

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**DISEÑO DE LA MACOLLA PQ17 APLICANDO LA METODOLOGÍA VCD
PARA EL DISTRITO CABRUTICA DIVISIÓN JUNÍN, FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Realizado por:

AMELIA CAROLINA LEMUS GONZÁLEZ

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto La Cruz, Marzo de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**DISEÑO DE LA MACOLLA PQ17 APLICANDO LA METODOLOGÍA VCD
PARA EL DISTRITO CABRUTICA DIVISIÓN JUNÍN, FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

ASESORES:

Prof. Félix Acosta

Ing. Fernando España

Asesor Académico

Asesor Industrial

Puerto La Cruz, Marzo de 2011
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



DISEÑO DE LA MACOLLA PQ17 APLICANDO LA METODOLOGÍA VCD
PARA EL DISTRITO CABRUTICA DIVISIÓN JUNÍN, FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO

JURADO:

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la clasificación de:

APROBADO

Prof. Félix Acosta
Asesor Académico

Prof. José Rondón
Jurado Principal

Prof. Luis Castro
Jurado Principal

Puerto La Cruz, Marzo de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

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

DEDICATORIA

Este trabajo de grado se lo dedico principalmente a Dios y la Virgencita del Valle, quienes siempre me guiaron por el buen camino y me ayudaron a seguir adelante, brindándome protección y compañía cuando más la necesite.

A mis padres Amelia González y Rafael Lemus y mis hermanos Juan Rafael, Rosa Beatriz, Gregoris Eduardo, Alexandra y Rafael Eleazar, en especial a mi madre, la persona más importante de mi vida, que incondicionalmente me brindó su apoyo y me dio fuerzas para seguir adelante y nunca darme por vencida, ¡Te Adoro Madre!

Y a todas aquellas personas que siempre creyeron en mí y nunca dudaron de mi capacidad de salir adelante y lograr lo que me propongo.

Amelia Lemus G.

AGRADECIMIENTOS

Tengo mucho que agradecer, a Dios y a la Virgen, por darme fortaleza, valor, sabiduría y ayudarme a ser perseverante en todo momento durante mi carrera universitaria.

A mis padres, a Jesús Mata y a mis hermanos, por estar conmigo y brindarme su apoyo y cariño, cuando más lo he necesitado. ¡Los Quiero Muchísimo!

A Elena, Melissa y Génesis, que más que mis amigas, son mi familia, Muchas gracias.

A mi asesor académico profesor Félix Acosta, quien me brindó su apoyo y colaboración cuando más lo necesité; gracias profe.

A mis amigas queridas y compañeras de mi carrera universitaria, Andrea Reyes y Vanessa Guerra, quienes estuvieron apoyándome y ayudándome durante todo ese camino lleno obstáculos; así mismo agradezco a todos mis compañeros de la UDO-Anzoátegui, que directa o indirectamente aportaron su granito de arena.

A mis compañeros de pasantías Belén, Mariana y Billy, quienes me acompañaron, me ayudaron, me apoyaron y me soportaron en todo momento; le doy gracias a Dios por ponerme en el camino a estas buenas personas.

A la empresa PDVSA Distrito Cabrutica, en especial al Ing. Luis Rodríguez y mi Tutor Industrial Ing. Fernando España, por brindarme la oportunidad de trabajar con ellos y prestarme el apoyo que necesitaba. ¡Todo el esfuerzo valió la pena!

A todos los ingenieros, geólogos y demás profesionales que hacen vida en la empresa PDVSA Distrito Cabrutica y San Tomé, quienes me brindaron su apoyo y colaboración cuando más lo necesité.

Agradezco también a todas aquellas personas que se me escapen de nombrar y que de alguna manera u otra, colaboraron en el desarrollo y logro de este proyecto.

CONTENIDO

	Página
RESOLUCIÓN	vi
DEDICATORIA	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
CONTENIDO	x
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE FIGURAS	xv
RESUMEN.....	xviii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	19
1.1. Reseña Histórica.....	19
1.2. Planteamiento del Problema.....	20
1.3. Objetivos	21
1.3.1. Objetivo General.....	21
1.3.2. Objetivos Específicos	21
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	23
2.1. Antecedentes.....	23
2.1.1. Ubicación geográfica del área de estudio	24
2.1.2. Geología regional de la Faja Petrolífera del Orinoco.	25
2.1.3. Estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	27
2.1.4. Geología local.....	28
2.2. Bases Teóricas.....	29
2.2.1. Arreglos de pozos tipo macollas.....	29

2.2.2. Bases de diseño de las Macollas ubicadas en el distrito Cabrutica.	31
2.2.2.1. Características del diseño de superficie de la Macolla tradicional del Distrito Cabrutica.	31
2.2.2.2. Características del diseño de subsuelo de la Macolla tradicional del Distrito Cabrutica.	32
2.2.3. Pozos horizontales.	34
2.2.4. Ventajas de pozos horizontales ante la perforación de pozos verticales. ...	35
2.2.5. Tipos de pozos horizontales.	36
2.2.6. Aplicaciones de los pozos horizontales.	37
2.2.7. Parámetros a considerar para la perforación de un pozo horizontal.	40
2.2.8. Modelo de Flujo de Fluidos en Pozos Horizontales.	42
2.2.9. Perforación direccional.	43
2.2.10. Tipos de pozos multilaterales.	46
2.2.11. Diseño de la trayectoria de un pozo direccional.	50
2.2.12. Herramientas de control direccional.	51
2.2.13. Registros de desviación (Surveys).	51
2.2.13.1. Registro Sencillo (single-shot Surveys):	52
2.2.13.2. Registro Múltiple (Multi-shot Surveys):	52
2.2.13.3. Registros Giroscópicos (Gyroscopic Surveys):	52
2.2.13.4. Registro durante la perforación (Measurement While Drilling) (MWD):	53
2.2.14. Valores de los registros.	53
2.2.15. Factores geológicos críticos para el diseño de pozos multilaterales en Venezuela.	54
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	56

3.1. Nivel de Investigación.....	56
3.2. Diseño de la Investigación.....	56
3.3. Procedimiento Metodológico	56
3.3.1. Identificar las bases de diseño para las macollas de producción petrolera ubicadas en el Distrito Cabrutica, División Junín Faja Petrolífera del Orinoco..	58
3.3.2. Ilustrar los posibles arreglos de superficie y subsuelo de los pozos perteneientes a la macolla PQ17.....	58
3.3.3. Construir los arreglos de subsuelo de la macolla PQ17 con la ayuda de un software de modelación de trayectorias de pozos.....	58
3.3.3.1. Etapa N°1: Sección Vertical.....	60
3.3.3.2. Etapa N°2: Sección Curva.....	61
3.3.3.3. Etapa N°3: Sección Tangente.....	62
3.3.3.4. Etapa N°4: Punto del Revestidor 9 5/8”.....	63
3.3.3.5. Etapa N°5: Targets.	64
3.3.4. Comparar la macolla tradicional con el nuevo tipo de macolla.....	67
3.3.4.1. Pronóstico de Producción:	68
CAPITULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	69
4.1. Identificación de las bases de diseño para las macollas de producción petrolera ubicadas en el Distrito Cabrutica, División Junín, Faja Petrolífera del Orinoco. ...	69
4.2. Ilustración de los arreglos de superficie y subsuelo de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17.....	70
4.3. Construcción de los arreglos de subsuelo de la macolla PQ17 con la ayuda de un software de modelación de trayectorias de pozos.	74
4.4. Comparación de la macolla tradicional con el nuevo tipo de macolla estándar.	86
CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89

5.1. Conclusiones:	89
5.2. Recomendaciones:	90
BIBLIOGRAFÍA	91
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	93

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 2.1. Propiedades básicas del yacimiento OF INF SDZ-2X A1. ^[4]	28
Tabla N° 4.1. Macolla PQ17-T con las arenas a ser drenadas por pozo.	76
Tabla N° 4.2. Macolla PQ17-A con las arenas a ser drenadas por pozo.	78
Tabla N° 4.3. Macolla PQ17-B con las arenas a ser drenadas por pozo.	79
Tabla 4.4. Resumen de los resultados obtenidos del Pre-Drill.	87

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 2.1. Ubicación Geográfica del Campo Zuata Principal, Dtto. Cabrutica, Faja Petrolífera del Orinoco. ^[4]	25
Figura.2.2. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[4]	26
Figura 2.3. Vista Aérea de una macolla. ^[4]	30
Figura 2.4. Vista en planta de la Macolla tradicional del Distrito Cabrutica. ^[4]	32
Figura 2.5. Parámetros de diseño de la Trayectoria de un pozo horizontal del Distrito Cabrutica. ^[6]	34
Figura 2.6. Productividad y área de drenaje de Pozos Verticales vs. Pozos Horizontales. ^[7]	36
Figura 2.7. Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura. ^[7]	37
Figura 2.8. Efecto de conificación de agua y/o gas. ^[8]	38
Figura 2.9. Yacimientos naturalmente fracturados. ^[8]	39
Figura 2.10. Recuperación mejorada de crudos utilizando pozos horizontales. ^[8]	39
Figura 2.11. Perforación de localizaciones inaccesibles. ^[8]	40
Figura 2.12. Pozo Horizontal en un yacimiento de espesor delgado. ^[8]	41
Figura 2.13. Pozo Multilateral. ^[10]	43
Figura 2.14. Nivel 1 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]	44
Figura 2.15. Nivel 2 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]	44
Figura 2.16. Nivel 3 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]	45
Figura 2.17. Nivel 4 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]	45

Figura 2.18. Nivel 5 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]	46
Figura 2.19. Nivel 6 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]	46
Figura 2.20. Pozo multilateral tipo dual apilado. ^[12]	47
Figura 2.21. Pozo multilateral tipo dual alas de gaviota. ^[12]	47
Figura 2.22. Pozo multilateral tipo triple apilado. ^[12]	48
Figura 2.23. Pozo multilateral tipo triple pie de cuervo. ^[12]	48
Figura 2.24. Pozo multilateral tipo tenedor. ^[12]	49
Figura 2.25. Pozo multilateral tipo espinas de pescado. ^[12]	50
Figura 2.26. Trayectoria de pozos direccionales. ^[13]	51
Figura 3.1. Flujograma de la metodología VCD.	58
Figura 3.2. Primera ventana del software Compass para realizar el plan del pozo. ..	60
Figura 3.3. Segunda ventana del software Compass para realizar del pozo.	61
Figura 3.4. Tercera ventana del software Compass para realizar el plan del pozo.	62
Figura 3.5. Cuarta ventana del software Compass para realizar el plan del pozo.	63
Figura 3.6. Quinta ventana del software Compass para realizar el plan del pozo.	63
Figura 3.7. Ventana de los targets cargados antes de realizar el plan.	64
Figura 3.9. Reporte Anticollision del pozo sencillo PQ17-3A.	67
Figura 3.10. Ventana del 3D Proximity View.	67
Figura 4.1. Vista en planta de la Macolla PQ17-T.	70
Figura 4.2. Vista en planta de la Macolla PQ17-A ubicada en el Distrito Cabrutica.	71
Figura 4.3. Vista en planta de la Macolla PQ17-B ubicada en el Distrito Cabrutica.	72
Figura 4.4. Escenario de colisión en caso de una buena planificación de la trayectoria de la macolla PQ17-B.	73
Figura 4.5. Escenario de colisión en caso de una mala planificación de la trayectoria de la macolla PQ17-A.	74
Figura 4.6. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-T.	75

Figura 4.7. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-T, arena CWS4.	77
Figura 4.8. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-T, arena DWS5.	77
Figura 4.9. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-A y PQ17-B, arena CWS4.	80
Figura 4.10. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-A y PQ17-B, arena DWS5.	81
Figura 4.11. Zonas no drenadas en la PQ17-T y drenadas en la PQ17-B de la arena CWS4.	82
Figura 4.12. Zonas no drenadas en la PQ17-T de la arena DWS5.	83
Figura 4.13. Vista en planta del Campo Zuata Principal.	84
Figura 4.14. Resumen del reporte de Anticollision, para el pozo PQ17-10A.....	85

RESUMEN

Debido a que en el campo Zuata Principal del distrito Cabrutica, se están explorando áreas de reserva y es necesario realizar la explotación de dichos reservorios al menor costo, tiempo e impacto ambiental, se propuso el diseño de la macolla PQ17, la cual posee un mayor número de pozos en comparación con las macollas preexistentes, que abarcarán una mayor área de drenaje y causarán el menor impacto ambiental posible, a un menor costo. Para ello se plantearon tres propuestas: La macolla PQ17-T que posee una línea continua de diez pozos, la macolla PQ17-A que posee dos líneas paralelas de diez pozos cada una; y finalmente se propuso la PQ17-B que posee una línea de veinte pozos.

Los criterios que rigieron la escogencia del diseño de las macollas se basaron en: La reducción del área de la macolla, que permitiera un menor impacto ambiental; una mayor cantidad de pozos en una macolla, que originara el drenaje eficiente del yacimiento y una buena planificación de las trayectorias de los pozos, con su respectivo reporte de *anticollision*, para garantizar que el proyecto es posible y rentable.

De acuerdo a los resultados obtenidos la macolla óptima es la PQ17-A, por poseer veinte pozos con una planificación de sus trayectorias, que no originan riesgo de colisión, y en un espacio superficial que permite disminuir el impacto ambiental, además de generar ahorros económicos en su construcción. La PQ17-T fue descartada por no lograr drenar eficientemente el yacimiento, y la PQ17-B a pesar abarcar una buena área de drenaje, ocupaba mayor espacio superficial, que ocasionaba aumento en los costos de construcción y mayor impacto ambiental.

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1. Reseña Histórica

Dado que esta empresa inició un proceso de transformación, es conveniente realizar una reseña histórica, que permita visualizar cómo la principal empresa del país ha avanzado como organización.

En Enero de 1976, Venezuela, de acuerdo con la ley de reserva al Estado, la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, nacionaliza la industria petrolera, constituyéndose así, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA.), a partir de ese año comienzan a funcionar catorce empresas filiales dirigidas por Petróleos de Venezuela S.A., sustituyendo a trece concesionarios multinacionales y la Corporación Venezolana de Petróleos (CVP). Un año después se anuncia la primera etapa de proceso de nacionalización de la estructura organizativa de la industria, al reducirse de catorce a cinco el número de filiales: Llanoven, CVP, Maraven, Meneven y Lagoven.

En Julio de 1997, se fusionaron Lagoven, Meneven y Corpoven, para formar la empresa PDVSA Petróleo y Gas, constituida por tres grandes divisiones: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios.

En diciembre de 2002 hasta febrero de 2003 PDVSA sufrió un cese en sus actividades debido a un paro de trabajadores, ocurridos por la situación política que vivía el país, a raíz de todos estos hechos vinieron sucediendo cambios en la empresa y con ello la nacionalización de la empresa PETROZUATA, constituida el 25 de marzo de 1996, comenzando operaciones comerciales el 12 de abril de 2001 para esta

fecha y pasando PDVSA a tener el 100 % de participación en la empresa en diciembre de 2008. Petrozuata, empresa dedicada a la explotación, transporte, mejoramiento y comercialización de hidrocarburos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, tenía como socios a la norteamericana ConocoPhillips con un 50,1 % y la empresa estatal PDVSA con un 49,9 %. Dado que ConocoPhillips no aceptó migrar su participación a una empresa mixta, conforme a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, PDVSA Petróleo pasó a tener 100 % de participación en la empresa.

1.2. Planteamiento del Problema

Uno de los principales objetivos de la empresa Petróleos de Venezuela S.A., es el desarrollo de tecnologías que permitan incrementar la producción de hidrocarburos, mejorando los procesos que esta involucra, a fin de mantener el potencial de producción en armonía con el medio ambiente e impulsando el crecimiento socioeconómico del país.

En virtud de que se requieren explotar los yacimientos de hidrocarburos a un menor costo, tiempo e impacto ambiental, además de poder abarcar eficientemente la mayor área de drenaje de dichos reservorios, en la gerencia de yacimiento del distrito Cabrutica, Faja Petrolífera del Orinoco, se propuso el diseño de una macolla con mayor número de pozos direccionales, reduciendo de esta manera el área requerida para las localizaciones, ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos. También, se logran economías en construcción de caminos, instalaciones, transporte de carga y personal y en vigilancia e inspección de pozos.

Este estudio se llevará a cabo en el Sureste del área tradicional de la División Junín de la Faja (área de reserva), tomando en cuenta las consideraciones y complicaciones que podrían conllevar el diseño de un nuevo tipo de macolla estándar, basándose en la metodología VCD (visualización, conceptualización y definición).

Estas son tres etapas claramente establecidas: La primera abarcó la búsqueda de toda la información relacionada con la situación a estudiar; la segunda etapa consistió en describir los arreglos de macollas actuales ubicados en el área tradicional de la División Junín, Faja Petrolífera del Orinoco, a partir de las bases de diseño de las mismas, seleccionando el nuevo arreglo de macolla tipo, tanto en la parte superficial como en el subsuelo, empezando de esta manera la etapa de conceptualización. En la tercera etapa de definición, finalmente se diseñó la nueva macolla tipo PQ-17 de producción petrolera.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Diseñar la macolla PQ17 aplicando la metodología VCD para el Distrito Cabrutica División Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3.2. Objetivos Específicos

- ◆ Identificar las bases de diseño para las macollas de producción petrolera ubicadas en el Distrito Cabrutica, División Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.
- ◆ Ilustrar los arreglos de superficie y subsuelo de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17.
- ◆ Construir los arreglos de subsuelo de la macolla PQ17 con la ayuda de un software de modelación de trayectorias de pozos.
- ◆ Comparar la macolla tradicional con el nuevo tipo de macolla.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Valerio, V. (2010). La investigación fue desarrollada siguiendo tres etapas, basándose en la metodología VCD: la primera abarcó la búsqueda de información (visualización). La segunda etapa consistió en determinar cuál es la mejor área para ubicar el pozo a perforar (conceptualización). Con la ayuda de registros de los pozos estratigráficos vecinos se estudió la continuidad de la arena de interés, además de chequear el programa OFM (Oil Field Management) para conocer la producción de estos pozos y así saber que tan productivo será el pozo a perforar. Finalmente en la etapa de definición con la ayuda de programas de perforación en este caso fue el Software Compass utilizado por PDVSA se diseñó la trayectoria cumpliendo y respetando cada una de las premisas del campo donde se va realizar la perforación del pozo. ^[1]

Mackee, J. y Calvache, G. (2004). El presente estudio analiza la posibilidad de aplicar tecnología multilateral en un pozo existente en el Campo Cononaco, operado por Petroproducción. Se analiza el beneficio que podría tener el desarrollo de esta tecnología en el país, la misma que otorga varias ventajas como: reducción de los costos por instalación de facilidades de superficie, perforación e impacto ambiental. Pero se debe tener en cuenta que la perforación multilateral es más riesgosa que la perforación vertical y horizontal. Después de repasar todos los aspectos técnicos, se efectúa el análisis económico comparativo del proyecto. Se compara entre un pozo existente con dos laterales, pozo existente con un lateral, pozo nuevo con dos laterales, pozo nuevo con un lateral, pozo vertical nuevo y un pozo horizontal nuevo. Se concluye que la creación de un lateral en un pozo existente es una alternativa

ventajosa debido a que los altos índices económicos, como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto, dan un mejor rendimiento financiero que el promedio normal de una inversión. ^[2]

Rincones, J. (1998). En este trabajo de investigación se analizaron las distintas tecnologías de perforación multilateral para diseñar un programa de perforación que se adapte a las características de los yacimientos existentes en los campos Bare y Arcuna del Distrito San Tomé. Se recopiló la información de las distintas empresas especializadas en las tecnologías de perforación multilateral y se analizó las experiencias de las mismas mediante la elaboración de una matriz, la cual se utilizó posteriormente para su evaluación.

