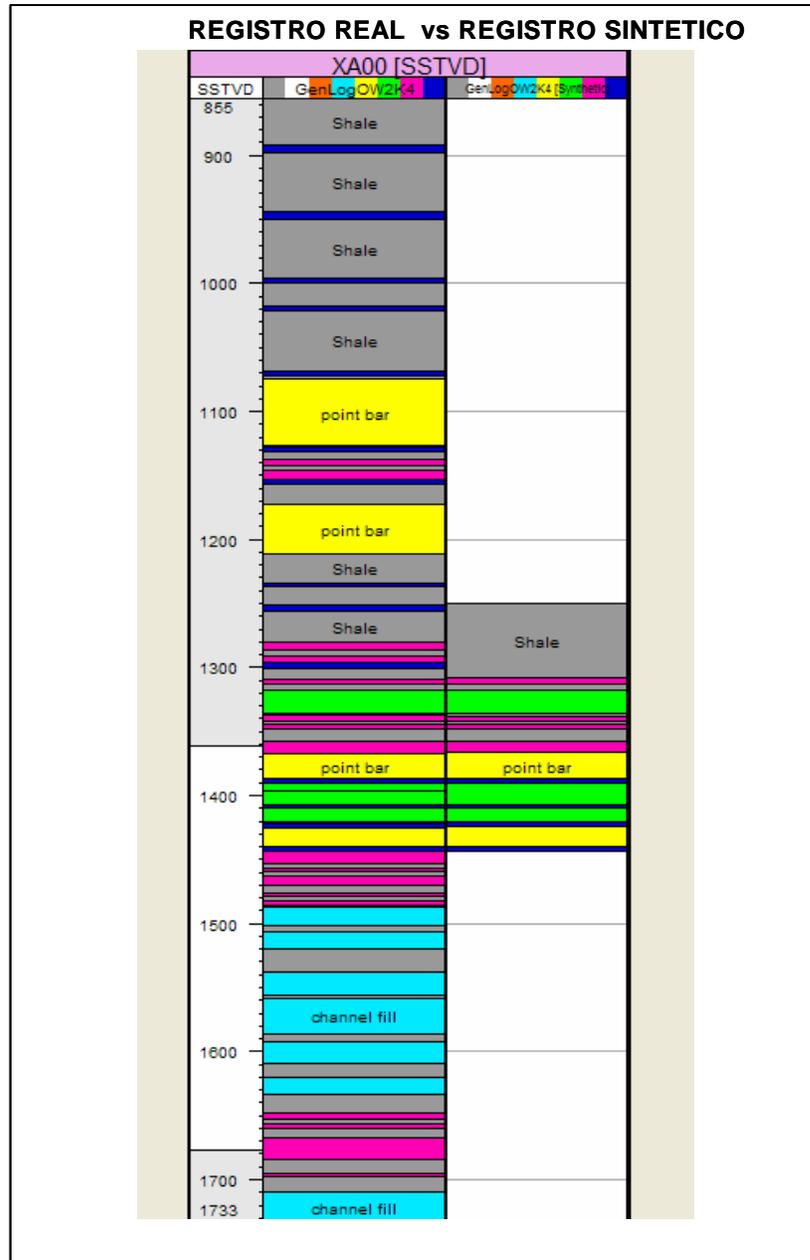


Figura 3-6 Sección del pozo XA00

Con un escalamiento confiable se procede a modelar la propiedad, tal como se muestra a continuación

e) Modelaje de facies: las facies a modelar fueron canales, barras de desembocadura y lutitas. Tanto para los canales como para las barras se utilizó la opción de modelado por objetos y la lutita se colocó como relleno, todo aquello donde no hay un canal o una barra es lutita. La ventaja de utilizar el modelado por objetos es que nos permite asignar a cada facie una forma determinada buscando representar lo mejor posible la litología, así para los canales se utilizaron objetos en forma de canal meandriformes y para las barras medias elipses.

Al momento de modelar un objeto se pueden diferenciar tres partes: ajustes, dimensión y tendencias. Los ajustes consiste en insertar el tipo de objeto a modelar, asignar la facie que le corresponda y establecer el porcentaje del área que ésta va a ocupar; en caso que se cuente con un análisis profundo de la zona y sepamos cuantos cuerpos existen se puede dar este valor, en vez del porcentaje o fracción.

En cuanto a la dimensión de los objetos, dado que para cada subunidad estratigráfica existe una interpretación de estas facies (según los mapas), estas sirven de base para definir el tamaño y dirección de los objetos a modelar. En el caso de los canales, los parámetros de diseño fueron, dirección, longitud y amplitud de onda, espesor y ancho de canal (Ver Figura 3-7).

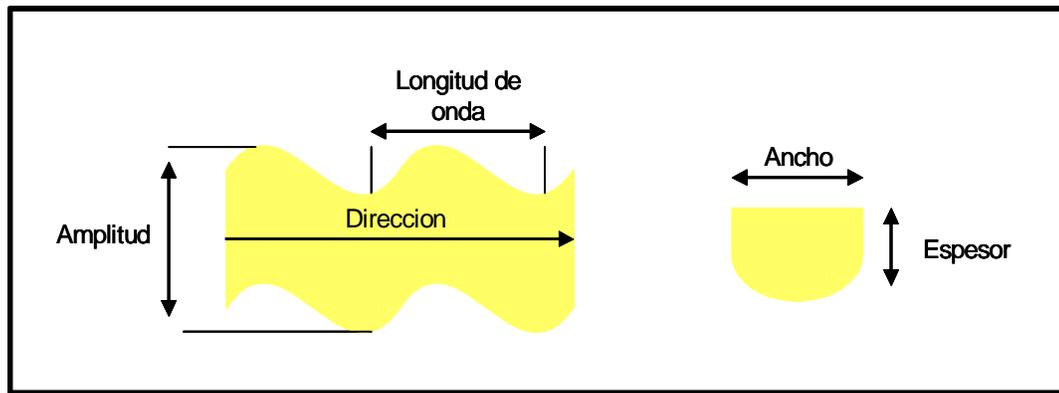


Figura 3-7 Parámetros de diseño de un canal

Para las medias elipses los parámetros fueron: dirección, radio mayor, relación entre el radio mayor y menor, y espesor del objeto. Según se observa en la Figura 3-8

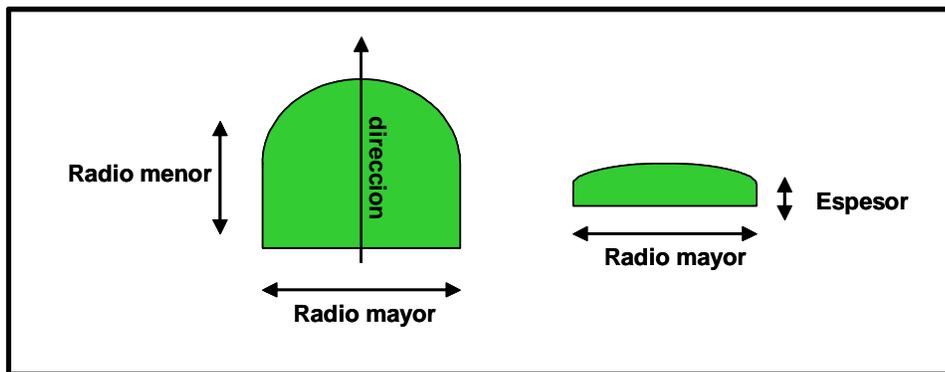


Figura 3-8 Parámetros de diseño de una media elipse

Por ultimo las tendencias, la cual puede ser vertical o areal. El primer caso consiste en una curva de probabilidad con valores en el eje de las coordenadas que varían de 0 a 1, donde 1 significa mayor probabilidad de encontrar un cuerpo en ese punto. Análogamente la tendencia areal en vez de ser una curva consiste en un mapa de probabilidad también entre 0 y 1, donde 0 significa que el cuerpo no estará presente. Adicionalmente a los mapas de probabilidad tenemos otras formas de tendencia areal como lo son las líneas de flujo y puntos de salida, esto nos permite crear un par de líneas dentro de las cuales se van a crear los objetos siguiendo esa

dirección o colocar un número determinado de puntos los cuales van a representar el punto de inicio de los canales. La Figura 3-9 muestra ejemplo de ambos.

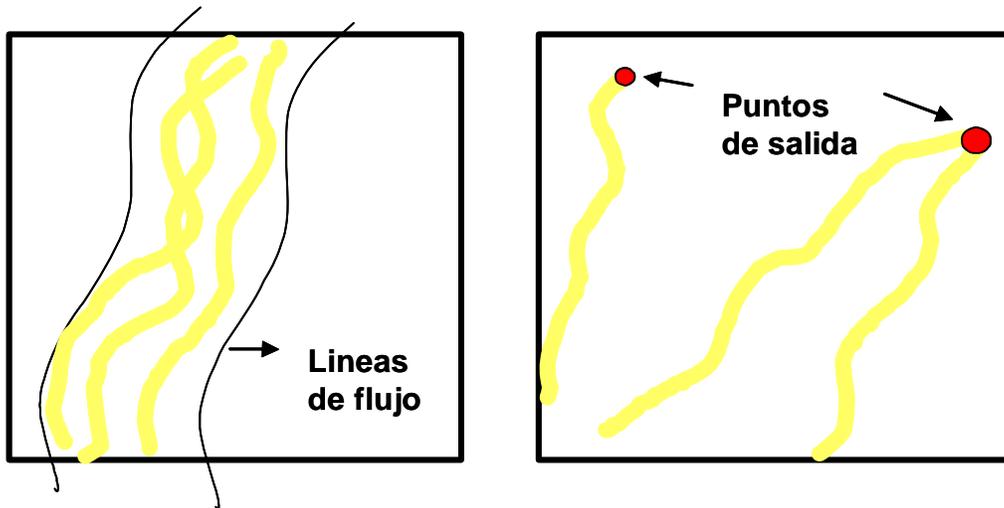


Figura 3-9 Líneas de flujo y puntos de salida como tendencia areal

Es importante recalcar que este trabajo fue sometido a evaluación y validación por el departamento de geología de la empresa y luego de las correcciones necesarias se llegó a la versión final del modelo, que es la presentada en este trabajo. Recordemos que este modelo geológico es un modelo conceptual que busca representar por primera vez y de la mejor manera la litología de las arenas C del Deltaíco

f) Modelaje de propiedades petrofísicas: se modelo porosidad a partir del registro de porosidad previamente escalado, permeabilidad y saturación de agua inicial por medio de una correlación matemática a partir de la porosidad.

El modelaje de la porosidad (ϕ) se hizo para cada facie existente en el modelo, así para las lutitas se asignó un valor cero y para el caso de los canales y barras de desembocadura se aplicó el método de Simulación Secuencial Guassiana basado en el análisis de variogramas. Una vez obtenidos estos valores en el modelo se aplicaron

las correlaciones matemáticas correspondientes para el cálculo de permeabilidad y saturación de agua inicial tal como se muestra a continuación: ¹⁸

$$\text{Permeabilidad: } \left\{ \begin{array}{ll} \varphi > 0.35 & , \quad k = 40000 \\ \text{Para } 0.35 > \varphi > 0.23 & , \quad k = (\varphi * 285714) - 60000 \\ \varphi < 0.23 & , \quad k = \text{Exp}(\varphi * 57.781) * 0.0096 \end{array} \right.$$

$$\text{Canales: } \left\{ \begin{array}{ll} \varphi > 0.35 & , \quad \text{Swi} = 0.18 \\ 0.35 > \varphi > 0.30 & , \quad \text{Swi} = 0.225 \\ 0.30 > \varphi > 0.25 & , \quad \text{Swi} = 0.325 \\ \varphi < 0.25 & , \quad \text{Swi} = 0.46 \end{array} \right.$$

$$\text{Barras: } \left\{ \begin{array}{ll} \varphi > 0.35 & , \quad \text{Swi} = 0.255 \\ 0.35 > \varphi > 0.30 & , \quad \text{Swi} = 0.34 \\ 0.30 > \varphi > 0.25 & , \quad \text{Swi} = 0.43 \\ \varphi < 0.25 & , \quad \text{Swi} = 0.53 \end{array} \right.$$

3.3 Diseño de pozos estratégicos en arenas delgadas

El potencial esperado del campo Sincor está alrededor de los 200 mil barriles de petróleo por día. El esquema de producción consiste en un método de producción en frío a través de pozos horizontales dispuestos en macollas, con un promedio de 1200 metros de longitud por pozo, con inyección de diluyente (nafta 41 API) que puede darse a nivel del cabezal o de fondo según sean las condiciones de IP y corte de agua y el levantamiento mediante el uso de bombas BCP. Este tipo de pozo, se han venido perforando en arenas con espesores mayores a 20 pies, buscando obtener porcentajes de arcillas muy cercanos a cero, para ser considerados realmente atractivos

En base a un estudio previo realizado en la compañía¹⁷, se determinó que 11 pozos horizontales productores fueron perforados en arenas de alrededor 20 pies de espesor o con un porcentaje de arena efectiva contactada por debajo del 60 %. La Tabla 3-1, muestra el comportamiento de estos 11 pozos, cuyas tasas iniciales de producción van desde 225 bbl/día hasta 1800 bbl/día. En el análisis de la información tanto estática como dinámica de cada pozo se observó que no sólo el espesor de las arenas y el porcentaje de arena efectiva contactada son los parámetros claves, en el comportamiento de producción de los pozos, existen otros factores como la ubicación del pozo dentro de la arena y la calidad de arena perforada. Adicionalmente se concluyó que para que un pozo perforado en arenas delgadas sea considerado atractivo debe acumular al menos 100 mil barriles de petróleo en un lapso no mayor a 5 años.

Tabla 3-1 Pozos horizontales en arenas delgadas

Pozo	Arena completada	Espesor promedio vertical de arena [pies]	% de arena	Tasa Inicial [bbl/dia]	Acumulado de petróleo [Mbbbl]	Días de Producción
VC08	D3	25	59	1800	149	448
YC08	B1	45	53	1500	304	655
VD20	D3	30	55	1400	160	652
YB05	D1D2	25	51	1300	73	422
YB12	D2D3	23	75	1300	301	566
WA09	D1D2	45	41	800	236	725
LB06	D3	35	24	750	79	538
YB13	D2	14	51	600	88	450
SB05	D1D2	60	40	500	33	146
SD01	D2D3	26	75	450	146	757
MC07	C2	55	56	225	112	589

Así, con el objeto de acceder a los volúmenes de crudo contenido en las arenas delgadas (espesores < 20 pies) de las unidades C1 y C2, cuya explotación no ha sido exitosa bajo el actual esquema de pozos horizontales. Se planteo la necesidad de anticipar soluciones a este problema, una de ellas se presenta en este Trabajo Especial de Grado como una propuesta alternativa de producción que consiste en el diseño de pozos cuyas arquitecturas logren contactar el mayor volumen posible de arena a través de una sola trayectoria (ver Figura 1-1)

El primer criterio para el diseño de estos pozos fue seguir la trayectoria de acuerdo a la distribución de los cuerpos de arena dentro del modelo sedimentológico, ensayando diversas trayectorias, se generaron cinco tipos de arquitecturas: altamente inclinada, manteniendo un ángulo de 70-80 grados a partir del punto de aterrizaje (Figura 3-10), sinuosa (Figura 3-11), Multilateral de dos brazos (Figura 3-12), Forma de U (Figura 3-13), horizontal de longitud corta (Figura 3-14)