De acuerdo a este estudio se determinó que entre los sistemas que mejor se adaptan al área, están: el sistema Splitter, perteneciente a la empresa Baker y el LTBS (Lateral Tie Back System) de Sperry Sun. ^[3]

2.1.1. Ubicación geográfica del área de estudio

El Campo Zuata Principal se encuentra ubicado en la región Central – Sur del bloque Junín, Distrito Cabrutica, estado Anzoátegui, Faja Petrolífera del Orinoco (Figura 2.1). Cuenta con una superficie aproximada de 299,50 Km².

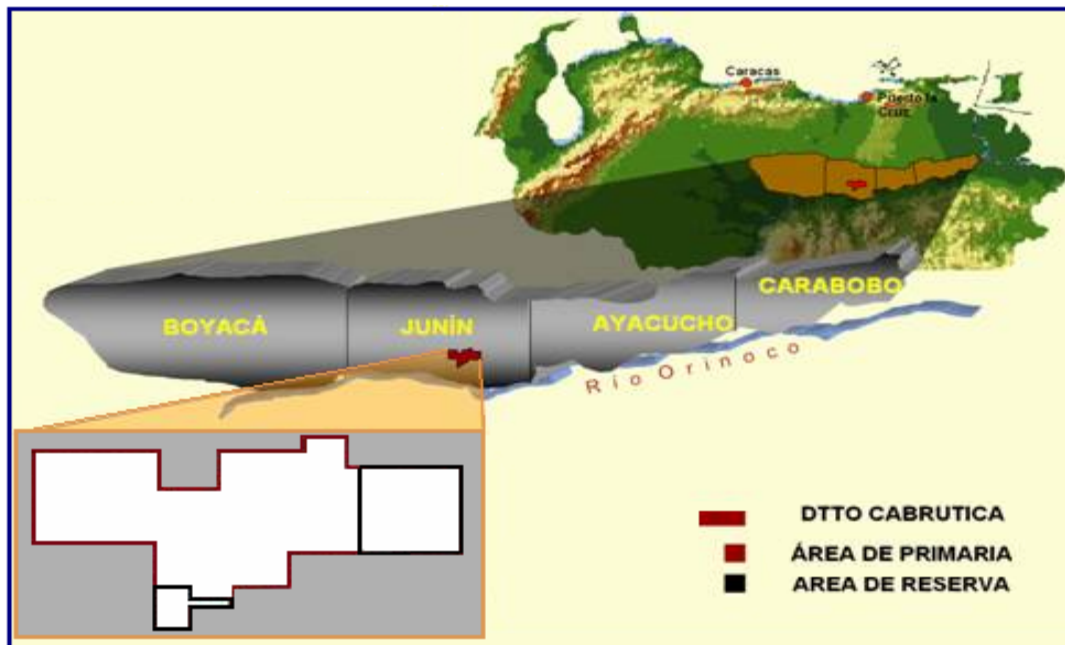


Figura 2.1. Ubicación Geográfica del Campo Zuata Principal, Dtto. Cabrutica, Faja Petrolífera del Orinoco. ^[4]

El campo Zuata principal contiene un POES total de 21.864 MMBN y un GOES de 1421 MMMPCN con unas Reservas Recuperables de Petróleo y Gas 2744 MMBN y MMMPCN. La gravedad API del yacimiento se encuentra en 9° API. La explotación se realiza en yacimientos arenosos Terciarios, localizado en la Formación Oficina. ^[4]

2.1.2. Geología regional de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La región de la Faja del Orinoco está ubicada al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, se extiende desde las cercanías de Tucupita, en el estado Delta Amacuro, hasta las inmediaciones de la Ciudad de Calabozo, en el estado Guárico. Cubre una zona de 600 Km. de largo con un promedio de 70 km. de ancho, lo cual le da un área

de 42.000 km² en los estados Monagas, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro. (Figura 2.2.).^[4]

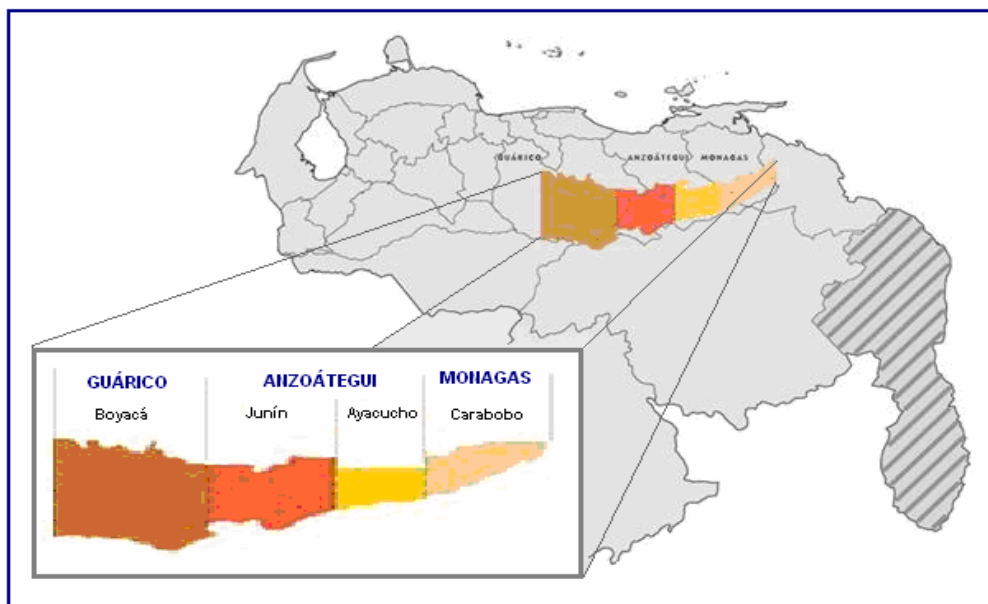


Figura.2.2. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.^[4]

La exploración de la Faja del Orinoco se efectuó desde 1920 en una manera esporádica, al no encontrarse manifestaciones superficiales de hidrocarburos. La Faja limita al Norte con las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes, al Sur con el Río Orinoco, al Este con la región Deltana y al Oeste con el extremo Oriental de la Cuenca Barinas-Apure.

La Faja Petrolífera del Orinoco contiene una sola segregación de crudo extrapesado, con varios rangos de gravedad y un amplio intervalo que cubre desde 5° hasta 20° API; la gravedad promedio está cerca de los 9° API. Durante la campaña exploratoria se encontraron algunas acumulaciones de gas seco.

La profundidad de los yacimientos disminuye desde aproximadamente 2.900 pies. En el límite Norte hasta el acuñamiento cerca del Río Orinoco, las rocas del subsuelo de la Faja abarcan edades desde el Precámbrico hasta el Reciente, afectada por varios períodos tectónicos con eventos regionales que favorecen la acumulación de grandes cantidades de petróleo.

En la actualidad la Faja del Orinoco constituye uno de los mayores yacimientos del mundo, cuyos enormes depósitos contienen alrededor de 1.2 billones de barriles de crudo pesado, extrapesado y bitumen, de los cuales unos 270 millares de barriles son económicamente recuperables con la tecnología actualmente disponible. ^[4]

2.1.3. Estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La Faja del Orinoco se caracteriza estructuralmente como una fosa tectónica de bloques con fallas normales tensionales, sin evidencia de plegamientos mayores. El salto vertical de las fallas regularmente no excede los 200 pies. Los rasgos regionales predominantes permiten identificar dos provincias tectónicas, separadas por el sistema de fallas de Hato Viejo.

La Faja Petrolífera del Orinoco está dividida en cuatro grandes áreas de crudos pesados y extrapesados como son:

- ◆ Área Boyacá: ubicada al Centro Sur del Estado Guárico.
- ◆ Área Junín: ubicada al Sur Este del Estado Guárico y al Sur Oeste del Estado Anzoátegui.
- ◆ Área Ayacucho: ubicada al Sur del Estado Anzoátegui.
- ◆ Área Carabobo: ubicada en la zona Centro Sur del Estado Monagas y Sur Este del Estado Anzoátegui.

La estructura al Sur de Monagas y Anzoátegui y de la Faja del Orinoco se describe como un homoclinal de suave buzamiento hacia el Norte (3 a 4 grados) cortado por fallas normales de rumbo predominante Noreste y un sistema más joven de dirección Noroeste. La mayor parte de las fallas buzaban al Sur y sus bloques levantados presentan plegamientos menores. ^[4]

2.1.4. Geología local.

La principal formación dentro del área de estudio la constituye la Formación Oficina del Mioceno Inferior, la cual se encuentra dividida en dos unidades fundamentales, una con bajo contenido de arenas representado por la secuencia 1 y 5, y un paquete suprayacente caracterizado por intercalaciones de areniscas y lutitas, representado en la secuencia 6.

Los ambientes sedimentarios interpretados en el campo son predominantemente fluviales, o fluviales con influencia de marea. Los intervalos productores consisten fundamentalmente, de varios depósitos fluviales con influencia de marea amalgamados.

Estructuralmente el Campo Zuata Principal forma parte de un homoclinal fallado, generalmente de rumbo Este - Oeste con un buzamiento suave de dos a tres grados al Norte. Existen dos sistemas de fallas normales, uno principal con rumbo Este - Oeste y buzamiento al Sur y otro secundario de fallas con rumbo Noroeste – Sureste y gradualmente orienta el buzamiento hacia el Suroeste. En tal sentido, las propiedades básicas del yacimiento OF INF SDZ-2X A1 ubicado en el Campo Zuata se observan en la tabla 2.1. ^[4]

Tabla 2.1. Propiedades básicas del yacimiento OF INF SDZ-2X A1. ^[4]

ANÁLISIS DE REGISTROS Y NÚCLEOS	ANÁLISIS DE FLUIDOS	ANÁLISIS DE NÚCLEO
PROFUNDIDAD = 1700-2350 PIES	GRAVEDAD = 9.3 °API	CARACTERÍSTICA ARENA = NO CONSOLIDADA
POROSIDAD = 30-35 %	RELACION GAS-PETRÓLEO = 60-70 PCN/BN	COMPRESIBILIDAD = $88 \times 10^{-6} \text{ PSI}^{-1}$
PERMEABILIDAD 1-17 DARCY	VISCOSIDAD... MUERTO = + 5000 CPS	PRESIÓN INICIAL = 630-895 PSI
TEMPERATURA = 100-135 °F	VISCOSIDAD... C. YACIMIENTOS = 1200-1800 CPS	-

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Arreglos de pozos tipo macollas.

Este consiste en perforar un número de pozos no mayor a 14, con una separación aproximada de 7.5 a 10 metros en superficie.

Dentro de los equipos de producción en superficie se encuentran:

- La válvula multipuerto, que posee ocho entradas para pozos, y dos salidas (una para producción y otra para pruebas de pozos). Estas se proveen con las correspondientes válvulas de bloqueo y de retención, de manera que el conjunto llega al campo listo para ser conectado y ser puesto en operación. Esta tecnología fue creada para sustituir los múltiples de producción anteriormente usados.
- El medidor de flujo multifásico Agar, que proporciona medición en línea y en tiempo real de producción de crudo, agua y gas.
- La bomba multifásica, que succiona la mezcla de gas, agua, crudo y partículas sólidas, proveniente de los pozos, sin tener que separar los

componentes ni pasar por ningún otro equipo, y de ahí es bombeada a una estación de recolección.

- Los Variadores de Frecuencia del equipo de levantamiento artificial, que es un sistema para el control de la velocidad rotacional de un motor de corriente alterna (AC) por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada al motor.

El propósito fundamental de perforar pozos en macolla, es reducir al máximo el daño causado al medio ambiente y a la vez aumentar el recobro de petróleo a través de pozos desviados, los cuales penetran dentro de la arena productora con mayor área de drenaje.^[5]

En la Figura 2.3., se puede observar una macolla ubicada en el campo Zuata, Bloque Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.^[4]



Figura 2.3. Vista Aérea de una macolla.^[4]

2.2.2. Bases de diseño de las Macollas ubicadas en el distrito Cabrutica.

Para conocer las bases de diseño de las macollas del distrito Cabrutica y las premisas que rigen estos proyectos, se establecieron las características de superficie y de subsuelo de las mismas.^[4]

2.2.2.1. Características del diseño de superficie de la Macolla tradicional del Distrito Cabrutica.

- El área de una macolla de 10 pozos es de 15.343 mts².
- El área para los equipos de producción (skit de diluyente, válvula multipuerto, casa de poder, transformadores) es de 6.375 mts².
- El área destinada para la ubicación de los trailers de servicios es 5.735,5 mts².
- El área reservada para la fosa de cemento es de 3.230 mts².
- La distancia desde la entrada de la macolla hasta 1er pozo debe estar entre 40 y 45 mts. Esta permite la entrada y salida del transporte usado para los viajes y mudanzas de equipos, personal, trailers y taladros, necesarios para realizar todas las operaciones de una macolla.
- La macolla esta constituida por 8 a 14 pozos, cuya distancia entre ellos debe ser de 7,5 mts, ya que es la distancia mínima requerida para la entrada, posicionamiento y salida del taladro, sin colisionar con los cabezales de producción o las facilidades de superficie de los pozos previamente perforados.
- La distancia desde el último pozo hasta el área de fosa debe ser aproximadamente 20 mts.
- El área total de la macolla es aproximadamente de 15.342,5 mts² para un arreglo estándar de 10 pozos en una línea; de los cuales 161,5 mts constituyen el espacio total requerido para la colocación de 10 cellars y un área de fosa para cemento; 95 mts son necesarios para: Las facilidades de superficies (30 mts)

que conectan el pozo con equipos como skit de diluyente, casa de poder, transformadores, válvula multipuerto, entre otros, que a su vez requieren de 20 mts como mínimo para su colocación; finalmente, para los trailers y la movilización de los vehículos de servicios se necesitan 45 mts.

La Figura 2.4., permite visualizar la estructuración y el dimensionamiento de la macolla tradicional del distrito cabrutica.^[4]

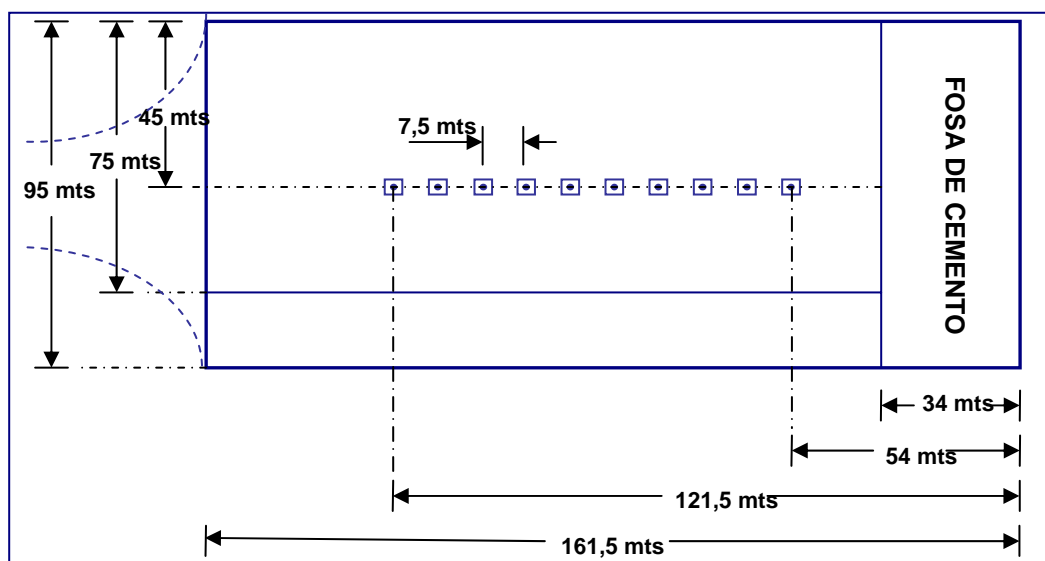


Figura 2.4. Vista en planta de la Macolla tradicional del Distrito Cabrutica.^[4]

2.2.2.2. Características del diseño de subsuelo de la Macolla tradicional del Distrito Cabrutica.

Para el diseño de subsuelo, las trayectorias de los pozos perforados en el Distrito Cabrutica, se planifican tomando en cuenta los siguientes parámetros:

- En la sección (A), la trayectoria es vertical, por lo que la inclinación, azimut y doglegs deben ser iguales a cero, hasta una profundidad aproximada de 600' a 900'. (Ver Figura 2.5.).

- La sección **(B)** comienza a partir del KOP (kick of point), que es el primer punto de desviación de la vertical, por lo que se comienza a observar un aumento en el azimut y la inclinación hasta obtener una curva, llamada radio de curvatura. Los doglegs en esta sección deben ser menores a $5^{\circ}/100$ pies. (Ver Figura 2.5.). Para trayectorias 3D los doglegs óptimos por encima de la tangente están entre $5,3^{\circ}$ - $5,5/100$ pies, ya que el giro ocasiona curvas son mas drásticas en la trayectoria del pozo.
- En la sección **(C)** se encuentra la tangente, cuya inclinación debe estar entre 65° y 75° . El tope de dicha tangente debe estar a 150 pies TVD (true vertical point) del punto de aterrizaje o centro de la arena a drenar; los doglegs deben ser menores a $2^{\circ}/100$ pies ya que se supone que la sección debe ser recta para poder colocar el equipo de levantamiento artificial (BCP ó BES). Las tangentes son creadas para asentar las BCP ó BES y para la colocación de las ventanas de los laterales, en el caso de un pozo multilateral; su longitud dependerá de los laterales que contenga el diseño del pozo, sin embargo, teóricamente se utilizan de 200 pies a 250 pies para laterales dobles y 270 pies para laterales triples. . (Ver Figura 2.5.)
- La sección **(D)** se encuentra después de la tangente y no deben existir doglegs mayores a $6^{\circ}/100$ pies, sin embargo, como generalmente se observa la mayor severidad de pata de perro para lograr la horizontalidad, en cabrutica se han registrado doglegs $\leq 7^{\circ}/100$ pies. Luego al final de esta sección se encuentra el PC (punto del casing), en donde es asentado el casing de 9-5/8", a 5 pies en TVD por encima del tope de la arena objetivo y el cual debe tener una inclinación aproximada de 75° a 85° . (Ver Figura 2.5.).
- En la sección **(E)** se localiza el PH (punto horizontal o punto de aterrizaje), a partir del cual se debe mantener el azimut del aterrizaje (90° , 180° o 270°) hasta llegar al punto final.

La Figura 2.5., muestra una vista lateral del diseño de la trayectoria de un pozo horizontal en el distrito Cabrutica. [6]

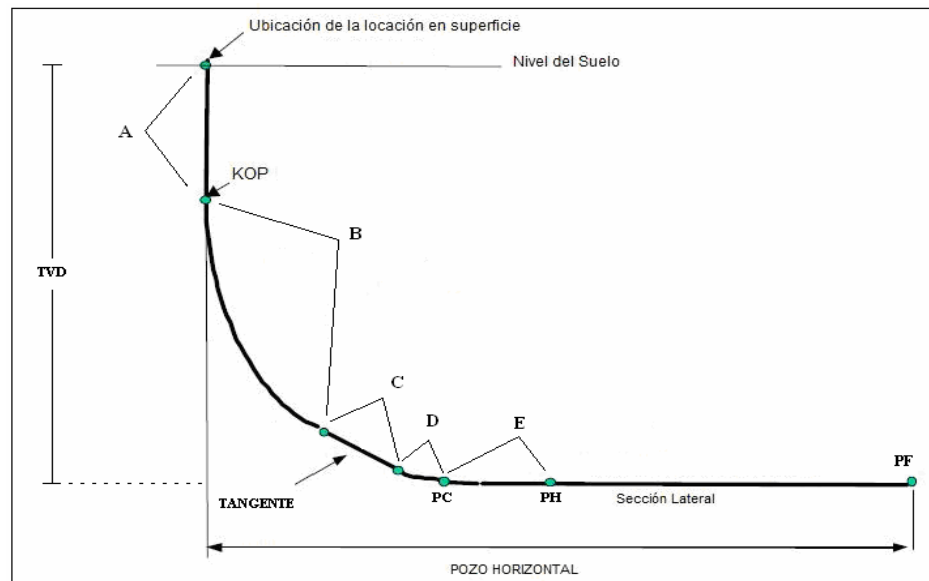


Figura 2.5. Parámetros de diseño de la Trayectoria de un pozo horizontal del Distrito Cabrutica. [6]

2.2.3. Pozos horizontales.

Esta técnica consiste básicamente, en penetrar de forma horizontal un estrato productor con el fin de incrementar la exposición de la arena y maximizar el recobro final del pozo, reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el frente de la arena en el pozo.