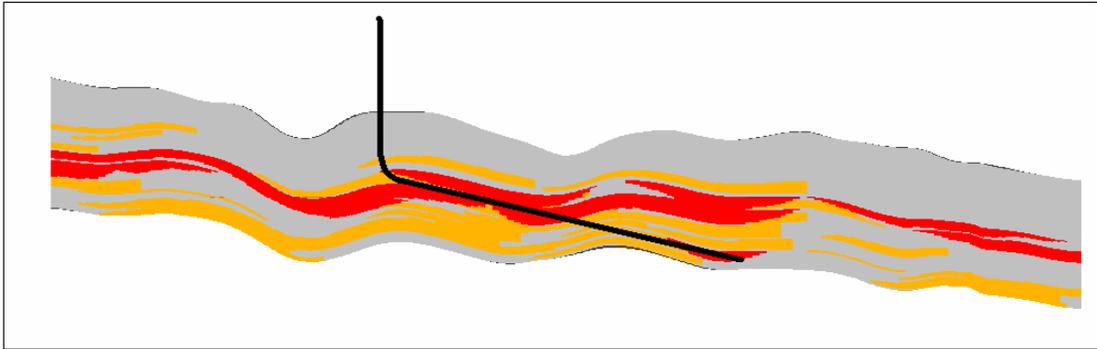


Figura 3-10 Pozo altamente inclinado

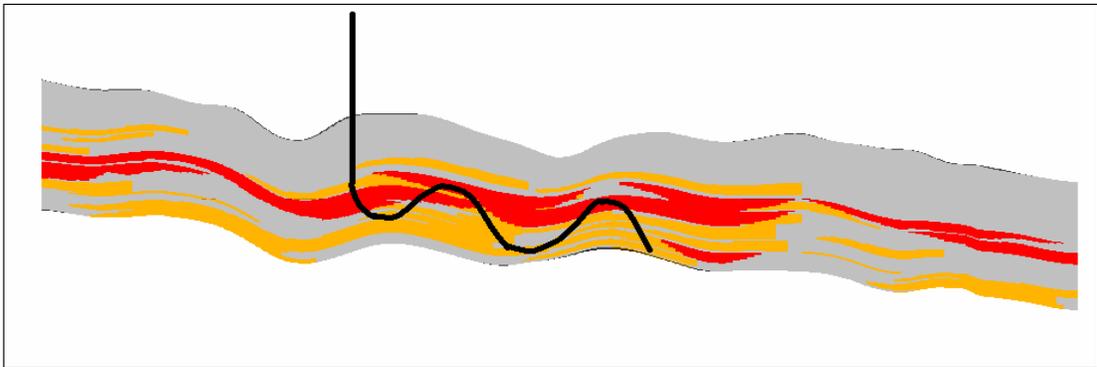


Figura 3-11 Pozo sinuoso

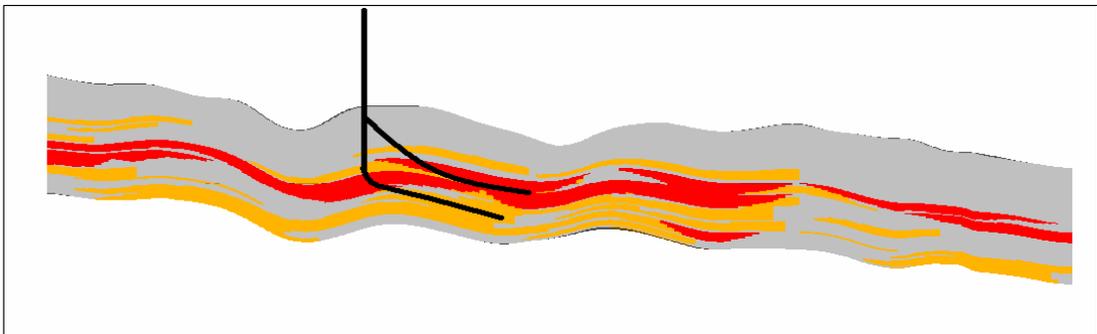


Figura 3-12 Pozo multilateral

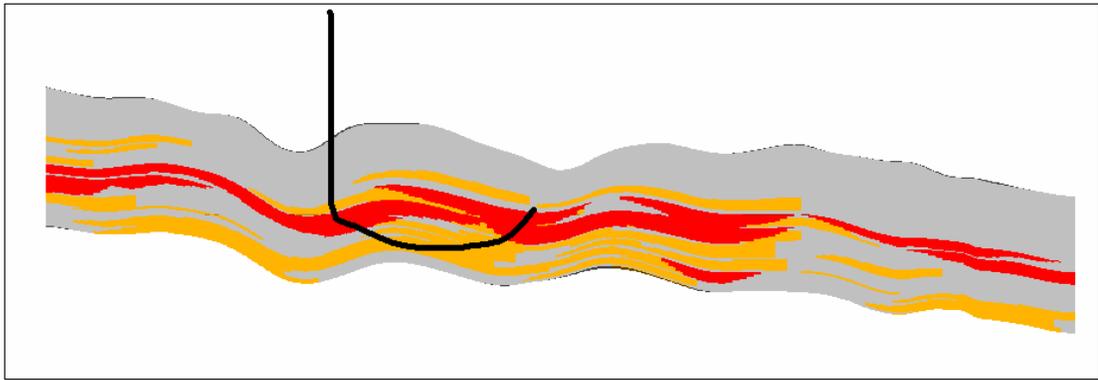


Figura 3-13 Pozo Forma U

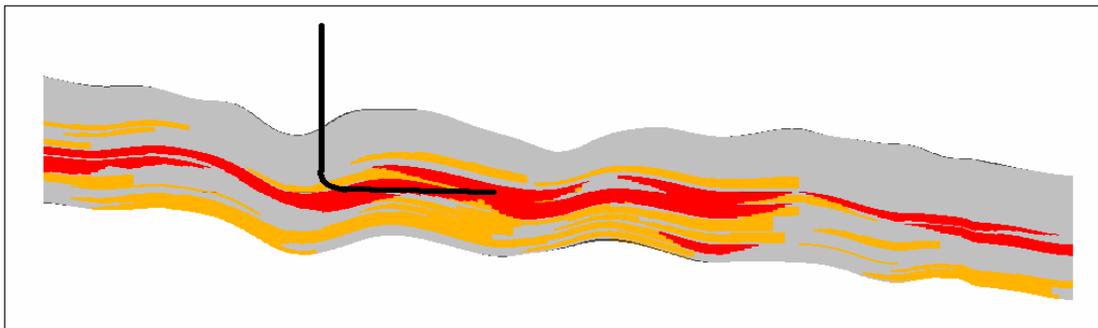


Figura 3-14 Pozo horizontal de corta longitud

Además de los factores geológicos es necesario tomar en cuenta los factores mecánicos como es el caso de severidades, torque y arrastre durante la perforación. Para evaluar estos parámetros se acudió a la unidad de perforación donde se determinó a través de un simulador si es factible o no perforar las trayectorias propuestas y cuales son los riesgos operacionales. Así para asegurar la factibilidad de la arquitectura diseñada, fue necesario tomar un pozo existente como base de los pozos a diseñar es decir que estos partieran de las mismas coordenadas de superficie, pues de esta forma no existía incertidumbre en cuanto a la elevación del terreno, el cual afecta el punto de aterrizaje y la profundidad del pozo. Tomando en cuenta esto, se escogieron dos secciones verticales dentro del modelo partiendo de un pozo vertical para cada caso, el WX01S y el VD00 pertenecientes a las macollas WC y VD respectivamente, y que por fines prácticos se denominaron sección WX (Figura 3-15) y sección VD (Figura 3-16).

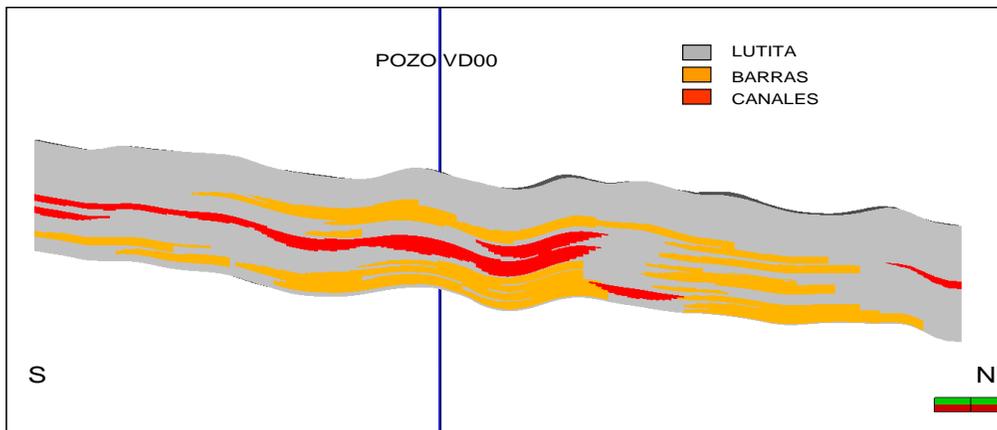


Figura 3-15 Sección vertical VD

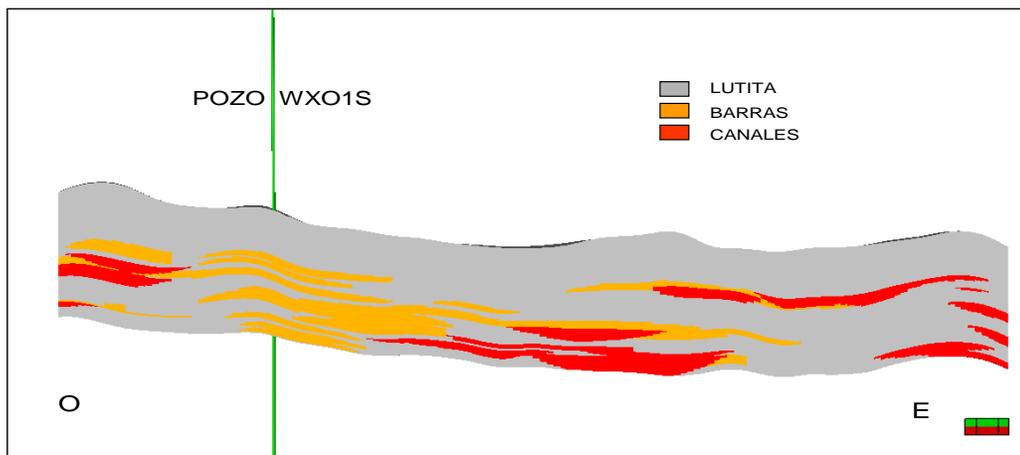


Figura 3-16 Sección vertical WX

Una vez que se seleccionaron las zonas prospectivas dentro del modelo, se procedió a determinar cual de las arquitecturas diseñadas (según el criterio sedimentológico) eran factibles operacionalmente.

En el caso de las sinuosas se determinó una trayectoria tal que tanto las severidades como el torque y el arrastre permiten su perforación, a pesar de que exista el riesgo de que ocurran pegas de tubería por la cantidad de subidas y bajadas de la sarta de perforación para alcanzar las curvas dentro de la trayectoria del pozos. Sin embargo, se procedió a evaluar esta trayectoria que no sólo era factible sino que

también alcanzaba los objetivos, es decir los cuerpos de arena presentes en las secciones antes seleccionadas, (Figuras 3-17 y 3-18) asumiendo que los riesgos operacionales podrán ser superados con el uso de nuevas tecnologías.

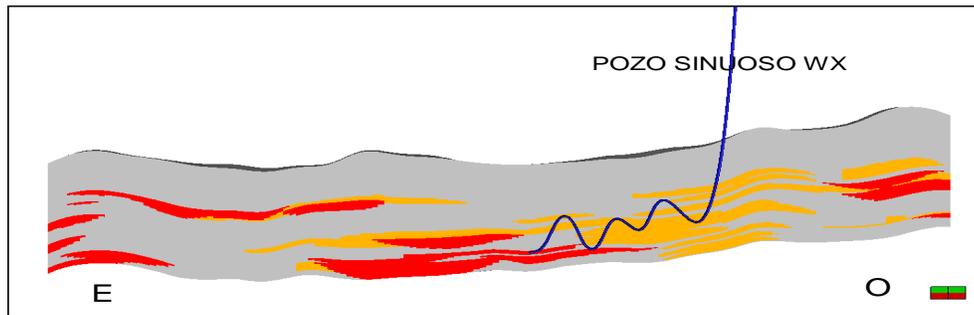


Figura 3-17 Diseño de Pozo Sinuoso en la Sección WX

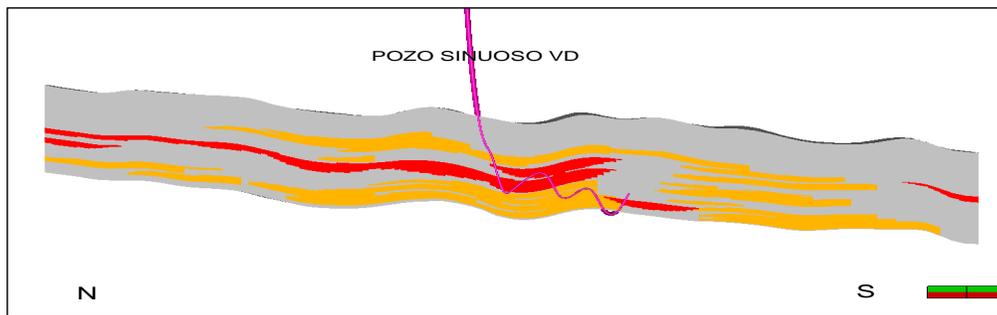


Figura 3-18 Diseño de Pozo Sinuoso en la Sección VD

3.3.1 Análisis de Pozos Multilaterales

Para el diseño de arquitecturas multilaterales, se escogieron la de dos brazos ya que Sincor, actualmente consta con 14 pozos de este tipo, distribuidos a lo largo de toda el área, lo que nos permite comparar resultados entre los existentes y los propuestos. Para esto, se realizó un estudio del comportamiento de producción de los pozos multilaterales en Sincor y se revisó cuales fueron los parámetros de perforación, con el fin de diseñar una arquitectura semejantes en las secciones ya escogidas (Figura 3-15 y 3-16)

Sincor cuenta con 14 pozos multilaterales de dos brazos, perforados en distintas macollas y completados en arenas diferentes tal como se muestra en la tabla 3-1. De estos pozos, 2 están suspendidos por problemas de arenamiento y el resto se encuentran activos

Tabla 3-2 Pozos multilaterales existentes en el campo Sincor

POZO	ESTADO	UBICACIÓN (Macolla)	ARENA COMPLETADA
IB04	Suspendido	IB	C2
JB09	Suspendido	JB	C2
SC04	Activo	SC	C2
SC07	Activo	SC	D1/D2
VD12	Activo	VD	B2
WC03	Activo	WC	B2
WC06	Activo	WC	B2
WC12	Activo	WC	B2
XA09	Activo	XA	D3
YB01	Activo	YB	B1
YC02	Activo	YC	B2
YC03	Activo	YC	B2
YC11	Activo	YC	D1/D2
YC12	Activo	YC	B1

Con la información de la historia de producción y los reportes finales de cada pozo se creó la tabla 3-2, en la cual se observa el pozo, la tasa promedio de este durante todo su periodo de producción, el tiempo por el cual ha producido el pozo, los pies que se completaron con la tubería ranurada, los miles de barriles de petróleo que logro acumular en ese periodo y la arena en la cual se completo el pozo. Para el

caso de los pozos VD12, WC03, WC06, WC12, no se contó con el reporte final por lo que no se pudo determinar los pies de arena que se completaron.

Tabla 3-3 Valores de producción de los pozos multilaterales en el campo Sincor

Pozo multilateral	Tasa promedio [bbl/día]	Tiempo de producción [meses]	Arena tubería ranurada (40 % Vsh) [pies]	Petróleo acumulado [Mbbbl]	Arena completada
IB04	N/A	N/A	N/A	N/A	C2
JB09	N/A	N/A	N/A	N/A	C2
SC04	1336	32	7976	1300	C2
SC07	646	28	4950	550	D1/D2
VD12	822	28	-----	700	B2
WC03	1480	30	-----	1350	B2
WC06	1410	7	-----	300	B2
WC12	1880	28	-----	1600	B2
XA09	822	20	-----	500	D3
YB01	1057	28	6568	900	B1
YC02	1592	31	7026	1500	B2
YC03	372	23	3095	260	B2
YC11	1645	32	7881	1600	D1/D2
YC12	888	10	3867	270	B1

Con la tasa de producción promedio de cada pozo y los espesores de arenas contactados se construyó la Figura 3-19, donde se observó claramente la tendencia, que mientras mayor es el espesor de arena contactado mayor es la tasa de producción.

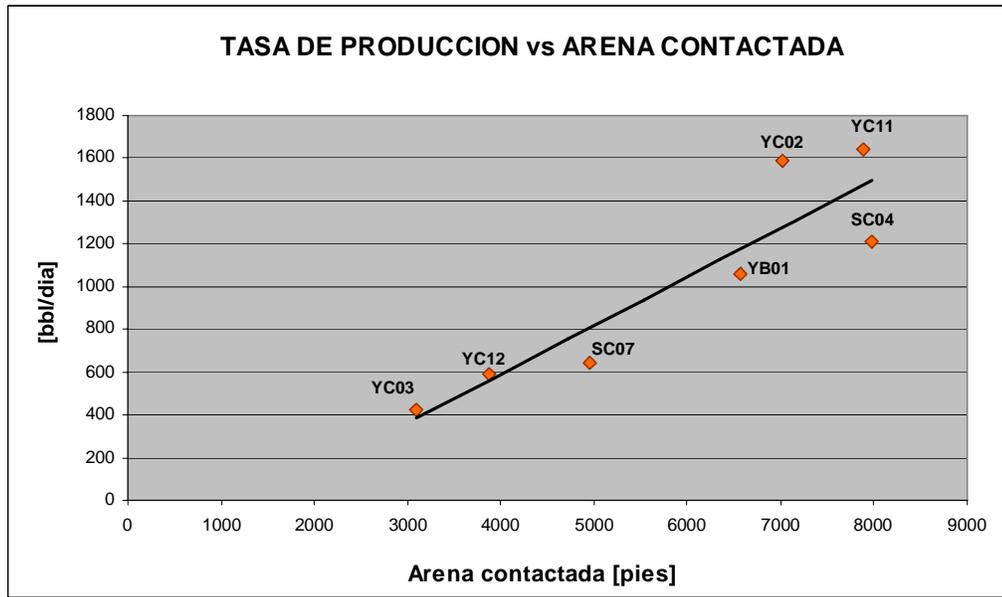


Figura 3- 19 Tasa promedio de producción vs espesor de arena contactada de los pozos multilaterales

Se realizó el mismo gráfico pero discretizando cada valor por la arena completada y de igual manera que en el anterior se mantuvo el mismo comportamiento.

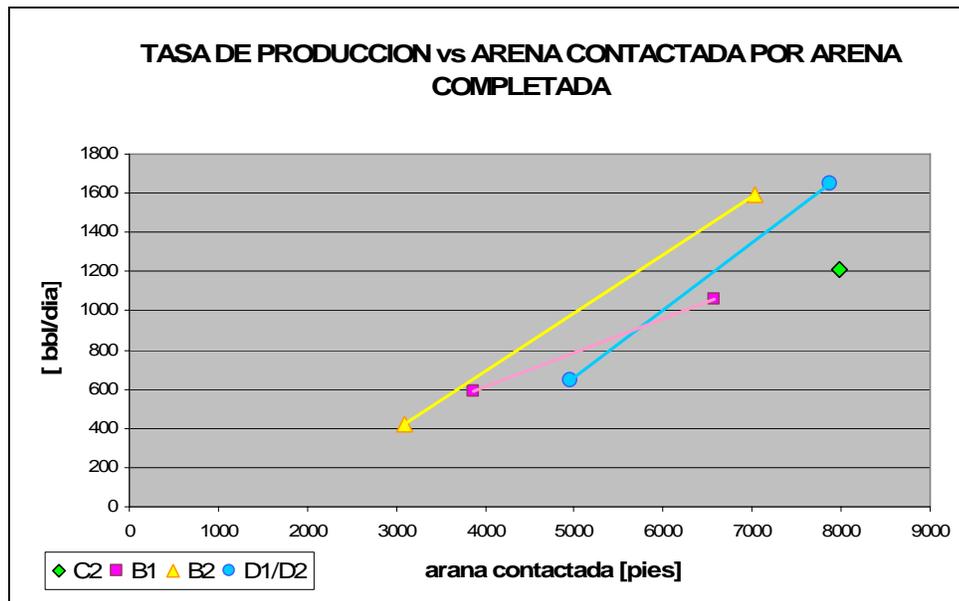


Figura 3-20 Tasa de producción vs espesor de arena contactada por arena completada de los pozos multilaterales

3.3.2 Productividad de los Pozos multilaterales vs. Pozos horizontales

Para poder realizar una comparación entre el comportamiento de producción de un pozo multilateral con uno horizontal existente y en producción en Sincor, se recurrió a la información de los registros, específicamente el gamma ray, para de esta forma determinar un pozo horizontal con características semejantes (en cuanto a paquetes de arena) por cada multilateral. La Figura 3-21 muestra la comparación entre el registro del pozo multilateral YB01, (su brazo principal y lateral respectivamente), el registro del pozo YB03, en el cual atraviesa una línea roja que significa el comienzo del tope de la arena en la cual fueron completados, es decir, el tope de B1.