De tal manera, que la razón más importante para la aplicación de la perforación horizontal es que ésta incrementa notablemente el retorno de la inversión. Por lo que la perforación vertical o convencional no resulta económicamente atractiva.

Esta tecnología lleva mayor complejidad en las operaciones de apertura, completación y puesta en servicio de un pozo petrolero, si se le compara con un pozo vertical, pero el contacto entre la arena petrolífera y la tubería del pozo es mayor y por tanto, el índice de productividad de crudo aumenta, con el obvio beneficio que esto representa.

Esto puede resultar en un incremento sustancial en las tasas de producción a una caída constante de presión, o a una reducción en la caída de presión a tasas de producción constantes. La reducción de la caída de presión es particularmente beneficiosa en yacimientos propensos a la conificación de gas o agua, especialmente en yacimientos con problemas de control de la arena.^[7]

2.2.4. Ventajas de pozos horizontales ante la perforación de pozos verticales.

Las ventajas de los pozos horizontales ante los pozos verticales son un factor importante que se debe analizar bien a la hora de decidir perforar un pozo de petróleo, entre estas se tienen las siguientes (Figura 2.6.):

- Incremento en la tasa de producción y en el recobro.
- Reducción de números de pozos a perforar.
- Disminuye conificación de gas o agua, reduce la producción de arena.
- Incrementa el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
- Aumenta la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.
- Puede conectar fracturas en formaciones calcáreas.
- Afecta en menor escala el ambiente.

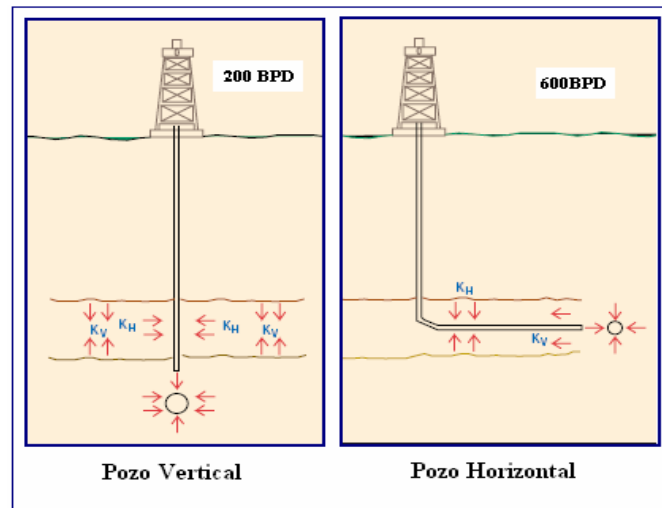


Figura 2.6. Productividad y área de drenaje de Pozos Verticales vs. Pozos Horizontales. ^[7]

2.2.5. Tipos de pozos horizontales.

Los pozos horizontales se pueden dividir en cuatro categorías generales, basadas en su curvatura de vertical a horizontal:

- *Pozos de radio ultracorto:* Tienen un radio de curvatura entre 1 y 2 pies. Sus ángulos de levantamiento son en consecuencia entre 45 y 60 grados por pie. Las secciones horizontales son de aproximadamente 100 pies.
- *Pozos de radio corto:* Tienen un radio de curvatura de 30 a 45 pies. Sus ángulos de levantamiento son en consecuencia muy grandes, tanto como 1 a 3 grados por pie. Las secciones horizontales son relativamente pequeñas (100-150 pies), con la tecnología actual, no es posible correr tubería o hacer mediciones con herramientas durante la perforación en esas secciones.
- *Pozos de radio medio:* Tienen un radio de curvatura que oscila entre 300 y 700 pies, y ángulos de levantamientos entre 8 y 35 grados cada 100 pies.

Requieren de equipo de perforación articulada especializada. Estos pozos pueden ser registrados y entubados.

○ *Pozos de radio largo*: Usan equipos de perforación estándar para alcanzar ángulos de levantamiento de 1 a 7 grados por cada 100 pies. Su radio de curvatura oscila entre 1000 y 3000 pies. El diámetro de los pozos son de la misma magnitud que en los pozos verticales. La configuración de sus secciones horizontales llega a tener longitudes de 4000 a 6000 pies. (Figura. 2.7.).

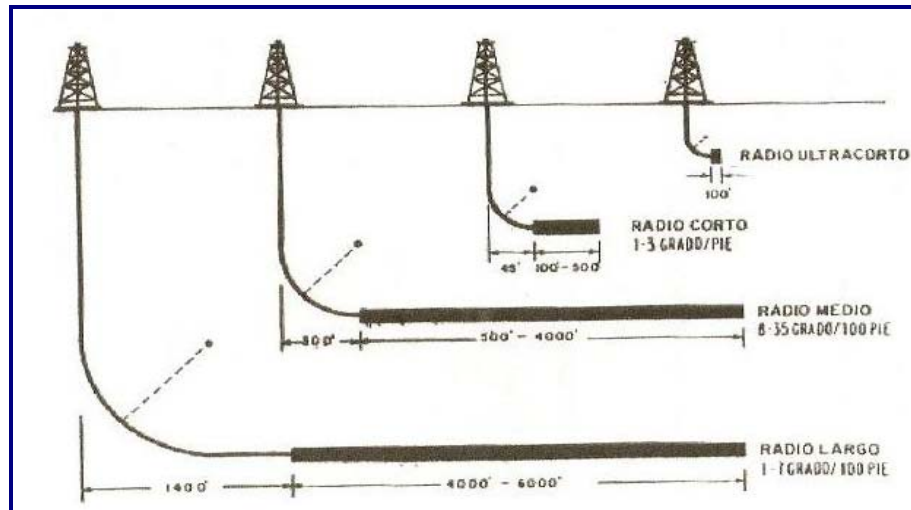


Figura 2.7. Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura. [7]

2.2.6. Aplicaciones de los pozos horizontales

Los pozos horizontales han sido aplicados efectivamente en las siguientes situaciones:

◆ **Yacimientos con empuje de agua o capa de gas.** Uno de los factores más importantes que limita la producción de petróleo mediante pozos verticales cuando existe un acuífero o una capa de gas asociada al yacimiento es la tendencia de estos fluidos a invadir la zona productora del pozo. En estos casos debe

completarse en una distancia de los contactos que evite la temprana irrupción de los fluidos por efecto de la conificación (Figura 2.8.). Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en un pozo vertical, lo cual reduce la tendencia del agua o gas a sufrir conificación.

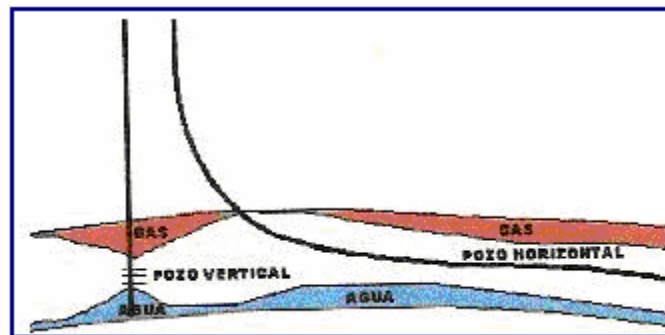


Figura 2.8. Efecto de conificación de agua y/o gas. [8]

♦ **Yacimientos naturalmente fracturados.** Existen yacimientos que están penetrados por fracturas verticales o aproximadamente verticales. Si se quiere obtener una alta productividad es necesario que exista una conexión entre el pozo y las fracturas; esto es difícil de lograr con un pozo vertical, sin embargo, si un pozo horizontal es perforado con el ángulo correcto hacia los planos de la fractura, puede proporcionar el contacto con múltiples fracturas aumentando la productividad. (Figura 2.9.).

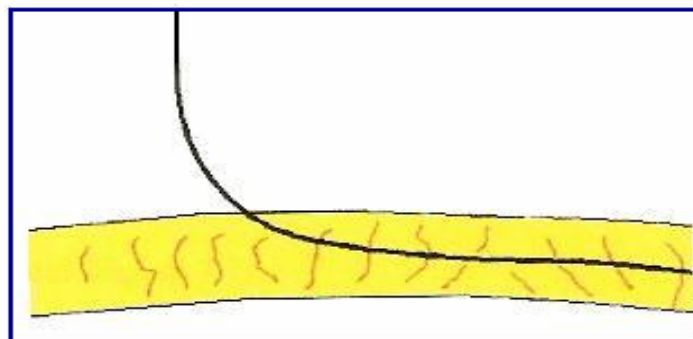


Figura 2.9. Yacimientos naturalmente fracturados. ^[8]

◆ **Recuperación mejorada de crudo.** Los pozos horizontales han sido usados en procesos de recuperación mejorada de crudos, especialmente en procesos de recuperación térmica. Un pozo horizontal proporciona una mayor área de contacto con la formación y por lo tanto mejora la inyectividad como pozo inyector. Esto es muy importante cuando se trata de yacimientos de baja inyectividad. (Figura 2.10.)

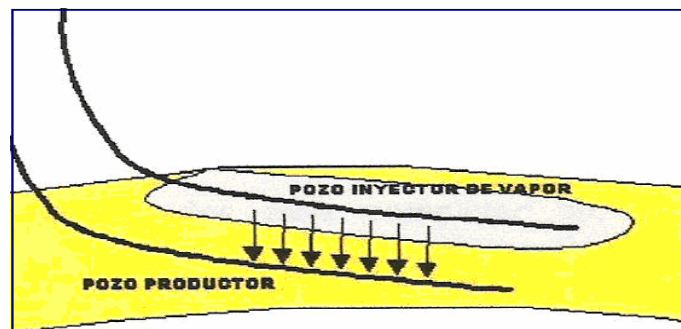


Figura 2.10. Recuperación mejorada de crudos utilizando pozos horizontales. ^[8]

◆ **Perforación de localizaciones inaccesibles.** Un pozo horizontal constituye la mejor opción cuando el objetivo se encuentra justo bajo zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan un riesgo ambiental. (Figura 2.11).

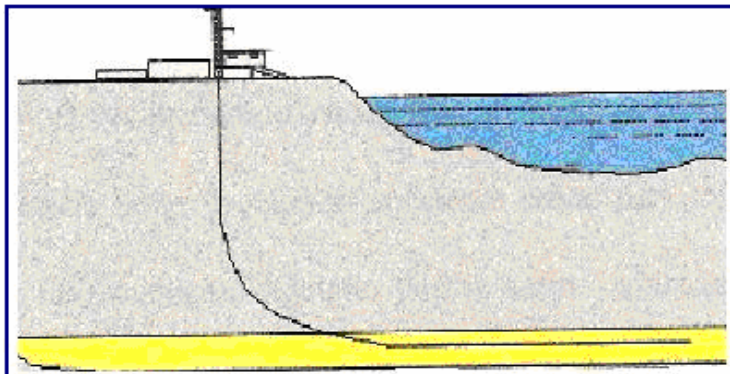


Figura 2.11. Perforación de localizaciones inaccesibles.^[8]

◆ **Formaciones con baja permeabilidad.** No deben ser considerados para completar pozos horizontales las formaciones homogéneas con permeabilidades mayores a 10 milidarcys. Para formaciones heterogéneas, la permeabilidad vertical afecta la productividad, estas formaciones son las únicas con permeabilidad direccional, ejemplos de estos yacimientos incluyen los carbonatos, barras de canal y yacimientos fracturados.

◆ **Reducción del número de localizaciones.** Otras aplicaciones de los pozos horizontales es reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.^[8]

2.2.7. Parámetros a considerar para la perforación de un pozo horizontal.

Es importante considerar diferentes parámetros que permitan la planificación de un pozo horizontal exitoso. Estos parámetros son:

◆ *Grado de agotamiento del yacimiento.* La productividad que se logra con un pozo horizontal es de 2 a 8 veces más alta que la de un pozo vertical. Si el yacimiento se encuentra altamente drenado, la perforación de un pozo vertical no aumentaría la producción lo suficiente como para justificar económicamente

el pozo. Sin embargo, un yacimiento agotado podría tener suficientes reservas como para justificar el aumento de los costos de la perforación horizontal en función de una mayor producción.

◆ *Espesor del yacimiento.* Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como un pozo vertical que intercepta la fractura de conductividad infinita con una longitud ideal a la del pozo horizontal. (Figura. 2.12.)

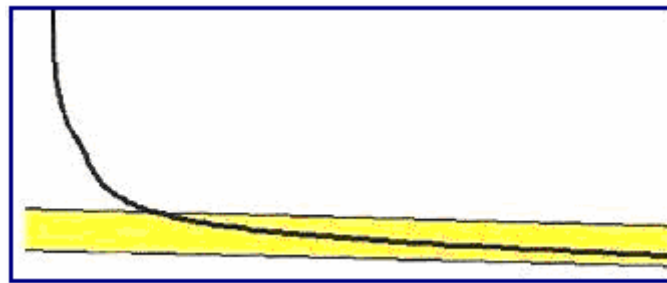


Figura 2.12. Pozo Horizontal en un yacimiento de espesor delgado. ^[8]

◆ *Permeabilidad vertical.* Para que un pozo horizontal presente buena productividad debe drenar de un yacimiento con buena comunicación vertical. Una baja permeabilidad vertical reduce la productividad del pozo, es por ello que este tipo de pozo no es conveniente en formaciones que presenten abundantes barreras lutititas.

◆ *Geología del área.* Es importante disponer de la mejor descripción geológica del área para obtener un pozo exitoso. Se deben tomar en cuenta parámetros como buzamientos, presencia de fallas, cambios de porosidad y contactos agua-petróleo o gas-petróleo.

◆ *Buzamiento estructural.* Es un parámetro importante que debe considerarse en la planificación de la trayectoria de un pozo horizontal, ya que éste permitirá definir el ángulo óptimo con lo cual se penetrará la arena objetivo. Del mismo modo, la trayectoria del pozo debe ajustarse a la inclinación del cuerpo arenoso a fin de garantizar una navegación óptima dentro del objetivo programado.

◆ *Espaciado de los pozos.* En yacimientos altamente drenados la perforación de pozos muy próximos entre sí puede producir una rápida interferencia en estos, mientras en el caso de yacimientos con empuje de agua o gas el espaciamiento entre los pozos dependerá de la distancia mínima requerida para evitar la conificación de agua o gas entre dos pozos adyacentes. [8]

2.2.8. Modelo de Flujo de Fluidos en Pozos Horizontales.

La solución propuesta por Joshi [9] para predecir la tasa de flujo continuo en pozos horizontales viene dada por la siguiente ecuación:

$$Q_h = \frac{2\pi K_h h \Delta P (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{z + \sqrt{z^2 - (L/z)^2}}{L/z} \right] + (h/L) \ln [h/2r_w]} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$\alpha = L/2 * [0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{eh}/L)^4}]^{0,5} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

L = Longitud horizontal del pozo.

H = Espesor del yacimiento.

r_w = Radio del pozo.

r_{eh} = Radio de drenaje en pozos horizontales.

μ_o = Viscosidad del petróleo.

B_o = Factor volumétrico del petróleo.

ΔP = Diferencial de presión.

Q_h = Tasa de flujo del pozo horizontal

2.2.9. Perforación direccional.

Un pozo multilateral consiste en dos o más ramales verticales, horizontales o direccionales, que convergen a un tramo en común (tramo madre), el cual a su vez puede ser vertical, horizontal o direccional. Este puede ser un pozo existente o nuevo. (Figura 2.13.).^[10]



Figura 2.13. Pozo Multilateral.^[10]

La ventana lateral es creada por medio de una herramienta desviadora llamada deflector de perforación, la cual se asienta y orienta de tal manera que un BHA de molienda corta la tubería de revestimiento y crea de esta manera la ventana. Luego el lateral se consigue con herramientas direccionales llegando hasta el yacimiento.

La parte crítica del lateral es la llamada “junta”, que es la conexión entre el lateral y el hueco principal. Es debido a esta característica que se le da una clasificación a los pozos multilaterales como nivel 1, 2, 3, 4, 5, 6; lo que especifica como se encuentra el hueco (principal y lateral) antes, durante y después de la junta.

El hueco (principal y lateral) se encuentra abierto antes y después de la junta (conexión). Se puede colocar un liner después de la junta. (Figura 2.14.).^[11]

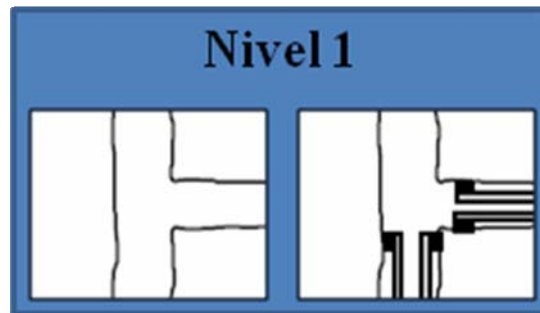


Figura 2.14. Nivel 1 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas.^[11]

El hueco principal se encuentra revestido y cementado mientras que el hueco lateral está abierto y puede o no tener liner ranurado. (Figura 2.15.)

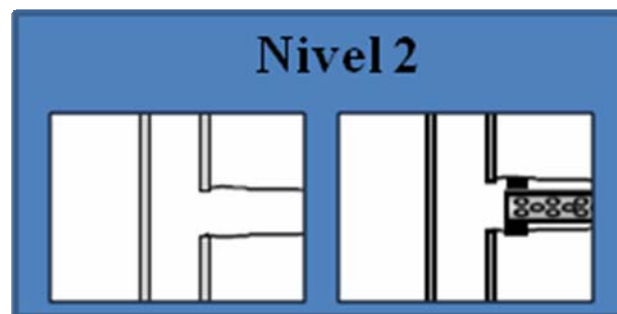


Figura 2.15. Nivel 2 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas.^[11]

El hueco principal se encuentra revestido y cementado mientras que el lateral se encuentra unido al hueco principal a través de un liner pero no está cementado. (Figura 2.16.)



Figura 2.16. Nivel 3 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]

El hueco principal y lateral se encuentran revestidos y cementados en la junta. La tubería de revestimiento principal y lateral están conectadas mecánicamente. (Figura 2.17.)



Figura 2.17. Nivel 4 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]

Hueco principal revestido y cementado y el lateral revestido, cementado o sin cementar. La unión de los huecos (junta) se consigue con la completación. La integridad hidráulica de la unión se logra con la completación. (Figura 2.18.)



Figura 2.18. Nivel 5 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]

Hueco principal revestido y cementado y el lateral revestido, cementado o sin cementar. La unión de los huecos (junta) se consigue con la tubería de revestimiento. (Figura 2.19.)



Figura 2.19. Nivel 6 de la clasificación de pozos multilaterales según sus juntas. ^[11]

2.2.10. Tipos de pozos multilaterales.

Los pozos multilaterales pueden presentar diversas formas de acuerdo al tipo de yacimiento y arena a drenar, PDVSA los denomina de la siguiente manera:

◆ **Dual apilado:** Posee dos brazos, perforados en la misma dirección pero a diferentes profundidades, accede a la misma cantidad de arenisca como dos laterales simples, pero a un costo menor (Figura 2.20.).