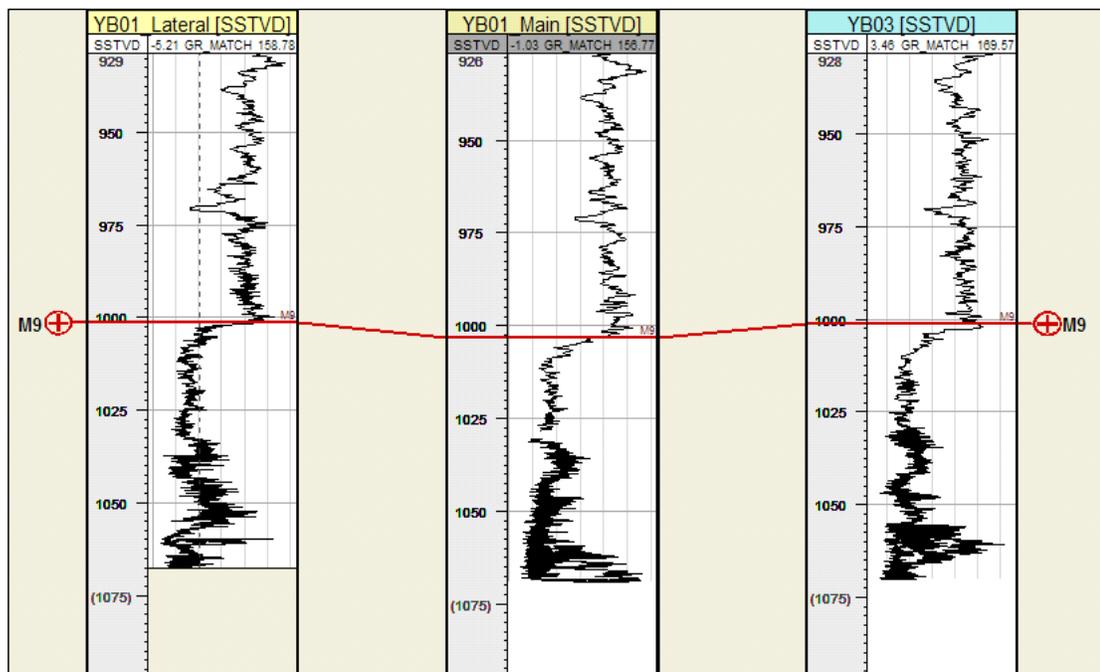


Figura 3-21 Comparación de registro Gamma Ray entre un pozo multilateral y un horizontal en el campo Sincor

Análogo al procedimiento anterior, se creo la tabla 3-3 con las tasas promedios para cada pozo en periodos iguales de producción, tal como se muestra a continuación:

Tabla 3-4 Comparación de datos de producción entre pozos multilaterales y horizontales

Par de pozos	Pozo multilateral	Tasa promedio [bbl/dia]	Arena completada	Pozo horizontal analogo	Tasa promedio [bbl/dia]
1	SC04	1336	C2	RA05	82
2	SC07	646	D1/D2	HC11	435
3	VD12	822	B2	XA03	940
4	WC03	1480	B2	VB03	1436
5	WC06	1410	B2	VB03	1880
6	WC12	1880	B2	VB03	1527
7	XA09	822	D3	N/A	N/A
8	YB01	1057	B1	YB03	352
9	YC02	1592	B2	VD03	1028
10	YC03	372	B2	XA11	429
11	YC11	1645	D1/D2	IC01	514
12	YC12	888	B1	YA08	86

A partir de estos valores se realizó el grafico de barras, observado en la Figura 3-21 con las tasas de producción de petróleo para cada par de pozos (multilateral – horizontal), del cual se determino que en promedio la tasa de los pozos multilaterales en relación a los pozos horizontales en 3.6 veces mayor. De forma mas especifica el pozo SC04 y YC12 reflejaron una tasa 16 y 10 veces mayor a los horizontales HC11 y YA08 respectivamente; los pozos YC11 y YB01 presentaron una tasa 3 veces mayor que la de los horizontales y el SC07, WC03 y WC12 una tasa 1.3 veces mayor que los horizontales respectivos. En el caso del WC06, YC03 y VD12 la tasa fue menor a los horizontales en 20 %. Para el caso del WC06 se debe a que por excesiva producción de gas se aisló uno de los brazos, por lo que deja de ser multilateral y pasa a ser un horizontal, pues sólo produce por un brazo. En el caso del pozo YC03 su baja productividad se debe al bajo porcentaje de arena limpia contactada ya que en el brazo principal y lateral solo logró contactar un 50 % y 33 % de arena limpia

respectivamente, cuando por lo general, cada pozo logra contactar al menos un 80% de arena limpia en su trayectoria, tal es el caso del pozo SC04, en el cual ambos brazos (principal y lateral) contactaron mas de un 80% en arena limpia en su trayectoria, lo que le permite su alta productividad a través del tiempo. Para el caso VD12 no se cuenta con el reporte por lo que no



Figura 3-22 Comparación de tasas de producción entre un pozo multilateral con un horizontal

En reglas generales se pudo determinar que en la mayoría de los casos los pozos multilaterales presentaron un comportamiento mucho mejor que un horizontal, por lo que representan un buena alternativa para incrementar la tasa de producción.

Con base a estos resultados se decidió evaluar dos trayectorias multilaterales, una para cada sección vertical antes señalada (Figura 3-15 y 3-16). Los parámetros de perforación a tener en cuenta en la perforación de este tipo de pozos son en primer lugar, la ventana del lateral debe estar ubicada en una lutita de al menos 15 pies de espesor, y en segundo lugar, la separación entre un brazo u otro al estar dispuestos verticalmente uno encima del otro, deben mantener una distancia prudencial de al menos 100 pies para asegurar que no ocurra ningún colapso al momento de perforarlo y en caso de que los brazos se dispongan en sentidos opuestos existe la limitación de las severidades pues si no están bien alineados no se puede perforar el brazo opuesto

al principal. Con la distribución de las arenas en estas dos secciones del modelo, la evaluación de la trayectoria multilateral, dio como resultado que el riesgo de colapso es muy alto para el caso de un brazo sobre otro, y las severidades no permitieron hacer un brazo en sentido opuesto al otro, por lo que este tipo de trayectoria quedo propuesta para su futura re evaluación y propuesta en la versión siguiente del modelo estático de las arenas C.

3.3.3 Otras arquitecturas

Los pozos en forma de U son mucho menos riesgosos que un sinuoso y proporcionaron una mayor área de contacto que un horizontal convencional, ya que como se observa en la figura 3-22, los cuerpos de arenas son muy finos como para lograr obtener un pozo horizontal largo y con un alto porcentaje de arena contactada. Sin embargo, de igual forma se propuso un patrón horizontal cuya longitud es menor a la de un pozo convencional pues no se logro contactar un porcentaje representativo de arena más allá de la longitud diseñada, pero que sirvió para punto de comparación entre una arquitectura y otra.

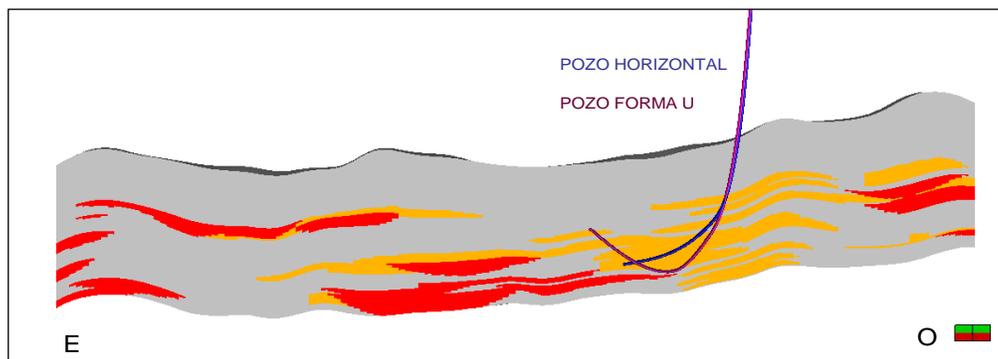


Figura 3-23 Diseño de pozos en forma de U y Horizontal en la sección WX

Otro tipo de trayectoria que se propuso fueron los altamente inclinados, es decir un pozo que profundizara a una pendiente constante entre 75 y 85 grados, pero en vista que el espesor de la unidades C1 inferior y todo el C2 es de aproximadamente 150 pies y dado que los cuerpos de arena no necesariamente

empiezan en el tope de C1 inferior y terminan en la base del C2, el espesor de arena a contactar disminuye, por lo que esta arquitectura no era la más ideal. Así se optó, por crear una trayectoria con una leve inclinación y cierta curvatura con el fin de que lograra mantenerse lo más posible dentro de los cuerpos de arena, este tipo de arquitectura se denominó pozos curvos.

De esta forma, se crearon cuatro trayectorias para cada sección, un pozo: sinuoso, en forma de U, horizontal de corta longitud y un curvo; dando un total de 8 pozos, con las cuales se definieron dos casos, presentados en la siguiente Tabla 3-5:

Tabla 3-5 Escenarios de producción

Arquitecturas	Tiempo de predicción [años]	Tasa inicial [bbl/día]	Presión de fondo mínima [lpc]
4 Sección VD	1 y 10	1000	300
4 Sección WX			

Se construyeron los archivos de datos necesarios para el simulador, a través de los cuales se determinan los parámetros que van a controlar la producción del pozo. Se asignó un valor de tasa inicial y va a estar controlado por la presión de fondo, es decir que la tasa se mantendrá constante hasta que la presión alcance el valor mínimo asignado.

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 Proceso de modelado estático

Se decidió utilizar la opción de modelado por objetos para representar los canales distributarios y las barras de desembocadura, pues permitía un mayor control sobre la forma, tamaño y orientación de cada facie para cada subunidad.

Los rangos de ancho y espesor de los canales modelados fueron de 700 a 1500 metros y de 15 a 30 pies respectivamente, los cuales se encuentran dentro de los rangos estimados para esta facie en todo el campo de Sincor, de acuerdo al modelo sedimentológico actual, y su orientación se basó en los mapas de facies interpretados para cada subunidad logrando una representación areal de aproximadamente un 80 % de exactitud con respecto a los mapas oficiales. La Figura 4-1, muestra la orientación de los canales modelados (en tono fucsia) superpuesto con el mapa oficial de la facie.

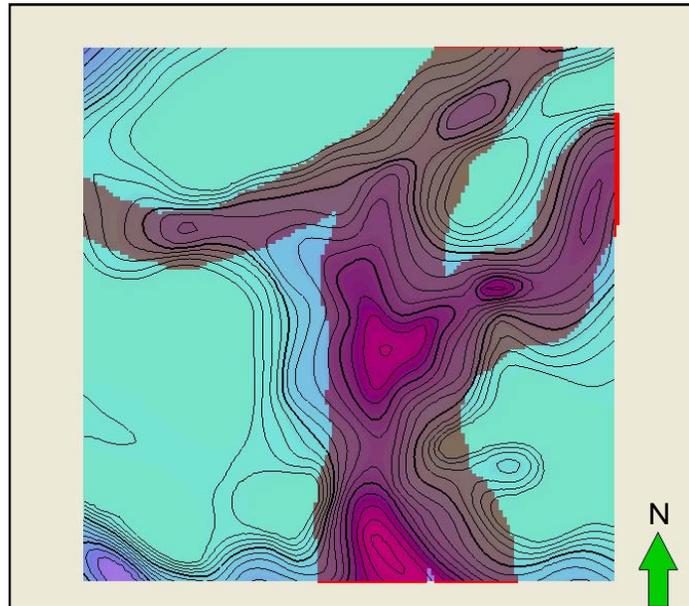


Figura 4-1 Dimensión y orientación de la facie canal en la Unidad C2 inferior

En cuanto a las barras de desembocadura, se modelaron a través de medias elipses, ya que lograron representar la litología de la facie, verticalmente pues adelgazan lateralmente a medida que profundiza, y arealmente, pues tienden a variar entre triangular y elipsoidales.

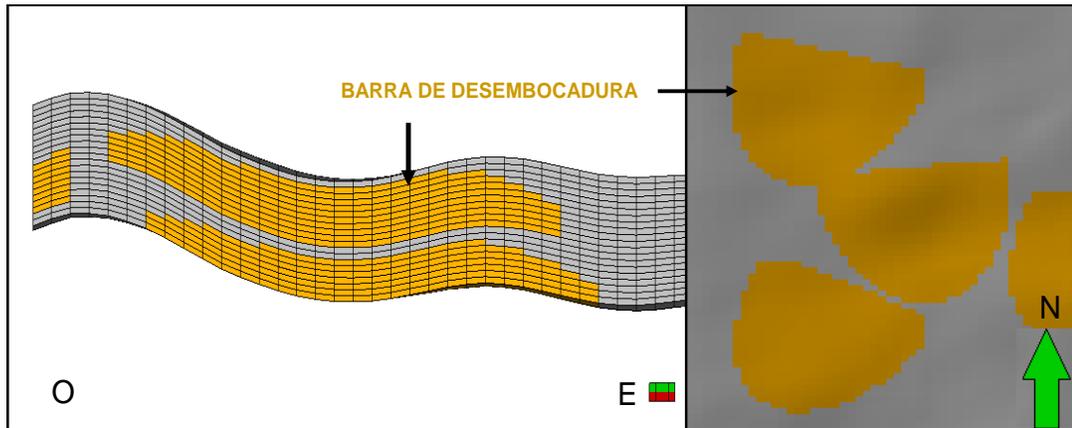


Figura 4-2 Corte transversal y longitudinal de una barra de desembocadura

Se realizó un modelo fino con la representación de ambas facies, con celdas de espesor entre 0 a 4 pies y una dimensión de 50 x 50 metros en la dirección XY, tal como se aprecia en la Figura 4-3

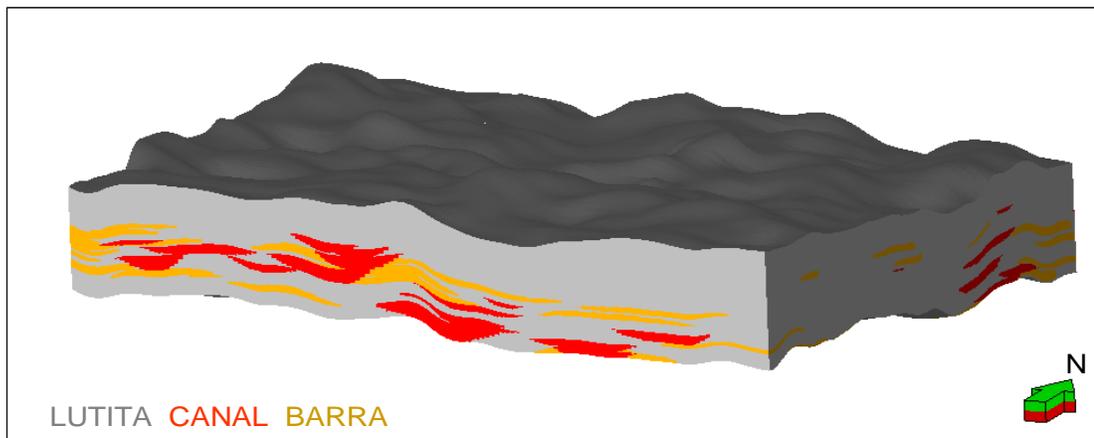


Figura 4-3 Modelo geológico de las Unidad litológica C

4.2 Proceso de simulación dinámica:

Al modelo estático se integraron las propiedades de los fluidos, para generar el modelo dinámico del área de estudio. Este se inicializó y se observó que las fases estaban en equilibrio, con una presión inicial de 675 lpc.

En el área estudio, existen dos pozos horizontales perforados en la arena C2, el VD10 y YA07 ubicados en las macollas VD y YA respectivamente. El primero de ellos se abrió a producción a finales del año 2003 y continua activo hasta nuestros días, por el contrario el YA07 se abrió en producción a mediados del 2002 pero sólo se mantuvo activo por un par de meses; en este primer ejercicio no se realizó el cotejo histórico de estos pozos ya que el trabajo se enfocó en la creación de un modelo conceptual predictivo, que permitiera evaluar el incremento de la producción, debido al cambio en las arquitecturas de los pozos, buscando contactar volúmenes efectivos de arena productora.