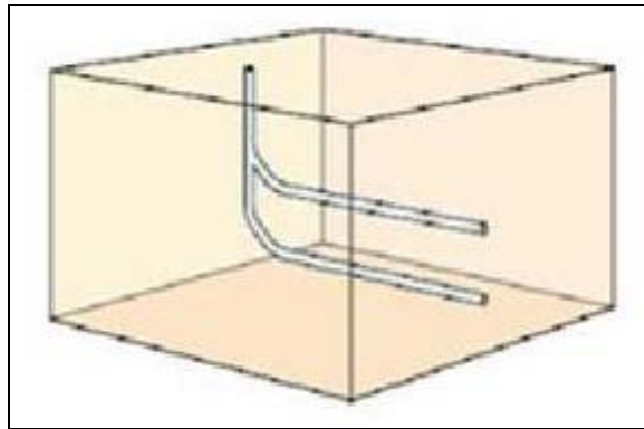


Figura 2.20. Pozo multilateral tipo dual apilado. ^[12]

◆ **Dual tipo alas de gaviota:** Permite perforar dentro de un rectángulo de drenaje adyacente, eliminando así la necesidad de una localización de pozos múltiples, este tipo de pozo ahorrara entre 50 y 70 localizaciones de pozos múltiples. (Figura 2.21.).

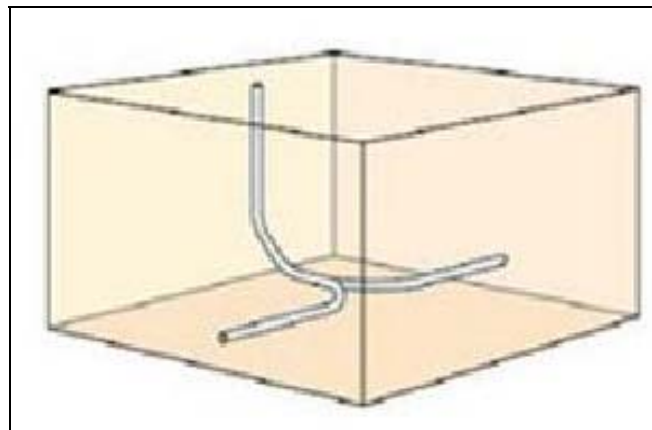


Figura 2.21. Pozo multilateral tipo dual alas de gaviota. ^[12]

◆ **Triple Apilado:** Este tipo de pozo posee tres ramas en la misma dirección pero a diferentes profundidades (Figura 2.22.).

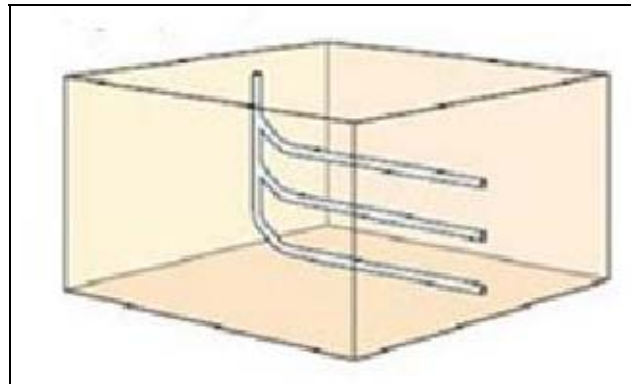


Figura 2.22. Pozo multilateral tipo triple apilado. ^[12]

◆ **Triple pie de cuervo:** El pie central intercepta el petróleo directamente debajo de un rectángulo de drenaje adyacente que no se drenaría de otra manera. (Figura 2.23).

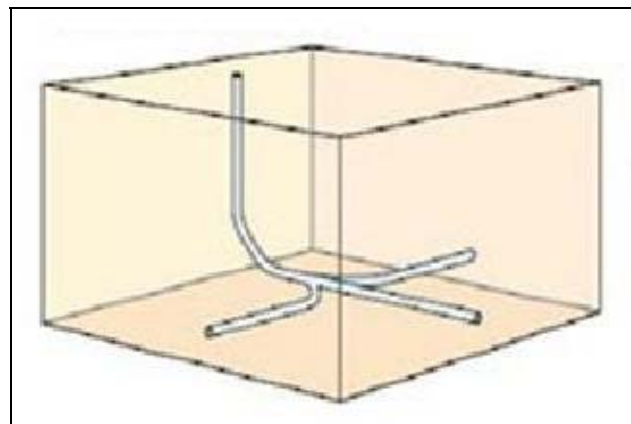


Figura 2.23. Pozo multilateral tipo triple pie de cuervo. ^[12]

◆ **Tipo tenedor:** Es la opción más adecuada cuando las otras opciones no se ajustan bien a la geología local. Ambos laterales se dirigen hacia la misma arena. (Figura 2.24.).

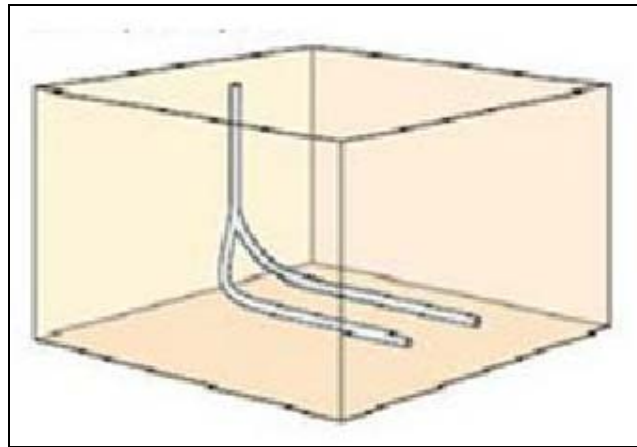


Figura 2.24. Pozo multilateral tipo tenedor. ^[12]

◆ **Tipo espinas de pescado:** La trayectoria del petróleo hacia el pozo es más corta a través de una ramificación que a través de la roca. Esto ocurre en areniscas homogéneas y más aún en areniscas heterogéneas con barreras y capas impermeables. Las ramificaciones pueden agregarse a cualquier lateral. (Figura 2.25.). ^[12]

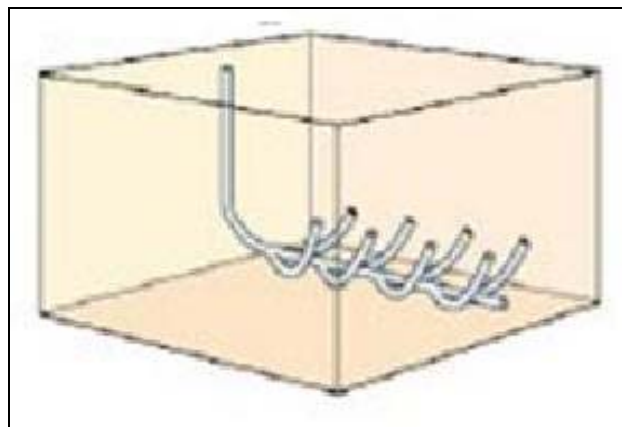


Figura 2.25. Pozo multilateral tipo espinas de pescado. ^[12]

2.2.11. Diseño de la trayectoria de un pozo direccional.

La principal condición a tomar en cuenta en la planificación de un pozo direccional la constituye la ubicación del objetivo. Basados en lo anterior, se diseña un programa direccional para el cual es necesario efectuar una revisión geológica del área, una evaluación económica de los diferentes tipos de perforación y un diseño óptimo de la sarta que permita el alcance del objetivo. ^[13]

Existen tres tipos de trayectorias empleadas en la perforación direccional; estas son:

- ◆ Construcción y mantenimiento de la trayectoria. En este tipo de trayectoria el pozo penetra el objetivo con un ángulo igual al máximo alcanzado. Este es el caso de los denominados pozos Tipo J. (Figura 2.26.).
- ◆ Construcción, mantenimiento y descenso de la trayectoria. Denominados pozos Tipo S. En este caso, se perfora una sección con incremento de ángulo para luego iniciar una caída que permite alcanzar el objetivo con un ángulo menor al del máximo registrado. El pozo puede penetrar la arena en forma vertical, lo que desde el punto de vista de explotación resulta atractivo debido a que conserva el espaciamiento en todos los estratos prospectivos. (Figura 2.26.).
- ◆ Mantenimiento constante de la trayectoria: es el caso de la perforación inclinada desde la superficie. Se emplea el equipo denominado “Slant Rig” o “Taladro Inclinado” y por medio de éste se mantiene, desde la superficie hasta

el objetivo, una trayectoria más o menos uniforme con una variación mínima de ángulo.

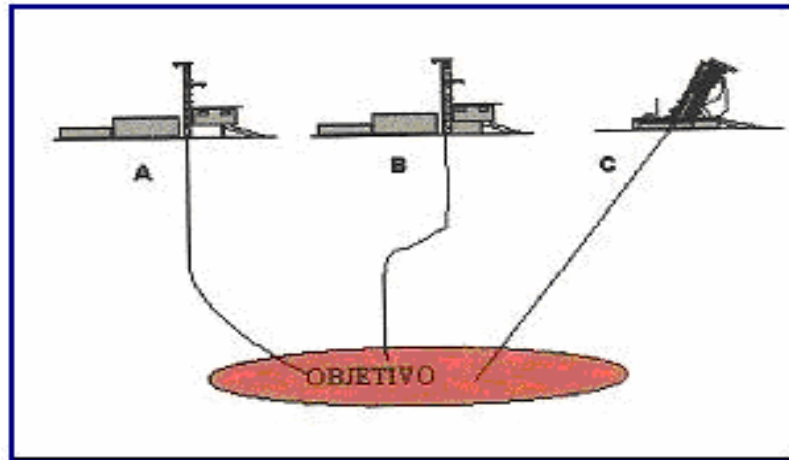


Figura 2.26. Trayectoria de pozos direccionales. ^[13]

2.2.12. Herramientas de control direccional.

El control de la trayectoria de un pozo horizontal se ejerce a través del empleo de herramientas capaces de medir la inclinación y dirección del pozo, y transmitirlos a la superficie en el mismo instante de la perforación.

El empleo de las herramientas de control direccional tiene su origen en la aplicación de la tecnología de registros de desviación “Single-Shot” y “Multi Shot”, los cuales incorporan inclinómetros y compases magnéticos cuyas lecturas se registran en función de la profundidad. Este tipo de registro se puede correr dentro de la tubería de perforación. ^[13]

2.2.13. Registros de desviación (Surveys).

2.2.13.1. Registro Sencillo (single-shot Surveys):

Proporciona un único dato del ángulo de desviación y la dirección como en una brújula de la dirección del pozo. Este registro se corre con cable por dentro de la tubería de perforación, durante una detención a las operaciones de perforación.

Esta información se corrige por declinación (la diferencia entre el Norte verdadero y el Norte magnético), entonces se determina la cantidad de giro que se le debe dar a la sarta para posicionar la herramienta de deflexión en la dirección deseada. La información de registros sucesivos permite determinar la trayectoria del pozo, la desviación y las patas de perro.^[13]

2.2.13.2. Registro Múltiple (Multi-shot Surveys):

Esta herramienta se corre con cable, por dentro de la sarta de perforación, y se deja sentar sobre un drillcollar no magnético.

Se toman fotografías de la brújula a intervalos regulares de tiempo cuando se están sacando la tubería y la herramienta del pozo. La hora y la profundidad de cada fotografía se van tomando manualmente en superficie y esta información se usa para analizar la película del registro, el cual suministra varias lecturas de ángulo y dirección.^[13]

2.2.13.3. Registros Giroscópicos (Gyroscopic Surveys):

Se usa un registro giroscópico para realizar lecturas sencillas o múltiples en pozos ya revestidos. A diferencia de los instrumentos magnéticos de registro, los

giroscópicos leen la verdadera dirección y no son afectados por las irregularidades magnéticas que puedan ocasionar el revestimiento u otros metales ferrosos.^[13]

2.2.13.4. Registro durante la perforación (Measurement While Drilling) (MWD):

Dado que se usan motores de fondo para corregir la dirección de un pozo o cuando se necesitan ajustes mayores de dirección, la medición de la desviación durante la perforación puede suministrar oportunamente la inclinación y la dirección del pozo.

La medición es mucho más rápido que detener la operación y correr un registro sencillo en un cable y puede hacerse a intervalos regulares, en general cada vez que se ha perforado una conexión.^[13]

2.2.14. Valores de los registros.

La mayoría de la información direccional se deriva de dos simples mediciones:

- ◆ Azimut: La dirección del pozo a la profundidad dada del registro, en grados (de 0 a 359), en sentido horario, a partir del Norte verdadero.
- ◆ Inclinación: También conocida como el ángulo de desviación, expresada en grados; es el ángulo al cual el pozo está desviado de la vertical a la profundidad dada.

Usando los valores obtenidos en el registro azimut e inclinación junto con la profundidad medida de la tubería (del resto del listado de tubería), es posible determinar la profundidad vertical verdadera, el ángulo de levantamiento, la severidad de la pata de perro y la distancia a la vertical.

La Severidad de pata de perro (Dogleg Severity), considera el ángulo promedio del pozo, la inclinación y la variación direccional sobre una longitud dada;

generalmente se expresa en grados cada 100 pies. (deg/100 ft). Siendo el resultado de la inclinación más el cambio direccional, la severidad de la pata de perro se incrementa, para un cambio direccional dado, cuando se incrementa la inclinación.^[13]

2.2.15. Factores geológicos críticos para el diseño de pozos multilaterales en Venezuela.

Para evaluar la factibilidad de aplicar la tecnología de pozos multilaterales en Venezuela, hay que tomar en cuenta desde el punto de vista geológico ciertos aspectos tales como:

- ◆ **Litología:** Este aspecto es importante para la determinación del tipo de junta y nivel de complejidad de los pozos multilaterales. Según su litología y el nivel de consolidación se pueden clasificar en consolidadas y no consolidadas.

- ◆ **Arquitectura del yacimiento:** Es la morfología tridimensional de los yacimientos y está definida básicamente por la geometría, dimensiones y heterogeneidades verticales y laterales del yacimiento.

- ◆ **Estructura del yacimiento:** En cada yacimiento, es importante determinar la presencia del principal estilo estructural (domos, pliegues, corrimientos) y de los principales elementos estructurales (fallas, fracturas) y cuáles son sus características. Conocer la estructura del yacimiento ayuda a determinar el campo de esfuerzos, lo cual es un factor clave para el diseño tanto de los pozos multilaterales como de los planes de explotación.^[12]

CAPÍTULO III.

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Nivel de Investigación

El tipo de investigación mejor adaptado al proyecto es el explicativo. Al respecto Arias (2006) señala “la investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” (p.20). De acuerdo con lo indicado por el autor, esta investigación intenta explicar cuál es el diseño óptimo de la macolla PQ17, de acuerdo a los distintos escenarios propuestos (PQ17-T, PQ17-A y PQ17-B).

3.2. Diseño de la Investigación

La investigación de campo “consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna”. (Arias, 2006. p.22); de manera tal que el proyecto sigue este patrón, ya que se realiza a partir de un estudio geológico que permite visualizar las coordenadas de superficie y subsuelo, necesarias para el diseño.

3.3. Procedimiento Metodológico

La metodología utilizada por PDVSA es VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) que es el proceso mediante el cual la empresa identifica y define el alcance de un proyecto de inversión de capital para satisfacer una necesidad dada del negocio.

En la fase de visualización se identificó el problema a estudiar a través de la búsqueda de toda la información referente a las bases de diseño de los arreglos de pozos ubicados en el distrito Cabrutica, con la finalidad de generar las opciones técnicas y económicamente factibles para su construcción.

En la fase de conceptualización se delinearón tres posibles arreglos de pozos, entre ellos se mostraron el PQ17-T, PQ17-A y PQ17-B; éstos fueron evaluados para luego seleccionar aquel que genere mayor valor de acuerdo a sus características de diseño.

Finalmente, en la fase de definición, con la ayuda de un software de modelación de trayectorias de pozos se diseñaron los arreglos de subsuelos correspondientes a cada propuesta de macolla, para complementar el alcance de planificación y diseño del proyecto; así mismo, se realizó una comparación entre las tres opciones, en base al impacto ambiental, el pronóstico de producción y los ahorros asociados a los costos de construcción, para que permitieran corroborar la factibilidad de la opción seleccionada con respecto a las propuestas descartadas. (Figura 3.1).



Figura 3.1. Flujograma de la metodología VCD

3.3.1. Identificar las bases de diseño para las macollas de producción petrolera ubicadas en el Distrito Cabrutica, División Junín Faja Petrolífera del Orinoco.

En esta primera fase del proyecto, se revisaron las características de diseño de superficie de las macollas tradicionales del Distrito Cabrutica, que permitieron visualizar el dimensionamiento de la misma; así como también se estudiaron las consideraciones geométricas usadas para el diseño de las trayectorias de los pozos.

3.3.2. Ilustrar los posibles arreglos de superficie y subsuelo de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17.

En esta fase de conceptualización, se estudiaron tres tipos de arreglos de macollas que cumplieran con las premisas de diseño establecidas en Cabrutica. El primero sugería una macolla de diez pozos dispuestos en una línea y distanciados por 15 mts, este arreglo fue nombrado PQ17-T. El segundo arreglo constituía una macolla con dos líneas paralelas de diez pozos cada una, y separados estos a su vez por 7,5 mts, este arreglo se denominó PQ17-A. Finalmente se propuso un último arreglo (PQ17-B), que consta de una línea de veinte pozos separados por 7,5 mts.

3.3.3. Construir los arreglos de subsuelo de la macolla PQ17 con la ayuda de un software de modelación de trayectorias de pozos.

En la fase de definición se diseñaron los arreglos de subsuelo, que están constituidos por las trayectorias de los pozos, las cuales parten de las coordenadas de superficie, y terminan con las coordenadas finales de subsuelo.

Esta propuesta de perforación soportada por análisis estratigráficos basados en la información de pozos cercanos perforados en el área y por el modelo estructural que, en conjunto con datos petrofísicos y de ingeniería de yacimientos, enmarcan la interpretación del yacimiento OFINF SDZ-2X A1, y permiten determinar las coordenadas de superficie y subsuelo, esenciales para la construcción de las trayectorias de los pozos. Con esta información suministrada por el departamento de Planificación y Reserva y el uso del software de planificación de trayectorias de pozos Compass, se realizó dicho diseño.

Inicialmente se creó en el software Compass, la *Compañía* (PDVSA), luego se creó el *Campo* (Zuata), que se divide a su vez en varios *Sites*; cada site corresponde a un pozo, que posee coordenadas Norte y Este en superficie, así como los *targets* (coordenadas de superficie y subsuelo, con sus respectivas profundidades en TVD), que constan de tres puntos: El 1ero llamado punto de entrada (PE), corresponde a la entrada o el tope de la arena objetivo; el segundo es el punto horizontal (PH), también es llamado punto de aterrizaje y a partir de este el pozo es horizontal, ya que coincide con el centro de la arena; posteriormente se encuentra el punto final (PF), que es el lugar en el cual el pozo llega a su longitud final. Una vez creados la *compañía*, *campo*, *sites* y *targets*, se procede a realizar el plan, tomando en cuenta las premisas establecidas por PDVSA en el distrito Cabrutica.

Para trazar la trayectoria de un pozo horizontal, se manejaron cuatro valores (MD, Inc, Azi y TVD), a partir de los cuales el Compass calcula los demás valores (NS, EW, V. Sec, Dogleg, T. Face, Build, Turn, CL) y que conforman un punto en el espacio. (Ver Figura 3.2.).