Tal como se mencionó en el Capítulo 3, se seleccionaron dos secciones verticales del modelo, la sección WX (Figura 3-15) y la sección VD (Figura 3-16), para las cuales se diseñaron 4 arquitecturas: una sinuosa, en forma de U, horizontal de corta longitud. Cada una de las 4 arquitecturas fue evaluada mediante el pronóstico de su producción dentro del modelo dinámico para hacer un analisis comparativo de productividad, ya que todas ellas fueron diseñadas sobre las mismas secciones verticales (VD y WX)

Los escenarios de producción se presentaron en la Tabla 3-5, con un periodo de predicción de uno y diez años, inicializando ambos en Junio del 2006. Para el primer caso, es decir, para el primer año de producción, se observó que:

- Los pozos diseñados sobre la sección VD tienen un mejor comportamiento que los pozos diseñados sobre la sección WX, ya que el volumen de petróleo

acumulado por los pozos en VD, es en promedio 1.2 veces mayor al de los pozos en la sección WX, esto viene dado por el numero de cuerpos interconectados presentes en cada sección. La sección VD presenta una mayor conexión lateral de los cuerpos de arena que la sección WX

- En ambas secciones, los pozos sinuosos acumularon el mayor volumen de petróleo con un total de 308 Mbbl para el pozo sinuoso VD y 292.5 Mbbl para el pozo sinuoso WX, en un periodo de un año. El resto de las arquitecturas acumularon por encima de los 200 mil barriles pero inferior a 290 Mbbl, a excepción del pozo curvo de la sección WX que sólo alcanzó los 153Mbbl.

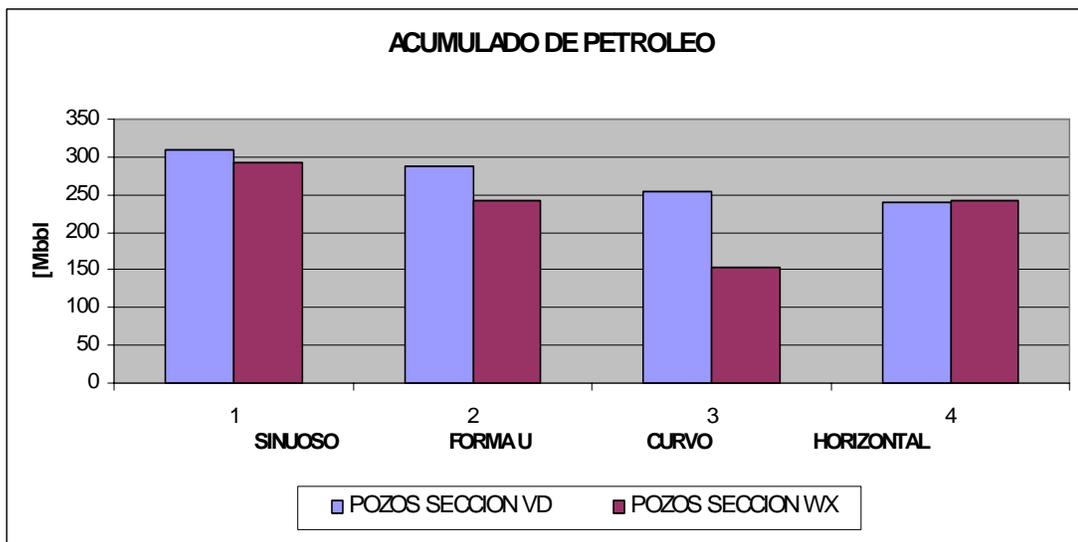


Figura 4-4 Volumen acumulado de petróleo por tipo de arquitectura

Al comparar los volúmenes de petróleo acumulado con el espesor de arena efectiva contactada (Tabla 4-2), se observó que mientras mayor era la arena contactada mayor volumen de hidrocarburo se acumulaba (Figura 4-5). Sin embargo esto es una tendencia general Si se analiza en detalle los resultados, el caso del pozo en forma de U de la sección VD, logra acumular 33 Mbbl mas de petróleo, que el pozo curvo de la misma sección, a pesar de que contactó 156 pies menos de arena. La (Figura 4-6) muestra la disposición del pozo curvo y en forma de U, en los cuerpos de

arena de la sección VD, en la que se puede apreciar que, el pozo curvo navega en los cuerpos de arena inferiores, mientras que el pozo en forma de U gracias a su alta curvatura atraviesa una cantidad mayor de cuerpos de arena, lo que proporciona un mayor sustento de presión a lo largo su vida productiva, que se traduce en un mayor potencial, a pesar de tener un menor porcentaje de arena contactada.

Tabla 4-2 Datos de producción de los pozos diseñados

Tipo de pozo por sección		Acumulado [Mbb]	Arena efectiva contactada [pies]
VD	SINUOSO	308.5	2964
	FORMA U	288	2400
	CURVO	255	2546
	HORIZONTAL	240.7	2092
WX	SINUOSO	292.5	3205.5
	FORMA U	241	2691
	CURVO	153	845
	HORIZONTAL	243	2360

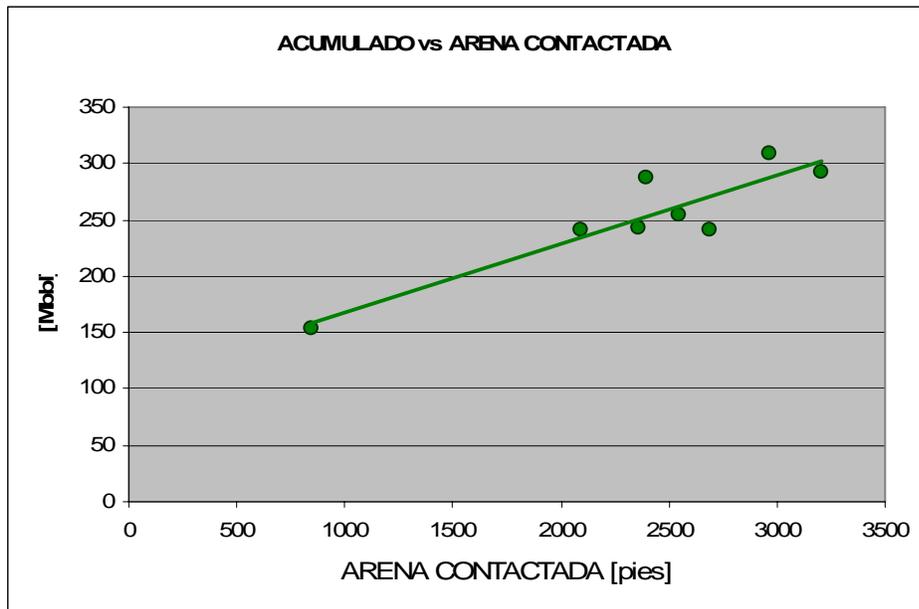


Figura 4-5 Volumen de petróleo acumulado vs arena contactada para todos los pozos

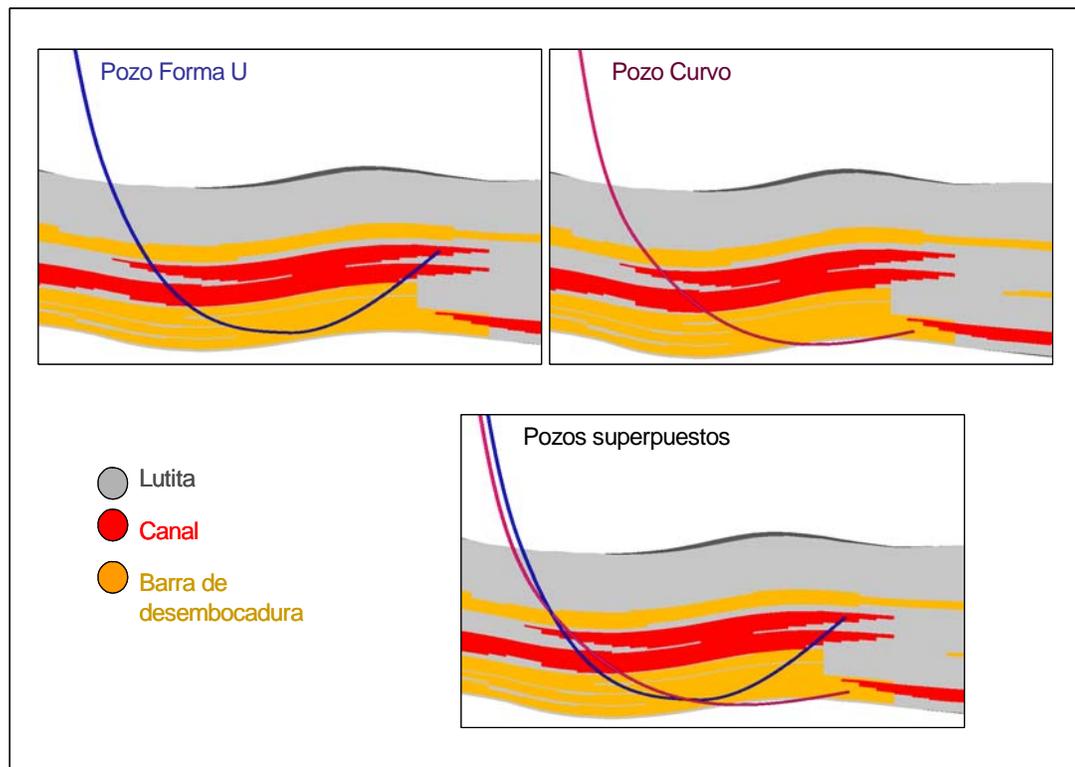


Figura 4-6 Disposición del pozo curvo y en forma de U sobre la sección VD

En el caso de los pozos pertenecientes a la sección WX, el pozo en forma de U acumuló 2 Mbbl menos de petróleo que el pozo horizontal, a pesar de haber contactado 330 pies más de arena. La Figura 4-7 muestra la disposición de estos dos pozos sobre la sección WX, en la que se puede observar que el pozo horizontal se mantiene navegando a lo largo de los cuerpos arenosos solapados uno sobre otro, permitiéndole drenar el yacimiento mas uniformemente, mientras que el pozo en forma de U, su curvatura es muy pronunciada respecto al espesor ocupado por los cuerpos arenosos solapados entre si, lo que impide que navegue a través de ellos y en efecto se encuentra muy al borde de las arenas, cercano a las zonas de lutitas, dándole un menor sustento de presión y por lo tanto menor potencial.

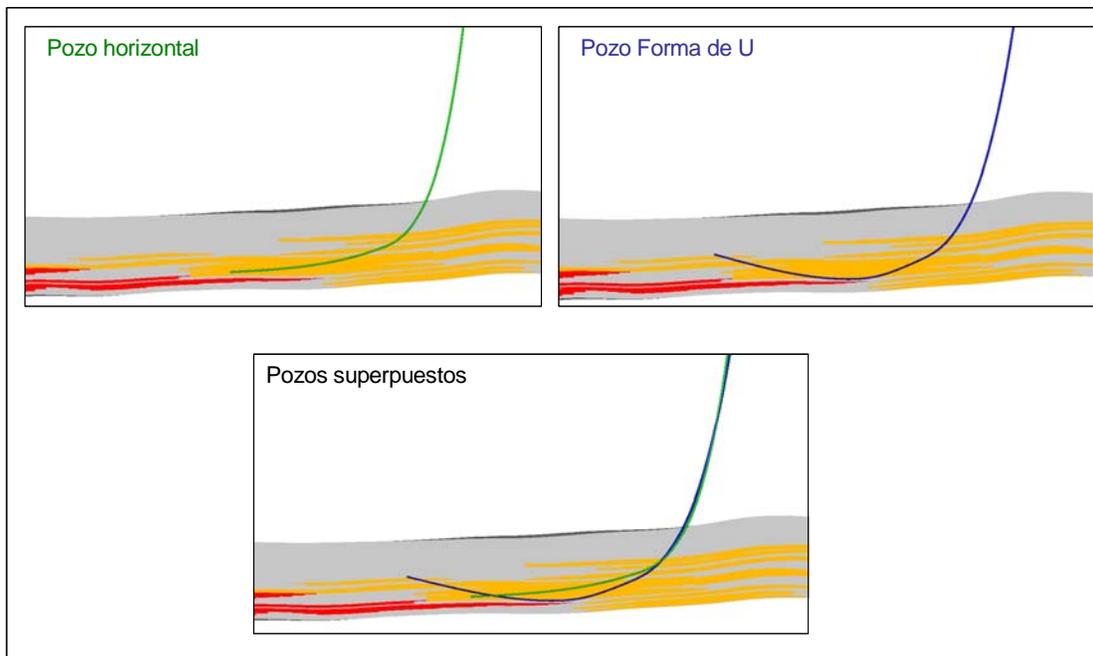


Figura 4-7 Disposición del pozo horizontal y forma de U sobre la sección WX

Evaluando en detalle el comportamiento de la tasa de producción a lo largo de un año de predicción se observó que tanto el pozo sinuoso como el pozo en forma U de la sección VD mantiene una tasa casi constante alrededor de los 785 bbl/día y que luego de un año de producción no han alcanzado la presión límite de 300 lpc, lo que

nos indica que estos dos pozos son capaces de mantener esa tasa por un periodo mayor de tiempo o que pueden inicializar con una tasa mayor constante aunque empiecen a declinar antes de culminar el año de producción. En el caso del curvo logro mantener la tasa inicial por un periodo de mes y medio mientras que el horizontal al mes ya había empezado a declinar, lo que indica que marca la diferencia en el volumen de petróleo acumulado entre uno y otro.

En la sección WX, el pozo curvo es el menos eficiente pues arranca con una tasa alrededor de 730 bbl/día e inmediatamente empieza a declinar. Las dos razones de este comportamiento son, primero, el tipo de arena contactada, pues son sólo barras de desembocadura, que se caracterizan por ser mas lenticulares, pequeñas y delgadas en comparación con los canales, por lo que el volumen de hidrocarburo contenido en estas, va a ser menor, y segundo, la posición de la arquitectura del pozo dentro de estos cuerpos arenosos, no permite un sustento de presión suficiente para mantener tasas de producción mas altas, que a diferencia del pozos sinuoso, curvo y horizontal diseñados en esta sección (WX), si mantienen una tasa promedio por encima de los 650bbl/día. Ver Figura 4-8

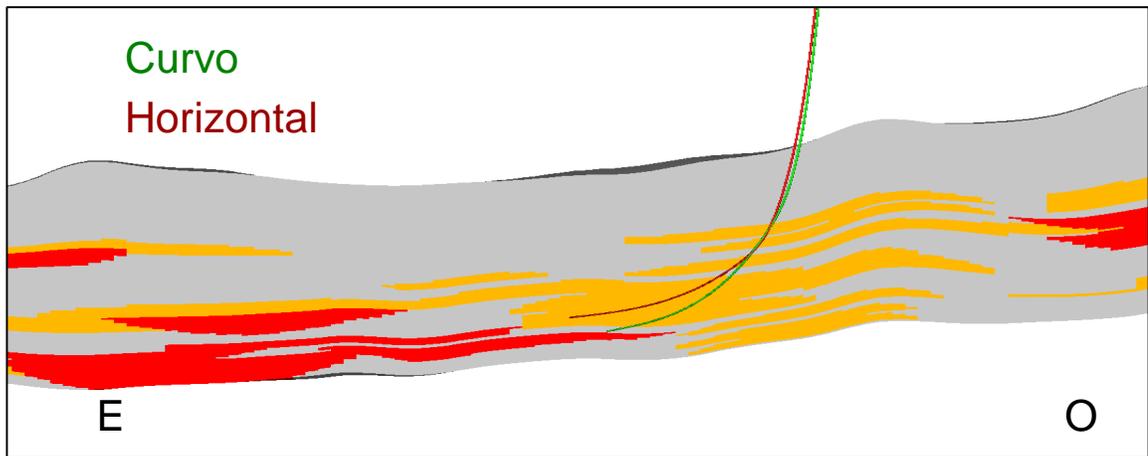


Figura 4-8 Disposición del pozo Curvo y Horizontal en la sección WX

Se calculó el porcentaje de declinación exponencial de la tasa de producción por pozo a través de la ecuación¹⁹:

$$Q_o = Q_{\text{inicial}}^{(-bt)}$$

Siendo “Qo” la tasa de petróleo al tiempo “t”, “Qinicial” la tasa inicial del pozo y “b” el porcentaje de declinación, estos resultados se muestran en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3 Porcentaje de declinación por pozo

TIPO DE POZO		tasa inicial [bbl/día]	tasa final [bbl/día]	Declinación [%]
VD	SINUOSO	786	786	0
	FORMA U	783	783	0
	CURVO	780	580	32.3
	HORIZONTAL	785	508	47.5
WX	SINUOSO	781	615	26.1
	FORMA U	778	450	59.7
	CURVO	730	330	86.6
	HORIZONTAL	781	487	51.5

La Figura 4-9, compara el porcentaje de declinación para cada arquitectura, En el caso de los pozos pertenecientes a la sección VD, tanto el pozo sinuoso como el forma de U, mantienen una tasa casi constante, obteniendo un porcentaje de declinación nulo, lo que indica que debido a su disposición dentro de los cuerpos arenosos permite un mayor sustento de presión y por ende un menor agotamiento del yacimiento, pues las tasas se mantienen constantes a lo largo del tiempo de predicción (1 año). Por otro lado, el porcentaje de declinación en los pozos de la sección WX, se encuentran por encima del 20%, lo que refleja dos situaciones, una que los cuerpos de arena son mas pequeños que los cuerpos arenosos presentes en la sección VD, por lo

que su agotamiento es mucho mas rápido, y dos, que la arquitectura del pozo no logró navegar de la forma mas optima dentro de las arenas WX, es decir, que las configuración de los pozos logran adaptarse de una mejor manera a la distribución de los cuerpos de arena en la sección VD que la sección WX.