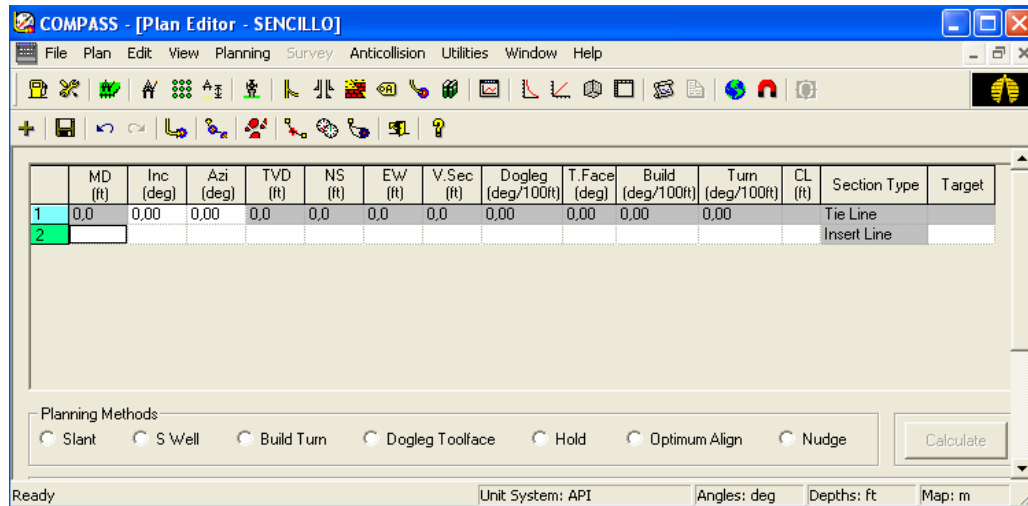


Figura 3.2. Primera ventana del software Compass para realizar el plan del pozo.

Para realizar el plan de la trayectoria del pozo se siguieron 5 etapas, las cuales se describen a continuación:

3.3.3.1. Etapa N°1: Sección Vertical.

En la primera fila, el programa toma por defecto como primer punto el cero, ya que esto indica que se está partiendo de un punto inicial en la superficie; posteriormente la segunda fila representa la sección vertical del pozo, en donde se asienta el primer revestidor (13 3/8") a una profundidad comprendida entre 600 pies y 900 pies, donde los valores de inclinación, azimut y dogleg son iguales a cero. El MD y TVD poseen los mismos valores, como se mencionó anteriormente, el pozo aún no ha ganado inclinación ni azimut, por lo que la longitud del pozo expresada en pies de MD será la misma profundidad vertical expresada en pies de TVD. (Ver Figura 3.3.).

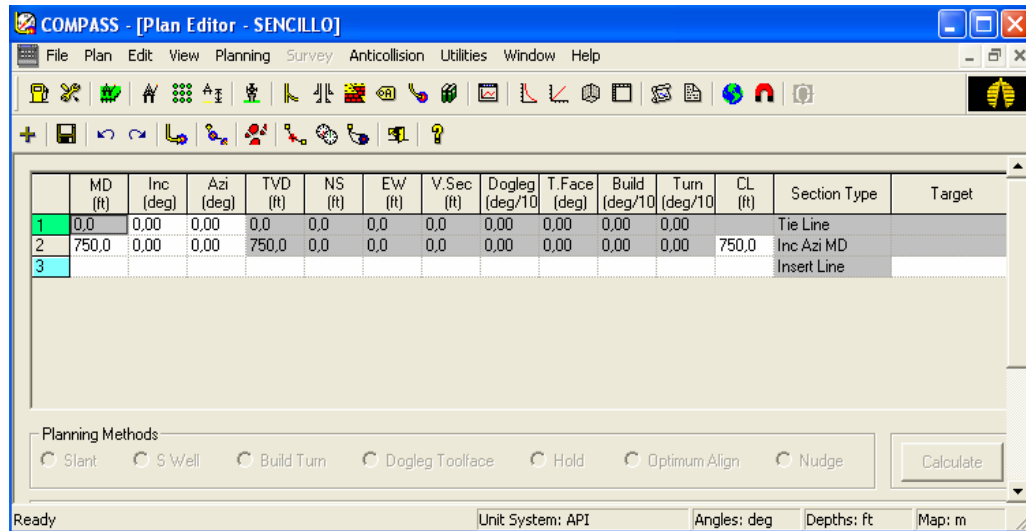


Figura 3.3. Segunda ventana del software Compass para realizar del pozo.

3.3.3.2. Etapa N°2: Sección Curva.

El siguiente punto es el KOP, en donde el pozo comienza a desviarse de la verticalidad y se observa un radio de curvatura. Según la figura 3.4., el pozo adquiere 15° de inclinación y 51° de azimut para una longitud de 1400 pies, por lo que generó que el programa calculara un TVD de 1392,2 pies y 2,31 deg/100 pies de Dogleg. Algunas veces es necesario colocar manualmente una o dos líneas adicionales, con valores de MD, Inc y Azi, para obtener la tendencia deseada y sin obtener altos DLS.

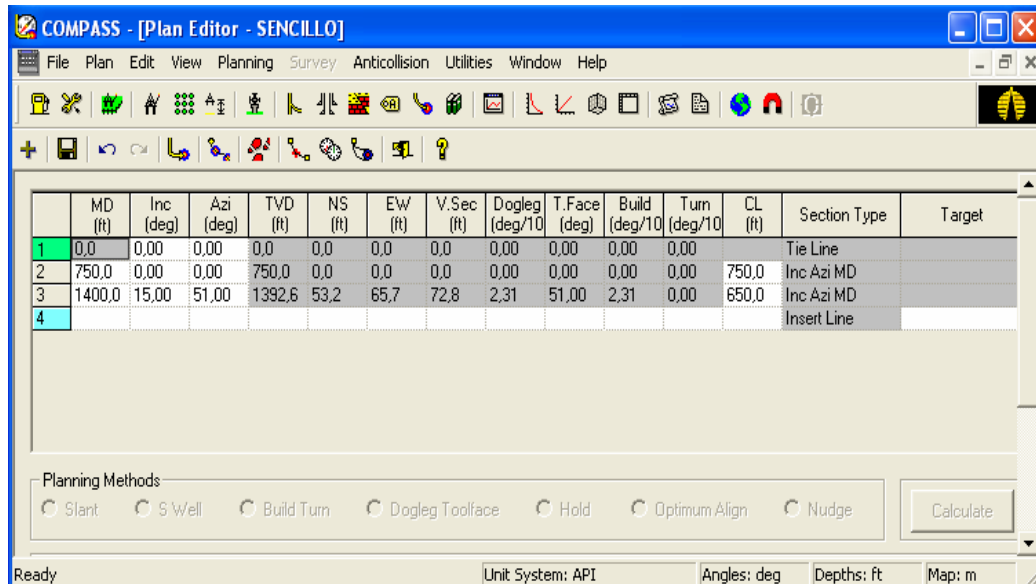


Figura 3.4. Tercera ventana del software Compass para realizar el plan del pozo.

3.3.3.3. Etapa N°3: Sección Tangente.

Para agregar los valores correspondientes a la tangente, se coloca manualmente el valor de TVD, que de acuerdo al criterio establecido en Cabrutica, debe estar 150 pies por encima del punto de aterrizaje o centro de la arena; una vez estimado este valor, se fijan los valores de Azimut, Inclinación y el programa calcula el valor de MD; en la siguiente fila, se fijan el Azimut, la Inclinación y el MD que corresponde a la suma de 200 pies mas el valor de MD calculado anteriormente, y el programa calcula el valor de TVD.

Los valores de Inclinación y Azimut deben ser constantes durante la sección tangente, y los Doglegs cercanos a cero; (Ver Figura 3.5.).

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (deg/100ft)	T.Face (deg)	Build (deg/100ft)	Turn (deg/100ft)	CL (ft)	Section Type	Target
1	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00		Tie Line	
2	750,0	0,00	0,00	750,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	750,0	Inc Azi MD	
3	1400,0	15,00	51,00	1392,6	53,2	65,7	72,8	2,31	51,00	2,31	0,00	650,0	Inc Azi MD	
4	1800,0	26,00	52,00	1766,7	140,1	175,4	193,9	2,75	2,30	2,75	0,25	400,0	Inc Azi MD	
5	2100,0	37,00	54,00	2022,1	233,9	300,6	331,5	3,68	6,29	3,67	0,67	300,0	Inc Azi MD	
6	2828,6	70,00	62,30	2450,0	530,5	795,4	864,1	4,61	14,18	4,53	1,14	728,6	Inc Azi TVD	
7	3028,7	70,00	62,30	2518,4	617,9	961,9	1041,5	0,00	0,00	0,00	0,00	200,1	Inc Azi MD	
8													Insert Line	

Figura 3.5. Cuarta ventana del software Compass para realizar el plan del pozo.

3.3.3.4. Etapa N°4: Punto del Revestidor 9 5/8”.

En este punto se asienta el revestidor 9 5/8”, el cual debe estar a 5 ft en TVD del PE o de 15 pies a 20 pies en TVD del PH. (Ver Figura 3.6.).

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (deg/10)	T.Face (deg)	Build (deg/10)	Turn (deg/10)	CL (ft)	Section Type	Target
1	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00		Tie Line	
2	750,0	0,00	0,00	750,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	750,0	Inc Azi MD	
3	1400,0	15,00	51,00	1392,6	53,2	65,7	72,8	2,31	51,00	2,31	0,00	650,0	Inc Azi MD	
4	1800,0	26,00	52,00	1766,7	140,1	175,4	193,9	2,75	2,30	2,75	0,25	400,0	Inc Azi MD	
5	2100,0	37,00	54,00	2022,1	233,9	300,6	331,5	3,68	6,29	3,67	0,67	300,0	Inc Azi MD	
6	2828,6	70,00	62,30	2450,0	530,5	795,4	864,1	4,61	14,18	4,53	1,14	728,6	Inc Azi TVD	
7	3028,7	70,00	62,30	2518,4	617,9	961,9	1041,5	0,00	0,00	0,00	0,00	200,1	Inc Azi MD	
8	3339,3	86,30	64,15	2582,0	754,2	1232,4	1328,9	5,28	6,55	5,25	0,60	310,6	Inc Azi TVD	
9	3977,2	90,17	89,83	2602,0	896,4	1848,3	1959,0	4,07	81,98	0,61	4,03	637,9	DT6 Curve	PH (2602,0)
10	4005,8	89,00	89,83	2602,2	896,4	1877,0	1987,4	4,07	179,92	-4,07	0,01	28,7	Inc Azi MD	
11	8314,7	89,94	89,83	2642,0	909,1	6185,6	6252,0	0,02	0,17	0,02	0,00	4308,8	DT6 Curve	PF (2642,0)

Figura 3.6. Quinta ventana del software Compass para realizar el plan del pozo.

3.3.3.5. Etapa N°5: Targets.

Finalmente en la columna llamada target se cargan directamente los targets (PE, PH, PF) que se dispusieron antes de realizar el plan; esto se realiza para que la trayectoria del pozo pase obligatoriamente a través de esos objetivos. (Ver Figura 3.7.).

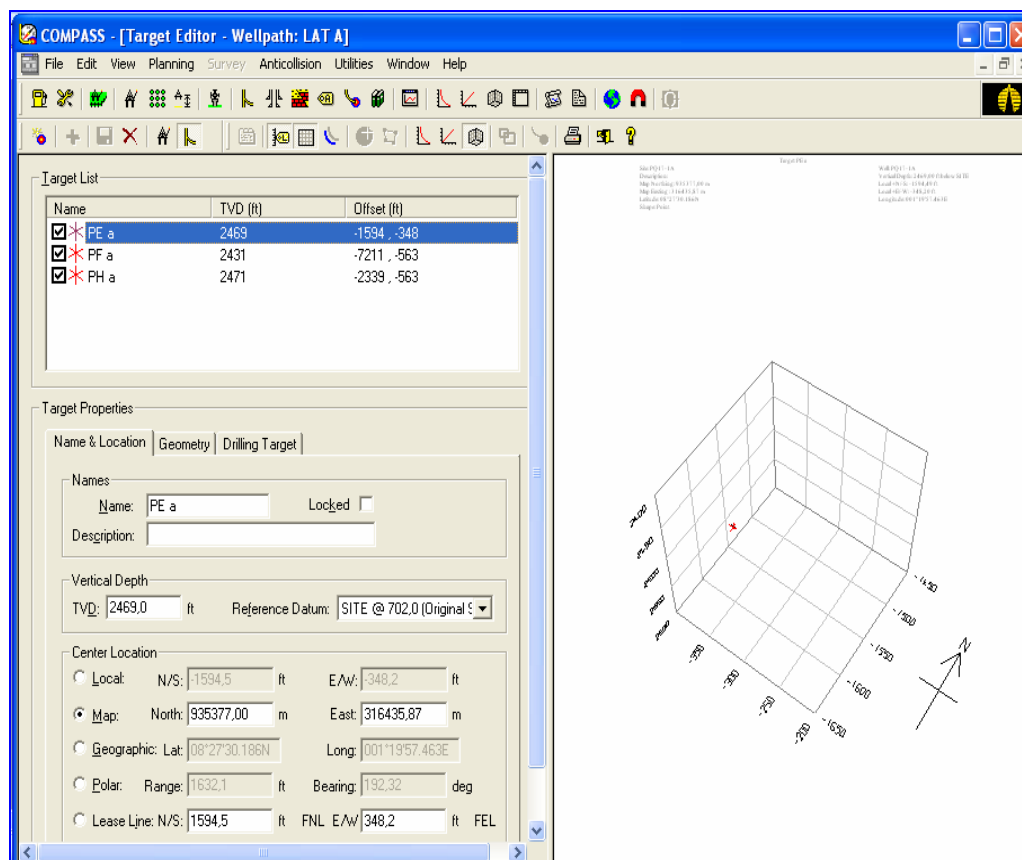


Figura 3.7. Ventana de los targets cargados antes de realizar el plan.

Una vez calculados los puntos clave de la trayectoria del pozo, el programa interpola los puntos restantes que conforman el wellpath, de acuerdo al intervalo que se desee obtener. (Ver Figura 3.8.).

COMPASS - [Definitive Path - SENC.]

File Edit View Planning Survey Anticollision Utilities Window Help

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	DLeg (deg/10)	Tool
1	0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	TIE LIN
2	100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
3	200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
4	300,0	0,00	Cell Is Read-Only	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
5	400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
6	500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
7	600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
8	700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
9	750,0	0,00	0,00	750,0	0,0	0,0	0,0	0,00	MWDS
10	800,0	1,15	45,00	800,0	0,4	0,4	0,4	2,31	MWDS
11	900,0	3,46	45,00	899,9	3,2	3,2	3,6	2,31	MWDS
12	1000,0	5,77	45,00	999,6	8,9	8,9	10,1	2,31	MWDS
13	1100,0	8,08	45,00	1098,8	17,4	17,4	19,8	2,31	MWDS
14	1200,0	10,38	45,00	1197,5	28,8	28,8	32,6	2,31	MWDS
15	1300,0	12,69	45,00	1295,5	42,9	42,9	48,7	2,31	MWDS
16	1400,0	15,00	45,00	1392,6	59,8	59,8	67,9	2,31	MWDS
17	1500,0	17,75	45,00	1488,5	79,8	79,8	90,5	2,75	MWDS
18	1600,0	20,50	45,00	1583,0	102,9	102,9	116,8	2,75	MWDS
19	1700,0	23,25	45,00	1675,8	129,3	129,3	146,7	2,75	MWDS
20	1800,0	26,00	45,00	1766,7	158,7	158,7	180,1	2,75	MWDS

Ready Unit System: API

Figura 3.8. Ventana del Wellpath del pozo sencillo PQ17-3B.

En el caso del diseño de las trayectorias de un pozo multilateral, el procedimiento es el mismo con la diferencia de que para crear el “lateral B”, se debe partir de la ventana del “lateral A”, es decir, el plan del lateral B será el mismo del lateral A hasta aproximadamente un punto medio de la tangente, ya que, es el punto a partir del cual el lateral B sigue una trayectoria distinta al lateral A, según sea el tipo de pozo multilateral; para ello el Compass posee una herramienta que permite extraer el plan del lateral A en el lateral B, de tal manera que si el lateral A es modificado, también se cambia automáticamente el lateral B.

Posteriormente en cada macolla, se separaron los pozos según las arenas a ser drenadas para ser graficados. Una vez graficados, se corre el *anticollision*, que es una

aplicación del Compass usada para complementar el diseño de las trayectorias de los pozos; esta aplicación permite verificar que los pozos no colisionen entre ellos, por estar muy cercanos.

Para correr el anticollision primero se deben seleccionar los pozos de una macolla y los pozos vecinos si los hay, luego se selecciona el tipo de anticollision que desea realizar, ya sea el Anticollision Report o el 3D Proximity View; en el caso de que sea el Anticollision Report se genera un reporte. (Ver Figura 3.9.)

PDVSA Anticollision Report								
Company: PDVSA ZUATA		Date: 25/10/2010	Time: 15:18:30		Page: 1			
Field: ZUATA		Co-ordinate(NE) Reference: Site: PQ17-3A, Grid North						
Reference Site: PQ17-3A		Vertical (TVD) Reference: SITE 702.0						
Reference Well: PQ17-3A								
Reference Wellpath: SENC.		Db: Sybase						
NO GLOBAL SCAN: Using user defined selection & scan criteria						Reference: Plan: SENCILLO		
Interpolation Method: Stations						Error Model: ISCWSA Ellipse		
Depth Range: 0.00 to 9429.79 ft						Scan Method: Closest Approach 3D		
Maximum Radius: 10000.00 ft						Error Surface: Ellipse		
Plan: SENCILLO		Date Composed: 14/09/2010						
Principal: Yes		Version: 1						
		Tied-to: From Surface						
Summary								
<-----> Offset Wellpath ----->	Reference	Offset	Ctr-Ctr	Edge	Separation			
Site Well Wellpath	MD	MD	Distance	Distance	Factor	Warning		
	ft	ft	ft	ft				
PQ17-10A PQ17-10A	800,00	800,00	172,24	171,63	279,89			
PQ17-11A PQ17-11A	800,00	800,00	187,80	187,18	305,17			
PQ17-11A PQ17-11A	800,00	800,00	187,80	187,18	305,17			
PQ17-12A PQ17-12A	800,00	800,00	167,34	166,73	271,92			
PQ17-12A PQ17-12A	800,00	800,00	167,34	166,73	271,92			
PQ17-13A PQ17-13A	800,00	800,00	148,15	147,53	240,74			
PQ17-15A PQ17-15A	800,00	800,00	116,07	115,45	188,81			
PQ17-15A PQ17-15A	800,00	800,00	116,07	115,45	188,81			
PQ17-16A PQ17-16A	800,00	800,00	105,12	104,50	170,81			
PQ17-16A PQ17-16A	800,00	800,00	105,12	104,50	170,81			
PQ17-17A PQ17-17A	800,00	800,00	99,19	98,58	161,18			
PQ17-17A PQ17-17A	800,00	800,00	99,19	98,58	161,18			
PQ17-18A PQ17-18A	7700,00	7199,87	3326,35	3285,43	81,29			
PQ17-18A PQ17-18A	800,00	800,00	99,19	98,58	161,18			
PQ17-19A PQ17-19A	8000,00	7885,30	4077,48	4033,43	92,56			
PQ17-1A PQ17-1A	9429,79	8572,45	1423,30	1365,66	24,89			
PQ17-1A PQ17-1A	900,00	898,32	44,91	44,01	49,99			
PQ17-20A PQ17-20A	9000,00	8062,86	3324,63	3271,84	62,98			
PQ17-2A PQ17-2A	3500,00	3523,43	1436,99	1420,77	88,60			
PQ17-4A PQ17-4A	5200,00	5553,54	173,75	155,06	9,30			
PQ17-4A PQ17-4A	6300,00	6620,46	140,45	121,47	7,40			
PQ17-5A PQ17-5A	1800,00	1817,00	26,28	23,47	9,35			
PQ17-6A PQ17-6A	3299,70	3574,75	303,06	285,80	17,56			
PQ17-6A PQ17-6A	2645,55	2757,74	342,87	334,73	42,11			
PQ17-7A PQ17-7A	3299,70	3666,06	775,75	759,15	46,75			
PQ17-7A PQ17-7A	2700,00	2732,31	669,97	662,87	94,33			
PQ17-8A PQ17-8A	8200,00	7305,15	1030,28	981,85	21,19			
PQ17-8A PQ17-8A	800,00	800,00	147,84	147,02	239,91			

Figura 3.9. Reporte Anticollision del pozo sencillo PQ17-3A.