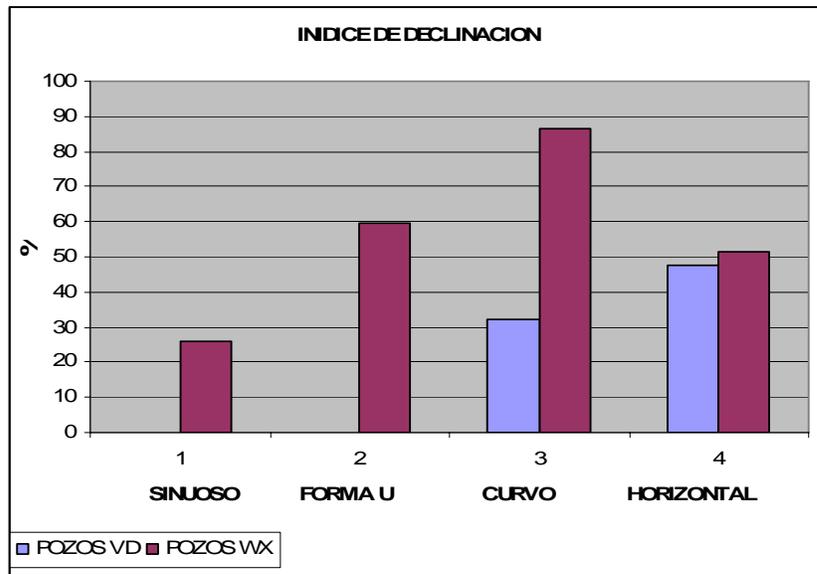


Figura 4-9 Porcentaje de declinación por arquitectura de pozos

Para el caso en que se pronostico al producción en un periodo de 10 años se determinaron los siguientes resultados:

-Al igual que en el caso anterior, se mantiene la tendencia que, mientras mayor es el porcentaje de arena contactada, mayor será el acumulado de petróleo por pozo, y que los pozos sobre la sección VD presentaron un mejor comportamiento que los pozos diseñados sobre la sección WX, ya que logran acumular un mayor volumen de petróleo, tal como se aprecia en la figura 4-10.

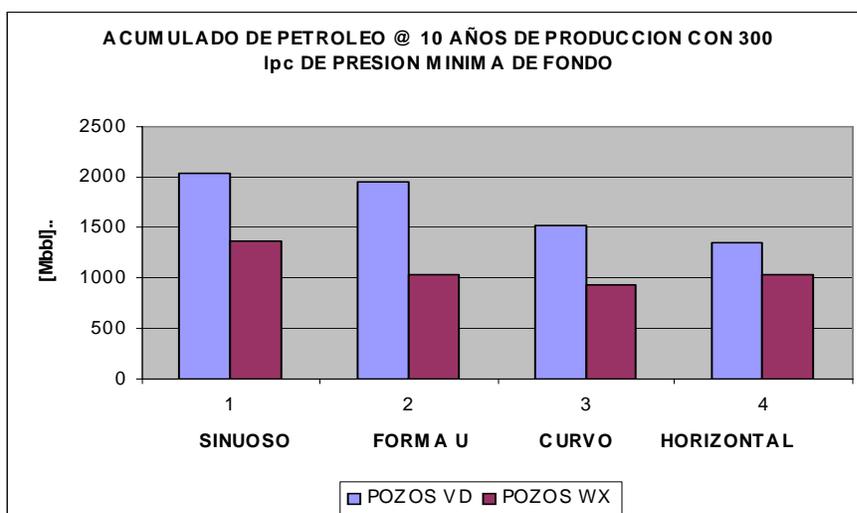


Figura 4-10 Volumen acumulado de petróleo por arquitectura a un tiempo de producción de 10 años

-Mientras menor es la presión de fondo más barriles de petróleo acumula una arquitectura, debido a que existe un mayor diferencial de presión. La Tabla 4-4 y 4-5 refleja los valores de petróleo, gas y agua que cada pozo en cada sección produjo en un periodo de 10 años. La figura 4-11 Permite observar el aumento de producción en cada arquitectura de a medida que la presión de fondo requerida disminuyo de 300 a 200 y 100 lpc; por ejemplo en el caso de la sección VD, el pozo sinuoso aumenta en un 15 y 30 % su producción de petróleo para una presión de fondo de 20 y 100 lpc respectivamente. Por ultimo las Figura 4-12 y 4-13 muestran la curva de acumulado de petróleo en el tiempo.

Tabla 4-3 Producción acumulada de petróleo, gas y agua de los pozos de la sección VD

Producción por arquitectura	Sección VD								
	300 lpc			200 lpc			100 lpc		
	Np [Mbb]	Gp [MMSCF]	Vp [Mbb]	Np [Mbb]	Gp [MMSCF]	Vp [Mbb]	Np [Mbb]	Gp [MMSCF]	Vp [Mbb]
Sinuosa	2028	165	44	2374	278	56	2663	403.3	87
Forma U	1955	166	44	2312.3	260	56	2584	399	79
Curvo	1518	103	34	1827	156.6	42.6	2000	227	52.5
Horizontal	1348.5	97	28	1603	148	35.5	1830	206	44

Tabla 4-4 Producción acumulada de petróleo, gas y agua de los pozos de la sección WX

Producción por arquitectura	Sección WX								
	300 lpc			200 lpc			100 lpc		
	Np [Mbb]	Gp [MMSCF]	Wp [Mbb]	Np [Mbb]	Gp [MMSCF]	Wp [Mbb]	Np [Mbb]	Gp [MMSCF]	Wp [Mbb]
Sinuesa	1368	139	37	1596	237	50	1790	347.6	71
Forma U	1040	103.7	30	1212	178	40	1355	258	57
Curvo	935	58	20	1147	82	24.8	1341	115	30
Horizontal	1038	109.7	30	1212	182.5	40.6	1336	262	58.8

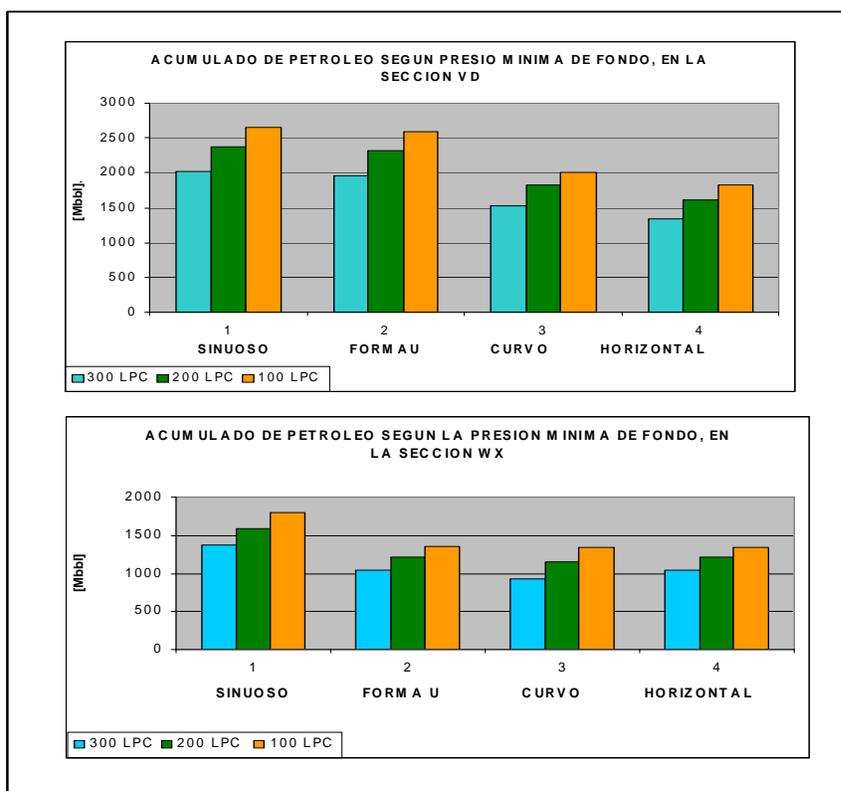


Figura 4-11 Volumen de petróleo acumulado por arquitectura para cada sección

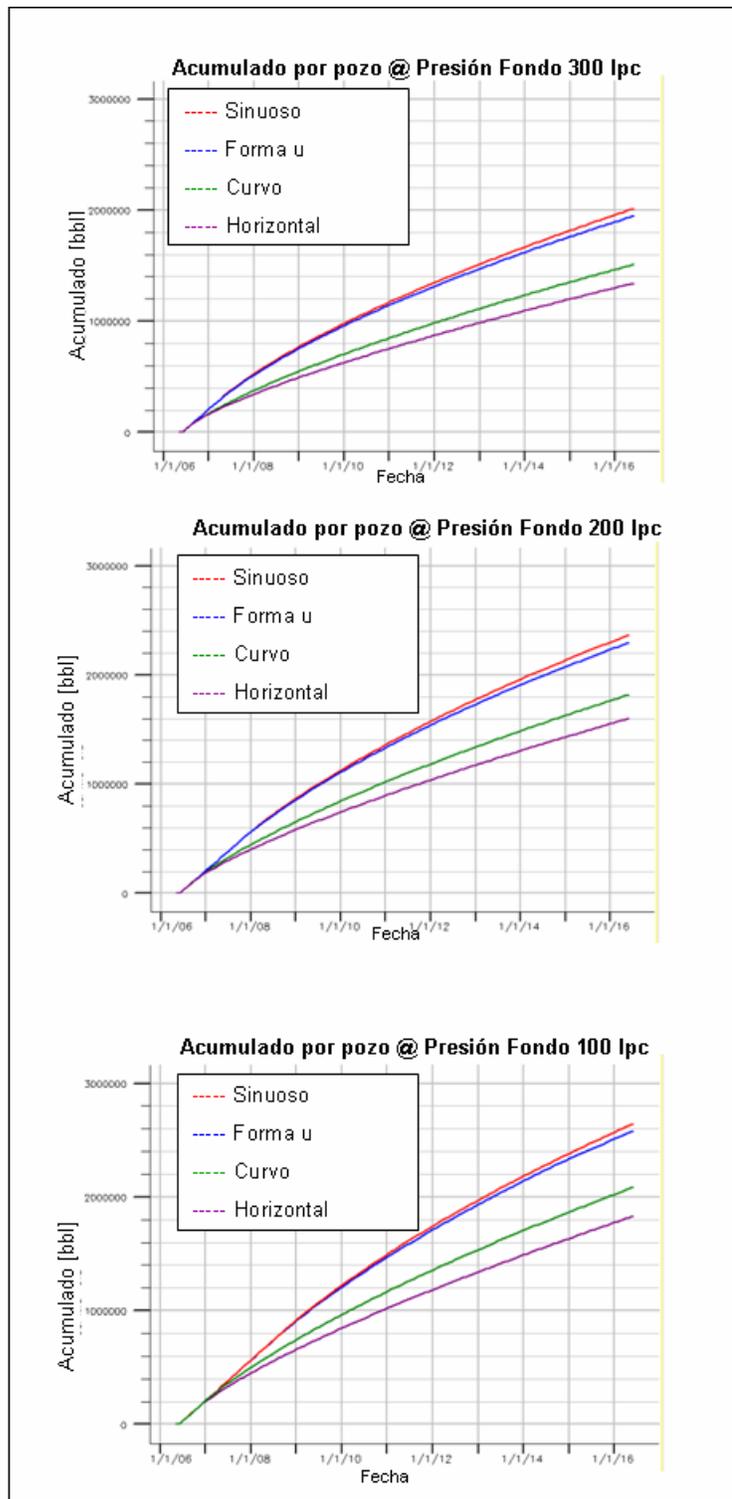


Figura 4-12 Acumulado de producción de los pozos en la sección VD a diferentes presiones de fondo

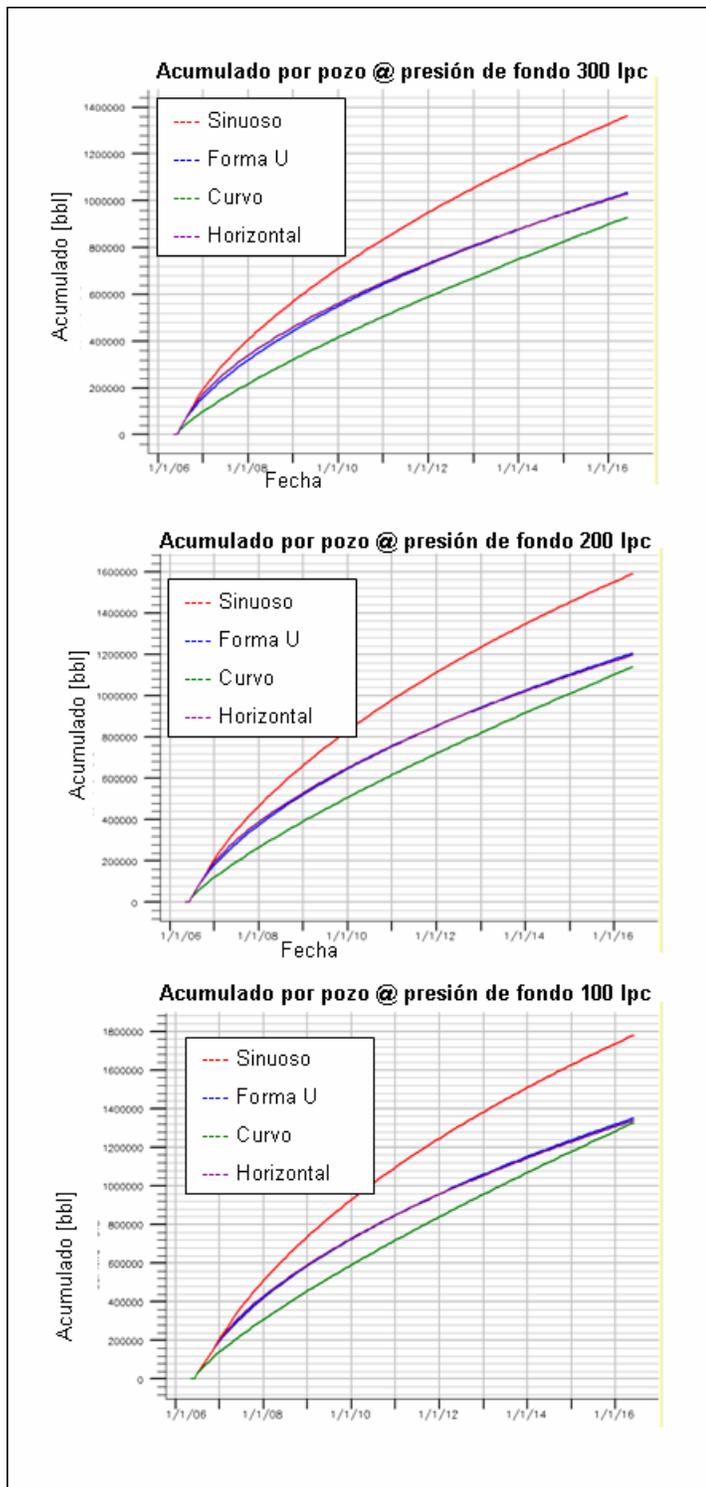


Figura 4-14 Acumulado de producción de los pozos en la sección WX a diferentes presiones de fondo

Otra observación importante es el volumen de cuerpos de arena contactados en cada sección, la sección VD por ejemplo contacta más cuerpos de arena que la sección WX, no sólo verticalmente sino también lateralmente. La Figura 4-14 y 4-15 es una vista en planta del modelo geológico, a una profundidad aproximada de 1290 y 1320 pies respectivamente. Claramente se puede notar como el pozo en forma de U de la sección WX siempre contacta un menor numero de cuerpos de arena que la sección VD, y que los cuerpos poseen conexión lateral ente unos y otros, lo que se traduce en un mayor sustento de presión y un mayor acumulación de hidrocarburo. Estas observaciones explican el por que los pozos de la sección VD tienen una mayor producción respecto a los pozos de la sección WX.