Si desea obtener una mejor visualización de las separaciones entre los pozos, se corre el 3D Proximity View. (Ver Figura 3.10.)

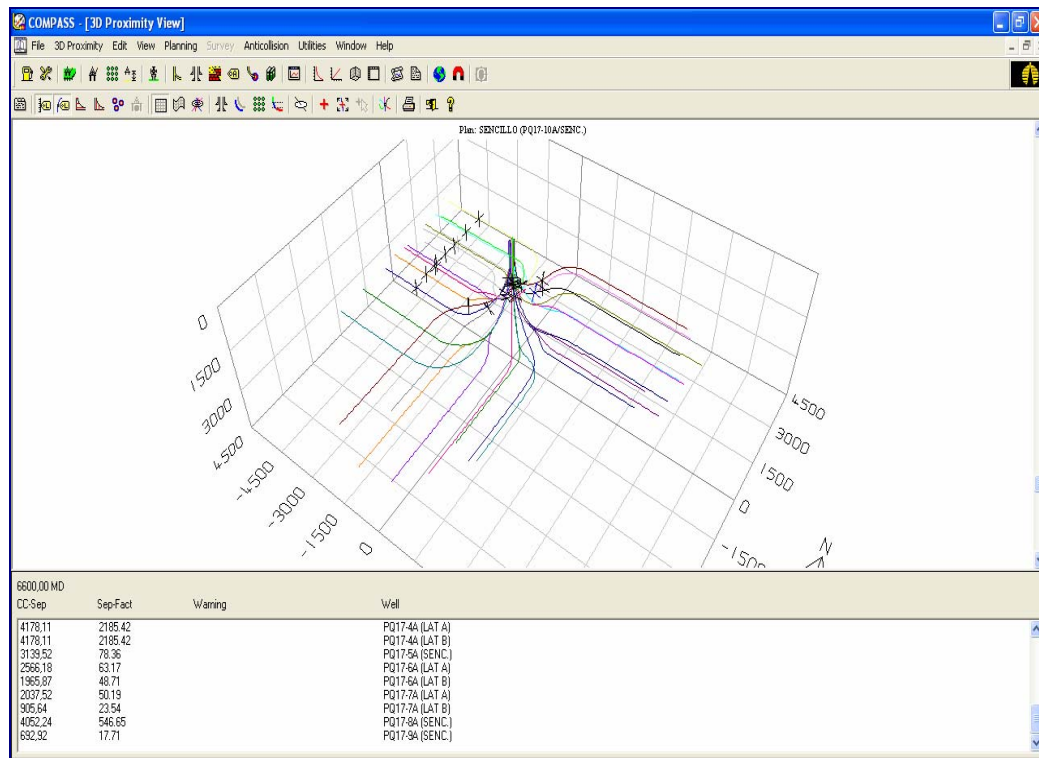


Figura 3.10. Ventana del 3D Proximity View.

3.3.4. Comparar la macolla tradicional con el nuevo tipo de macolla.

Para hacer una comparación entre la macolla de diez pozos, PQ17-T, con los nuevos tipos de macollas PQ17-A y PQ17-B, se tomó en cuenta el dimensionamiento, ahorros asociados a las costos de construcción e impacto ambiental de ambos tipos de arreglos de pozos. Luego esta comparación se complementó con la realización de un pronóstico de producción a partir de un “Pre-Drill”.

3.3.4.1. Pronóstico de Producción:

El Pre-Dill es un pronóstico de producción basado en el modelo matemático de Joshi para producción en frío de pozos horizontales; éste se realiza antes de perforar un pozo nuevo, con la finalidad de tener un estimado de la producción de dicho pozo y que a su vez sirva de soporte técnico para justificar la ejecución del proyecto.

Los datos de entrada más relevantes que se necesitaron para realizar el pre-drill fueron: Tipo de pozo (doble o sencillo), profundidad promedio de la arena, longitud promedio del lateral (sección horizontal del pozo), espesor de la arena, porosidad, saturación de agua, permeabilidad y longitud de arena a contactar. El programa genera un gráfico de la tasa de petróleo en función del tiempo, el cual debe ajustarse hasta conseguir la tasa ideal y al mismo tiempo debe cumplir con dos parámetros reglamentarios:

1.- La diferencia entre la presión en la cara de la arena y la presión de fondo fluyente no debe exceder de 300 psi en un punto específico.

2.- Se deben lograr seis meses de tasa estabilizada después de obtener cuatro meses de cambios.

CAPITULO IV.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Identificación de las bases de diseño para las macollas de producción petrolera ubicadas en el Distrito Cabrutica, División Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.

En el distrito Cabrutica se estableció un modelo estándar para la construcción de las macollas en ese distrito, que de acuerdo a las dimensiones de los equipos, facilidades de superficie, tráileres, cellars, entre otros, y el conocimiento del posicionamiento de los mismos, se tenía una visualización general de la estructuración básica de las macollas, que no variaban significativamente con la cantidad de pozos que poseían, por ejemplo, una macolla de 8 pozos posee la misma área reservada para la fosa de cemento, las facilidades, los equipos, los tráileres, etc., en comparación con una macolla de 10 pozos, es decir que el diseño base se ha mantenido.

Este diseño estándar de macolla admitía un número máximo de 14 pozos, que conllevaba a construir más macollas si se requerían más pozos, para poder drenar eficientemente el yacimiento, lo cual trajo como consecuencia un mayor impacto ambiental y mayores gastos asociados a la construcción de las macollas.

Por otra parte a nivel de subsuelo se observó que la geometría del pozo se rige de acuerdo a ciertas premisas que también fueron estandarizadas para cada tipo de pozo (tenedor, dual apilado, ala de gaviota, triple pata de cuervo).

4.2. Ilustración de los arreglos de superficie y subsuelo de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17.

Inicialmente se propuso la macolla PQ17-T, la cual posee una línea de 10 pozos, con una separación entre ellos de 15 mts; esta ampliación se realizó, para disminuir los riesgos de accidentes con las conexiones de los pozos, durante el posicionamiento del taladro; las distancias desde la entrada de la macolla al primer pozo y desde el último pozo hasta la fosa, así como, el área reservada para la fosa de cemento, se conservaron como las establecidas por PDVSA Distrito Cabrutica, siendo estas 42 mts, 20 mts y 2.720 mts² respectivamente; por otra parte, se redujo el área reservada para el camino vehicular y los trailers (de 45 mts a 30 mts), y las distancias para las facilidades y los equipos se dividieron en 25 mts para cada uno. (Ver Figura 4.1.)

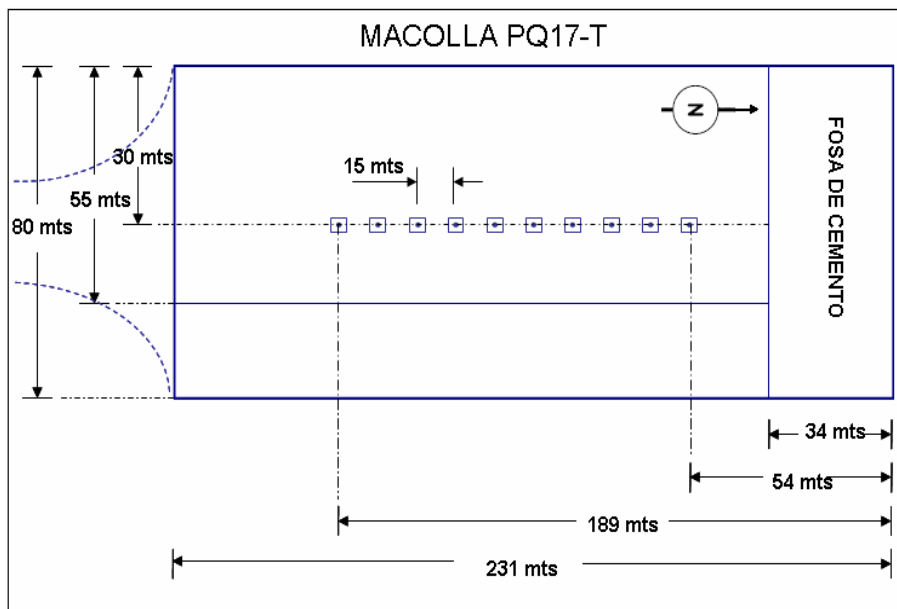


Figura 4.1. Vista en planta de la Macolla PQ17-T.

Luego se propuso otra macolla, llamada PQ17-A, que consta de dos líneas de pozos separadas por 30 mts, en donde cada línea posee 10 pozos y cuyos cellars se encuentran a su vez separados por 7,5 mts, ya que es la mínima distancia requerida para el posicionamiento del taladro; el espacio desde la entrada de la macolla hasta el primer pozo es de aproximadamente 40 mts, la distancia desde el último pozo hasta la fosa de cemento es de 20 mts y la distancia entre cada pozo es de 7,5 mts, la distancia disponible para los trailers es de 30 mts, para las facilidades de superficies es de 25 mts, para los equipos y servicios es de 25 mts. (Ver Figura 4.2.)

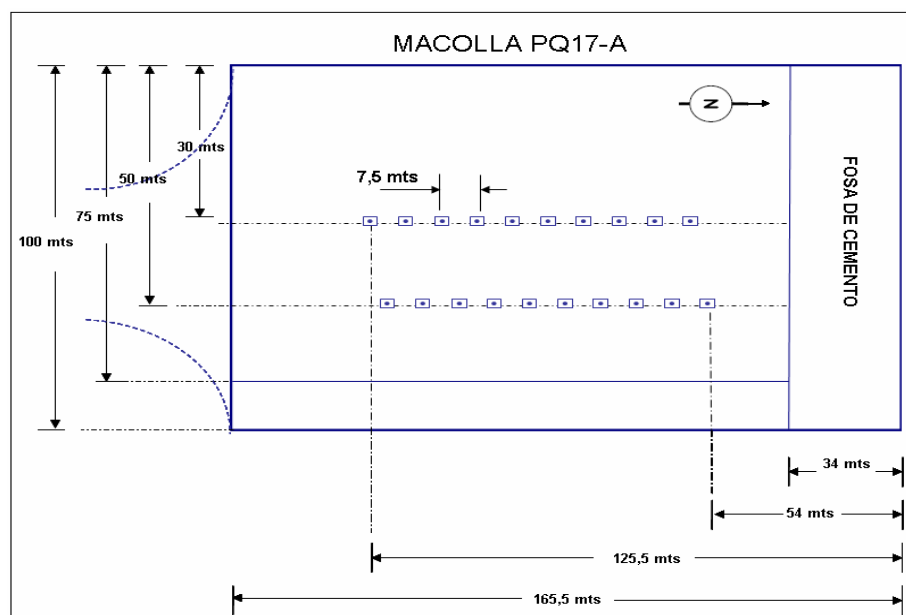


Figura 4.2. Vista en planta de la Macolla PQ17-A ubicada en el Distrito Cabrutica.

La última propuesta, que fue llamada PQ17-B, y está constituida por una línea de 20 pozos, con una distancia de 7,5 mts entre cada cellar, una distancia de 40 mts desde la entrada de la macolla hasta el primer pozo y de 20 mts desde el último pozo hasta la fosa de cemento; se dejaron los 25 mts para las facilidades de superficie y 25 mts para equipos y servicios. (Ver Figura 4.3.)

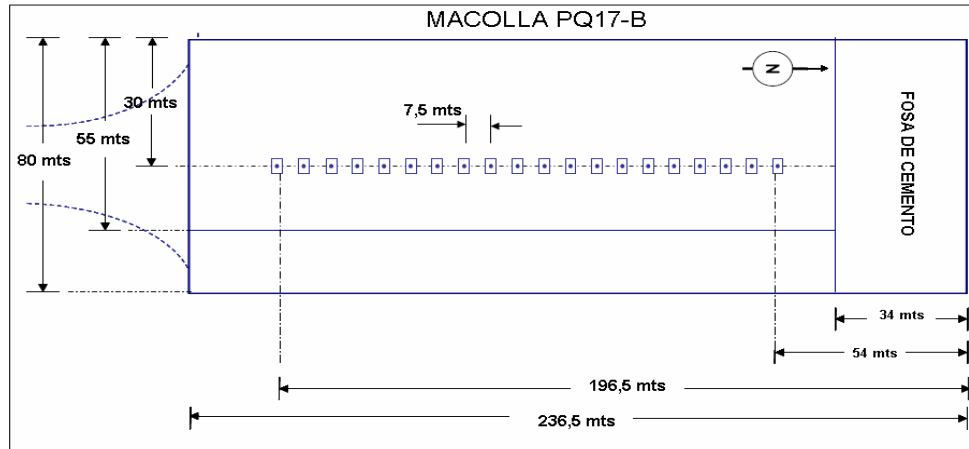


Figura 4.3. Vista en planta de la Macolla PQ17-B ubicada en el Distrito Cabrutica.

El primer escenario (PQ17-T) implica una macolla que posee una separación entre los pozos, suficiente como para no presentar problemas de colisión en el diseño de sus trayectorias; ocupando un área de 18.480 mts²; sin embargo, de acuerdo a los análisis estratigráficos basados en la información de pozos cercanos perforados en el área y por el modelo estructural que, integrados en conjunto con datos petrofísicos y de ingeniería de yacimientos; una macolla de 10 pozos, no sería suficiente para drenar las arenas CWS4 y DWS5 del yacimiento **OFINF SDZ-2X A1**, propuesto para esa localización, por lo que se necesitaba otra macolla de 10 pozos para lograr un área de drenaje óptimo. Entonces surgió la idea de hacer dos macollas en una, es decir, diseñar una macolla con 20 pozos dobles y sencillos, que permitiera ahorros económicos, menor impacto ambiental y al mismo tiempo, poder drenar aquellas áreas aisladas y/o de difícil acceso, con un mayor número de pozos en una misma localización. Por lo que se plantearon dos nuevas propuestas: una macolla de 20 pozos, divididos en dos líneas paralelas y otra macolla de 20 pozos también pero

dispuestos en una sola línea; estas macollas fueron llamadas PQ17-A y PQ17-B, respectivamente.

La PQ17-A, consta de dos líneas de pozos separadas paralelamente por 30 mts a nivel de superficie, ya que esta distancia es suficiente para que el taladro pueda entrar y salir sin ninguna dificultad; por lo que el ancho de la macolla aumentó de 80 a 100 mts, y debido a que se redujo hasta el mínimo el espacio permisible entre los cellars de 15 a 7,5 mts, disminuyó el largo de la macolla de 231 a 165,5 mts, tomando como referencia la macolla de 10 pozos PQ17-T.

La PQ17-B, posee una sola línea de 20 pozos, separados por la distancia mínima de 7,5 mts para que el largo de la macolla no aumente considerablemente, sin embargo se extendió de 231 a 236,5 mts, y el ancho de la macolla se mantuvo en 80 mts.

A nivel de subsuelo es más sencillo al momento de diseñar las trayectorias de los pozos, porque están distribuidos en una sola línea y la posibilidad de colisión es menor, de acuerdo a las arenas objetivos. (Ver Figura 4.4.)

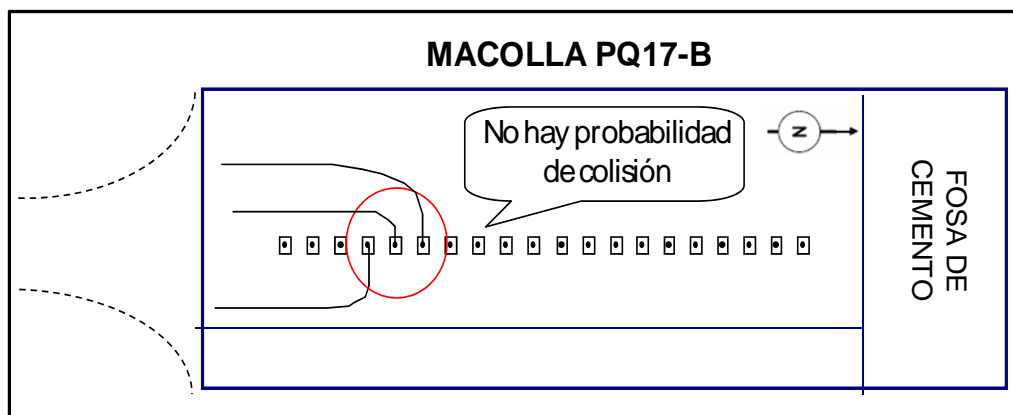


Figura 4.4. Escenario de colisión en caso de una buena planificación de la trayectoria de la macolla PQ17-B.

Lo contrario ocurre en la PQ17-A, en donde el diseño de las trayectorias es más minucioso, ya que la trayectoria de un pozo perteneciente a la línea "A" podría colisionar con otro de la línea "B" que posea la misma dirección. (Ver Figura 4.5.)

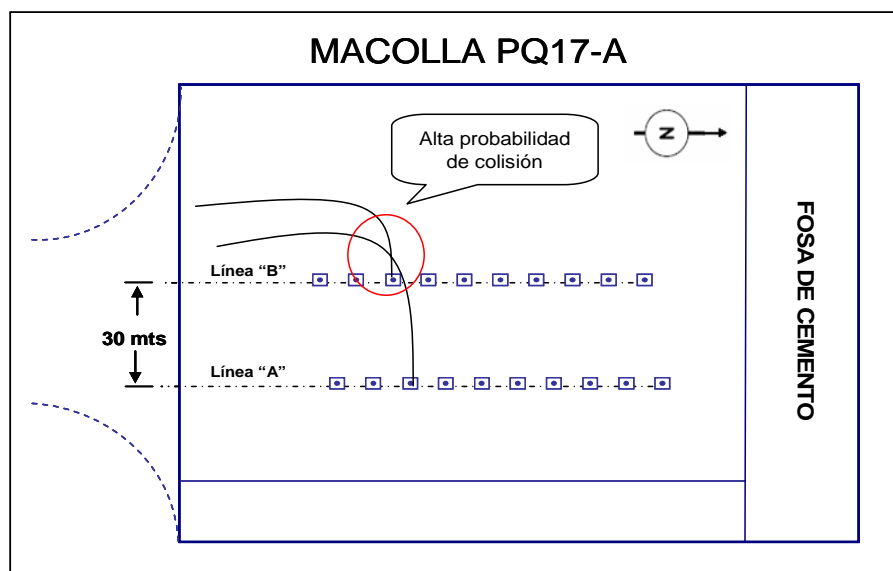


Figura 4.5. Escenario de colisión en caso de una mala planificación de la trayectoria de la macolla PQ17-A.

Cabe destacar que el arreglo de una sola línea muestra una macolla de 236,5 mts de largo, en cambio el arreglo de dos líneas de pozos acorta esta distancia a 165,5 mts, por lo que se estarían ahorrando 71 mts de largo, que implican menor deforestación, movimiento de tierra, daño al ambiente y menores costos asociados a la construcción de la macolla.

4.3. Construcción de los arreglos de subsuelo de la macolla PQ17 con la ayuda de un software de modelación de trayectorias de pozos.

Para el diseño de los arreglos de subsuelos de los tres escenarios (PQ17-T, PQ17-A y PQ17-B) establecidos en el objetivo anterior, se utilizó un software de modelación de trayectorias llamado Compass, que permitió realizar un plan de trayectoria de cada pozo perteneciente a estas macollas. Se observó lo siguiente:

- ♦ **Macolla PQ17-T:** Esta macolla posee 10 pozos, de los cuales 5 pozos son sencillos y 5 son dobles. Entre los dobles, se diseñaron 3 del tipo tenedor y 2 duales apilados. (Ver figura 4.6.).

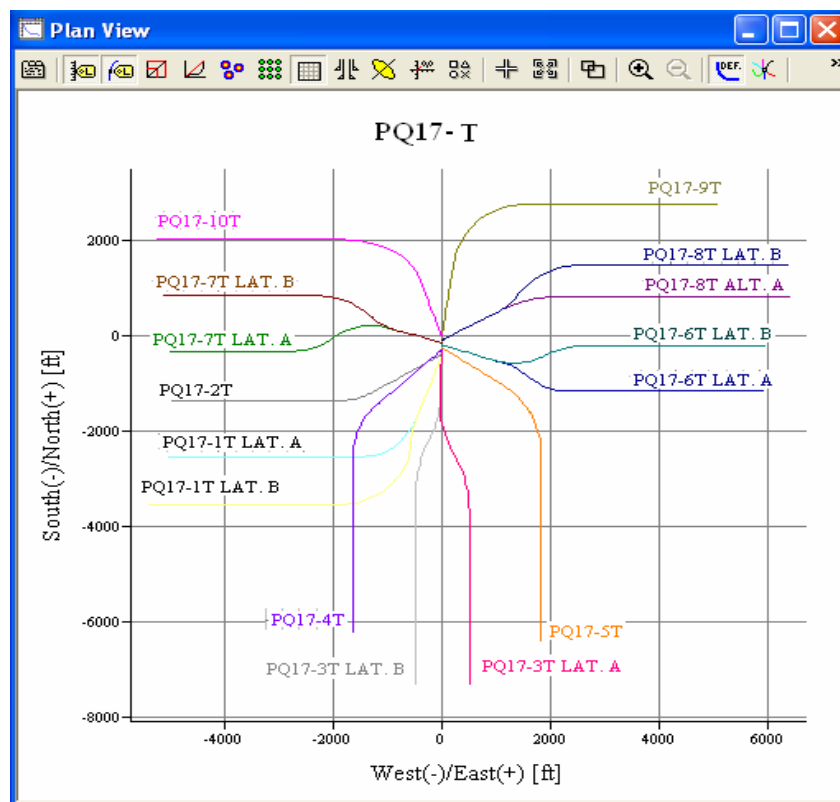


Figura 4.6. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-T.

Posteriormente se separaron los pozos según las arenas a ser drenadas para ser graficados; en la macolla PQ17-T se tienen los siguientes pozos con sus respectivas arenas:

Tabla N° 4.1. Macolla PQ17-T con las arenas a ser drenadas por pozo.

MACOLLA	POZO	ARENA
PQ17-T	PQ17-T1	DWS5
PQ17-T	PQ17-T2	DWS5
PQ17-T	PQ17-T3	CWS4
PQ17-T	PQ17-T4	CWS4
PQ17-T	PQ17-T5	CWS4
PQ17-T	PQ17-T6	CWS4
PQ17-T	PQ17-T7	DWS5
PQ17-T	PQ17-T8	CWS4
PQ17-T	PQ17-T9	CWS4
PQ17-T	PQ17-T10	DWS5

Los pozos cuya trayectoria corresponden a la arena CWS4 fueron 3 sencillos (PQ17-4T, PQ17-5T, PQ17-9T) y 2 dobles, de los cuales 2 fueron del tipo tenedor (PQ17-3T y PQ17-6T) y uno fue dual apilado (PQ17-8T). (Ver Figura 4.7.).

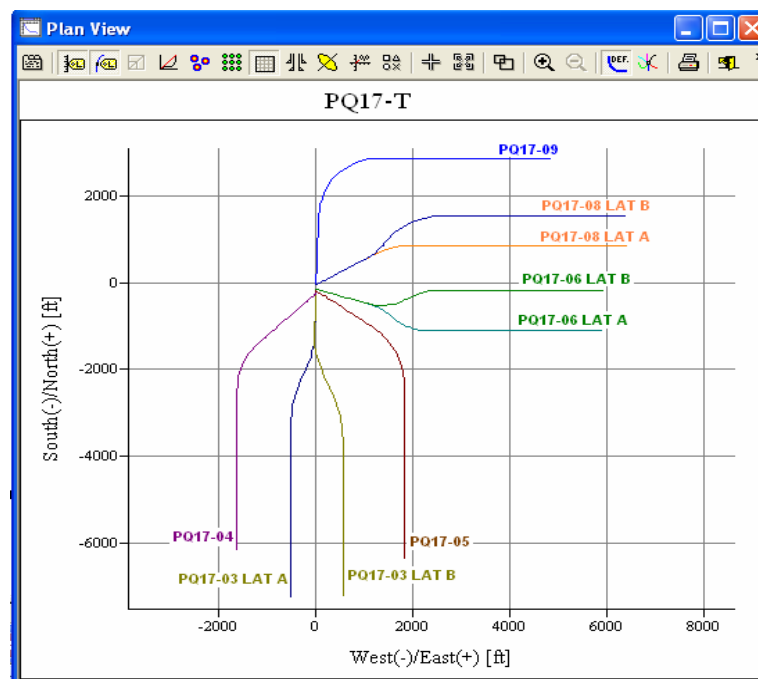


Figura 4.7. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-T, arena CWS4.

Por otra parte los pozos que debían drenar la arena DWS5 son 2 pozos sencillos, uno dual apilado y otro tipo tenedor, (Obsérvese en la Figura 4.8.); por lo cual se puede apreciar que la arena CWS4 requiere un mayor número de pozos que la DWS5, para poder cubrir eficientemente su área.

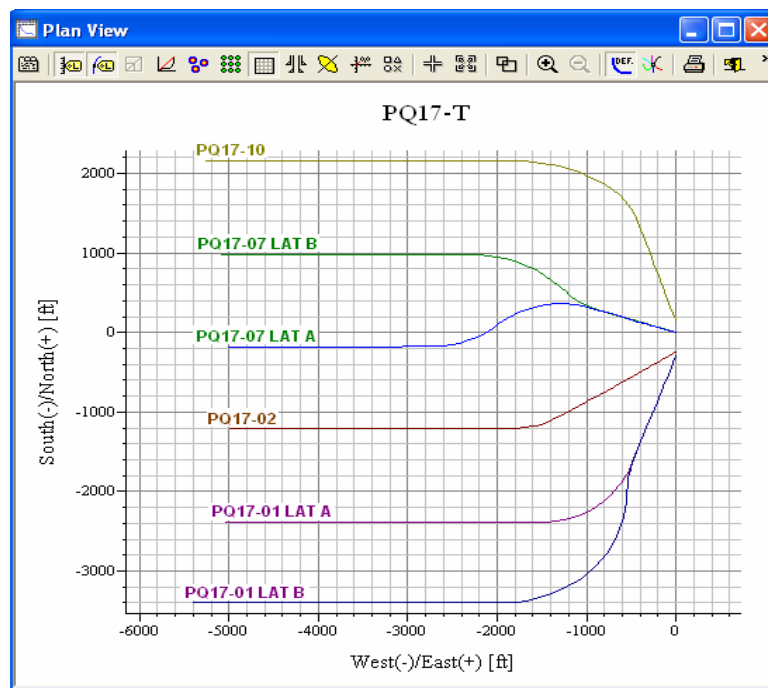


Figura 4.8. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-T, arena DWS5.

♦ **Macolla PQ17-A y PQ17-B:** La diferencia de estas macollas se observa a nivel superficial, ya que las coordenadas de superficie cambian; sin embargo, a nivel de subsuelo, la configuración de los pozos se mantiene igual en ambas macollas, es decir, la arena CWS4 sería drenada con 12 pozos (8 sencillos, 3 tipo tenedor y uno dual apilado) en la PQ17-A y en la PQ17-B, esto se pudo

verificar al separar los pozos según las arenas a ser drenadas. (Ver Tabla N° 4.2. y 4.3.).

Tabla N° 4.2. Macolla PQ17-A con las arenas a ser drenadas por pozo.

MACOLLA	POZO	ARENA
PQ17-A	PQ17-A1	CWS4
PQ17-A	PQ17-A2	CWS4
PQ17-A	PQ17-A3	CWS4
PQ17-A	PQ17-A4	DWS5
PQ17-A	PQ17-A5	DWS5
PQ17-A	PQ17-A6	CWS4
PQ17-A	PQ17-A7	DWS5
PQ17-A	PQ17-A8	CWS4
PQ17-A	PQ17-A9	CWS4
PQ17-A	PQ17-A10	CWS4
PQ17-A	PQ17-A11	DWS5
PQ17-A	PQ17-A12	DWS5
PQ17-A	PQ17-A13	CWS4
PQ17-A	PQ17-A14	DWS5
PQ17-A	PQ17-A15	CWS4
PQ17-A	PQ17-A16	DWS5
PQ17-A	PQ17-A17	CWS4
PQ17-A	PQ17-A18	DWS5
PQ17-A	PQ17-A19	CWS4
PQ17-A	PQ17-A20	CWS4

Los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-B van a drenar las siguientes arenas (Ver Tabla N° 4.3.):

Tabla N° 4.3. Macolla PQ17-B con las arenas a ser drenadas por pozo.

MACOLLA	POZO	ARENA
PQ17-B	PQ17-B1	DWS5
PQ17-B	PQ17-B2	DWS5
PQ17-B	PQ17-B3	DWS5
PQ17-B	PQ17-B4	CWS4
PQ17-B	PQ17-B5	CWS4
PQ17-B	PQ17-B6	CWS4
PQ17-B	PQ17-B7	CWS4
PQ17-B	PQ17-B8	CWS4
PQ17-B	PQ17-B9	DWS5
PQ17-B	PQ17-B10	CWS4
PQ17-B	PQ17-B11	CWS4
PQ17-B	PQ17-B12	CWS4
PQ17-B	PQ17-B13	CWS4
PQ17-B	PQ17-B14	DWS5
PQ17-B	PQ17-B15	DWS5

PQ17-B	PQ17-B16	DWS5
PQ17-B	PQ17-B17	CWS4
PQ17-B	PQ17-B18	CWS4
PQ17-B	PQ17-B19	CWS4
PQ17-B	PQ17-B20	DWS5

Al graficar los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-A y PQ17-B, que corresponden a la arena CWS4, se observa que las trayectorias no varían en ambas macollas. (Ver Figura 4.9.).

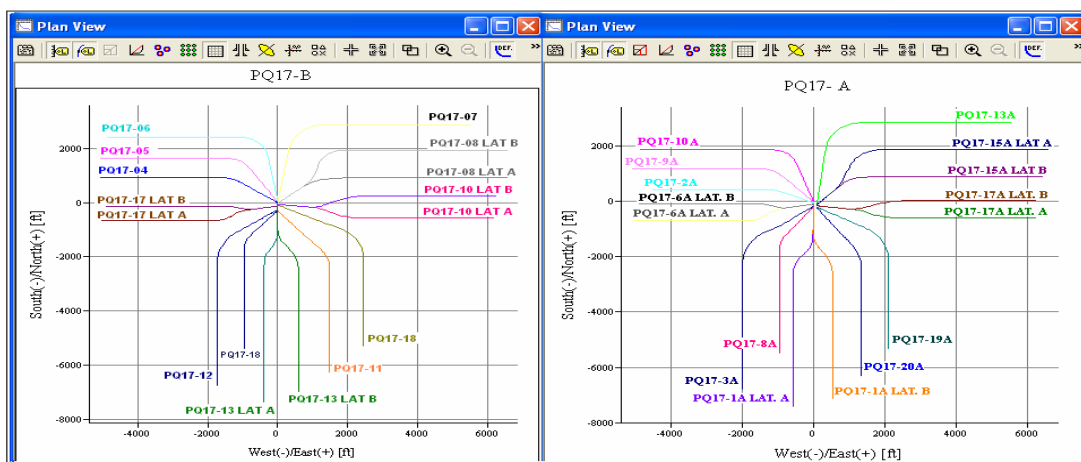


Figura 4.9. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-A y PQ17-B, arena CWS4.

Lo mismo ocurre para la arena DWS5, en donde se tienen 2 pozos sencillos, 2 tipos tenedor y 4 tipo dual apilados. (Ver figura 4.10.).

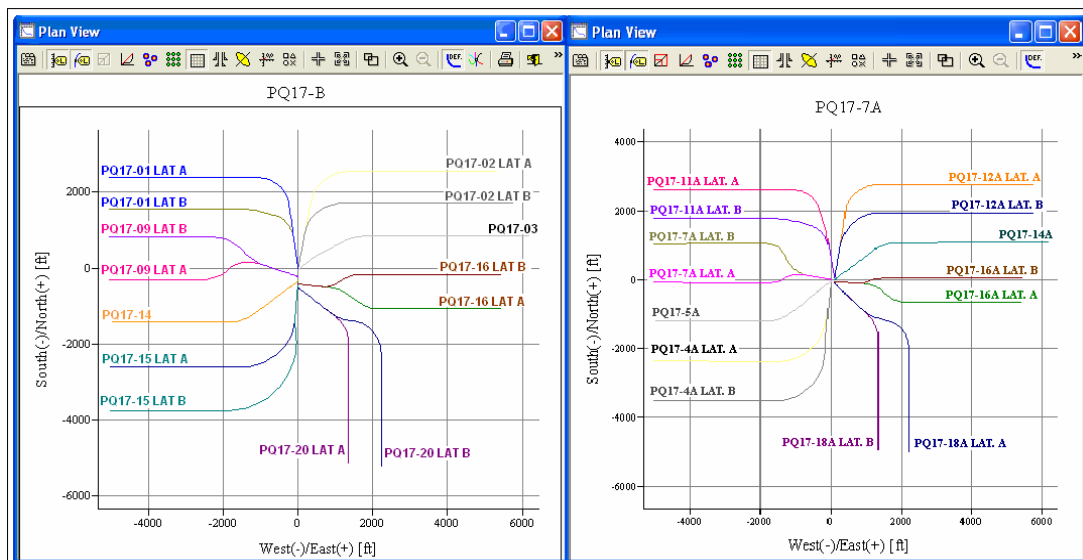


Figura 4.10. Trayectorias de los pozos pertenecientes a la macolla PQ17-A y PQ17-B, arena DWS5.

Como puede apreciarse en las Figuras 4.9. y 4.10., la arena CWS4 requiere de 12 pozos para ser drenada eficientemente, en cambio la DWS5, solo necesita 8 pozos; además si ahora se compara la macolla PQ17-T con la PQ17-A o PQ17-B, para la arena CWS4, se puede ver que en la primera hay zonas de esta arena que se pueden abarcar con los 6 pozos de la macolla PQ17-T y que si se alcanzan esas zonas con las PQ17-A o PQ17-B. (Ver Figura 4.11).

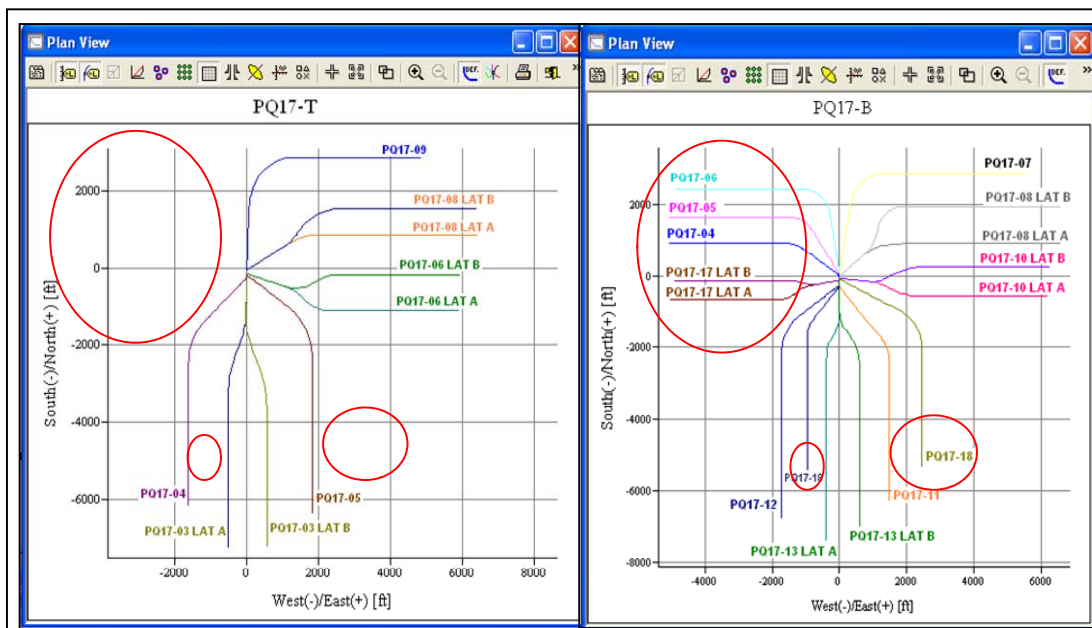


Figura 4.11. Zonas no drenadas en la PQ17-T y drenadas en la PQ17-B de la arena CWS4.

Luego analizando el caso de la arena DWS5, se puede notar que ocurre exactamente lo mismo. Nótese en la Figura 4.12., que en la macolla PQ17-T todos los pozos se dirigen hacia el Oeste y hay zonas hacia el Este de la arena alcanzadas por la PQ17-A.

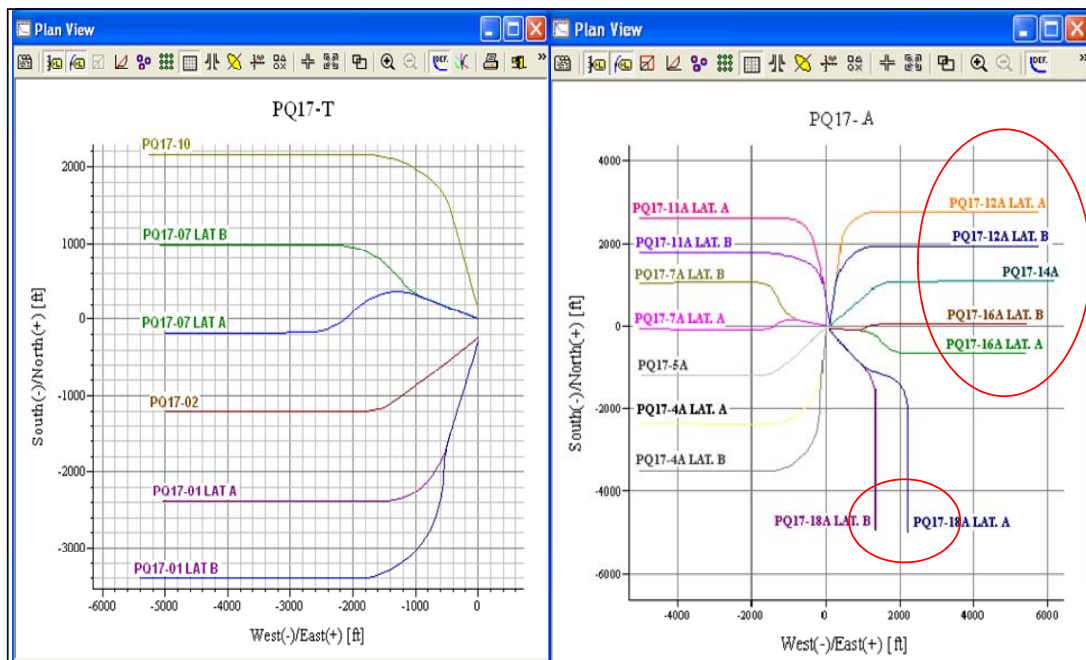


Figura 4.12. Zonas no drenadas en la PQ17-T de la arena DWS5.