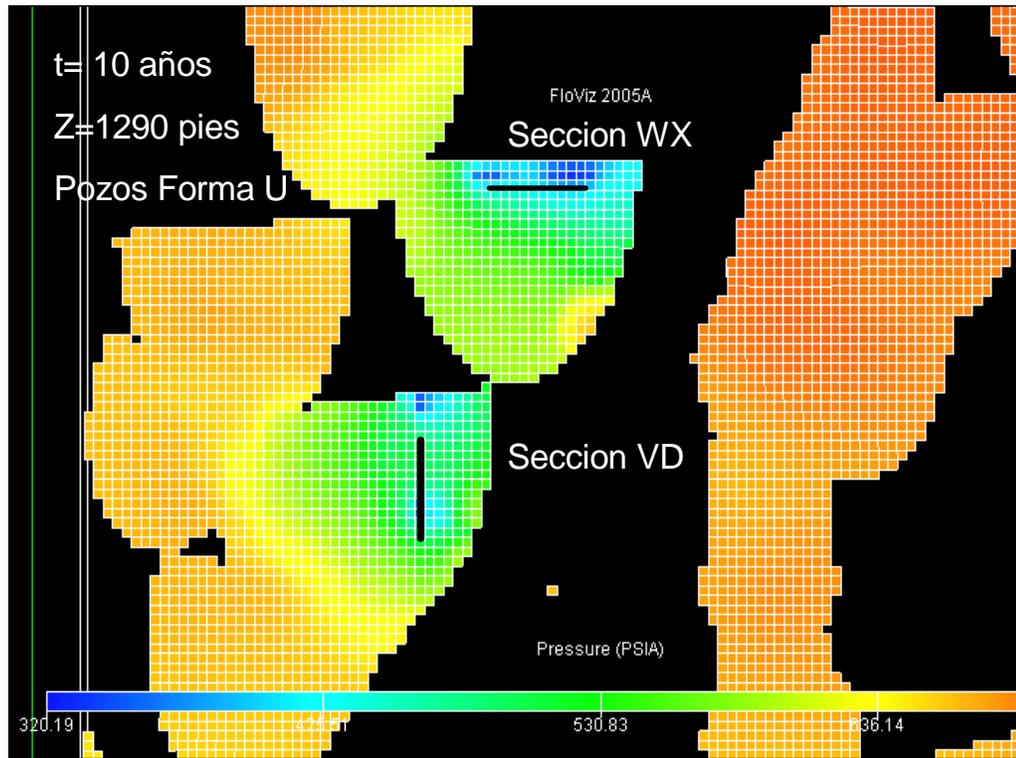


Figura 4-14 Conexión lateral de los cuerpos de arena intersecados por los pozos en forma U de las secciones verticales VD y WX @ 1290 pies

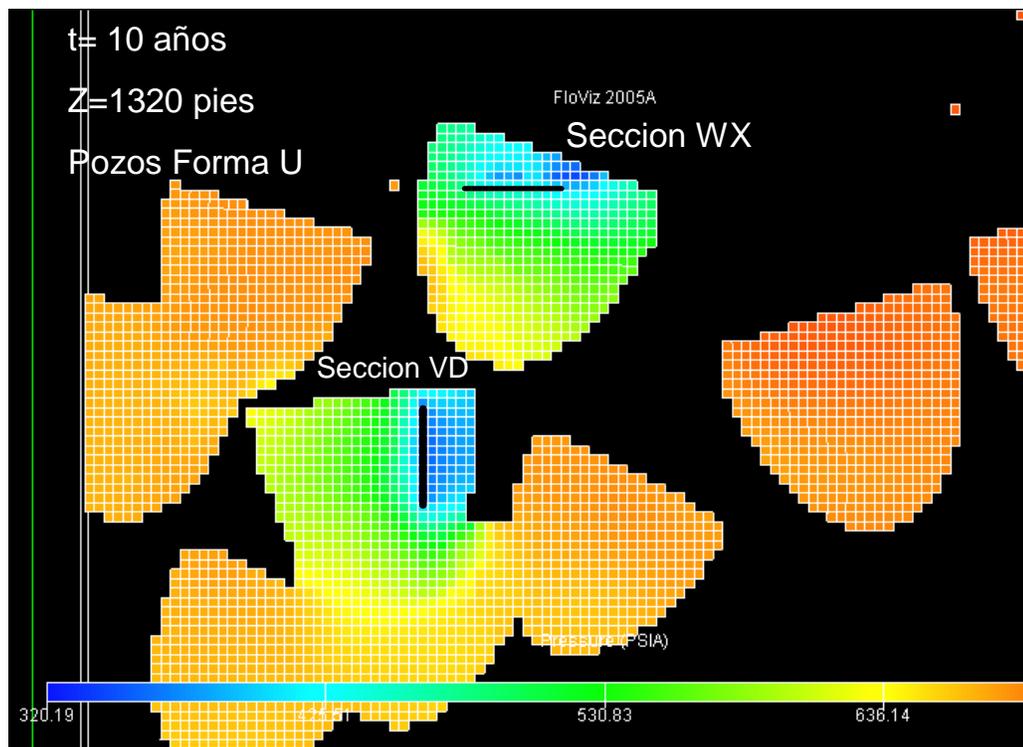


Figura 4-15 Conexión lateral de los cuerpos de arena intersecados por los pozos en forma U de las secciones verticales VD y WX @ 1320 pies

Otro parámetro que se evaluó fue la calidad de la arena, a través del factor $K \cdot h$ (permeabilidad * espesor de arena). Las Figuras 4-16 y 4-17 muestran las mismas vistas de planta que las Figuras 4-14 y 4-16 (ya mostradas). El color verde representa los valores de menor calidad y a medida que se torna rojo a morado alcanza los valores más altos de calidad de arena. En la primera figura (4-16), los cuerpos contactados por el pozo de la sección WX presenta una mayor calidad pero un menor volumen de arena interconectado en comparación con la sección VD; la segunda figura (4-17) cambia la situación la sección VD posee mas cuerpos contactados y a su vez de mejor calidad respecto a los contactados por el pozo de la sección WX; esto nos muestra que no solo es necesario tener una buena calidad sino un buen volumen interconectado de arenas, y que las condiciones de los cuerpos cambian a medida que se distribuyen en la profundidad del yacimiento.

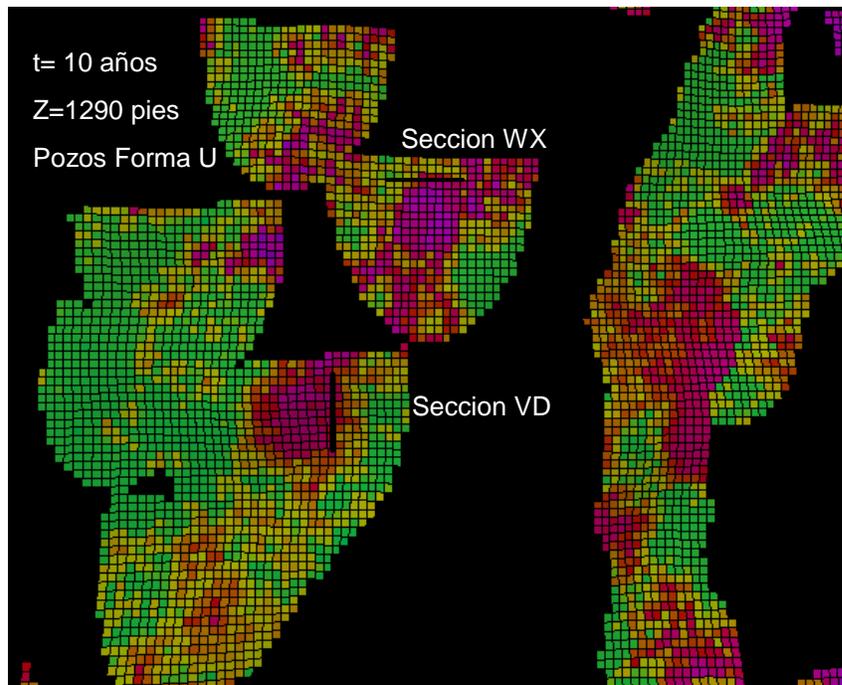


Figura 4-16 Calidad de las arenas en las secciones VD y WX @ 1290 pies

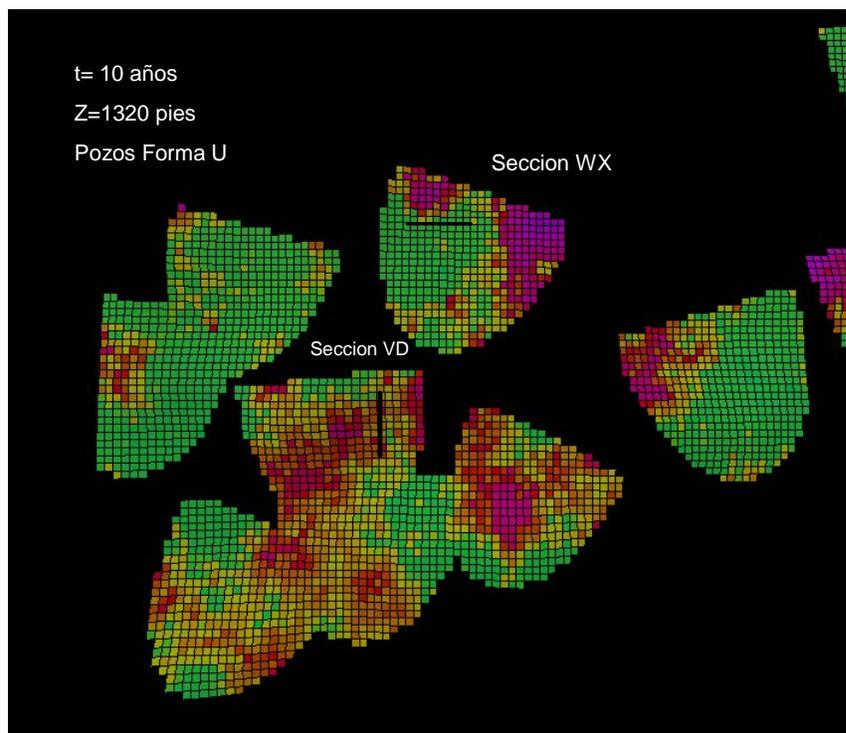


Figura 4-16 Calidad de las arenas en las secciones VD y WX @ 1320 pies

Por ultimo, se evaluó la relación gas petróleo y la tasa de producción de petróleo de cada pozo para cada sección. Es importante mencionar ciertas características del yacimiento de Sincor, como que se encuentra saturado es decir que su presión inicial es igual o mayor a la presión de burbuja y que el R_s es de 62 PCN/bbl. El comportamiento general que se observa en los perfiles de producción de los pozos, consiste en una relación gas petróleo (RGP) inicial de 60 SCF/bbl, la cual se incrementa rápidamente hasta un valor entre 90 y 110 PCN/bbl y regresa al valor inicial (cercano a los 60 PCN/bbl), y empieza a incrementar paulatinamente en el tiempo, la Figura 4-18 muestra un ejemplo de este comportamiento y corresponde al pozo curvo de la sección VD. Este comportamiento se atribuye a la brusca caída de presión en las adyacencias del pozo, lo que genera una rápida liberación de gas que se va a producir en conjunto con el petróleo, una vez que la presión se estabiliza y se mantiene constante a 300 lpc, la liberación de gas también se estabiliza y no va a ocurrir de manera tan violenta, de forma que disminuye el nivel de gas producido y por ende la relación gas petróleo. Adicionalmente se observa que mientras mayor sea la declinación mas rápido aumenta la relación gas petróleo. Por ejemplo la figura 4-19 A muestra el pozo sinuoso de la sección VD, donde la tasa al cabo de 10 años alcanzó un valor de 370 bbl/día y la RGP incrementó hasta 97 PCN/bbl. En el caso de la Figura 4-19 B el sinuoso de la sección WX la tasa de petróleo alcanzó 224 bbl/día y la RGP incrementó hasta casi los 150 PCN/bbl.

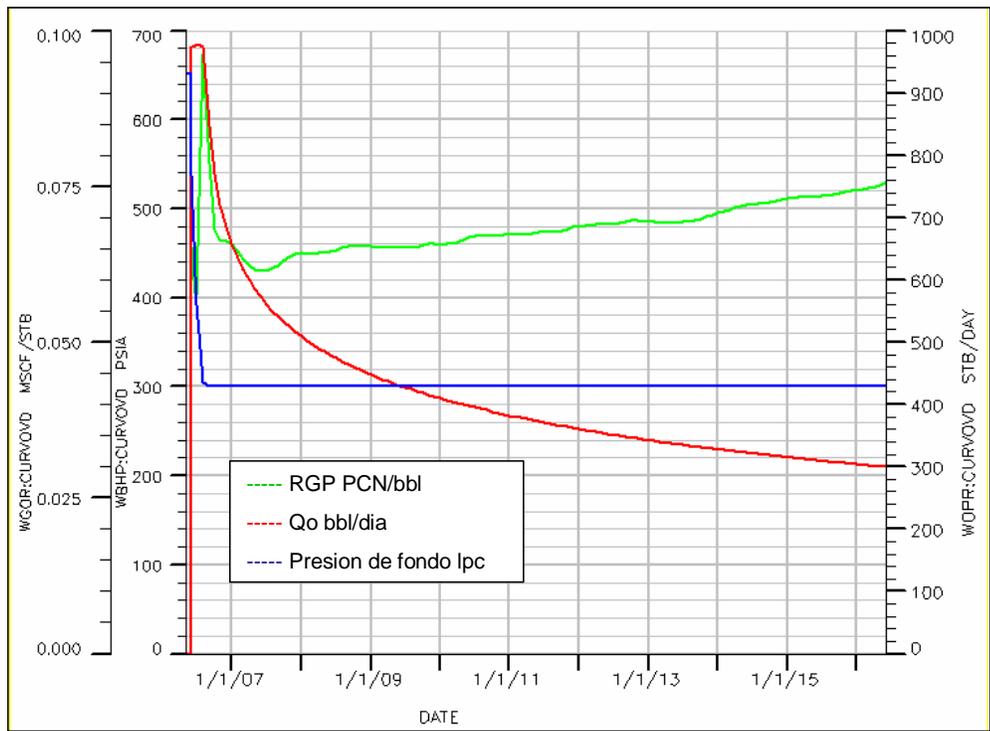


Figura 4-18 Perfil de producción del pozo curvo de la sección VD

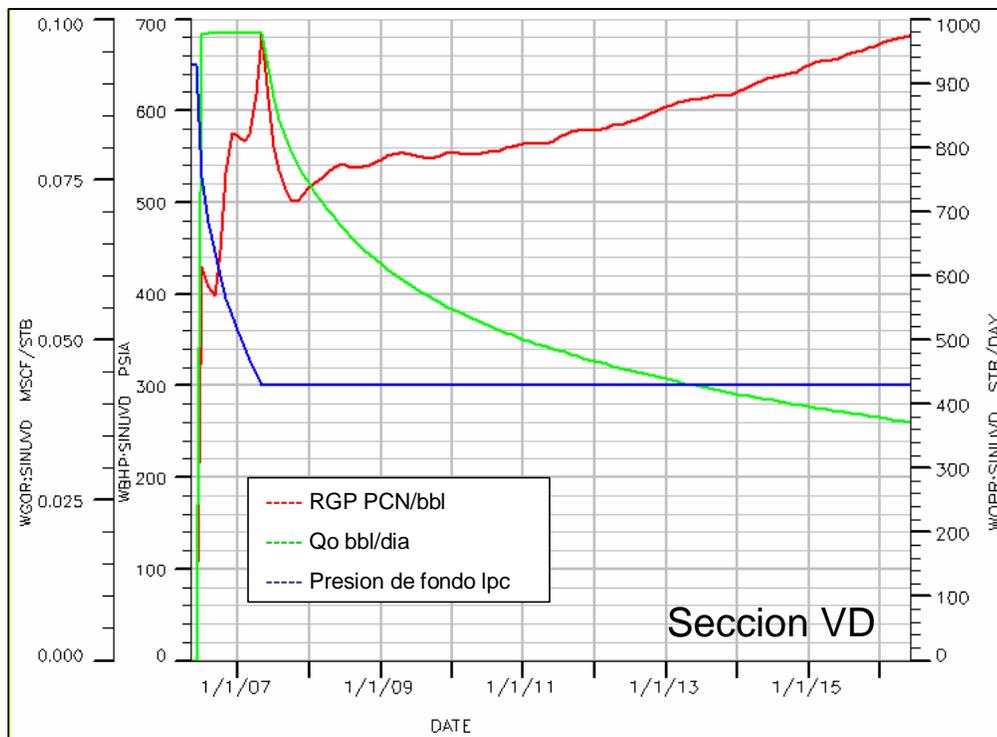


Figura 4-19 A Perfil del pozo sinuoso de la sección VD

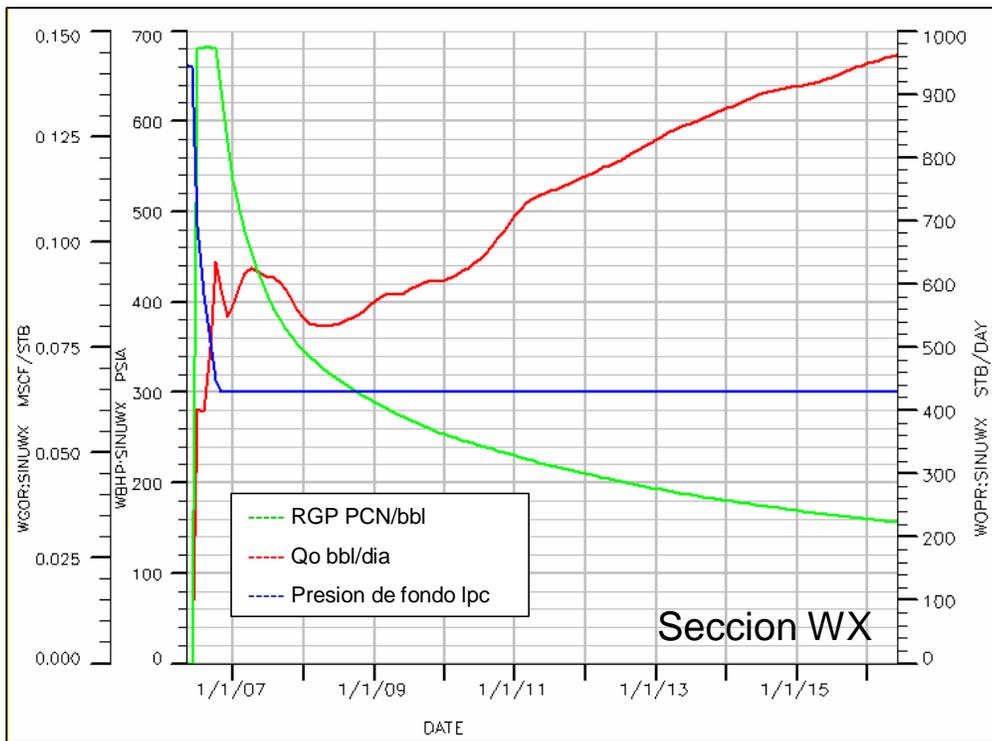


Figura 4-19 B Perfil del pozo sinuoso de la sección WX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En base a los resultados obtenidos en este estudio, se obtuvieron las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- La arquitectura que luce más atractiva para las arenas delgadas del campo Sincor, es la sinusoidal, ya que los pozos con estas arquitecturas presentaron una productividad 1.4 veces mayor que los pozos horizontales. Pero presentan un 60 % de riesgo de que ocurra pega de tubería durante la perforación.

- Otra arquitectura posible es la forma de U, pues presentaron una productividad 1.2 veces mayor a los pozos de arquitectura horizontal, que a pesar de ser 0.2 veces menor al incremento que representa una arquitectura sinuosa respecto a la horizontal, tienen 40 % menos de riesgos operacionales durante la perforación.

Por lo que se recomienda proponer al menos 2 pozos pilotos con estas arquitecturas, donde los escenarios geológicos sean los más atractivos y se realice un estudio previo de factibilidad y productividad a fin de determinar el proyecto más rentable económicamente.

- A partir del análisis de los pozos multilaterales (dos brazos) en el campo Sincor, se observó que presentaron una producción 3.6 veces mayor en comparación a los pozos horizontales perforados en zonas análogas. Se recomienda diseñar y evaluar dentro del modelo conceptual una arquitectura multilateral factible operacionalmente en arenas delgadas. Partiendo de la posibilidad de agregar una lateral a un pozo en forma de U

- Se realizó un modelo sedimentológico fino, conceptual y predictivo de las arenas C, en el cual, se recomienda, mejorar la caracterización sedimentológica, a fin de ser utilizado para propuestas futuras de perforación.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Crecente, F. (2005). Planes, proyectos y convenios de expansión de PDVSA a nuevos mercados para los próximos 5 años. Universidad Central de Venezuela. Disponible: <http://www.univerxity.com/aspSmartUpload/131120050730.doc>
2. PDVSA-Faja. (1999). Heavy oil production in Venezuela: historical recap and scenarios for next century. SPE 53464
3. Sincor (2006). Memoria Descriptiva: Producción en frío de petróleo con arena (CHOPS).
4. González de Juana, C., Iturralde, J y Picard, X. (1980) Geología de Venezuela y de sus Cuencas petrolíferas. Primera Edición. Tomos I y II. Editorial Convives, Caracas.
5. Calderón, E (2002). Construcción de modelos geoestadísticos a escala centimétrica de las facies heterolíticas, en las secciones informales C1 y C2 de la Formación Oficina, Campo San Diego Zuata (Edo. Anzoátegui). Trabajo especial de grado. Inédito Universidad Central de Venezuela.
6. Mapa Oficial Sincor.
7. Allen, G., Coada, A., Mercier, F. (1991) Clastic Reservoir Sedimentology. Technical compilation.
8. Barbieri, E. (1998) El pozo ilustrado. 4ta Edicion, Caracas. PDVSA.
9. Economides, M., Watters, L. y Duna-Norman, S. (1998) Petroleum Well Construction. John Wiley & Sons
10. WEC Venezuela (1997) Evaluación de Pozos, Schlumberger.
11. Fucun, Y. y otros, (2004) Mature Field Re-entries Utilizing Level 4 Multilateral Technology. SPE 88021.
12. Saif-Al-Hady, A. y otros (2003) Ultra short radius Drilling Trials in PDO. SPE 81410.
13. Lee, A. (2005) Extending Rotary Steerable Capabilities to located Thin, Complex Sands. SPE 92152.

14. Tistel, J., Lien, A. y Norsk Hydro. (2000), Drilling of Multitarget Sinusoidal Wells to Manage Geological Uncertainty and Poor Reservoir Connectivity on the Njord Field, Offshore Norway. SPE 63245.
15. Tewari, R. y otros (2005) Improved Heavy Oil Recovery from thin Reservoir through Horizontal Well Placement and Intelligent Perforation. SPE 97649.
16. Gaussian Simulation for Porosity Modeling. Disponible: <http://www.statios.com/Resources/08-sgsim.pdf>.
17. Shmaryan, L. y otros (1999) Object – Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoir with Fast Data Conditioning: Methology and Case Studies.
18. Correlaciones estimadas para el Campo Sincor.
19. Nind, E. (1964) Principles of oil well production. McGraw-Hill
20. Pardo, E., Moratinos, F., Caraballo, R., Zerpa, L. (2005) Opportunities of increasing Recovery Factor through Development of Thin Beds
21. Economides, M., Hill, A. y Eghlig-Economides, C. (1993) Petroleum Production Systems. Pretince Hall PTR
22. Maltax, C., Dalton, R. (1990) Reservoir Simulation. SPE Monograph Series.
23. Yarus, J., Chambers, R. (1994) Stochastic Modeling and Geostatistics. The American Association of Petroleum Geologists.
24. Trebolle, R. y otros (1993) The Orinoco Heavy Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy. SPE 25798
25. Aidiradiman, J. y otros (2004) Combination of Snake Well Design & Smart Completions: Key Enablers for Champion West Development. SPE 88524
26. Henriksen, K. y otros (2005) Integration of New Open Hole Zonal Isolation Technology Contributes to improved Reserve Recovery and Revision in Industry Best Practices. SPE 97614.
27. Triolo, M. y otros Innovative Completion Technology Enhances Production Assurance in Alaskan North Slope Viscous Oil Developments. SPE 97928.
28. Silva B, G. y Romero, T. (2001) Orinoco oil belt well construction using “wells in series” technology with horizontal and multilateral trajectory. SPE 69710.

GLOSARIO DE TERMINOS

Arena: roca sedimentaria formada por granos principalmente de cuarzo, consolidada en areniscas, en las cuales se encuentran la mayoría de los yacimientos.

Arenamiento: efecto de acumularse arena en un pozo, lo que requiere para su limpieza de una operación de re acondicionamiento

Buzamiento: Término geológico que se refiere a la inclinación que tienen los estratos. Un manto horizontal tiene buzamiento de 0 grados, mientras que horizontes verticales tiene 90 grados de buzamiento.

Cuenca sedimentaria: unidad geológica que es territorio favorable a la existencia de depósitos de hidrocarburos.

Estación de Flujo: Centro de recolección de la producción de un campo. Son instalaciones simples, para depositar temporalmente los hidrocarburos extraídos de los yacimientos. A medida que se adelanta el desarrollo se construyen las estaciones de flujo necesarias para el manejo más eficiente de la producción. En las estaciones de flujo se separa el gas asociado al petróleo

Facie: conjunto de sedimentos que pueden ser definidos y separados de otros, por su geometría, litología, estructura sedimentaria y fósiles asociados.

Falla: fractura geológica, a lo largo de la cual ocurre un movimiento que disloca las rocas y, en el caso de la geología del petróleo podría originar trampas favorables a la acumulación de hidrocarburos.

Formación: grupo de rocas diversas que constituyen una unidad característica dentro de una sección estratigráfica.

Lutita: Roca sedimentaria impermeable, producto de la compactación de arcillas con estratificación muy delgada. Las lutitas se consideran de las mejores rocas – madres, generadoras de hidrocarburos.

Porosidad: propiedad de una roca de tener espacios vacíos entre sus moléculas materiales, de manera que en ellos se puedan acumular hidrocarburos y otros fluidos.

Permeabilidad: propiedad de una roca de permitir el movimiento de un fluido a través de ella.

POES: petróleo original en sitio

Pozo: Hoyo que se perfora para buscar o poner a producir hidrocarburos. El sondeo se trabaja mecánicamente desde la superficie, para penetrar en los yacimientos. A medida que se avanza se protege el pozo con tuberías de revestimiento. Pueden producir de manera natural o por mecanismos artificiales.

Registro: conjunto de medidas diversas en un pozo que permiten la determinación de los tipos de rocas, el contenido de fluidos, el resultado de diversas operaciones como cementación, el diámetro y dirección del hoyo, la conformación geológica del subsuelo y otros. Cada registro produce un perfil de invaluable ayuda para la evaluación de los yacimientos.

Reserva: La cantidad de petróleo comprobado en el subsuelo capaz de producirse.

Saturación: la acción y efecto de estar impregnada una roca de fluido, con los espacios porosos llenos hasta la capacidad de un fluido, ya sea petróleo, agua o gas.

Sedimento: los mantos que se depositan en una cuenca y se transforman en rocas estratificadas

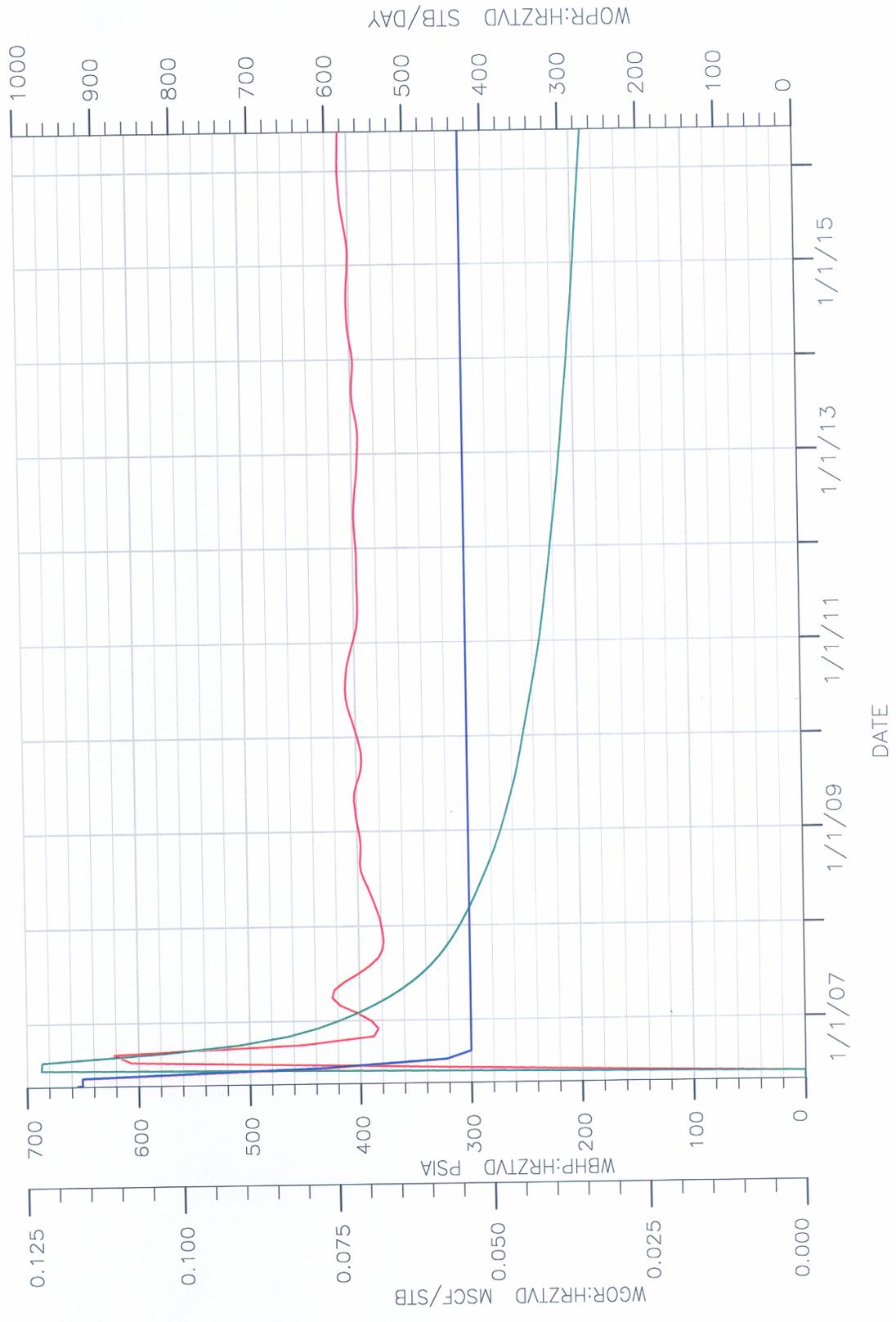
Severidad: el ángulo de inclinación por cada 100 pies de profundidad

Torque y arrastre: parámetro utilizado dentro del ingeniería de perforación en la que se define la fuerza de torsión necesaria para poner a girar el sistema rotatorio del taladro de perforación y la fuerza de fricción aplicada sobre la sarta de perforación a medida que se perfora un hoyo.

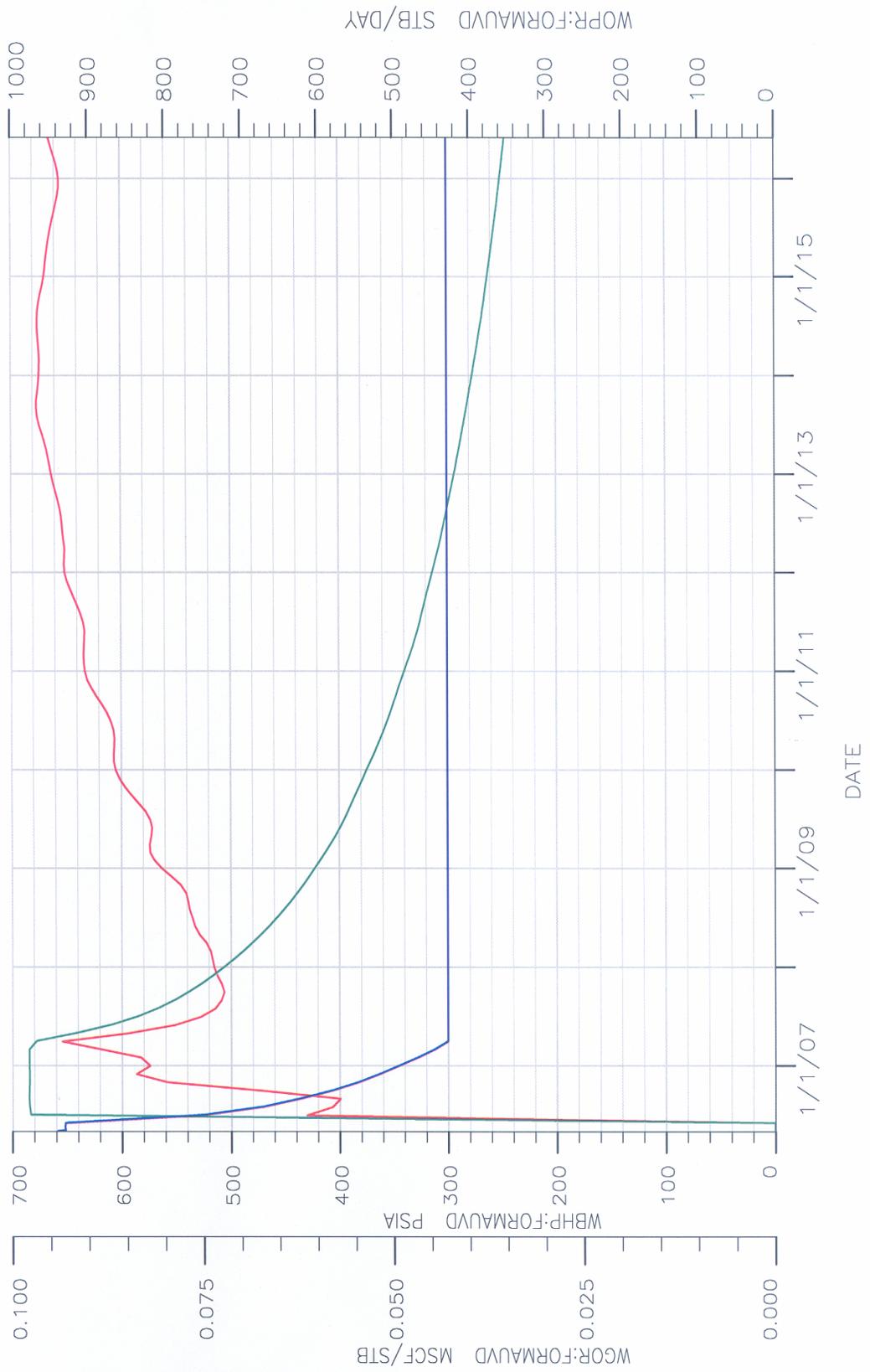
Yacimiento: unidad natural de producción, acumulación de petróleo en el subsuelo, que tiene límites definidos y es impermeable a los fluidos confinados. Un campo puede estar formado por uno a varios yacimientos. En Venezuela se han descubierto más de ocho mil yacimientos; algunos son tan pequeños que sus reservas no pasan de varios centenares de metros cúbicos, mientras que otros son verdaderos depósitos gigantes como por ejemplo el Yacimiento Lagunilla Inferior – 5 del Campo Costanero de Bolívar.

ANEXOS

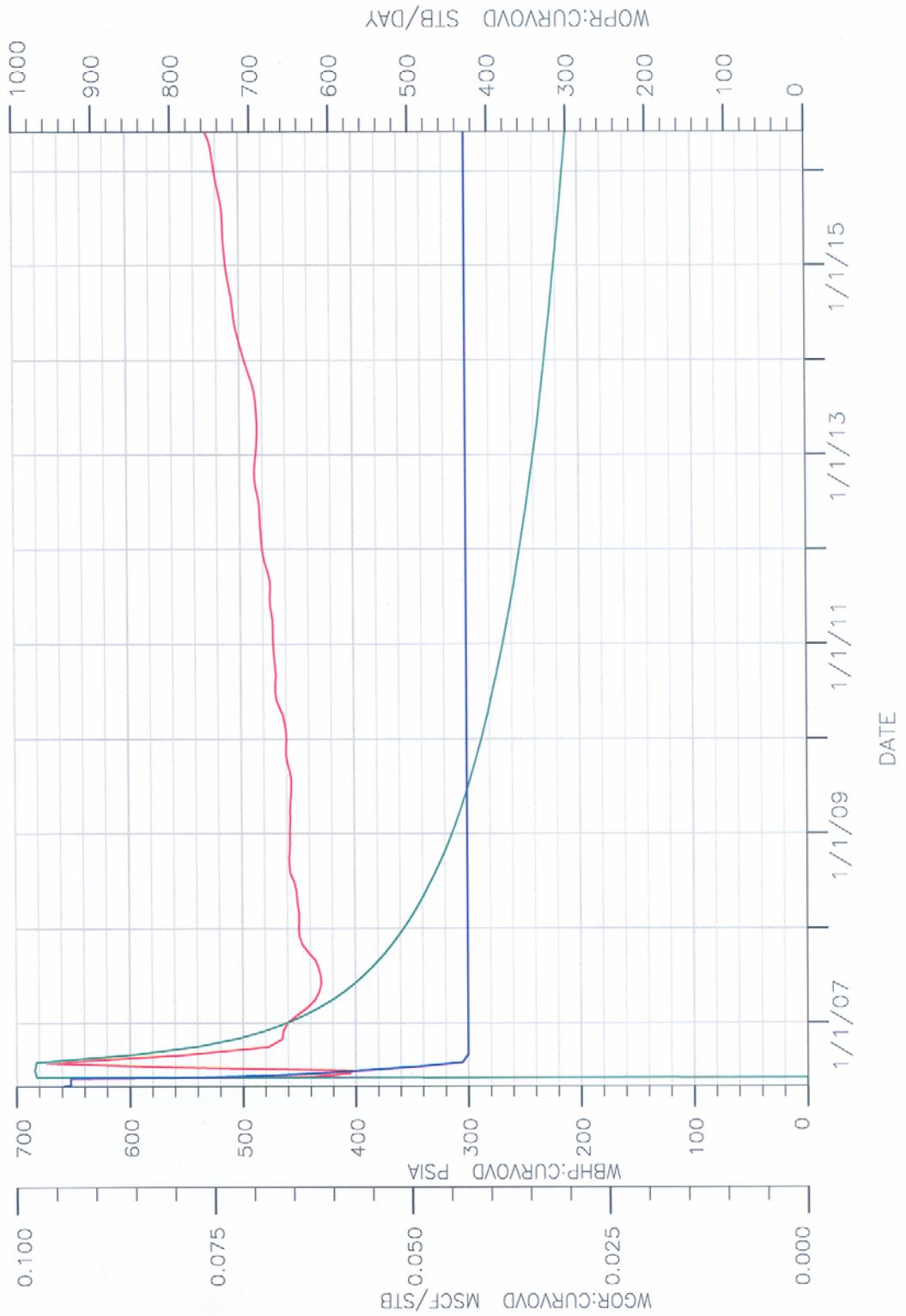
WGOR:HRZTVD vs. DATE (HORIZONTALS)
 WOPR:HRZTVD vs. DATE (HORIZONTALS)
 WBHP:HRZTVD vs. DATE (HORIZONTALS)

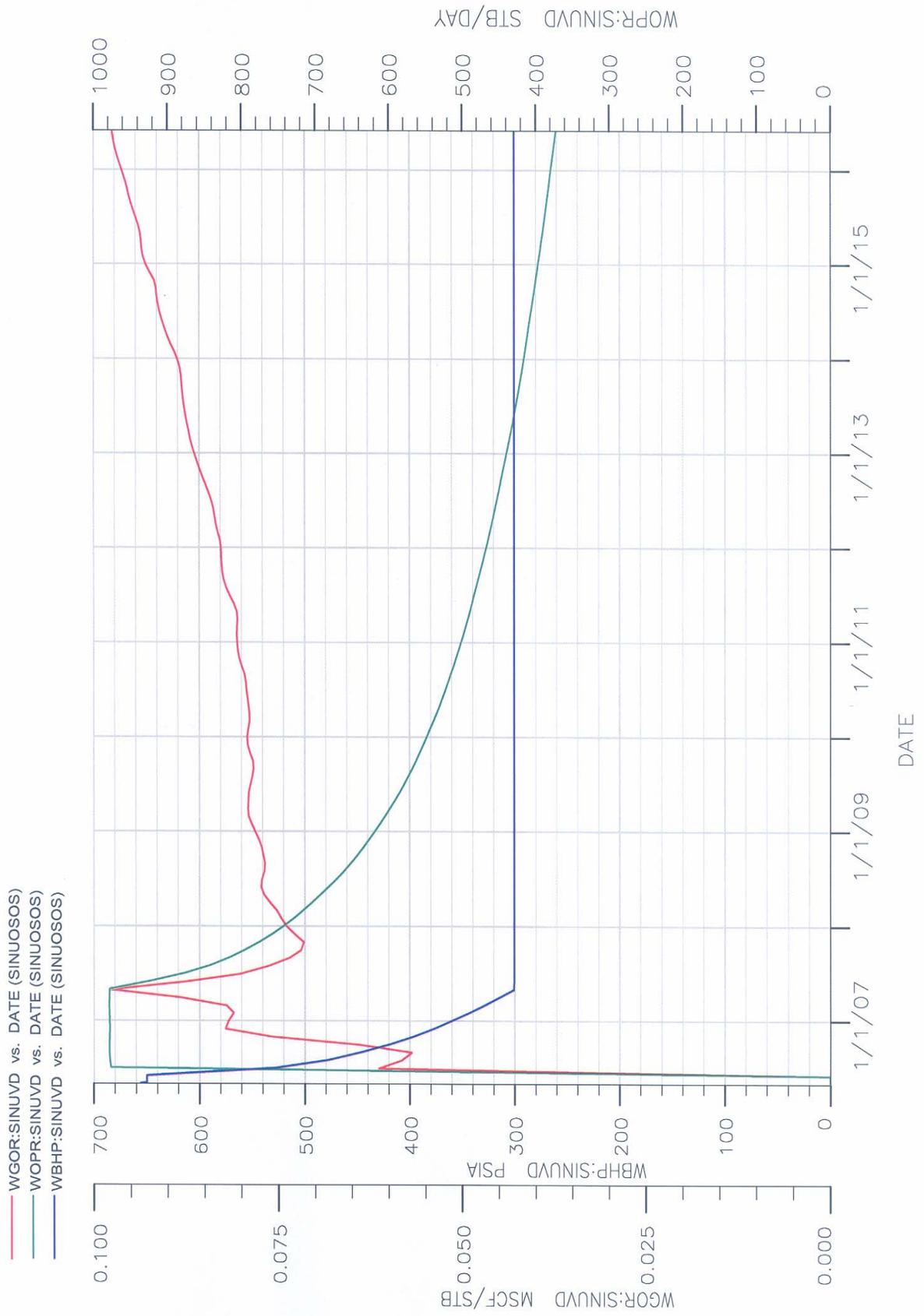


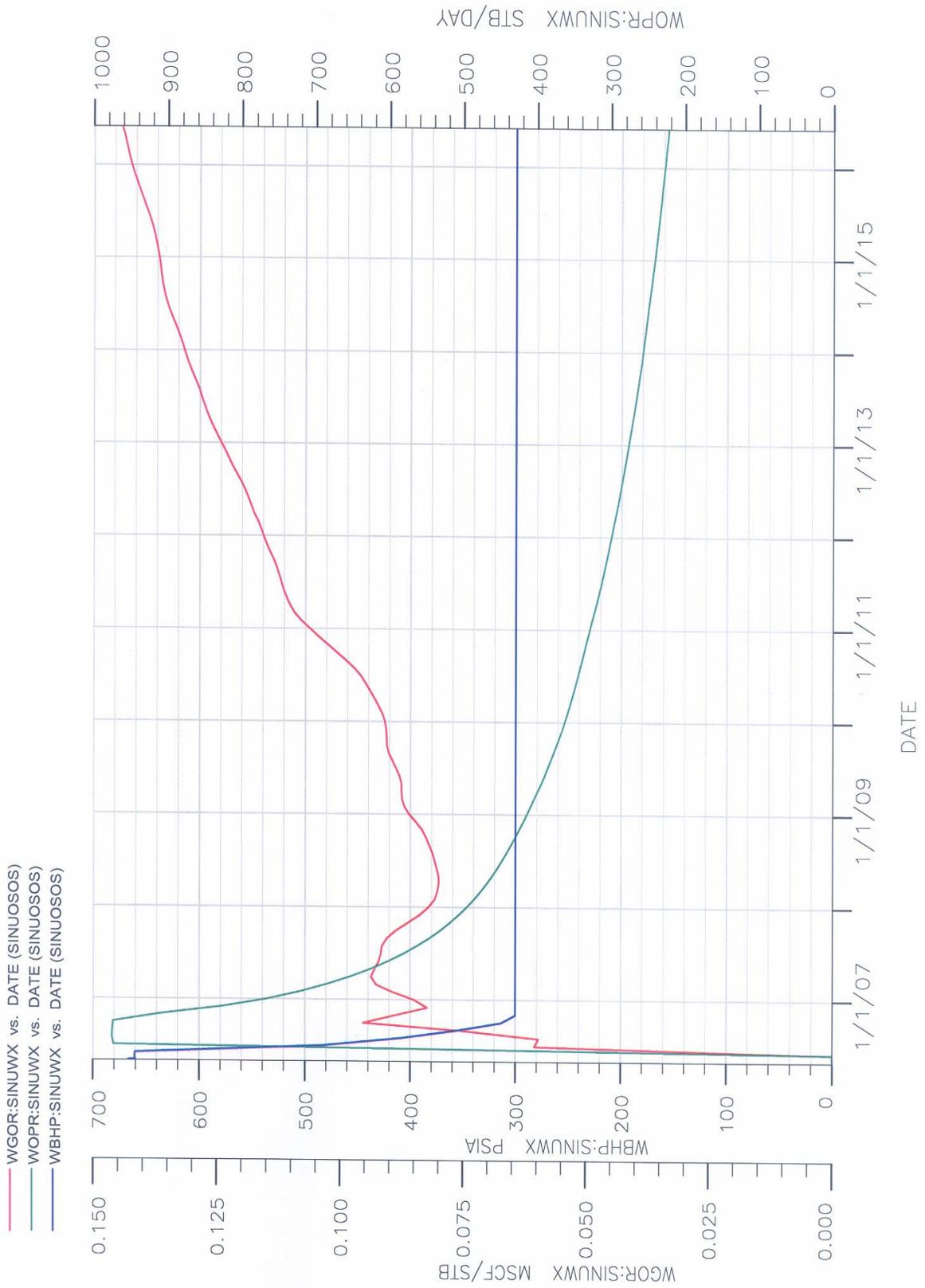
WGOR:FORMAUVD vs. DATE (FORMAU)
WOPR:FORMAUVD vs. DATE (FORMAU)
WBHP:FORMAUVD vs. DATE (FORMAU)

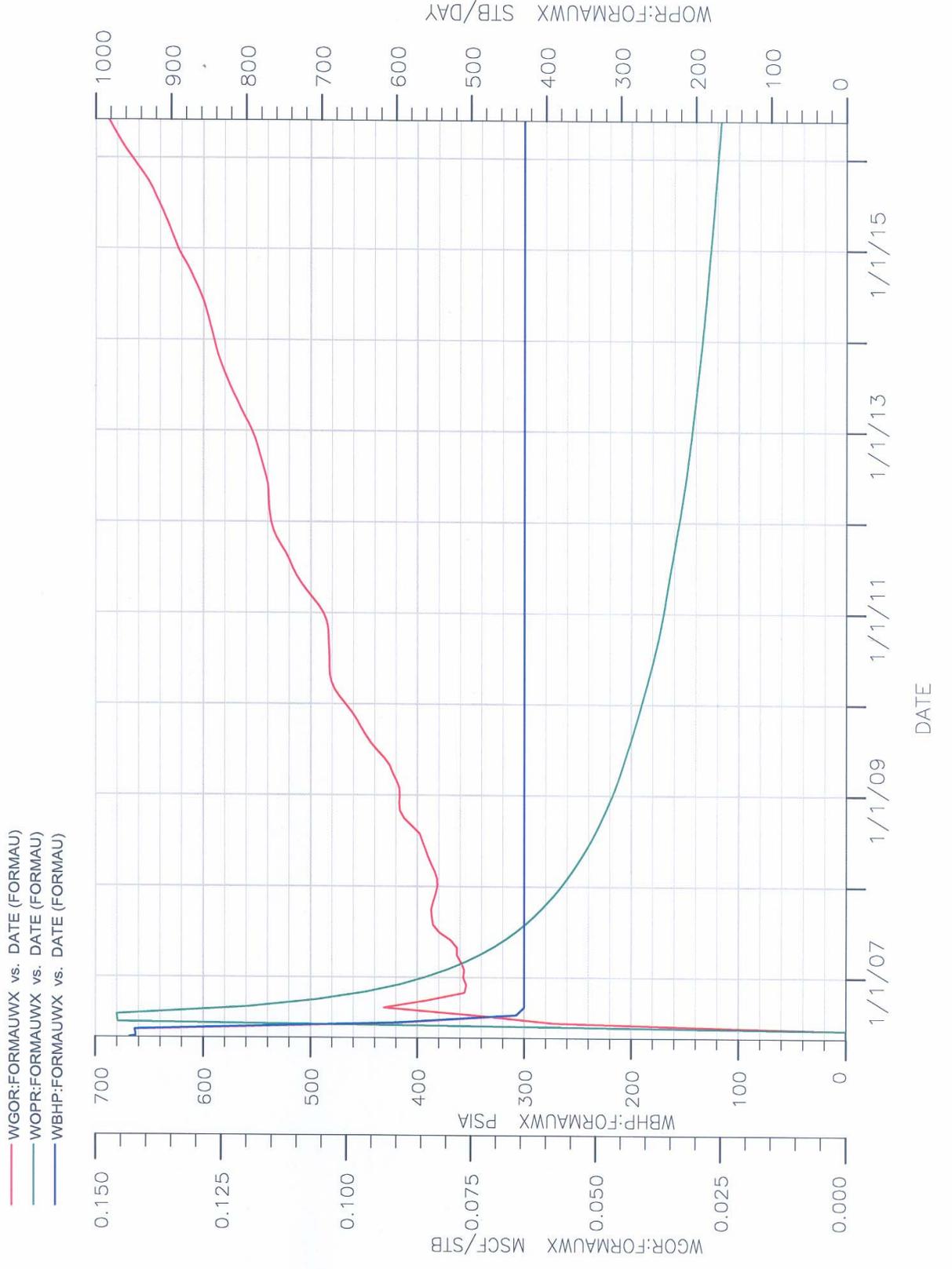


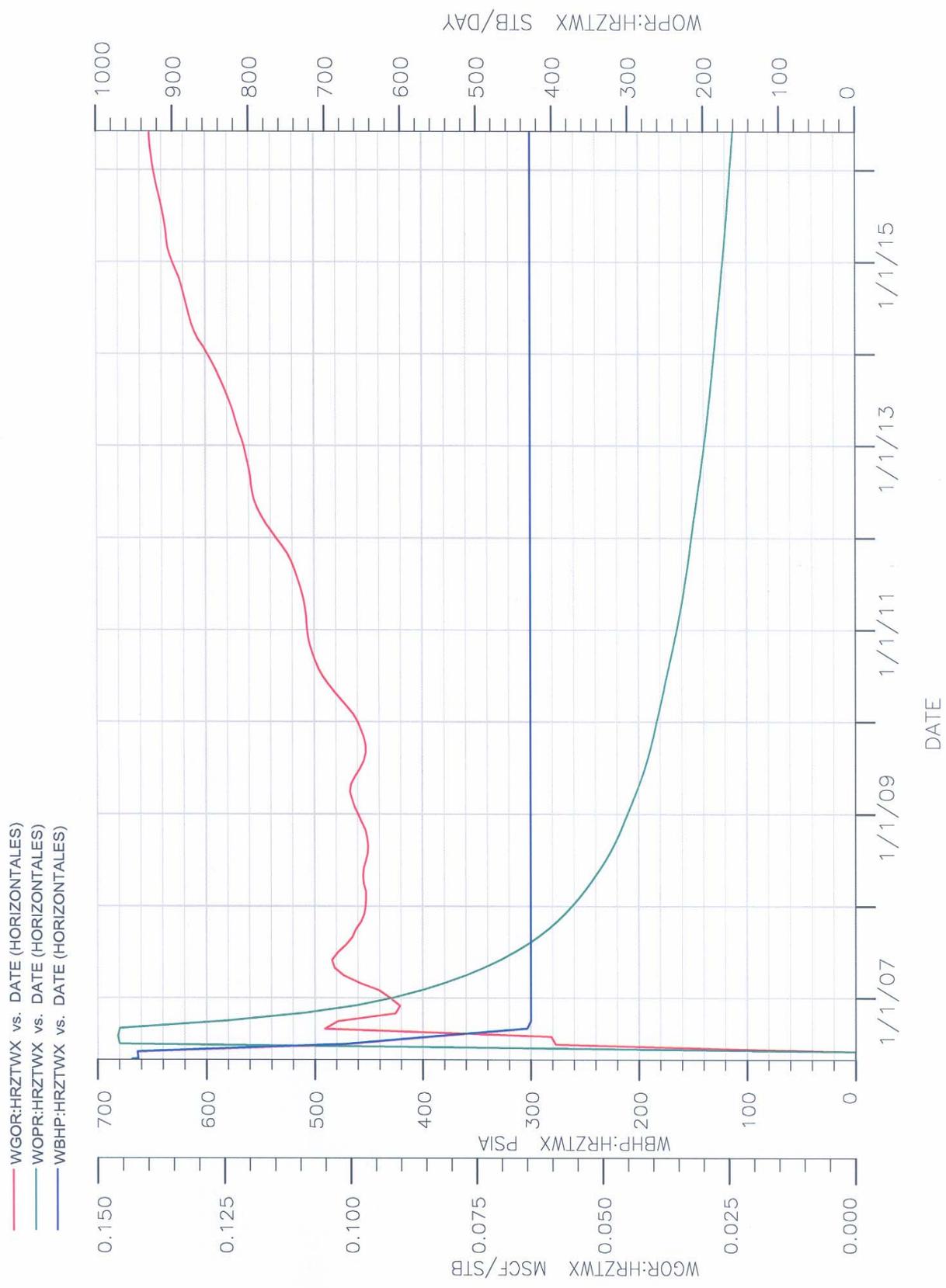
— WGOR:CURVOVD vs. DATE (CURVOS)
 — WOPR:CURVOVD vs. DATE (CURVOS)
 — WBHP:CURVOVD vs. DATE (CURVOS)











— WGOR:CURVOWX vs. DATE (CURVOS)
 — WOPR:CURVOWX vs. DATE (CURVOS)
 — WBHP:CURVOWX vs. DATE (CURVOS)