De lo anteriormente mencionado se puede deducir que si se descartan las macollas PQ17-A y PQ17-B, entonces se necesitarían 2 macollas iguales a la PQ17-T para poder drenar eficientemente las arenas DWS5 y CWS4 propuestas para este proyecto; es decir, se necesitaría una macolla OP17 de 8 pozos, una PQ17 de 10 pozos y otra QR17 de 8 pozos aproximadamente. En la Figura 4.13., puede observarse el Campo Zuata Principal, haciendo énfasis en el área donde podrían situarse las macollas OP17, PQ17 y QR17.

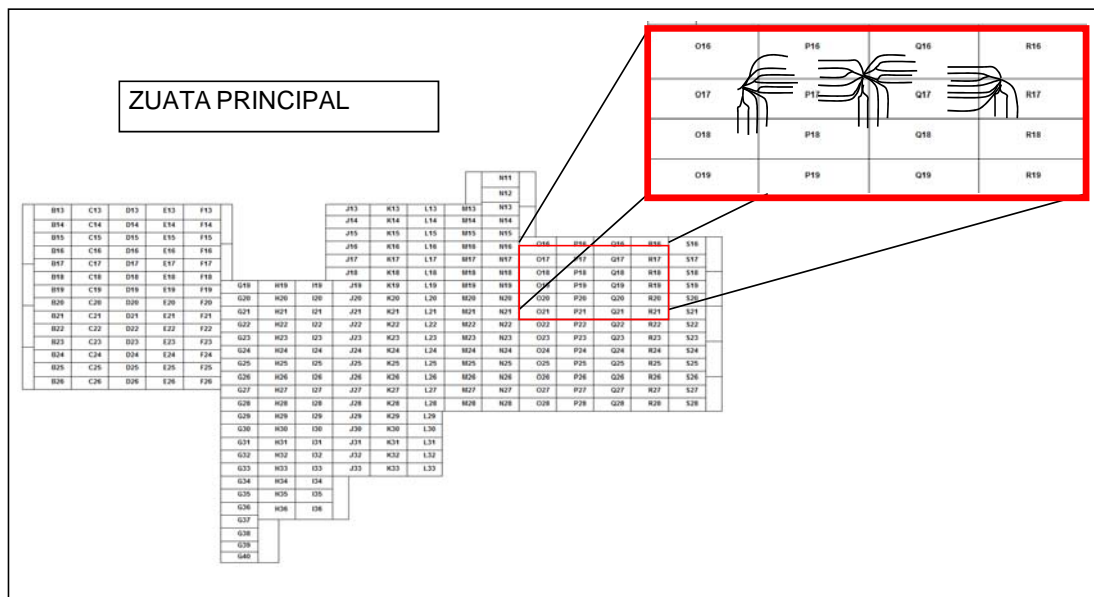


Figura 4.13. Vista en planta del Campo Zuata Principal.

Una vez graficados los pozos de acuerdo a las arenas a ser drenadas, se corrió el *anticollision*; para verificar si los pozos colisionan entre ellos, por estar estos muy cercanos.

En el caso de las macollas PQ17-A y PQ17-B, la realización de anticollision es muy importante, ya que se tiene un mayor número de pozos en una misma localización y exista mayor riesgo de colisión.

La Figura 4.14., muestra el resumen del anticollision que se corrió en el pozo PQ17-10A en donde se puede observar que ningún pozo esta fuera del criterio de riesgo de colisión, ya que los factores de separación son mayores a 3 y las distancias entre centro y centro son mayores a 30 mts, en este caso el anticollision solo se corrió con los pozos de la macolla en estudio, ya que, debido a que es un área de reserva, no hay pozos vecinos. (Ver Figura 4.14.).

PDVSA Anticollision Report								
Company:	PDVSA ZUATA	Date:	25/10/2010	Time:	07:47:29	Page:	1	
Field:	ZUATA	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: PQ17-10A, Grid North	Vertical (TVD) Reference:	SITE 702,0	Db:	Sybase	
Reference Site:	PQ17-10A							
Reference Well:	PQ17-10A							
Reference Wellpath:	SENC.							
NO GLOBAL SCAN: Using user defined selection & scan criteria				Reference:	Plan: SENCILLO			
Interpolation Method:	Stations	Error Model:	ISCWSA Ellipse					
Depth Range:	0,00 to 8021,48 ft	Scan Method:	Closest Approach 3D					
Maximum Radius:	10000,00 ft	Error Surface:	Ellipse					
Plan:	SENCILLO	Date Composed:	17/09/2010					
Principal:	Yes	Version:	1					
		Tied-to:	From Surface					
Summary								
Site	Offset Wellpath	Wellpath	Reference MD ft	Offset MD ft	Ctr-Ctr Distance ft	Edge Distance ft	Separation Factor	Warning
PQ17-11A	PQ17-11A	LAT A V1 Plan: Lat A V	8021,48	8705,35	662,52	605,73	11,67	
PQ17-11A	PQ17-11A	LAT B V1 Plan: Lat B V	8021,48	7941,67	187,96	135,74	3,60	
PQ17-12A	PQ17-12A	LAT A V1 Plan: Lat A V	3500,00	3313,76	869,31	856,02	65,38	
PQ17-12A	PQ17-12A	LAT B V1 Plan: Lat B V	3000,00	2836,46	634,92	625,72	69,06	
PQ17-13A	PQ17-13A	SENC. V1 Plan: SENCILL	3500,00	3151,74	830,45	816,76	60,68	
PQ17-14A	PQ17-14A	SENC. V1 Plan: SENCILL	700,00	700,00	130,78	130,06	179,70	
PQ17-15A	PQ17-15A	LAT A V1 Plan: Lat A V	1300,00	1298,54	196,73	195,39	147,12	
PQ17-15A	PQ17-15A	LAT B V1 Plan: Lat B V	3450,00	3233,81	1470,32	1457,66	116,09	
PQ17-16A	PQ17-16A	LAT A V1 Plan: Lat A V	760,00	760,00	167,34	166,55	210,44	
PQ17-16A	PQ17-16A	LAT B V1 Plan: Lat B V	760,00	760,00	167,34	166,55	210,44	
PQ17-17A	PQ17-17A	LAT A V1 Plan: Lat A V	600,00	600,00	187,80	187,18	305,17	
PQ17-17A	PQ17-17A	LAT B V1 Plan: Lat B V	600,00	600,00	187,80	187,18	305,17	
PQ17-18A	PQ17-18A	LAT A V1 Plan: Lat A V	600,00	600,00	209,15	208,54	339,87	
PQ17-18A	PQ17-18A	LAT B V1 Plan: Lat B V	600,00	600,00	209,15	208,54	339,87	
PQ17-19A	PQ17-19A	SENC. V1 Plan: SENCILL	600,00	600,00	231,16	230,54	375,62	
PQ17-1A	PQ17-1A	LAT A V1 Plan: Lat A V	760,00	760,00	221,46	220,66	278,49	
PQ17-1A	PQ17-1A	LAT B V1 Plan: Lat B V	760,00	760,00	221,46	220,66	278,49	
PQ17-20A	PQ17-20A	SENC. V1 Plan: SENC. V	600,00	600,00	253,64	253,02	412,15	
PQ17-2A	PQ17-2A	SENC. V1 Plan: SENCILL	7700,00	6560,93	1448,99	1396,10	27,40	
PQ17-3A	PQ17-3A	SENC. V1 Plan: SENCILL	600,00	600,00	172,24	171,63	279,89	
PQ17-4A	PQ17-4A	LAT A V1 Plan: Lat A V	8021,48	8474,83	4314,34	4256,13	74,10	
PQ17-4A	PQ17-4A	LAT B V1 Plan: Lat B V	600,00	600,00	147,64	147,02	239,91	
PQ17-5A	PQ17-5A	SENC. V1 Plan: SENCILL	8021,48	7028,67	3143,56	3086,54	55,12	
PQ17-6A	PQ17-6A	LAT A V1 Plan: Lat A V	8021,48	7001,69	2562,00	2504,08	44,24	
PQ17-6A	PQ17-6A	LAT B V1 Plan: Lat B V	8021,48	6897,19	1962,53	1904,92	34,06	
PQ17-7A	PQ17-7A	LAT A V1 Plan: Lat A V	8021,48	7034,02	2025,56	1967,59	34,94	
PQ17-7A	PQ17-7A	LAT B V1 Plan: Lat B V	8021,48	7359,39	904,82	849,07	16,23	
PQ17-8A	PQ17-8A	SENC. V1 Plan: SENCILL	600,00	600,00	196,85	196,23	319,88	
PQ17-9A	PQ17-9A	SENC. V1 Plan: SENCILL	8021,48	7211,98	689,04	632,69	12,23	

Figura 4.14. Resumen del reporte de Anticollision, para el pozo PQ17-10A.

El reporte de anticollisión que se observa en la figura 4.14., muestra la distancia de centro a centro, del pozo PQ17-10A con respecto a cada uno de los pozos que constituyen la macolla PQ17-A, así como la longitud del pozo medida en pies en un punto específico y el factor de separación que viene dado por la siguiente fórmula:

$$F_s = \frac{\text{Distancia de Centro a Centro}}{(\text{Distancia de Centro a Centro} - \text{Distancia entre los elipsoides})}$$

Donde:

F_s: es el Factor de separación usado por el software.

Con la realización del anticolidión se observó que, a pesar de duplicar el número de pozos en una misma localización, no existe riesgo de colisión entre los pozos planificados.

4.4. Comparación de la macolla tradicional con el nuevo tipo de macolla estándar.

La siguiente comparación se encuentra basada en las observaciones encontradas en el desarrollo de los objetivos anteriores, y se complementó con la realización de un pronóstico de producción (pre-drill), que permitieron conocer la factibilidad de construcción de la macolla PQ17-A o PQ17-B.

- ◆ Con la construcción de la macolla PQ17-A o PQ17-B en vez de la PQ17-T, existe un menor impacto ambiental y mayor ahorro económico, ya que las dos primeras poseen el número de pozos equivalente a 2 macollas como la PQ17-T, en un área superficial mucho menor; esto implica menor deforestación y movimiento de tierra para la construcción de la vía y la terraza, asimismo se logran ahorros en el alumbrado, las tuberías de producción, equipos mayores como el Power House (Casa de Poder), transformadores, PLC (controladores lógicos).

- ◆ La PQ17-T ocupa un área superficial de 18.480 mts², la PQ17-B 18.920 mts² y la PQ17-A 16.550 mts², por lo que las dos primeras abarcan mayor espacio superficial y eso implica mayor deforestación y movimiento de tierra para la construcción de la terraza de la macolla, que también traen como consecuencia los mayores costos, en comparación con la PQ17-A.

- ◆ Con la macolla PQ17-T no se logran drenar algunas zonas de las arenas CWS4 y DWS5, que son alcanzadas por las macollas PQ17-A o PQ17-B, lo

cual fue corroborado al analizar los resultados obtenidos del Pre-Drill, que pueden observarse en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Resumen de los resultados obtenidos del Pre-Drill.

MACOLLA PQ17-T	Qo (BND)	MACOLLA PQ17-B	Qo (BND)	MACOLLA PQ17-A	Qo (BND)
PQ17-T1	700	PQ17-B1	710	PQ17-A11	700
PQ17-T2	695	PQ17-B2	720	PQ17-A12	720
PQ17-T3	700	PQ17-B3	470	PQ17-A14	470
PQ17-T4	500	PQ17-B4	490	PQ17-A2	500
PQ17-T5	490	PQ17-B5	486	PQ17-A9	474
PQ17-T6	430	PQ17-B6	475	PQ17-A10	480
PQ17-T7	620	PQ17-B7	485	PQ17-A13	500
PQ17-T8	440	PQ17-B8	690	PQ17-A15	700
PQ17-T9	410	PQ17-B9	705	PQ17-A7	710
PQ17-T10	470	PQ17-B10	700	PQ17-A17	715
-	-	PQ17-B11	500	PQ17-A20	500
-	-	PQ17-B12	570	PQ17-A3	510
-	-	PQ17-B13	710	PQ17-A1	725
-	-	PQ17-B14	410	PQ17-A5	435
-	-	PQ17-B15	705	PQ17-A4	695
-	-	PQ17-B16	720	PQ17-A16	700
-	-	PQ17-B17	680	PQ17-A6	710
-	-	PQ17-B18	485	PQ17-A8	500
-	-	PQ17-B19	470	PQ17-A19	470
-	-	PQ17-B20	710	PQ17-A18	710
TOTAL	5455	TOTAL	11891	TOTAL	11924

En la Tabla 4.4. Se muestra un resumen del pronóstico de producción de todos los pozos pertenecientes a las macollas PQ17-T, PQ17-A y PQ17-B, en donde la producción total que puede obtenerse de la PQ17-T es de 5.455 BND, en comparación con las macollas PQ17-A (11.924 BND) y PQ17-B (11.891 BND), que pueden producir más del doble de lo que puede producir la PQ17-T.

- ◆ Para poder drenar las zonas no alcanzadas de las arenas CWS4 y DWS5 se necesitarían dos macollas vecinas a la PQ17-T, una macolla OP17 ubicada al Oeste de la PQ17 y otra macolla QR17 situada al Este de la PQ17.

CAPITULO V.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones:

- 1.** El límite de número de pozos establecido en las bases de diseño de las macollas en el distrito Cabrutica, conlleva a la construcción de un mayor número de macollas y mayor impacto ambiental.
- 2.** El arreglo de pozos destinado a producción, que ocupa un menor espacio superficial es el PQ17-A (dos líneas de 10 pozos cada una), seguido del PQ17-T (una línea de 10 pozos) y por último el PQ17-B (una línea de 20 pozos).
- 3.** Las trayectorias de los pozos pertenecientes a las macollas PQ17-A y PQ17-B no difieren significativamente, sin embargo, la PQ17-B posee una mayor área superficial.
- 4.** Existen zonas de las arenas CWS4 y DWS5 que no logran ser drenadas por los diez pozos pertenecientes a la macolla PQ17-T, por lo que sería necesario la construcción de dos macollas adicionales (OP17 y QR17).
- 5.** El arreglo de pozos PQ17-A, implica menores costos asociados a su construcción, abarca el mayor contacto con las arenas productoras y ocasiona menor impacto ambiental cuando se compara con el arreglo de pozos PQ17-T y PQ17-B.

5.2. Recomendaciones:

- * Implementar el nuevo diseño de macolla de 20 pozos PQ17-A.

- * Evaluar y considerar el impacto ambiental que puede generarse en la construcción de nuevas macollas.

- * Proponer otros diseños de arreglos de 20 pozos.

- * Realizar un estudio que permita conocer la capacidad máxima de pozos que se pueden perforar en una macolla sin aumentar excesivamente el área superficial total.

- * Realizar este tipo de diseño con un software que permita visualizar las trayectorias de los pozos en el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. Valerio, V. **“Consideraciones para el Diseño de un Pozo Multilateral a partir de una Macolla en el Distrito Cabrutica División Faja, Estado Anzoátegui”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar. (2010).
2. Mackee, J. y Calvache, G. **“Estudio de la Perforación Multilateral aplicado al Campo Cononaco, operado por Petroproducción”**. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador. (2004).
3. Rincones, J. **“Diseño de un Programa de Perforación para un Pozo Multilateral en los Campos Bare y Arcuna”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz. (1998).
4. PDVSA, **“Perforación de Pozos Horizontales en arreglos tipo Macolla, Campo Zuata Principal”**. Venezuela (2008).
5. Acosta, J. **“Evaluación de la Inyección Alternativa de Vapor en Arreglos de Pozos Tipo Macolla de la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz. (1993).
6. Petrozuata. **“Geometrical Well Trajectory Design Considerations”**. Venezuela (2000).
7. Barberii, E. **“El Pozo Ilustrado”**. Fonciéd. Caracas. (1998).
8. Buccarello, G. **“Estudio de las Variables Geológicas y de Yacimientos en el Proyecto de Inyección Alternativa de Vapor en Pozos Horizontales.**

Yacimiento Mfb-15 Arena T1 y Yacimiento Mfb-53 Arena U1, 3 Trampa 15. Campo Bare área de Hamaca Faja del Orinoco". Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar. (1999).

9. Joshi, S. D. **"Horizontal Well Technology"**. Tulsa, OK, U.S.A. (1991).

10. Hawker, D. **"Procedimientos y Operaciones en el Pozo"**. [Manual de Perforación de pozos petroleros. (traducido al español)]. Canadá: Datalog. (2002).

11. Petrozuata. **"Drilling Operations Manual Directional Drilling"**. Venezuela. (2001).

12. Brockman, M. Y Jones, K. **"Drilling and completing multiple lateral sections from one bore hole"**. pp. 147-164. (1995).

13. PDVSA. **"Informe de Actualización de Perforación Multilateral en Venezuela y el Mundo"**. Venezuela. (1999).

14. Arias, F. **"El Proyecto de Investigación"**. Guía para su Elaboración. Caracas: Escolar. (2004).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DISEÑO DE LA MACOLLA PQ17 APLICANDO LA METODOLOGÍA VCD PARA EL DISTRITO CABRUTICA DIVISIÓN JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Lemus González Amelia Carolina	CVLAC: V- 19.008.227 E MAIL: amelialemusg@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

MACOLLA

METODOLOGÍA VCD

DISTRITO CABRUTICA

FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

YACIMIENTO

PERMEABILIDAD

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Debido a que en el campo Zuata Principal del distrito Cabrutica, se están explorando áreas de reserva y es necesario realizar la explotación de dichos reservorios al menor costo, tiempo e impacto ambiental, se propuso el diseño de la macolla PQ17, la cual posee un mayor número de pozos en comparación con las macollas preexistentes, que abarcarán una mayor área de drenaje y causarán el menor impacto ambiental posible, a un menor costo. Para ello se plantearon tres propuestas: la macolla PQ17-T que posee una línea continua de diez pozos, la macolla PQ17-A que posee dos líneas paralelas de diez pozos cada una; y finalmente se propuso la PQ17-B que posee una línea de veinte pozos.

Los criterios que rigieron la escogencia del diseño de las macollas se basaron en: La reducción del área de la macolla, que permitiera un menor impacto ambiental; una mayor cantidad de pozos en una macolla, que originara el drenaje eficiente del yacimiento y una buena planificación de las trayectorias de los pozos, con su respectivo reporte de *anticollision*, para garantizar que el proyecto es posible y rentable.

De acuerdo a los resultados obtenidos la macolla óptima es la PQ17-A, por poseer veinte pozos con una planificación de sus trayectorias, que no originan riesgo de colisión, y en un espacio superficial que permite disminuir el impacto ambiental, además de generar ahorros económicos en su construcción. La PQ17-T fue descartada por no lograr drenar eficientemente el yacimiento, y la PQ17-B a pesar abarcar una buena área de drenaje, ocupaba mayor espacio superficial, que ocasionaba aumento en los costos de construcción y mayor impacto ambiental.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
ACOSTA, FELIX	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	acostafar@gmail.com			
	E_MAIL				
RONDÓN, JOSE	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 8.290.101			
	E_MAIL	RONDONJE@GMAIL.COM			
	E_MAIL				
CASTRO, LUIS	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 12.288.427			
	E_MAIL	guardo_1@yahoo.com			
	E_MAIL				
ESPAÑA, FERNANDO	JU	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	25
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Diseño de la Macolla PQ17 Aplicando la Metodología VCD para el Distrito Cabrutica División Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

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

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Amelia Carolina Lemus González

TUTOR

Ing. Félix Acosta

JURADO

Ing. Luis Castro

JURADO

Ing. José Rondón

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño