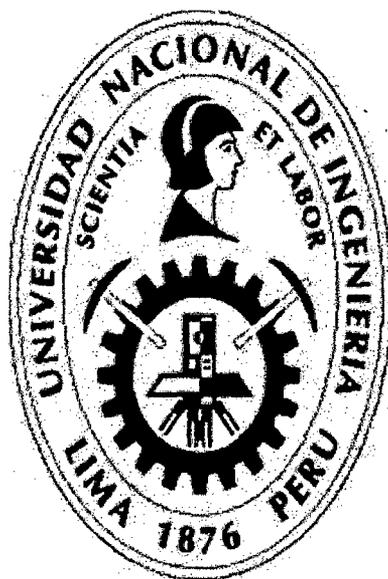


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



**“PERFORACIÓN DE POZOS *INFILL* EN EL NOROESTE
PERUANO LOTE IX - TALARA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

MIGUEL JESÚS APONTE SILVA

PROMOCIÓN 1991-0

Digitalizado por:

Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse

LIMA – PERU

2014

Dedicatoria:

A mis padres Américo y Adriana que siempre en mi confiaron y esperaron este momento.

A mis hermanos Dante, Rina y Eduardo, por estar conmigo y apoyarme siempre.

A mi esposa Zully por su amor, comprensión, apoyo y confianza que me brinda día a día.

A mi hija Mirella, el regalo más hermoso que me ha brindado Dios y motivo de todo esfuerzo.

Agradecimiento:

A Dios, por derramar sus bendiciones en cada paso de mi vida, por darme la fuerza, confianza, sabiduría y entendimiento para poder cumplir mis metas.

A mis padres, por el apoyo brindado durante todos estos años, por sus consejos y ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y me han inculcado siempre.

A mi Alma máter y profesores a quienes debo mis conocimientos.

A mi asesor, el Ingeniero Víctor Cataño Cauti, por el ingente apoyo ofrecido durante la elaboración del presente trabajo.

A mis familiares, y amigos que encontré en el camino de este largo recorrido quienes me apoyaron constantemente en la elaboración de la tesis.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

SUMARIO

El proyecto cuyo estudio se lleva a cabo, tiene como finalidad incrementar la producción del Lote IX, y evaluar la factibilidad de continuar el desarrollo de la formación Mogollón, en el yacimiento Batanes, que se encuentra ubicado en el Distrito de Pariñas, Provincia de Talara, Departamento de Piura – Región Grau en la costa noroeste del Perú, mediante la perforación de pozos infill, en áreas donde el petróleo no ha podido ser extraído. Este procedimiento consiste en localizar pozos inter ubicados en el yacimiento, de acuerdo al análisis estructural del área y determinar el punto de perforación para lograr atravesar las estructuras productivas aún no explotadas.

Debido al alto costo de la exploración y perforación en la industria petrolera, surge la necesidad de incrementar los potenciales de producción de los yacimientos maduros con el mínimo costo y tiempo posible. El desarrollo de proyectos de recuperación secundaria a pesar de ser efectivos, son demasiado costosos y complejos. Todo esto nos ayuda a comprender que la técnica de perforación infill, es una buena alternativa para incrementar el factor de recuperación en estos yacimientos debido a que en ésta, la inversión es menor y los costos operacionales son más razonables.

Uno de los aspectos más importantes a considerar en la planificación y desarrollo de estos yacimientos, es el espaciamiento y arreglo entre pozos, ya que esto implica aspectos técnicos, geológicos y económicos.

Antiguamente el inter-espaciado de pozos era muy frecuente en la industria petrolera, las perforaciones de dichos pozos profundizaban sólo hasta la arena objetivo, cubriendo uno o dos prospectos más.

Esta técnica tiene como propósito recuperar el mayor número de reservas remanentes en un yacimiento que no pueden ser recuperadas por los actuales pozos productores.

ÍNDICE

<i>Dedicatoria:</i>	i
<i>Agradecimiento</i> :	ii
SUMARIO	iii
ÍNDICE	iv
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción.	1
1.2 Antecedentes del Proyecto	2
1.3 Formulación del Problema	3
1.4 Justificación	4
1.5 Objetivo del Proyecto.....	5
1.6 Hipótesis del Proyecto	5
1.7 Identificación de variables.....	5
1.7.1 Variable Independiente	5
1.7.2 Variable dependiente	5
CAPÍTULO II: UBICACIÓN Y GEOLOGÍA DEL LOTE IX	6
2.1 Características del área de estudio	6
2.2.1 Formación Tablazo	7
2.2.2 Formación Chira	7
2.2.3 Formación Verdún	7
2.2.4 Formación Pozo.....	7
2.2.5 Formación Areniscas Talara	8
2.2.6 Formación Lutitas Talara	8
2.2.7 Formación Chacra	8
2.2.8 Formación Pariñas Inferior.....	8
2.2.10 Formación Cerro Tanque	10
2.2.11 Formación Mogollón	10
2.2.12 Formación San Cristóbal.....	11
2.2.13 Formación Basal Salina	11
2.2.14 Formación Balcones	11

2.3 Recopilación y Análisis de la Información de Pozos de Correlación..	13
2.3.1 Registros de fluidos de perforación	14
2.3.2 Historia de perforación.....	15
2.3.3 Resumen de operaciones	15
2.3.4 Distribución de tiempos.....	15
2.3.5 Registro de brocas.....	15
2.3.6 Determinación de los gradientes de presión	16
2.3.7 Gradientes de formación y de fractura	17
2.4 Diversas presiones	18
2.4.1 Presión hidrostática	18
2.4.2 Presión de sobrecarga.....	18
2.4.3 Presión de formación	20
2.4.4 Presión de fractura.....	21
2.4.5 Proceso de compactación.....	22
2.5 Origen de las presiones anormales.....	23
2.5.1 Nivel piezométrico del fluido	23
2.5.2 Características del sistema roca fluido.....	23
2.5.3 Sedimentación y ambiente de depósito.....	24
2.5.4 Actividad tectónica	24
2.5.5 Efectos diagenéticos.....	25
2.5.6 Represionamiento o recarga.....	25
2.5.7 Fenómenos osmóticos y de filtración	26
2.5.8 Efectos termodinámicos.....	26
3.1 Técnicas utilizadas antes de la perforación	27
3.1.1 Interpretaciones sísmicas	27
3.1.2 Interpretaciones geológicas	28
3.2 Técnicas utilizadas durante la perforación	28
3.2.1 Velocidad de penetración.....	29
3.2.2 Momento de torsión aplicado a la tubería	30
3.2.3 Carga soportada por el gancho al levantar la tubería.....	30
3.2.4 Exponente “d” y “d _c ”	31
3.2.5 Presión de bombeo de lodo	32
3.2.6 Incremento de volumen de lodo.....	32

3.2.7 Registros del lodo	33
3.2.8 Contenido de cloruros en el lodo.....	34
3.2.9 Incremento de recortes (volumen, forma y tamaño del recorte) ...	35
3.2.10 Densidad de la lutita	35
3.2.11 Porcentaje de montmorillonita.....	36
3.2.12 Temperatura del lodo.....	36
3.2.13 Paleontología.....	37
3.3 Técnicas usadas después de la perforación	37
3.3.1 Registro de inducción	38
3.3.2 Registro sónico de porosidad.....	38
3.3.3 Registro de densidad.....	39
CAPITULO IV: PERFORACIÓN INFILL	40
4.1 Coordenadas del pozo y objetivo	41
4.2 Posición estructural.....	41
4.3 Profundidad total programada.....	42
4.4 Diámetro de la tubería de producción	42
CAPITULO V: PERFORACION INFILL EN LA FORMACION MOGOLLON	43
5.1 Modelo estructural de la Formación Mogollón	43
5.2 Correlación electrográfica en la Formación Mogollón.....	47
5.3 Secciones de corte.....	48
5.4 Historial de producción de pozos de la Formación Mogollón.....	50
5.5 Historial de producción de pozos de la Formación Pariñas Inferior. ..	54
CAPÍTULO VI: DISEÑO DE SARTA DE CASING	59
6.1 Diseño de casing de producción de 5 ½"	59
6.1.1 Colapso	60
6.1.2 Explosión	61
6.1.3 Tensión.....	63
6.1.4 Efecto biaxial	63
6.2 Diseño de casing de superficie 9 5/8"	63
6.2.1 Colapso	65
6.2.2 Explosión	67
6.2.3 Compresión	68
CAPÍTULO VII: EVALUACIÓN ECONÓMICA	70

CONCLUSIONES	77
BIBLIOGRAFÍA	78

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción.

El Lote IX, a lo largo de su historia, ha sido administrado por diferentes compañías, inició sus actividades de producción en Enero de 1942, con el pozo BP3310 extrayendo petróleo de la formación Pariñas Inferior en el yacimiento Batanes Norte, logrando acumular 3,934 barriles durante los cuatro meses que estuvo en producción durante el primer año.

Durante los siguientes dos años se obtuvieron producciones de 34,430 y 26,186 barriles de petróleo respectivamente, dando inicio a una intensa campaña de perforación en este yacimiento, tal es así, que a finales del año 1945 se habían perforado doce pozos más.

El año 1968, el yacimiento pasa a la administración de PETROLEOS DEL PERU; el año 1993 en una etapa de privatización, el yacimiento pasa a ser administrada por UNIPETRO ABC S.A., convirtiéndose en la actual operadora, quien inicia los estudios para reactivar pozos que estuvieron cerrados por más de una década, logrando resultados exitosos.

El año 1995, la actual compañía operadora, inicia la perforación de su primer pozo el BP13401 al Noroeste del Lote IX, en el yacimiento Algarroba, bloque Algarroba Norte II, obteniendo una producción acumulada de 1435 barriles de petróleo durante el primer mes, de allí en adelante se han continuado con los trabajos de perforación, habiéndose perforado hasta Diciembre del año 2012 cinco pozos más.

Según el reporte estadístico de PERUPETRO en el Noroeste durante el quinquenio 2002-2006 se han perforado un total de 176 pozos, de los cuales 10 pozos son exploratorios y 166 de desarrollo, y entre los años 2007-2011 se han perforado 854 pozos de los cuales 845 han sido pozos de desarrollo y 9 pozos exploratorios, mostrando un incremento de las perforaciones de desarrollo en la última década.

1.2 Antecedentes del Proyecto

Para que una empresa petrolera sea exitosa, debe tener un portafolio de inversiones equilibrado, con tres pilares: exploración, desarrollo y recuperación mejorada. En los yacimientos que están siendo desarrollados, debe invertirse en aumentar la energía necesaria para recuperar el petróleo; lo más habitual es inyectar agua pero también se suelen inyectar, dependiendo de las características del petróleo y de la roca, otros fluidos como: vapor, polímeros, gases miscibles, etc. Los yacimientos maduros desarrollados hace muchos años, no sólo siguen necesitando de inversiones sino que, dada su baja productividad y los altos porcentajes de agua producidos, tienen altos costos operativos. Como contrapartida, la atención profesional de los mismos permite aumentar la recuperación de crudo y atenuar la declinación natural de los pozos. En yacimientos maduros, la declinación natural también se atenúa y/o revierte perforando pozos intermedios a los existentes. Estas perforaciones infill, si bien no son estrictamente una actividad de recuperación mejorada, persiguen idéntico fin, mejorar la recuperación.

En las últimas dos décadas, los pozos 13401, 13404 y 13406 13402, 13403 y 13405 en el Lote IX, se han perforado en áreas desarrolladas siguiendo un patrón de espaciamiento de diez acres.

En el límite de los departamentos de Bolívar y Santander en Colombia, se encuentra al campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol, con más de 100 pozos que se distribuyen a lo largo de cuatro islas en el río Magdalena.

Su máxima producción se dio en el año 1963, cuando de sus pozos se extrajeron 20.000 barriles diarios.

Desde el año 1965 comenzó una declinación continua que llegaría a su punto más bajo el año 2003, cuando produjo menos de 5.000 barriles diarios. Esa situación, hizo que entrara en un proceso de recuperación de los niveles de producción, con el objetivo de explotar la mayor cantidad de crudo adicional que sea posible mediante la aplicación de tecnologías de producción y yacimientos usadas en el ámbito mundial para este tipo de yacimientos.

Para aumentar el factor de recuperación se han aplicado diversas técnicas como perforación infill, cañoneo adicional, fractura hidráulica, optimización

de la producción en pozos que trabajan por bombeo mecánico e instalación de sistemas de bombeo electro sumergible.

Hasta la fecha, se han perforado 14 pozos infill, instalado bombas electro sumergible en 11 pozos, se ha optimizado el funcionamiento de 24 pozos de bombeo mecánico y se fracturaron 5 pozos, mientras que en otros 34 se hizo cañoneo.

Adicionalmente, en la planta deshidratadora se realizó mantenimiento general a los tanques existentes y a las líneas; y se construyeron nuevas facilidades para poder tratar los volúmenes de producción adicional.

Después de tres años y gracias al trabajo coordinado de diferentes áreas de la empresa, como la Superintendencia de Río encargada del campo, del Instituto Colombiano del Petróleo, de la Gerencia de Producción y de la Dirección de Responsabilidad Integral, la optimización del campo es un hecho. Tanto que, actualmente, Cantagallo es el segundo campo de operación directa de Ecopetrol con los mejores volúmenes de producción.

El proyecto de desarrollo adicional ha permitido que la producción supere los 13.000 barriles por día.

1.3 Formulación del Problema

El agotamiento y natural declinación de la producción de los pozos petroleros; aunado al incremento en el consumo interno de petróleo en la última década, los altos costos y riesgos en las inversiones para encontrar nuevos yacimientos importantes, ha hecho que las operadoras se enfoquen en proyectos de perforación de desarrollo incluyendo los proyectos de perforación de pozos infill.

La existencia de áreas con características geológicas complejas, en las cuales las propiedades de las rocas de las formaciones productoras, como del crudo varían a través del campo, provoca muchas acumulaciones discontinuas y delimitadas de hidrocarburos.

La secuencia estratigráfica está afectada por fallas que han creado un cuadro estructural muy complejo formando bloques, en donde su forma como su tamaño está directamente relacionada con la intensidad de las fallas.

Como consecuencia de este tipo de fallas se origina un gran número de reservorios en la cuenca. La perforación infill permite la extracción de

petróleo de zonas del reservorio que no han sido drenados por su baja permeabilidad y por los bajos niveles de densidad de pozos.

1.4 Justificación

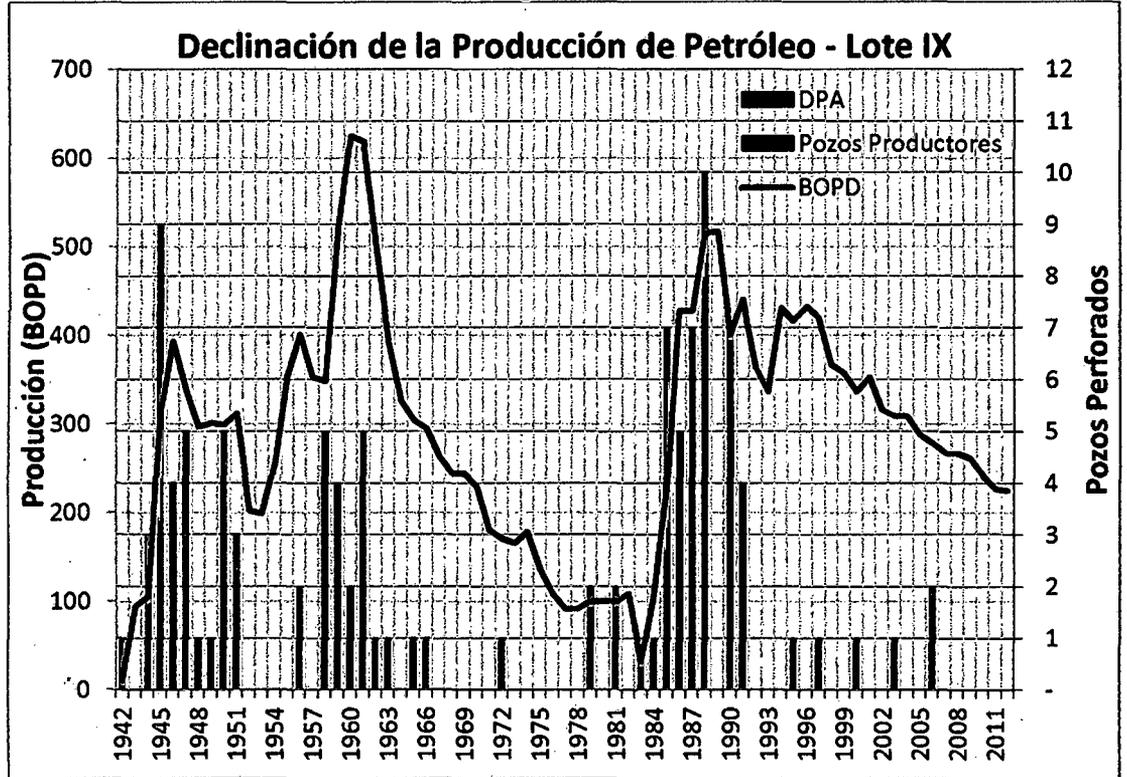
La formación Mogollón en la Zona de Batanes Norte no se encuentra desarrollada, los pozos 7344 y 13405 perforados en esta área han extraído hasta Diciembre del 2012, 188 MBIs de petróleo y cuentan con reservas al 2023 de 63 MBIs. En cuatro pozos reactivados de los cinco circundantes al pozo 3522 se han acumulado 74 MBIs durante los diez primeros años, que en promedio significa 18 MBIs por pozo; la propuesta de perforar un pozo gemelo al pozo 3522, el cual fue abandonado por problemas mecánicos, atravesará la formación Pariñas inferior en una zona con un nivel de energía mayor que los pozos circundantes reactivados en campañas anteriores, teniendo en cuenta que este pozo estuvo cerrado por más tiempo; y las capas superiores de la formación Mogollón aún no ha sido explotada, se estima encontrar su nivel inicial de energía. Las reservas estimadas a diez años para el pozo propuesto ascienden a 70 MBIs.

Las actividades de producción en el Lote IX se iniciaron en año 1942, llegando a alcanzar una máxima producción promedio de 625 BOPD durante el año 1960, después de veinte años, la producción promedio cae a 100 BOPD como se puede observar en la Figura 1.1, el año 1983 la producción promedio disminuye a 32 BOPD como consecuencia del fenómeno del niño. Después de una intensa campaña de perforación entre los años 85 al 88 se logra alcanzar niveles de producción promedio de más de 500 BOPD durante el año 1988, la producción promedio cae a 337 BOPD el año 1993, después una intensa campaña de reactivación de pozos por la actual operadora UNIPETRO ABC, se logra incrementar la producción promedio a 431 BOPD el año 1994, el aporte de los pozos perforados durante los años, 1995, 1997, 2000, 2003 y 2006 ha hecho que la producción promedio el año 2012 haya disminuido a 225 BOPD.

La ventaja de realizar trabajos de perforación en yacimientos con gran historia es que se cuenta con abundante información; datos de producción, mejor conocimiento de la geología, posibilidad de adquirir nuevos datos a bajo costo y fácilmente extrapolables, buen conocimiento de los mecanismos de drenaje, conocimiento del petróleo remanente, etc. Las empresas

operadoras que contratan los servicios de una empresa en el área de perforación de pozos, están enfocados en reducir sus costos y la perforación *infill* es una actividad con un bajo riesgo económico.

Figura 1-1



Fuente: UNIPETRO ABC – Elaboración propia.

1.5 Objetivo del Proyecto

Incrementar la producción de petróleo del Lote IX y evaluar la factibilidad de continuar el desarrollo del yacimiento Batanes hasta la formación Mogollón.

1.6 Hipótesis del Proyecto

Mediante la perforación de pozos *infill* en el yacimiento Batanes se obtendrá un incremento de la producción de zonas continuas de baja permeabilidad que no se ha podido drenar debido a las pobres condiciones de la roca reservorio y las fallas.

1.7 Identificación de variables

1.7.1 Variable Independiente

Número de pozos a perforar

1.7.2 Variable dependiente

Producción de petróleo.

CAPÍTULO II: UBICACIÓN Y GEOLOGÍA DEL LOTE IX

2.1 Características del área de estudio

El Lote IX está ubicado a 13 Km al Noreste de la ciudad de Talara, Provincia de Talara, Departamento de Piura - Región Grau se encuentra entre las millas cuadradas 8N, 9N, 10N, 11E y 12E del sistema de coordenadas nacionales en el área de la Brea y Pariñas ocupando una extensión de 1,554.1332 Has.

El Lote IX se encuentra en la parte central este de la cuenca Talara y limita por el Norte, Este y Sur con el área del Lote IV, y por el Oeste con el área del Lote VI.

Está constituido por tres yacimientos principales Algarroba, Cuesta y Batanes, que producen principalmente de la formación Pariñas Inferior y secundariamente de la formación Palegreda miembro "A", y como cuarto el Yacimiento Leones, cuya formación productora principal es la Formación Mogollón, además de la extensión de los Yacimientos Álvarez - Oveja al Noreste y Bodega al Sur-Oeste

La columna geológica consiste en una secuencia alternada de rocas sedimentarias; los estudios geológicos mediante mapas estructurales y estratigráficos de pozos vecinos perforados se correlacionan; y se obtiene la columna geológica que se espera atravesar en la intervención del pozo a perforar.

El conocimiento de estas formaciones geológicas permite determinar la existencia de formaciones con presiones anormales (presiones de fluidos anormalmente altas o bajas) que complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación. Los problemas asociados con sobrepresiones afectan todas las fases de la operación. El conocimiento de las sobrepresiones de un área determinada ayuda a prevenir problemas. En el noroeste los trabajos de exploración geológica y explotación han permitido evaluar las formaciones y lograr la elaboración de mapas geológicos de las diversas cuencas (Progreso, Talara, Lancones y Sechura), Para este proyecto nos centraremos al estudio de la cuenca Talara en la zona del Lote IX.

2.2 Secuencia Estratigráfica

La secuencia estratigráfica de esta área tiene formaciones desde el Pleistoceno hasta el Paleoceno, con un espesor promedio de 5,500 a 6,000 pies, la secuencia estratigráfica es diferente a la columna general de la cuenca Talara por diversos motivos, tales como erosión, no deposición o por efecto de las fallas.

A continuación se detalla la columna estratigráfica del área de estudio.

2.2.1 Formación Tablazo

Representada por una serie de terrazas marinas levantadas que se denominan Tablazos. Son depósitos marinos cuaternarios pleistocénicos, que indican las últimas transgresiones marinas, a lo largo de la Costa del Pacífico. La composición litológica de la formación Tablazo varía de acuerdo a la distancia del mar y constituyen conglomerados de coquinas y lumaquelas, poco consolidados en una matriz bioclástica y con areniscas de grano fino a medio, duras, cemento calcáreo, abundantes fragmentos de conchas. Los clastos son de composición litológica variada y provienen de la Cordillera Occidental.

2.2.2 Formación Chira

La formación Chira se encuentra pobremente distribuido en el área de estudio, está constituida de lutitas de color gris a gris verdoso con intercalaciones de bentonitas blancas, sobre yace de forma concordante a la formación Verdún e infra yace discordante al cuaternario.

2.2.3 Formación Verdún

La formación Verdún aflora cerca de la ciudad de Órganos, en el área de estudio también se puede observar estos afloramientos, está compuesta por areniscas, generalmente cuarzosas, intercaladas con lutitas. En la parte basal contiene capas de conglomerados, compuestos de guijarros de cuarzo y cuarcita, sobre yace de forma discordante a la formación Pozo e infra yace concordante a la formación Chira.

2.2.4 Formación Pozo

Su localidad típica está en la quebrada Pozo, está constituida por lutitas de color gris verdoso con estratificación delgada y uniforme, aparecen capas delgadas de areniscas finas que aumentan de espesor hacia el norte, sobre

2.2 Secuencia Estratigráfica

La secuencia estratigráfica de esta área tiene formaciones desde el Pleistoceno hasta el Paleoceno, con un espesor promedio de 5,500 a 6,000 pies, la secuencia estratigráfica es diferente a la columna general de la cuenca Talara por diversos motivos, tales como erosión, no deposición o por efecto de las fallas.

A continuación se detalla la columna estratigráfica del área de estudio.

2.2.1 Formación Tablazo

Representada por una serie de terrazas marinas levantadas que se denominan Tablazos. Son depósitos marinos cuaternarios pleistocénicos, que indican las últimas transgresiones marinas, a lo largo de la Costa del Pacífico. La composición litológica de la formación Tablazo varía de acuerdo a la distancia del mar y constituyen conglomerados de coquinas y lumaquelas, poco consolidados en una matriz bioclástica y con areniscas de grano fino a medio, duras, cemento calcáreo, abundantes fragmentos de conchas. Los clastos son de composición litológica variada y provienen de la Cordillera Occidental.

2.2.2 Formación Chira

La formación Chira se encuentra pobremente distribuido en el área de estudio, está constituida de lutitas de color gris a gris verdoso con intercalaciones de bentonitas blancas, sobre yace de forma concordante a la formación Verdún e infra yace discordante al cuaternario.

2.2.3 Formación Verdún

La formación Verdún aflora cerca de la ciudad de Órganos, en el área de estudio también se puede observar estos afloramientos, está compuesta por areniscas, generalmente cuarzosas, intercaladas con lutitas. En la parte basal contiene capas de conglomerados, compuestos de guijarros de cuarzo y cuarcita, sobre yace de forma discordante a la formación Pozo e infra yace concordante a la formación Chira.

2.2.4 Formación Pozo

Su localidad típica está en la quebrada Pozo, está constituida por lutitas de color gris verdoso con estratificación delgada y uniforme, aparecen capas delgadas de areniscas finas que aumentan de espesor hacia el norte, sobre

2.2 Secuencia Estratigráfica

La secuencia estratigráfica de esta área tiene formaciones desde el Pleistoceno hasta el Paleoceno, con un espesor promedio de 5,500 a 6,000 pies, la secuencia estratigráfica es diferente a la columna general de la cuenca Talara por diversos motivos, tales como erosión, no deposición o por efecto de las fallas.

A continuación se detalla la columna estratigráfica del área de estudio.

2.2.1 Formación Tablazo

Representada por una serie de terrazas marinas levantadas que se denominan Tablazos. Son depósitos marinos cuaternarios pleistocénicos, que indican las últimas transgresiones marinas, a lo largo de la Costa del Pacífico. La composición litológica de la formación Tablazo varía de acuerdo a la distancia del mar y constituyen conglomerados de coquinas y lumaquelas, poco consolidados en una matriz bioclástica y con areniscas de grano fino a medio, duras, cemento calcáreo, abundantes fragmentos de conchas. Los clastos son de composición litológica variada y provienen de la Cordillera Occidental.

2.2.2 Formación Chira

La formación Chira se encuentra pobremente distribuido en el área de estudio, está constituida de lutitas de color gris a gris verdoso con intercalaciones de bentonitas blancas, sobre yace de forma concordante a la formación Verdún e infra yace discordante al cuaternario.

2.2.3 Formación Verdún

La formación Verdún aflora cerca de la ciudad de Órganos, en el área de estudio también se puede observar estos afloramientos, está compuesta por areniscas, generalmente cuarzosas, intercaladas con lutitas. En la parte basal contiene capas de conglomerados, compuestos de guijarros de cuarzo y cuarcita, sobre yace de forma discordante a la formación Pozo e infra yace concordante a la formación Chira.

2.2.4 Formación Pozo

Su localidad típica está en la quebrada Pozo, está constituida por lutitas de color gris verdoso con estratificación delgada y uniforme, aparecen capas delgadas de areniscas finas que aumentan de espesor hacia el norte, sobre

yace en concordancia a la formación Areniscas Talara, e infra yace discordante a la formación Verdún.

2.2.5 Formación Areniscas Talara

La localidad típica de esta unidad estratigráfica está en la ciudad de Talara, está constituida principalmente por una secuencia de areniscas blancas grisáceas y gris verdoso, de grano fino, calcárea, ocasionalmente glauconíticas con escasas intercalaciones de estratos de lutitas marrón grisácea, limo lítica, suave y carbonosa, sobre yace en concordancia con la formación Lutitas Talara, e infra yace de igual forma con la formación Pozo.

2.2.6 Formación Lutitas Talara

Su localidad típica está en la ciudad de Talara, está constituida por estratos de lutitas marrón oscuro a marrón grisáceo, limo lítica, suave, finamente estratificado, con algunas intercalaciones delgadas de areniscas, sobre yace en discordancia angular a la formación Chacra e infra yace concordante a la formación Arenisca Talara.

2.2.7 Formación Chacra

Aflora en los cerros de Punta Arenas. Esta formación se encuentra presente al Oeste del área de estudio, consiste principalmente de una secuencia de lutitas gris claras, gris parduzcas, con intercalaciones esporádicas de arenisca blanca grisácea a gris blanquecina de grano muy fino a fino; arenas de cuarzo hialino a semi hialinas, de grano fino a muy fino, sobre yace concordante a la formación Pariñas, e infra yace discordante a la formación Lutitas Talara.

2.2.8 Formación Pariñas Inferior

Aflora principalmente en Punta Arenas-Talara, son areniscas de grano grueso de color gris claro con restos de troncos fosilizados. Sobre yace concordante con la Formación Palegreda e infra yace en discordancia con la Formación Lutitas Talara. El máximo espesor atravesado es de 400 pies en el pozo 7367, se puede diferenciar cuatro horizontes basados en sus características litológicas, petrofísicas y electrográficas los cuales son:

- a) Horizonte A.- se encuentra presente en casi toda el área del Lote IX, su ausencia es sólo por efecto de falla normal, está compuesto de arenisca gris clara a blanca de grano fino con inclusiones de granos gruesos, duros y calcáreos; lutitas limo líticas gris, micro micáceas o calcáreas. En núcleos

presenta fluorescencia y fuerte olor a petróleo, puede presentar curvas de potencial espontáneo con buena permeabilidad aparente en las secuencias inferiores e intermedias. Las curvas de rayos gamma que definen los estratos de areniscas y lutitas indican cuerpos arenosos medios arcillosos. Las curvas de resistividad presentan mayores valores en las areniscas inferiores e intermedias. De los núcleos del pozo 6499 se ha determinado que la porosidad varía de 4.3% a 12.5%, y la permeabilidad mayor de 10 md.

- b) Horizonte B.- es el más continuo en el área del Lote IX, su ausencia es sólo por efecto de fallas normales pre Talara o post Talara. Está constituido por arenisca gris clara de grano medio y fino, ocasionalmente tiende a grano grueso; duro y calcáreo en la parte central del área y deleznable hacia el Sur-Este, caracterizándose por presentar poco material arcilloso, tiene buena o muy buena fluorescencia y un fuerte olor a petróleo, se caracteriza por presentar curva de potencial espontáneo con buena o muy buena permeabilidad aparente y curvas de rayos gamma que definen los estratos de arenisca y lutitas, siendo las areniscas de este horizonte más limpias que las areniscas del horizonte A. Las curvas de resistividad dan lecturas más altas sobre todo en el tope. Análisis de núcleos de los pozos 4823 y 6794 dan una porosidad promedio de 22.8% y una permeabilidad en la base de 83 md disminuyendo hacia la parte intermedia de 36 md a 15 md y aumentando hacia el tope a 68.3 md en promedio.
- c) Horizonte C.- está ausente por erosión en el lado Oeste del yacimiento Cuesta y por efecto de fallas normales en diferentes partes del Lote IX; está constituido por areniscas gris verdosa clara de granulometría que va desde conglomerados a limo lítica dura y calcárea, grano sub redondeado a sub angular con matriz arcillosa, presenta buena fluorescencia en las secuencias inferiores y fuerte olor a petróleo, se caracteriza por tener alto porcentaje de material arcilloso, caolinita, illita y vermiculita, presenta lentes discontinuos y delgados de lutitas. Las curvas de potencial espontáneo exhiben baja o muy baja permeabilidad; las curvas de rayos gamma muestran los cuerpos arcillosos, y areniscas muy arcillosas. Las curvas de resistividad muestran lecturas que disminuyen hacia el tope a 5 ohm-m. La porosidad varía de 21% a 25%, disminuyendo hacia el tope a 15%, la permeabilidad es en promedio 40 md disminuyendo hacia el tope a 12 md.

d) Horizonte D.- está constituido por arenisca gris a gris verdosa de grano fino a medio, moderadamente deleznable a dura, algo calcárea, regular selección, granos sub angulosos con matriz arcillosa intercalada con capas de lutitas gris, se encuentra presente en forma discontinua y está ausente por efecto de la discordancia pre Talara y por las fallas normales, constituye un horizonte de menor calidad como roca reservorio.

2.2.9 Formación Palegreda

En el área de estudio no aflora, está ubicado en la parte Oeste del yacimiento Leones, consiste de una secuencia lutácea con intercalaciones de arenas y areniscas, las lutitas predominantes son grises medias a claras con horizontes de lutitas abigarradas, las arenas son de cuarzo semi lechosos, semi hialinas a hialinas de grano fino a medio, las areniscas son blancas, blancas grisáceas de grano fino a muy fino, sobre yace concordante a la formación Cerro Tanque e infra yace concordante a la formación Pariñas.

2.2.10 Formación Cerro Tanque

Esta formación no aflora en la zona de estudio, está constituida de una secuencia de lutitas y areniscas, es más lutácea hacia la base, hacia el tope es más arenoso, esta formación sobre yace concordante a la formación Mogollón e infra yace de la misma forma a la formación Palegreda.

2.2.11 Formación Mogollón

En el área de estudio no aflora, en la parte media de la formación se desarrolla una lutita potente que permite la sub-división de la formación en tres miembros: Mogollón Inferior (Arenoso), Mogollón Medio (Lutácea) y Mogollón Superior (Arenoso). El Mogollón Medio y el Mogollón Inferior son los miembros más erráticos de la formación.

En el área de estudio el Mogollón Medio se presenta en casi todos los pozos, pero a veces no se encuentra en otras áreas, casi desaparece, de tal modo que el Mogollón Superior e Inferior forman una sola unidad litológica.

El Mogollón Superior es el más regular de los miembros de la formación, formado por areniscas masivas verdosas, arenas y lutitas. Las arenas son de cuarzo blanco, hialino lechoso, gris-verdosos de granos predominantemente conglomerádicos, se nota un redondeado a sub-redondeado de estos granos, que indica una buena selección. La arenisca

está formada mayormente de cuarzo blanco, hialino lechoso pero con un buen porcentaje de cuarzo gris a gris verdoso.

Mogollón Medio está formada por lutitas y limolitas de color marrón claro, gradando a gris oscuro, micro micáceos.

Mogollón Inferior consiste de lutitas y limolitas micro micáceos, de color gris claro y oscuro, inter-estratificados con estratos de arenas de grano fino a medio, a veces grueso y conglomerádicos, regular a pobremente seleccionados, con cemento calcáreo, es común la presencia de fragmentos de conchas blanquecinas a amarillentas a manera de horizontes dentro de la matriz arenosa, por el cual estas areniscas tienen un cemento muy calcáreo; esta formación sobre yace concordante con la formación San Cristóbal e infra yace del mismo modo a la formación Cerro Tanque.

2.2.12 Formación San Cristóbal

Aflora en el área de Negritos pero no en el área de estudio, está constituida principalmente de lutitas intercaladas con arenas y areniscas. Las lutitas son grises oscuras y claras, las areniscas son blancas, blancas grisáceas ocasionalmente cremas; las arenas son de cuarzo blanco hialino, semi hialinas, grano medio a grueso, sobre yace concordante a la formación Basal Salina e infra yace concordante a la formación Mogollón.

2.2.13 Formación Basal Salina

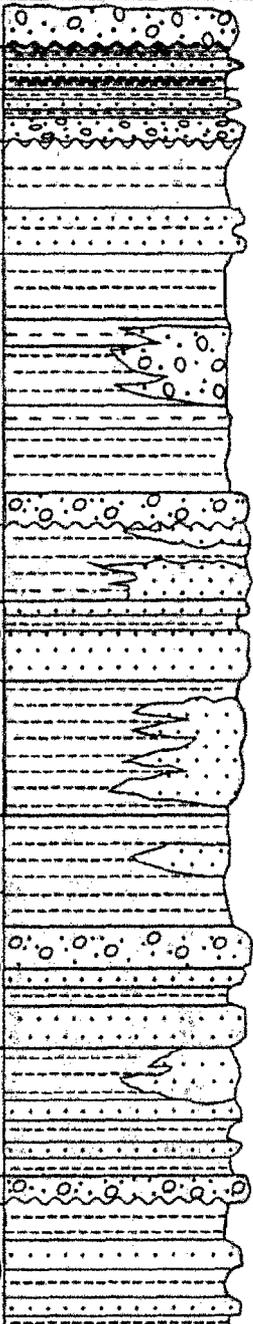
Esta formación no aflora, esta principalmente constituida de arenas de cuarzos semi lechosos, semi hialinas, predominando el grano grueso a conglomerádico, ocasionalmente grano medio a angulares, con regular selección, ocasionalmente con algunos líticos oscuros. En esta formación se ha observado presencia de hidrocarburos debido a la fluorescencia visualizada en las muestras de canaleta, sobre yace en discordancia angular con la formación Balcones e infra yace concordante a la formación San Cristóbal.

2.2.14 Formación Balcones

En el área de estudio esta formación no aflora, consiste predominantemente de lutitas grises, medianamente oscura, grises claras, ocasionalmente gradando a limolitas, intercaladas con areniscas, limolitas blancas, grisáceas, grano muy fino, infra yace de forma discordante a la formación Basal Salina.

A continuación se muestra la Figura 2-1 que representa las unidades lito estratigráficas descritas previamente y la columna estratigráfica del Lote IX.

Figura 2-1
Columna Estratigráfica del Lote IX

ERA	SISTEMA	SERIE	PISO	UNIDADES LITOSTRATIGRAFICAS	ESPESOR (pies)	COLUMNA ESTRATIGRAFICA					
C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	E O C E N O	P L E I S T O C	TABLAZO	150'						
				GRUPO TALARA	CHIRA		270'				
					VERDUN		640'				
					POZO		880'				
					ARENISCAS TALARA		560'				
					LUTITAS TALARA		2980'				
				GRUPO SALINA	CHACRA		680'				
					PARIÑAS		800'				
					PALEGREDA		2250'				
					CERRO TANQUE		220'				
					MOGOLLON		1700'				
				GRUPO MAL PASO	SAN CRISTOBAL		640'				
					BASAL SALINA		170'				
									BALCONES	500' (?)	

Fuente: UNIPETRO ABC

2.3 Recopilación y Análisis de la Información de Pozos de Correlación

Uno de los aspectos más importantes en el proceso del diseño de la perforación de un pozo, es determinar las características de las formaciones a perforar y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo.

Esto se puede hacer en el campo, con la información generada de los pozos perforados anteriormente, de la cantidad y calidad de información disponible dependerá la calidad del proyecto a realizar, el cual permite determinar la geología del pozo a perforar, identificar anomalías geológicas que pueden encontrarse durante la perforación.

El empleo de la información geofísica, permite determinar la litología a perforar, las propiedades de las lutitas medidas por los registros geofísicos tales como tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc., están directamente relacionados con la porosidad, cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad, la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad, una desviación de esta tendencia normal, es una indicación de presión anormal, la cual se puede confirmar con el historial de presiones.

De la cuantificación correcta de estas presiones dependerá la profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento, programas de densidades del fluido de perforación, diseño de lechadas de cemento, y diseños de tuberías de revestimiento; es decir el diseño total del pozo.

Además el hecho de perforar el pozo hasta el objetivo planeado dependerá muchas veces de la cuantificación correcta de estas presiones.

La sección estructural se va correlacionando con los contactos geológicos para programar el diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento, densidad de los fluidos de control y zonas de presiones anormales.

La existencia de zonas problemáticas puede comprenderse mejor si se cuenta con información de carácter geofísico. Las zonas arcillosas son potencialmente zonas problemáticas durante la perforación.

La forma en que el material arcilloso se encuentra depositado, dependiendo de la proporción de arcillas presentes y sus propiedades físicas, afectan algunos parámetros los cuales son obtenidos por medio de los perfiles.

Los registros de resistividad son afectados debido a las bajas resistividades de las arcillas, esta reducción es en mayor proporción en arenas arcillosas de tipo laminar y estructural que en las dispersas.

La curva de SP varía cuando se perfora con lodos base agua; cuanto más grande sea la proporción de arcillas, más reducida será la desviación o valor de la curva SP respecto al valor de este en una formación limpia de suficiente espesor, que tuviese el mismo tipo de agua de formación, la presencia de hidrocarburos, también contribuye a reducir aún más el valor de la curva SP y es mayor en arenas arcillosas.

Esta reducción de la curva SP es más notoria en las arcillas de tipo laminar y estructural que en la dispersa, la desviación de la curva una vez corregida por espesor de la capa se le conoce como SSP (potencial espontáneo pseudo-estático).

El perfil de densidad responde a la densidad electrónica del medio, la presencia de arcillas en la formación produce el aumento de la porosidad efectiva que puede obtenerse del registro, ya que por lo general, la densidad de las lutitas está en el orden de 2.2 a 2.65 gr/cc.

El registro neutrón responde a todo el hidrógeno contenido en la formación, esto también incluye al hidrógeno en el agua intersticial presente en las arcillas, lo cual significa que la lectura del perfil se encuentra incrementada por efecto de arcillas presentes en la formación.

El registro sónico es afectado en su lectura por la presencia de arcillas en la formación, aumenta dependiendo del tipo de distribución de la arcilla presente ya sea laminar, estructural o dispersa.

2.3.1 Registros de fluidos de perforación

El diseño de los fluidos de perforación va en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo, perfil del agujero, programa de diámetro de agujero y tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales.

Los fluidos deben ser desarrollados, con las propiedades y características apropiadas, para todas las operaciones que se realizarán, considerando los costos de los mismos.

Durante la intervención del pozo, se lleva un registro de fluidos de perforación, con la finalidad de ir monitoreando su comportamiento y comparando con las estadísticas de los pozos vecinos.

Los reportes de fluidos describen las características físicas y químicas del sistema de lodos, los cuales se hacen diariamente.

2.3.2 Historia de perforación

Registra todos los eventos ocurridos durante la perforación, destacando la información relevante, así como los problemas encontrados, registros geofísicos tomados, record de barrenas, equipo de perforación utilizado, etc., además de toda la información que se considere pertinente.

2.3.3 Resumen de operaciones

Se realiza un programa resumido de las operaciones que se ejecutan durante la intervención del pozo, así como al término del mismo, se hace un resumen operacional, el cual consiste en un informe de operaciones, donde se van detallando las operaciones a medida que se va interviniendo el pozo, con sus operaciones normales, problemática que se presenta, como fue solucionada, asentamientos de tuberías de revestimiento, cementaciones, días de duración de cada etapa de perforación, cambio de etapa, días totales.

Todo lo anterior es con la finalidad de obtener estadística y conocer más del campo, verificando el tiempo programado durante la intervención con el tiempo real, correlacionando para las futuras programaciones de perforación en el mismo campo.

2.3.4 Distribución de tiempos

En el programa detallado para la perforación de un pozo, se tiene el tiempo estimado en perforar.

La distribución de tiempos de los pozos vecinos previamente perforados sirve como referencia, así como las estadísticas y el tiempo real que utilizaron, es muy importante correlacionar para las futuras programaciones y diseños de perforación en el mismo campo.

2.3.5 Registro de brocas

En cada pozo que se va interviniendo se lleva un registro de brocas con la finalidad de programar en el próximo diseño de pozo las brocas ideales para

cada formación y condiciones de operación óptimas de trabajo para cada etapa.

2.3.6 Determinación de los gradientes de presión

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades. Esto exige a la industria petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer. Entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas, la determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento y la geometría del pozo.

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos.

Constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo.

Con programas de perforación bien planeados se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de penetración y se disminuyen considerablemente los problemas provocados por un mal asentamiento de las tuberías de revestimiento, especialmente en zonas con presión anormal donde la presión de formación puede estar muy cercana a la de fractura.

Por lo que, el entendimiento del origen, la detección y evaluación de las presiones de formación y de fractura es sumamente importante.

El método más efectivo, para planear la perforación de un pozo y determinar, cómo se llevará el control mientras se perfora; es construir un perfil de presiones. En el perfil se comparan las relaciones entre la presión de formación, el gradiente de fractura y el peso del lodo a utilizar durante la perforación. Tiene más relevancia cuando se trata de un pozo sobre presionado.

El conocimiento de ciertos principios geológicos y leyes físicas es útil para comprender el estudio de presiones anormales. Sin embargo, la interpretación real de los datos generados durante la perforación y aquellos obtenidos de los registros geofísicos, está basada principalmente en la

experiencia. Por ello la interpretación práctica de datos de campo nos dará la mejor evaluación de los gradientes de formación y de fractura.

En los últimos años, se han desarrollado varios métodos y programas de computadoras para la estimación de los gradientes de presión y de fractura, los cuales son la base fundamental para seleccionar en forma adecuada las zonas de asentamiento de las tuberías de revestimiento y determinar las densidades del fluido de perforación para las diferentes etapas del pozo.

La existencia de formaciones geológicas altamente presurizadas en el subsuelo ha causado severos problemas durante la perforación y terminación de pozos en muchas áreas petroleras del mundo. En ocasiones han generado la contaminación del entorno ecológico, la pérdida de vidas humanas, la pérdida de reservas de hidrocarburos y grandes erogaciones económicas para su control y para remediar los daños causados.

Los cambios de presiones están ligados a cambios de temperatura y permeabilidad de los yacimientos, atribuibles a cambios mineralógicos de las formaciones y por consiguiente, a cambios laterales o verticales de facies y planos de falla.

2.3.7 Gradientes de formación y de fractura

Las propiedades de las formaciones lutíticas, se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos constituyen una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión.

Cuando el agua intersticial escapa libremente, se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por lo tanto, a mayor profundidad de enterramiento, es mayor el grado de compactación y densidad que exhiben.

Las rocas lutíticas con presiones arriba de la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. Como resultado de lo anterior, los parámetros de la lutitas sensibles a la

compactación y obtenidos de los registros, son graficados contra la profundidad para determinar una tendencia normal de compactación.

La forma y la pendiente de esta tendencia son características de las formaciones de una región geológica, de un solo campo y algunas veces, solamente de un bloque fallado.

Los comportamientos típicos que presentan la resistividad y conductividad en zonas anormales, también pueden ser originados por formaciones impregnadas de agua con alto contenido de sales minerales.

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros sínicos que están menos influenciados por las características del lodo usado durante la perforación.

2.4 Diversas presiones

2.4.1 Presión hidrostática

Es ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área.

$$\text{Presión hidrostática} = \text{peso específico} \times \text{profundidad}$$

$$P_{hid.} (\text{psi}) = 0.052 \times \text{peso específico (ppg)} \times \text{profundidad (ft)}$$

La presión hidrostática es afectada por el contenido de sólidos, gases disueltos, y la diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

2.4.2 Presión de sobrecarga

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes.

$$P_{ob} = (\text{Peso matriz rocosa} + \text{peso fluido intersticial}) / A$$

$$P_{ob} = ((1 - \varphi) \cdot h \cdot A \cdot \rho_m + \varphi \cdot h \cdot A \cdot \rho_f) / A$$

$$P_{ob} = 0.433 \cdot ((1 - \varphi) \cdot h \cdot \rho_m + \varphi \cdot h \cdot \rho_f)$$

$$GSC = P_{ob} / h = 0.433 \cdot ((1 - \varphi) \cdot \rho_m + \varphi \cdot \rho_f)$$

$$P_{ob} = \text{presión de sobrecarga (psi)}$$

$$\varphi = \text{porosidad promedio de las formaciones sobre el punto de interés (\%)}$$

$$\rho_m = \text{densidad promedio de la matriz sobre el punto de interés (gr/cc)}$$

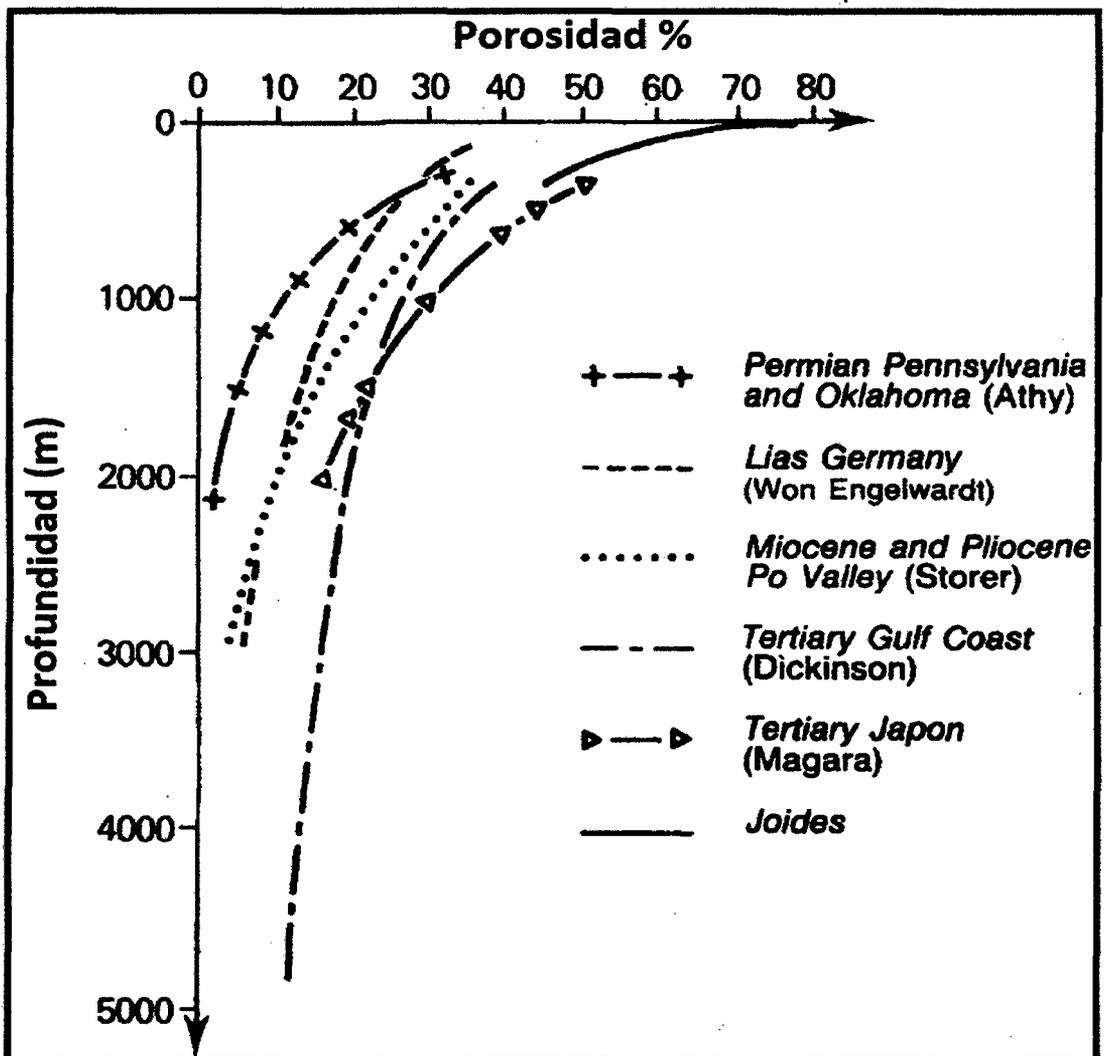
$$\rho_f = \text{densidad promedio del fluido intersticial (gr/cc)}$$

$$h = \text{profundidad (ft)}$$

$$GSC = \text{gradiente de sobrecarga (psi/pie)}$$

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimento; entonces, el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad pero no en forma lineal, varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio. La Figura 2-2 muestra la variación de la porosidad de formación con la profundidad durante la compactación normal.

Figura 2-2.
Variación de la Porosidad con la Profundidad en una compactación normal



Fuente: Abnormal pressure while drilling – J.P. Mouchet & A. Mitchell, 1989, fig. 17, p. 32.

2.4.3 Presión de formación

La presión de formación es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación, también se le conoce como presión de poro.

La presión de formación es diferente a la presión total de sobrecarga y de las presiones que puedan existir dentro de los cristales de las rocas, la presión de formación se aplica a la presión dentro de los fluidos móviles contenidos en los espacios de los poros entre los granos minerales.

Las presiones de formación que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Las presiones normales de formación son atribuidas a la carga hidrostática de una columna de agua que se extiende de la formación hasta la superficie de la tierra.

Las presiones anormales son mucho mayores que la presión de una columna de agua salada que llegue hasta la superficie, en estas condiciones es evidente que los fluidos que ocupan los espacios de los poros están soportando parcialmente el peso de la sobrecarga, el límite superior de las presiones anormales es la presión de sobrecarga, cerca de 1 lb/pulg^2 , pues las rocas no pueden encerrar una presión mayor.

Estas presiones anormales se atribuyen comúnmente a la compresión de los sedimentos superiores; en tales condiciones que, el agua prensada hacia afuera de los esquistos, no encuentra fácil camino a la superficie a través de capas continuas de rocas permeables como las areniscas.

Los incrementos de temperatura de los sedimentos cuando se llegan a enterrar profundamente, la expansión resultante del volumen del agua de las rocas, es también una causa contribuyente, junto a la compresión de la roca.

En afloramientos de areniscas en montañas cercanas con una elevación mucho mayor que la ubicación del pozo, el agua que penetra en la arenisca en su afloramiento influirá en la presión encontrada en el pozo. Otra clase de presiones altas se encuentran en donde areniscas de poca profundidad se han cargado con gas de alta presión que proviene de formaciones más profundas y que ha penetrado a la arenisca de poca profundidad a través de escapes en el revestimiento.

Las presiones anormales afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales tenemos:

- Selección del tipo y densidad del lodo
- Selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Planeación de las cementaciones.

Además, se debe considerar los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones:

- Brotes y reventones.
- Pegaduras de la tubería por presión diferencial.
- Pérdidas de circulación por usar lodos de alta densidad.
- Derrumbe de lutitas.

También se llega a encontrar presiones de formación subnormales en estos casos la presión en la formación es menor que la que ejercería una columna de agua que llegara a la superficie; teniendo que usarse lodos ligeros para evitar la fractura de la formación y como consecuencia la pérdida de circulación de lodo.

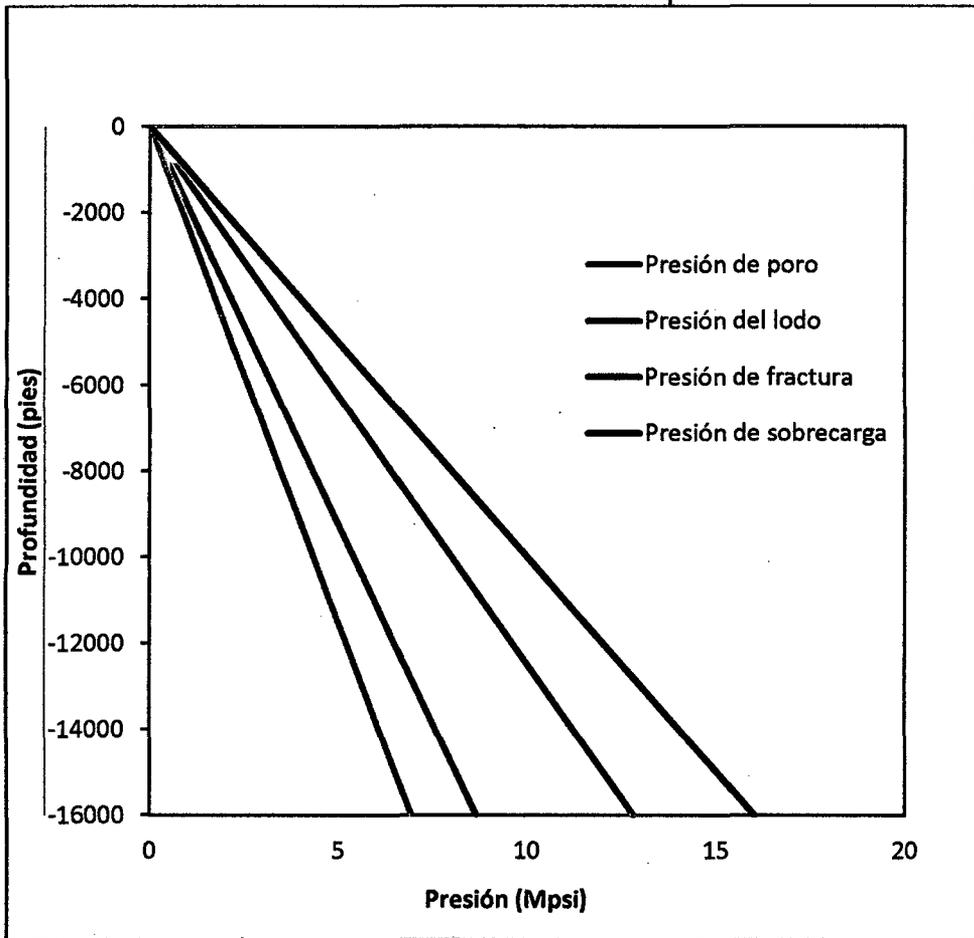
Una posible explicación será considerar que el gas u otros fluidos han escapado por fallas u otras vías en las rocas, o considerar el enfriamiento o encogimiento consecuente de fluidos en casos en que alguna vez los sedimentos que estaban profundamente enterrados fueron más tarde encumbrados más cerca de la superficie.

2.4.4 Presión de fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones, Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales, la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga.

La Fig. 2-3 muestra el comportamiento de los diferentes tipos de presiones, a mayores profundidades las diferencias en las presiones se incrementan.

Figura 2-3
Presentación Gráfica de diversas presiones



Fuente: Elaboración propia

2.4.5 Proceso de compactación

El proceso de sedimentación involucra la acumulación de capas o estratos de partículas de diferentes rocas. A medida que estas capas continúan depositándose, se incrementa la presión de sobrecarga y las capas inferiores de sedimentos son forzadas hacia abajo para permitir mayor acumulación en la superficie.

En condiciones normales de perforación, la presión de formación es la única que interesa ya que es capaz de producir flujo de fluidos hacia el agujero bajo ciertas condiciones geológicas.

La manera en que la matriz rocosa absorbe el aumento de la presión de sobrecarga, servirá para explicar la generación de presiones anormales en este ambiente.

La forma más simple en que la matriz rocosa puede incrementar su resistencia es aumentar el contacto grano a grano de las partículas

individuales de la roca. Esto implica que la porosidad resultante debe disminuir con la profundidad bajo condiciones sedimentarias normales.

Si el proceso de compactación normal de la porosidad se interrumpe no permitiendo que los fluidos en los espacios porosos se escapen, la matriz rocosa no podrá aumentar el contacto grano a grano. O sea, su capacidad para soportar presión de sobrecarga producirá presiones de fluido mayores que las normales.

Para que las presiones anormales queden atrapadas dentro de un ambiente y no se disipen, es necesario que un mecanismo de sello esté presente. El sello que más se encuentra en las cuencas sedimentarias es la acumulación rápida de un estrato rocoso de baja permeabilidad como la lutita limpia.

Esta reduce el escape normal de fluido. Causa baja compactación y presiones anormales de fluidos. El sello también ocurre como resultado natural de pérdida de permeabilidad por la compactación de sedimentos de grano fino, como arcillas o evaporitas.

2.5 Origen de las presiones anormales

El origen de las presiones anormales sigue siendo una incertidumbre, existen varios mecanismos que tienden a causarlas, en la mayoría de las zonas estudiadas existe una combinación de cualquiera de los siguientes:

2.5.1 Nivel piezométrico del fluido

Cuando una capa porosa y permeable aflora y está confinada por otras capas impermeables, el fluido alcanza un nivel piezométrico regional mayor. En teoría, es una arena somera que aflora en montañas someras a una elevación considerablemente más alta que la elevación del pozo. El agua que entra en el afloramiento influencia la presión encontrada en el pozo. No obstante que es una presión hidrostática natural, produce el efecto ilusorio de una geo-presión, debido a la altura incrementada de la columna.

En este sistema, las sobrepresiones resultantes van desde pequeñas hasta moderadas. Sin embargo, algunas veces llegan a ser considerables.

2.5.2 Características del sistema roca fluido

En yacimientos cerrados, tales como en formaciones lenticulares, anticlinales y formaciones con grandes buzamientos, las sobrepresiones se pueden generar si existe una acumulación de fluidos de baja densidad, como el gas o aceite, desplazando el agua de la formación.

La acumulación de hidrocarburos tiene un incremento de energía cercano al efecto de flotación del agua desplazada. La sobrepresión generada depende del contraste entre las densidades de los hidrocarburos y el agua desplazada, así como de la altura de la columna de hidrocarburos.

Las zonas sobre presionadas pueden asociarse con periodos de rápida deposición, donde la tendencia al equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal se ve interrumpida por alguna restricción que impide la expulsión de los fluidos. Esta puede ser un sello resultante de la cementación de arenas y lutitas por sal, calcita, anhidrita, etc.

2.5.3 Sedimentación y ambiente de depósito

Durante el proceso de sedimentación y compactación, se genera una energía potencial en el interior de la roca, en las formaciones compactadas. Como resultado, se tiene un flujo de fluidos intersticiales hacia zonas permeables y porosas con presión más baja, hasta establecer el equilibrio que prevalecía del depósito de los nuevos estratos.

Otro factor que afecta el desarrollo de presiones anormales es el ambiente de depósito, es decir, un ritmo alto de sedimentación generalmente no desarrolla sobrepresiones, si el contenido de arena en la columna es alto.

2.5.4 Actividad tectónica

En zonas de movimientos subterráneos significativos se pueden crear ambientes geo presionados por el levantamiento o fallas de las capas o estratos. Las formaciones normalmente compactadas a gran profundidad pueden levantarse a profundidades más someras. Si la presión original de la formación es retenida, entonces se pueden generar presiones anormales.

El proceso geológico que empuja hacia arriba una formación profunda tiende a liberar una sobrecarga. Esto indica que las presiones anormales producidas así, están en función de la diferencia entre la profundidad original y la nueva profundidad.

Principalmente, dependen de la profundidad original, para niveles iguales se tendrán mayores presiones.

Las fallas también pueden crear presiones anormales, cuando los movimientos tectónicos producen fallas o fisuras de gran magnitud en la corteza terrestre. Entonces, las presiones de formación profundas pueden escapar e introducirse en formaciones más someras.

Las sobrepresiones pueden ser resultado de fallas locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, aprisionamientos causados por caídas de bloques fallados, movimientos diapíricos de sal y/o lutitas, etc.

2.5.5 Efectos diagenéticos

Es básicamente la alteración química de los sedimentos y su composición mineral, posterior al depósito, por procesos geológicos. Se cree que las lutitas y los carbonatos sufren cambios en su estructura cristalina que contribuyen a la generación de presiones anormales.

El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y re-cristalización de las sustancias en sedimentos y litificación.

La montmorillonita, el material predominante de algunas lutitas, se altera a illita bajo condiciones de presiones y temperaturas elevadas que van aunadas al sepultamiento; la hidratación puede ocurrir a temperaturas mayores a 221°F según la profundidad, esta alteración libera agua aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada, con el continuo enterramiento, el fluido contenido en la roca absorbe el incremento de carga generando una sobrepresión.

El gradiente de temperatura aumenta notablemente en la cima de las zonas de alta presión, debido a que los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua, de ahí los cambios bruscos en el perfil de temperatura, al perforar un pozo con un alto contenido de agua; y se supone que la salida de fluidos fue interrumpida ocasionando una sobrepresión.

Se crean sellos impermeables, entre las secuencias porosas y permeables se restringe la salida de los fluidos, en este proceso se genera gran cantidad de energía potencial.

El cambio entre las zonas normalmente compactadas y las de presión anormal es muy brusco, de ahí que en este proceso la perforación sea muy peligrosa, el riesgo de alta presión durante la perforación de carbonatos es variable debido a que su permeabilidad es muy inconsistente.

2.5.6 Represionamiento o recarga

Las presiones anormales también se generan por recarga de fluidos dentro de la zona porosa y permeable, si existe una redistribución de fluidos por

flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable, el conducto puede ser una falla, fisura o un agujero.

La energía potencial que se genera se transfiere por fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado, o a través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

La energía potencial es igual a la energía contenida en la zona de aporte de fluido, menos la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra contra la gravedad, menos la energía necesaria para vencer la fricción.

2.5.7 Fenómenos osmóticos y de filtración

La presión osmótica se genera cuando dos soluciones de diferente concentración, o un solvente puro y una solución, están separados por una membrana semi-impermeable.

El flujo osmótico se desarrolla hasta que el potencial químico es el mismo en ambos sentidos de la membrana.

Para una solución dada a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones.

2.5.8 Efectos termodinámicos

Los procesos termodinámicos pueden contribuir al desarrollo de presiones anormales, incrementando el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos. Generan una sobrepresión que se suma a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

Por naturaleza, el agua es más susceptible a la expansión térmica que a la compresión, así pues, en áreas de gradientes geotérmicos altos, el aumento de volumen en los poros de las rocas puede causar altas presiones.

Una vez generados y atrapados en el subsuelo los hidrocarburos, están sujetos a desintegración térmica bajo presión y temperatura, este fenómeno puede, en algunos casos, aumentar el volumen original de dos a tres veces, lo cual provocará presiones altas de confinamiento, pueden distinguirse dos efectos principales:

La densidad del fluido disminuye.

El aumento de volumen involucra un aumento de presión.

CAPITULO III: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LAS PRESIONES ANORMALES

Para tener una mejor visión de las técnicas utilizadas en la detección y predicción, se les clasificará en tres grupos principales. El primer grupo, se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas para la detección antes de la perforación. El segundo, hace uso de los datos obtenidos durante la perforación y muestras examinadas durante ella; y la última, de mediciones de parámetros efectuadas después de la perforación del pozo.

La predicción de las presiones anormales, es una parte integral de la planeación de un pozo. La determinación de las presiones mientras se perfora también es importante. Si estas son sustancialmente diferentes a las calculadas con anterioridad, se necesitará hacer grandes cambios al programa de perforación, y en el peor de los casos, el pozo deberá abandonarse.

3.1 Técnicas utilizadas antes de la perforación

3.1.1 Interpretaciones sísmicas

La única forma de obtener información del subsuelo, además de la perforación, es utilizando los métodos geofísicos. La técnica más comúnmente usada es el sistema sísmico de reflexión.

El sismógrafo de reflexión se utiliza para generar una imagen acústica de la sección sedimentaria de la tierra. La configuración estructural de las formaciones es interpretada con el fin de determinar si existe un ambiente favorable para el entrapamiento de hidrocarburos.

De estas imágenes sísmicas, también es posible obtener datos que bien procesados aportan información del subsuelo, como por ejemplo, las probables presiones del fluido de la formación, litologías, posibles yacimientos petrolíferos, y peligros potenciales al perforar en presiones anormales.

Los datos sísmicos de campo pasan por procesos de filtrado con el fin de eliminar el ruido y posteriormente procesar la información y obtener secciones sísmicas.

Las secciones sísmicas son una representación de los cambios del producto velocidad-densidad de la roca en el subsuelo. Esto se denomina impedancia acústica.

Cuando hay un cambio en este producto, se origina una reflexión de energía que es recibida por los geófonos en superficie, esta información es procesada digitalmente y es presentado visualmente en los registros sísmicos.

Las zonas sobre presionadas tienen una menor velocidad de transmisión al sonido respecto de una zona normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluidos. Por lo tanto, originan reflexiones en su cima y base y dentro de ella no se observa casi ninguna reflexión debido a la homogeneidad del material. No es fácil descubrir una zona sobre presionada a partir del análisis de una sección sísmica a simple vista, pero existen procedimientos para determinar velocidades de intervalo, durante el procesado de la sección.

Esto permite determinar un registro sísmico sintético o registro de pseudo-velocidades, similar al sísmico de porosidad registrado en el pozo y el cual se obtiene por medio del análisis de la velocidad sísmica.

Una vez determinado el registro de pseudo-velocidades, resulta viable la detección y evaluación de las presiones anormales existentes en las formaciones.

3.1.2 Interpretaciones geológicas

Los mapas de estructuras geológicas y secciones transversales son muy valiosos para la perforación de pozos con presión anormal. Pero los que más información proporcionan para efectos de perforación son los geológicos de sección transversal. Estos muestran la profundidad de las formaciones esperadas y los puntos de problemas probables en el pozo propuesto. Estas secciones transversales son especialmente valiosas para pozos exploratorios.

3.2 Técnicas utilizadas durante la perforación

Esta es una de las partes más importantes del estudio de presiones anormales, contiene las técnicas para detectar las presiones anormales durante la perforación. Los indicadores de presión anormal se basan en la experiencia y en el intenso estudio. Estos indicadores son:

3.2.1 Velocidad de penetración

El incremento de la velocidad de perforación en la zona de transición, es un indicador consistente y efectivo, de que se entra a una zona de presión anormal, siempre y cuando ciertas condiciones de perforación se mantengan constantes. Estas condiciones son los parámetros de perforación (tipo de broca, peso sobre la broca, velocidad de rotación, presión de bombeo) y las propiedades reológicas del lodo de perforación, especialmente densidad y viscosidad.

Un incremento en el ritmo de penetración, cuando la presión de formación es menor que la ejercida por el lodo, se interpreta como la existencia de una zona de presión anormal.

En las lutitas normalmente compactadas, la perforabilidad disminuye con la profundidad, debido a la compactación y al aumento de la presión diferencial como se puede observar en la Fig. 3-1.

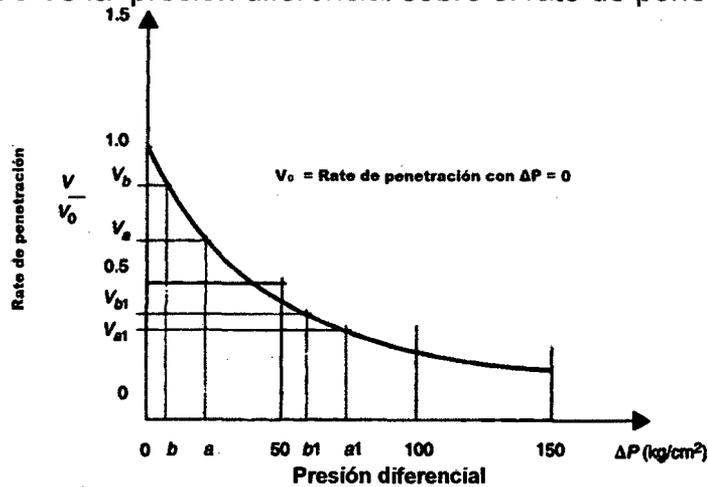
$$\text{Presión diferencial} = (P_m - P_f).$$

$$P_{\text{dif.}} = 0.052 * \text{Denslodo} * \text{Prof.} - \text{Grad. Presión} * \text{Prof.}$$

Al mantener constante la densidad del lodo, disminuye el ritmo de penetración. En las zonas de alta presión, la perforación es más rápida por la disminución de la presión diferencial y por la alta porosidad de la roca (baja densidad). La velocidad de perforación indica qué tan rápido se perfora cada metro. Se puede conocer indirectamente la litología y/o presión de poro. Este es el primer parámetro recibido a medida que el pozo se perfora. Los otros parámetros se miden después de que el lodo acarrea los recortes y el gas, desde el fondo del pozo a la superficie. Cuando se perfora en el punto a y se alcanza la presión de poro de la formación debido a que la broca perfora dentro de una zona de transición, la presión diferencial disminuye y se convierte en b, la tasa de penetración aumenta considerablemente de V_a a V_b , si la sobrepresión es a_1 , la diferencia entre V_{b1} y V_{a1} posiblemente no sería significativa. Esto significa que los pozos se deberían perforar con una presión diferencial mínima. También es importante el hecho de que las pérdidas de presión anular, aunque a menudo pequeña, existen y se añaden a la presión hidrostática. Como resultado, un golpe de presión podría no ser detectado durante la

perforación (es decir, con circulación de lodo), sino hacerse sentir cuando se añade un tramo de tubería (con circulación detenida).

Figura 3-1
Influencia de la presión diferencial sobre el rate de penetración



Fuente: J.P. Nguyen, 1996, fig. 9.1, p. 248)

3.2.2 Momento de torsión aplicado a la tubería

El momento de torsión aplicado a la tubería de perforación, aumenta gradualmente con la profundidad, debido al aumento efectivo entre el agujero y la tubería. Las lutitas bajo compactadas tienden a disminuir el diámetro del agujero y aumentan la fricción, la presencia de recortes en el espacio anular tiende a impedir el movimiento de rotación de la tubería de perforación.

Un incremento en el momento de torsión puede ser un indicativo de una formación de alta presión.

3.2.3 Carga soportada por el gancho al levantar la tubería

Cuando el bombeo se para y la tubería se levanta a través del agujero, la carga soportada por el gancho puede medirse en la superficie. Si el incremento en la presión de formación es pequeño con respecto al incremento de la profundidad (compactación normal) o la zona de transición es grande, la carga se incrementa lentamente y no es notable de conexión en conexión.

Si la presión ejercida por el lodo es menor que la presión de formación, se presenta un incremento brusco en la carga soportada por el gancho. Esto también puede ocurrir cuando el agujero es desviado con un alto ángulo.

Por estas razones, al igual que en el caso del momento de torsión, el cambio en la carga soportada por el gancho no es suficiente por sí mismo para garantizar la existencia de zonas con presiones anormales.

3.2.4 Exponente “d” y “d_c”

Una técnica para detectar presiones anormales, basada en la interpretación de los datos del comportamiento de la perforación, especialmente la velocidad de penetración (*ROP*), fue desarrollada en 1966 por Jorden y Shirley. Esta depende de la presión diferencial, el peso sobre la barrena (*WOB*), la velocidad de rotación (*RPM*) y el diámetro de la barrena (*D_B*).

Los datos para usar esta técnica se obtienen durante la perforación.

La ecuación:

$$(ROP / RPM) = (WOB / D_B)^d$$

Relaciona la velocidad de penetración *ROP*, con el peso sobre la barrena *WOB*, la velocidad de rotación *RPM* y el diámetro de la broca *D_B*. Se ha demostrado que esta ecuación no describe el comportamiento de la perforación bajo condiciones reales de campo. Sin embargo, como aproximación empírica, se puede obtener la relación entre el exponente “d” de la ecuación mencionada y la presión diferencial, variando solamente el *WOB*, *RPM* y *D_B*, todos los demás parámetros se consideran constantes. La gráfica del exponente “d” contra profundidad, define una tendencia a medida que se perforan secciones con presiones normales (inclinación de la pendiente). La tendencia del exponente cambia de dirección cuando se encuentran presiones anormales y la presión diferencial disminuye.

Para uso en unidades prácticas de campo, se utiliza la siguiente ecuación para determinar el exponente “d”:

$$-d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60 * RPM}\right)}{\log\left(12 * \frac{WOB}{10^6 * D_B}\right)}$$

Donde: *ROP* / (60 * *RPM*) es menor que la unidad y el valor absoluto de *Log* (*ROP* / (60 * *RPM*)) varía inversamente proporcional con *ROP*, por eso el exponente “d” varía inversamente con *ROP*.

El exponente “d” varía inversamente con el ritmo de penetración. La tendencia normal para cada barrena usada en zonas normalmente

compactadas es de un aumento gradual con respecto a la profundidad. El comportamiento del exponente “ d ” en zonas anormales se caracteriza por su disminución con respecto a la tendencia normal.

Uno de los factores que más afecta al exponente “ d ” es la presión diferencial o sobre balance mayor de 500 lb/pulg². Un método para eliminar el efecto de sobre balance, consiste en corregir el exponente “ d ” multiplicándolo por la relación entre el peso de la columna normal sobre el peso del lodo por encima del peso normal que sostiene la formación. Este parámetro modificado es conocido como el exponente “ d_c ” (exponente “ d ” corregido) y se define de la siguiente manera:

$$d_c = d * \text{Gradiente Normal} / \text{Densidad del lodo}$$

Las gráficas de los exponentes “ d ” y “ d_c ” contra profundidad son bastante similares, pero en esta última, la zona bajo compactada se manifiesta con más claridad.

La utilización de estos exponentes tiene algunas desventajas, las más sobresalientes pueden ser:

Los cálculos deben hacerse cada metro

No se consideran parámetros que afectan al ritmo de penetración.

La construcción de la gráfica consume mucho tiempo.

3.2.5 Presión de bombeo de lodo

Observando la presión de bombeo, se puede determinar indirectamente la entrada de fluidos de la formación hacia el pozo; al perforar una zona con presión anormal, la entrada de fluidos de menor densidad que la del lodo en el espacio anular, reduce la presión hidrostática, presentándose el efecto del “Tubo en U”. Este se manifiesta inmediatamente, como una disminución en la presión en el manómetro de salida de la bomba, y aumento de presión en el lodo que sale del pozo, debe tenerse en consideración que este efecto se presenta solamente si se perfora la zona con una densidad de lodo menor que la densidad equivalente a la presión de formación.

3.2.6 Incremento de volumen de lodo

Durante la perforación, cuando se observa un incremento en el volumen de lodo en el tanque, y aumento de flujo en la línea de flote, y no es igual a lo

que entra por el stand pipe, significa que se tiene aporte de fluido de la formación al pozo. Inmediatamente paramos la bomba, levantamos la sarta unos cuantos metros y si el flujo continua, se confirma que estamos entrando en una zona geo presionada.

3.2.7 Registros del lodo

Los registros de lodo incluyen la medición de su contenido de gas natural. Cuando las formaciones atravesadas contienen gas y la presión ejercida por el lodo no es suficiente para evitar el flujo de gas, entonces este se incorpora al lodo y se mantiene en suspensión coloidal, esta incorporación se origina por las siguientes causas:

Condiciones de desbalance.

Gas que se desprende de los recortes a medida que se perfora.

El efecto embolo que se origina cuando se hacen las conexiones.

Aire que queda en el Kelly o en la tubería cuando se hace una conexión.

Los gases se dividen en cuatro categorías:

Gas de formación.- Es el gas total transportado por el lodo desde el fondo y es una medida de la cantidad de gas en el lodo proveniente de la perforación normal. Si hay hidrocarburos contenidos en la roca, las lecturas de gas serán altas; si la roca contiene agua, entonces; habrá una pequeña cantidad de gas metano de la roca disuelto en el lodo. Cuando el peso del lodo es considerablemente mayor que la presión de formación (sobre balance), habrá poca entrada de gas de la formación. Si se presenta una condición bajo balance, el gas entrara en una proporción que dependerá de la permeabilidad efectiva de la formación. Al perforar la zona de transición en forma balanceada, se detectara el gas más rápidamente y se podrá usar cualitativamente para estimar el grado de sobrepresión.

Gas de circulación.- es el gas que se libera dentro del pozo, cuando se detiene la perforación y se circula con broca en el fondo. Se presenta en los últimos metros de la zona de transición cuando se localiza la presión de poro deseada para el asentamiento de la tubería de revestimiento.

Gas de conexión.- es la acción de efecto de embolo más el periodo en que se paran las bombas para agregar un tubo más a la sarta de perforación (medida de balance estático en el pozo). Se registra como un incremento momentáneo en la lectura de gas y se reporta como el número de unidades

de gas por arriba del gas total normal. Un incremento en el gas de conexión, generalmente se nota en las conexiones sucesivas, a medida que el gas de formación se incrementa es una indicación de incrementos graduales en la presión de poro.

Gas de viaje.- representa la acción de embolo y el periodo cuando se hace viaje para cambio de broca o viaje corto de reconocimiento u otras causas. También se considera como balance estático en el pozo. Se observa como un incremento en la lectura de gas total y debe reportarse por arriba de la lectura de gas de formación normal. Este solamente es cualitativo, pero puede correlacionarse con los gases de viajes previos y otros indicadores para determinar la magnitud de la presión de formación.

Los valores de gas total y de conexión son la manifestación más indicativa de la presión que ejerce la formación. A medida que la perforación se acerca a una zona de presión anormal estos valores aumentan.

3.2.8 Contenido de cloruros en el lodo

A mayor profundidad, el agua de formación es más salina, este incremento de salinidad reduce la resistividad del agua, la temperatura también se incrementa a mayor profundidad y la temperatura también reduce la resistividad del agua.

Como la presión de formación en una zona de transición comienza a incrementarse y a aproximarse a la presión ejercida por la columna de lodo, los fluidos de formación se filtraran a la columna de lodo durante las conexiones y los viajes.

Cuando se usa lodo base agua, el flujo de agua salada de la formación hacia el agujero puede causar un incremento en el contenido de cloruros en el filtrado de lodo. La importancia de dicho incremento depende naturalmente del contraste de cloruros entre el lodo y el fluido de formación, así como la cantidad de fluido incorporado a la columna de lodo. Se tiene flujo de líquidos de la formación, solamente si la presión ejercida por el lodo es menor que la de la formación. El incremento de cloruros en el lodo de salida es debido a la contaminación del lodo por agua de formación como resultado de un reducido sobre balance.

3.2.9 Incremento de recortes (volumen, forma y tamaño del recorte)

En base a la experiencia, la entrada a la zona sobre presionada puede caracterizarse por un incremento en la velocidad de penetración. Como resultado habrá un incremento en volumen de recorte en las zarandas, adicionalmente la forma y el tamaño de los recortes cambiará, en la zona de transición la forma del recorte es pequeño, angular y redondeado como en la zona de presión normal; los recortes de las zonas sobre presionadas pueden ser usualmente largos y generalmente en apariencia de formas planas, astilladas y grandes. El incremento de recortes depende de los siguientes factores:

La longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostáticas de lodo y de formación.

La magnitud de la presión diferencial en el agujero.

La magnitud del incremento en el ritmo de penetración.

3.2.10 Densidad de la lutita

La densidad de los recortes de lutita puede indicar presiones anormales mientras se perfora. Como los sedimentos con presión anormal han retenido un alto porcentaje de agua intersticial, su densidad es menor comparada con las lutitas compactadas normalmente., bajo condiciones normales, la densidad de las lutitas se incrementa con la profundidad a un valor máximo de compactación. Una desviación, o sea una disminución de la tendencia normal de compactación indicara lutitas con presión anormal. Las densidades pueden medirse tan pronto como los recortes se han lavado después de recoger la muestra en el vibrador. La densidad de la lutita es una medida directa y no depende de la interpretación de los datos registrados como en el caso de las técnicas de registros geofísicos.

Una tendencia de compactación normal es establecida graficando la densidad de lutita contra la profundidad.

Un quiebre de la compactación normal hacia valores más bajos indica una formación bajo compactada, esto es, con presiones anormales.

Este punto de control tiene los siguientes inconvenientes:

Los cortes deberán ser circulados a la superficie antes de que las medidas puedan ser hechas. Deberán hacerse lecturas repetidas para confirmar una lectura de baja densidad de lutita.

La densidad de la lutita disminuye por una excesiva exposición a un lodo base agua. La presencia de cantidades pequeñas de arena y minerales secundarios dentro de la formación lutítica, causa errores en las mediciones. La presencia de gas dentro de las partículas de lutita disminuye la densidad de los cortes. Existen limitaciones críticas en la medición de las densidades de lutitas:

Seleccionar los recortes del fondo del pozo, ya que no todos provienen del fondo del pozo, unas provienen de la pared del agujero.

Secado de los recortes, la densidad se mide de una a cuatro horas después de que la formación se ha perforado; debido al tiempo de atraso en zonas de transición cortas esta herramienta no es efectiva.

3.2.11 Porcentaje de montmorillonita

La montmorillonita es una arcilla con una gran capacidad de absorción de agua y cationes en sus espacios intersticiales. Esto origina que estas arcillas sean de mayor porosidad y menor densidad con respecto a otros tipos de arcilla; la presencia de grandes cantidades de montmorillonita dispersas o estratificadas, obstaculiza la compactación de las arenas, debido a que tienden a ocupar mayor volumen, en consecuencia, este tipo de arcillas tiende a estar presente en zonas bajo compactadas.

3.2.12 Temperatura del lodo

El cambio en el gradiente de temperatura, mostrado por la temperatura del lodo al salir a la superficie, nos puede indicar que se aproxima a una zona de alta presión; también puede indicar una falla, una discordancia o un cambio litológico, este último es la causa principal del aumento de gradiente de temperatura sobre todo si los sedimentos tienen presión anormal. Las grandes cantidades de agua existentes en secciones con presión anormal, causan mayor porosidad y presión, y como la conductividad térmica del agua es de solamente una tercera parte de la conductividad térmica de los materiales más característicos de la formación (lutitas, arenas, calizas, etc.), la conductividad térmica total de la matriz y del fluido en formaciones con alta presión tiende a disminuir debido a que el porcentaje en volumen de fluido es mayor que el de la roca, esto origina mayores temperaturas y gradientes geotérmicos más altos. El gradiente de temperatura en una zona con presión anormal generalmente es el doble del gradiente normal.

3.2.13 Paleontología

La paleontología es una rama de la geología que estudia la vida de los periodos geológicos pasados, especialmente lo que se conoce como fósiles, la amplia ocurrencia de especies dadas de microfósiles se puede correlacionar para identificar los periodos geológicos, épocas y formaciones, y a través de la detección de cierto índice de micro-fauna, se pueden identificar formaciones con presión anormal, por eso bajo ciertas condiciones, se ha clasificado al uso de la paleontología como un indicador de presión anormal.

En la industria petrolera, uno de los grupos más útiles de fósiles son los foraminíferos (animales de una célula).

Desde su aparición en el registro geológico, los foraminíferos evolucionaron y sus restos fosilizados presentan un registro de tiempo relativo que es una guía de ambientes pasados de depósito. Del análisis de los fósiles encontrados en los recortes de perforación, se registran datos sobre la diversidad de las especies, abundancia de microfósiles, profundidad de las aguas ambientales, antigüedad de los microfósiles individuales, condiciones de fondo, etc. Estos datos se integran con los sísmicos y otros datos geológicos en mapas regionales, locales y secciones transversales, generalmente en estos mapas se incluyen los pozos donde se encontró presión anormal y los microfósiles asociados con este fenómeno.

3.3 Técnicas usadas después de la perforación

La presencia de presión anormal se puede detectar con los indicadores descritos anteriormente mientras se está perforando, sin embargo, con la excepción de la densidad de la lutita, todos los indicadores dan solamente una estimación cualitativa de la presión. La magnitud cuantitativa de presión se deriva al graficar los valores de lutita obtenidos de los registros geofísicos después de haber perforado el pozo o una etapa del mismo.

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos, en los cuales se obtiene la información de la variación con la profundidad de las características de las formaciones atravesadas por el pozo.

Los registros más comunes utilizados para evaluar presiones anormales en los pozos son los acústicos y los de inducción, son los registros básicos para evaluar formaciones clásticas y no clásticas, de estos registros se pueden obtener valores de lutitas confiables para la determinación de presiones. Sin embargo, debe aclararse que cualquier registro cuya respuesta dependa primordialmente de la porosidad de la roca, puede emplearse en una evaluación cuantitativa de la presión de formación.

Registros geofísicos para la detección de presiones anormales

3.3.1 Registro de inducción

Este dispositivo mide la resistividad de una roca al inducir una corriente alterna a través de ella. Mide la capacidad de la roca para conducir corriente. Se puede correr en agujero descubierto.

Se conoce que la resistividad, inverso de la conductividad, es una función de varios factores, tales como temperatura, porosidad, contenido de sales en el fluido, saturación y composición mineralógica, entre los más importantes. En los estratos lutíticos es función de la porosidad, debido a que la porosidad es una respuesta de las formaciones a los procesos de compactación, las medidas de resistividad y/o conductividad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.

3.3.2 Registro sínico de porosidad

El registro sínico también llamado registro acústico, mide la velocidad del sonido a través de la roca como valores específicos expresados en microsegundos. Esta herramienta puede correrse en cualquier pozo descubierto lleno de fluidos.

Esta técnica utiliza la diferencia entre los tiempos de tránsito de una zona de alta porosidad geo-presionada y la zona de baja porosidad normalmente presurizada. La porosidad decrece con la profundidad, debido a que las formaciones están más compactadas a medida que se va profundizando. Ahora, cuando encontramos una zona de porosidad anormalmente alta o una formación bajo compactada, el tiempo de tránsito se incrementa, desviándose de la tendencia normal. La velocidad de onda acústica depende de la composición mineralógica de la formación, así como de su porosidad y fluido que la satura. Se ha observado que la mayor velocidad de transmisión de la onda acústica se tiene en materiales densos, tales como rocas de baja

porosidad y velocidades bajas en materiales con menor densidad tales como rocas impregnadas de gas y/o con alta porosidad.

3.3.3 Registro de densidad

Para la medición de la densidad de la formación, se aprovecha la dispersión y absorción de rayos gamma por los electrones de los átomos como principio fundamental. La dispersión de los rayos gamma es proporcional al número de electrones y a la densidad del medio por donde viajan los rayos. Entre más densa es la formación, más amplia es la dispersión.

Como la densidad de un estrato homogéneo es proporcional a su porosidad, la dispersión de los rayos gamma es proporcional a la porosidad de las formaciones.

La relación entre la cuenta de rayos gamma y la densidad se encuentra experimentalmente mediante herramientas calibradas en formaciones de densidad conocida. La relación entre la densidad con la porosidad se calcula para varias combinaciones litológicas y fluidos de saturación.

Las zonas con presión anormal distorsionan los valores leídos de densidad hacia valores más bajos de la tendencia normal, debido a que tienen una mayor porosidad, esto también ocurre en formaciones impregnadas de gas. Los datos de densidad se presentan en graficas sobre escalas normales y/o semi-logarítmicas, el principal problema es que este registro rara vez se registra en un intervalo muy largo. Se registra con el propósito de determinar la porosidad en zonas potencialmente productoras de hidrocarburos.

CAPITULO IV: PERFORACIÓN INFILL

La *perforación infill* es un medio para mejorar la eficiencia de barrido al aumentar el número de pozos en un área. El espaciamiento entre pozos se reduce para proporcionar el acceso a las partes sin barrer de un campo.

Las modificaciones a los patrones de distribución y el incremento en la densidad de los pozos pueden cambiar los patrones de barrido y aumentar la eficiencia de barrido, especialmente en yacimientos heterogéneos. Las perforaciones infill pueden mejorar la eficiencia de recuperación.

Los estudios convencionales de simulación de reservorios, pueden ser la manera más exacta de determinar el potencial infill en un campo, pero tienen la desventaja de que requieren mucho tiempo para concluir el estudio y son costosos.

Esto es importante de ser considerado en estudios donde se tiene un gran número de potenciales candidatos de ubicaciones infill, reservorios de baja permeabilidad donde se pueden tener entre decenas a cientos de candidatos infill.

La perforación infill se lleva a cabo preferentemente en áreas complejas y de baja permeabilidad similares al Noroeste.

La manera más exacta de determinar el potencial *infill* es llevar a cabo una evaluación completa del reservorio, que incluya la preparación de un modelo geológico del área de estudio, la estimación de la distribución de las propiedades del reservorio, tales como por ejemplo la porosidad y la permeabilidad, la construcción y calibración de un modelo de simulación del reservorio, para que se pueda lograr un modelo de reservorio que permita predecir la producción y las reservas futuras de las potenciales ubicaciones de pozos infill.

En el proceso de ajuste de historia, el modelo de simulación del reservorio tiene que ser ajustado hasta obtener una respuesta simulada de la producción similar a la respuesta de la producción observada en el campo.

La cuantificación del potencial para perforación infill y la terminación de pozos en las cuencas existentes es a menudo un desafío, debido a la gran variabilidad en la calidad de la roca, espaciamiento de pozos, prácticas de terminación de pozos, y el gran número de los pozos implicados.

Es frecuente tener varios candidatos de pozos infill para elegir en una campaña particular.

Para el caso del Lote IX, se ha establecido los espaciamientos para la perforación de pozos dentro de un esquema de desarrollo convencional. Por ejemplo, para el desarrollo del reservorio Pariñas Inferior se ha establecido un espaciamiento alrededor de 10 acres, y para el reservorio Mogollón de 30 acres.

4.1 Coordenadas del pozo y objetivo

La forma de posicionar un punto exactamente en la tierra es mediante el uso de coordenadas U.T.M. (Universal Transverse Mercator) que son universales y está referida a cierta proyección cónica de la tierra.

Para perforar un pozo, se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe seguir un pozo. Una coordenada nos indicara la posición sobre la cual se inicia la perforación del pozo y la otra nos indicará el punto en el que se localiza el objetivo definiendo así si el pozo será vertical o direccional. Sin embargo es posible que un pozo sea perforado para alcanzar más de un objetivo.

4.2 Posición estructural

El primer paso en la planeación de un pozo es la recolección de la información de los pozos vecinos perforados en el área, una vez que se establecen los objetivos del pozo, se deberán considerar los pronósticos geológicos que consisten en:

La columna geológica esperada.

Los bloques de la estructura para seleccionar los pozos vecinos.

La identificación de las anomalías geológicas que puedan encontrarse durante la perforación del pozo.

Contar con mapas geológicos para seleccionar los pozos que se revisarán para programar el nuevo pozo.

En la mayoría de los casos se obtiene de primera mano un plano de ubicación y un plano de curvas de nivel que muestra las características de la estructura, el cual conforma el yacimiento acompañado generalmente de planos de secciones de corte que muestran el perfil del objetivo con respecto a los pozos vecinos.

4.3 Profundidad total programada

Es la profundidad vertical a la que se encuentra el objetivo, pero cuando un pozo no es perforado en forma vertical, entonces existe una profundidad llamada profundidad desarrollada total (MD) que es mayor a la profundidad vertical total (TVD).

4.4 Diámetro de la tubería de producción

El diseño de un pozo se realiza a partir de la tubería de producción, lo cual indica que la planeación se efectúa de abajo hacia arriba.

La tubería de revestimiento es una parte esencial de la perforación y terminación del pozo. Consiste de tramos de tubería de acero enroscados uno al otro, para formar un conducto desde la profundidad deseada hasta la superficie.

Los diseños más comunes contemplan las siguientes tuberías de revestimiento:

Tubería de revestimiento conductora.

Tubería de revestimiento superficial.

Tubería de revestimiento intermedia.

Tubería de revestimiento de producción.

Esta última está diseñada para soportar la máxima presión de fondo de la formación productora y debe evaluarse para que también resista las presiones que se manejaran en caso que el pozo se fracture para aumentar su productividad.

En el diseño del pozo esta se coloca hasta superficie y a través de la zona productora, para evitar derrumbes y mantener el pozo limpio.

El diámetro de la tubería de producción está en función de los requerimientos, expectativas y características del reservorio, aunque puede verse afectada por efectos de la profundidad, formación, los fluidos de control. Verificando los esfuerzos a que estará sometida, debe ser diseñada de acuerdo a los requerimientos de producción, estimulación y reparación del pozo.

CAPITULO V: PERFORACION INFILL EN LA FORMACION MOGOLLON

5.1 Modelo estructural de la Formación Mogollón

El bloque estructural de la formación Mogollón tiene un rumbo que varía de 75 a 81 grados con dirección Noroeste y buzamientos de 21 a 25 grados al Sur-Oeste y está delimitado por las fallas Leones Norte y sistemas Cuesta en el lado norte, la falla Zorro en el extremo Sur, la falla "7617" en el límite Oeste y el límite Este no está definido por la escasa información de esta parte del Lote.

El bloque principal de la formación Mogollón está afectado por fallas secundarias que lo sub-dividen en numerosos sub-bloques, como se observa en el Figura 5-1.

El grupo de fallas Noroeste-Sureste, comprende el sistema de fallas Cuesta I, II, III y "4951" (PD-3) con saltos verticales de hasta 700 pies aproximadamente.

Las fallas Cuesta Sur y "3621" forman el sistema de fallas Este-Oeste con buzamiento al Norte y saltos verticales de hasta 800 pies. Asociado a este sistema se encuentra la falla "7616" con salto vertical de 400 pies que origina el levantamiento del bloque de la formación San Cristóbal perforado por el pozo "7616" con respecto al atravesado por el pozo "6981", originando una reducción considerable en el salto de la falla "3621" que pasa al bloque de Leones en el Lote IV con aproximadamente 200 pies de salto vertical.

La Falla "3621", confirma la existencia del bloque levantado de las formaciones Mogollón y San Cristóbal ubicado al Sureste de la falla "3621" en los bloques B-6 y B-8.

La falla "7617" con rumbo Noroeste-Sureste y buzamiento Sur-Oeste, corta a la falla "3621" y conforma el límite Oeste del Lote IX, separando el bloque de la formación Mogollón del yacimiento Batanes y el bloque de alta producción del yacimiento Leones, su salto vertical varía de 300 pies al norte, 500 a 600 pies en la parte central y aproximadamente 1000 pies en la zona sur.

Al mismo sistema pertenece la falla "3785" que cambia de rumbo hasta una dirección este-oeste en el yacimiento Leones, su salto vertical es de aproximadamente 600 pies y disminuye hasta casi desaparecer contra la falla Cuesta Sur.

Las Fallas "Sur Este I" y "Sur Este II", tienen un rumbo Noreste-Suroeste y buzamiento Sureste.

La Falla "3695" tiene un rumbo Noreste-Suroeste y buzamiento al Noroeste, con salto vertical de aproximadamente 600 pies que origina el levantamiento del bloque B-8 al Sureste del Lote IX.

Otro sistema de menor magnitud lo conforman las fallas locales "4725" y "C", que tienen una orientación al Noreste-Suroeste, con buzamiento Sureste.

El área de estudio está determinada por la zona que comprende a los pozos 7344, 7616, 6981, 13405 y 7617 que extraen petróleo de la formación Mogollón y Pariñas Inferior.

La Fig. 5-2a muestra una vista aérea del área de estudio, el espaciamiento entre los pozos 7344, 7616 y 7617 corresponden a una área de 30 acres en la formación Mogollón, mientras que el espaciamiento para los pozos circundantes al pozo 3522 corresponde a un área de 10 acres en la formación Pariñas Inferior.

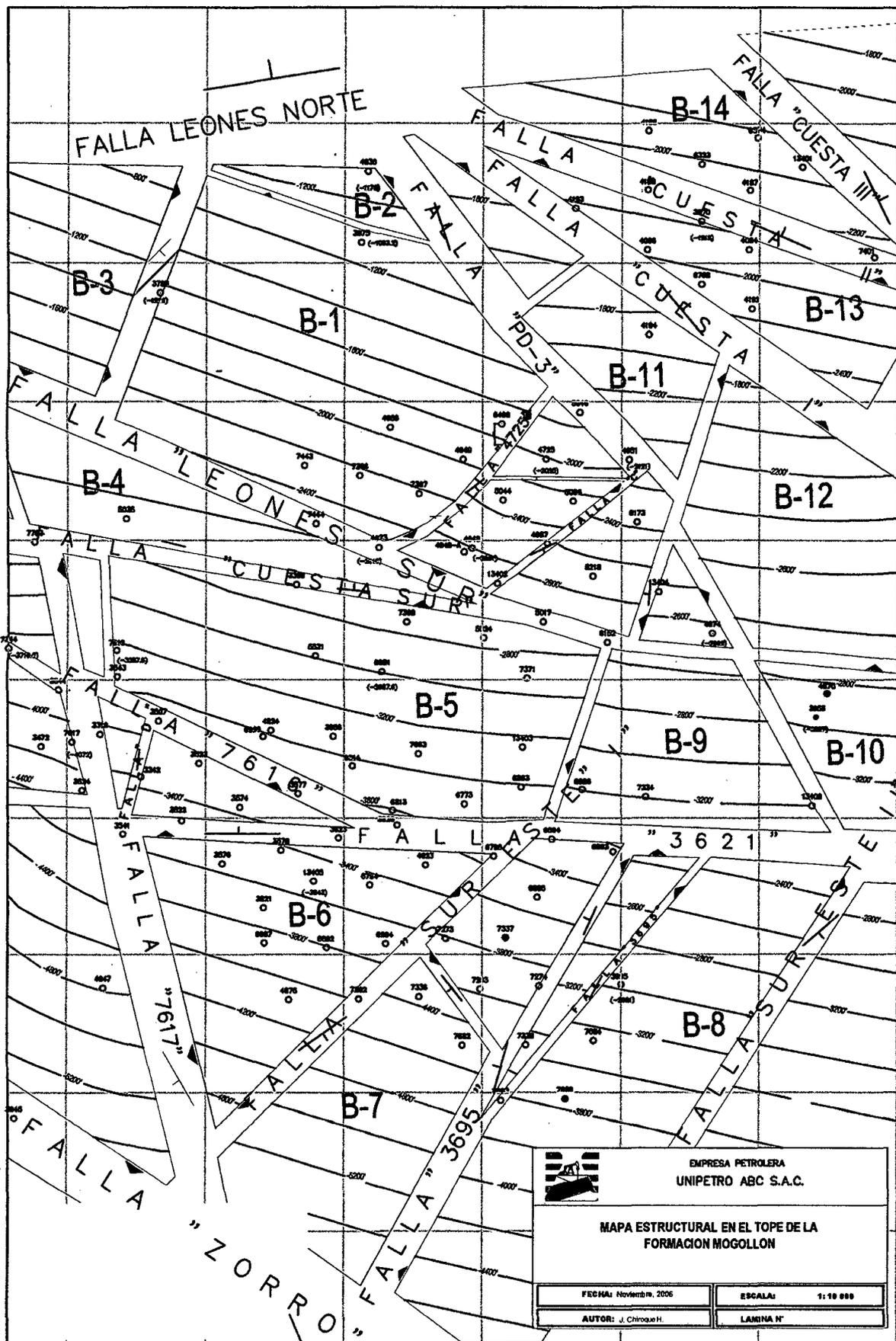
La Fig. 5-2b muestra la ubicación de los pozos en el tope de la formación Mogollón y las fallas asociadas a este bloque.

La Ubicación PD-01 tiene como objetivo primario la formación Mogollón que no ha sido desarrollada en esta zona, por lo que la ubicación permitirá evaluar la formación en el yacimiento Batanes, y como objetivo secundario se tiene la formación Pariñas Inferior, la cual no ha sido eficientemente drenada por el pozo 3522, el mismo que fue abandonado por problemas mecánicos, sin haber alcanzado la recuperación promedio de los pozos vecinos.

Para determinar la ubicación del pozo a perforar en el área de estudio, se analiza las correlaciones electrográficas, las secciones estructurales para determinar los estratos productores y el historial de producción de los pozos que extraen de la Formación Mogollón y Pariñas Inferior.

Figura 5-1

MAPA ESTRUCTURAL EN EL TOPE DE LA FORMACIÓN MOGOLLÓN



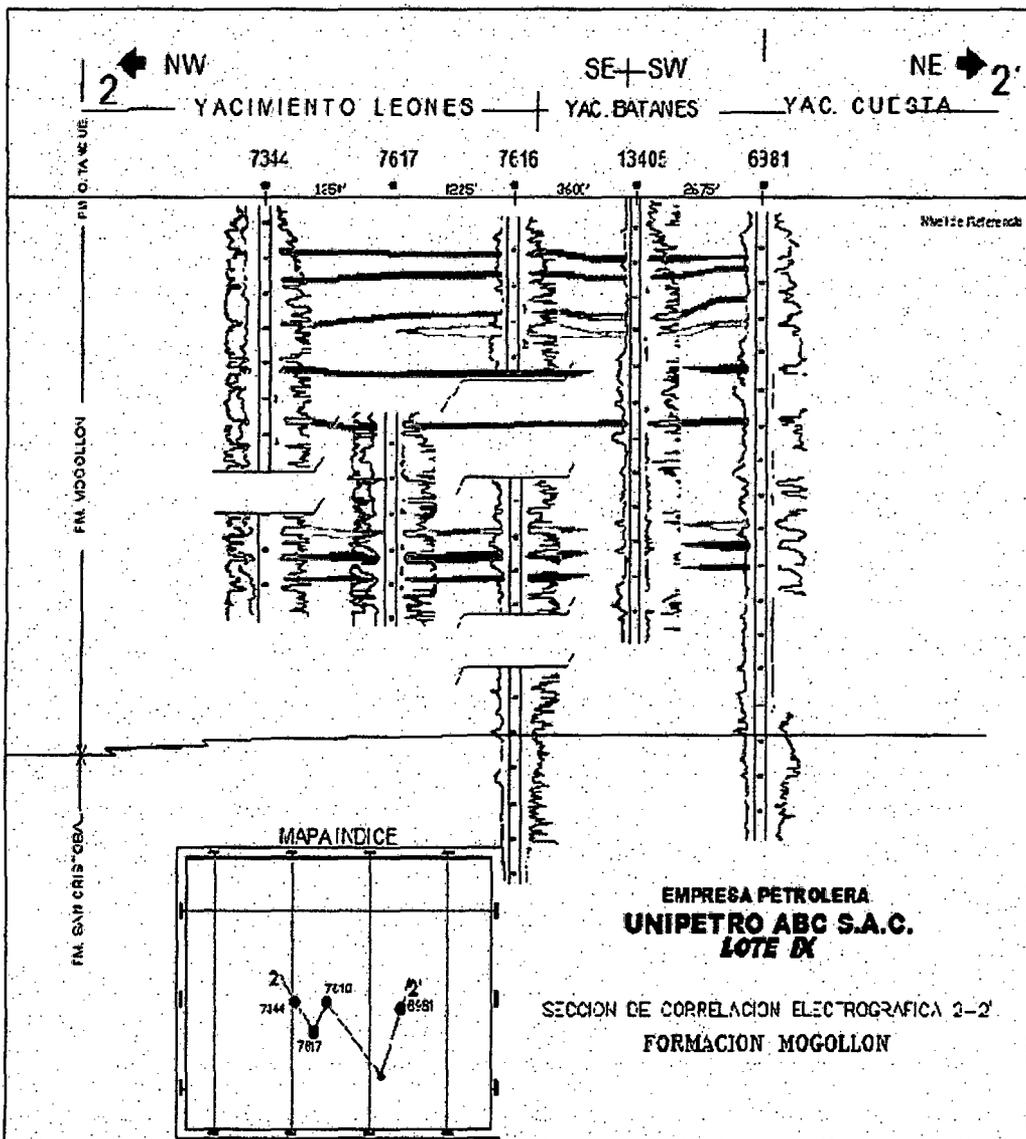
Fuente: UNIPETRO ABC

5.2 Correlación electrográfica en la Formación Mogollón

Mediante el análisis de las curvas de rayos gamma de la Formación Mogollón, en la Fig. 5-3 se identifican varios estratos que tienen cierta continuidad desde el pozo 7344 en el área del bloque de Leones, hasta el pozo 6981 en el yacimiento Cuesta.

El pozo 6981 tiene un espesor de formación de 1408', y en los pozos 7344, 7616, 13405, y 7617, la formación tiene espesores de 974', 929', 960' y 598' respectivamente, observándose mejor continuidad de los estratos en los pozos 7344, 7616 y 6981

FIGURA 5-3
SECCIÓN DE CORRELACIÓN ELECTROGRÁFICA 2-2'
FM MOGOLLÓN.



5.3 Secciones de corte

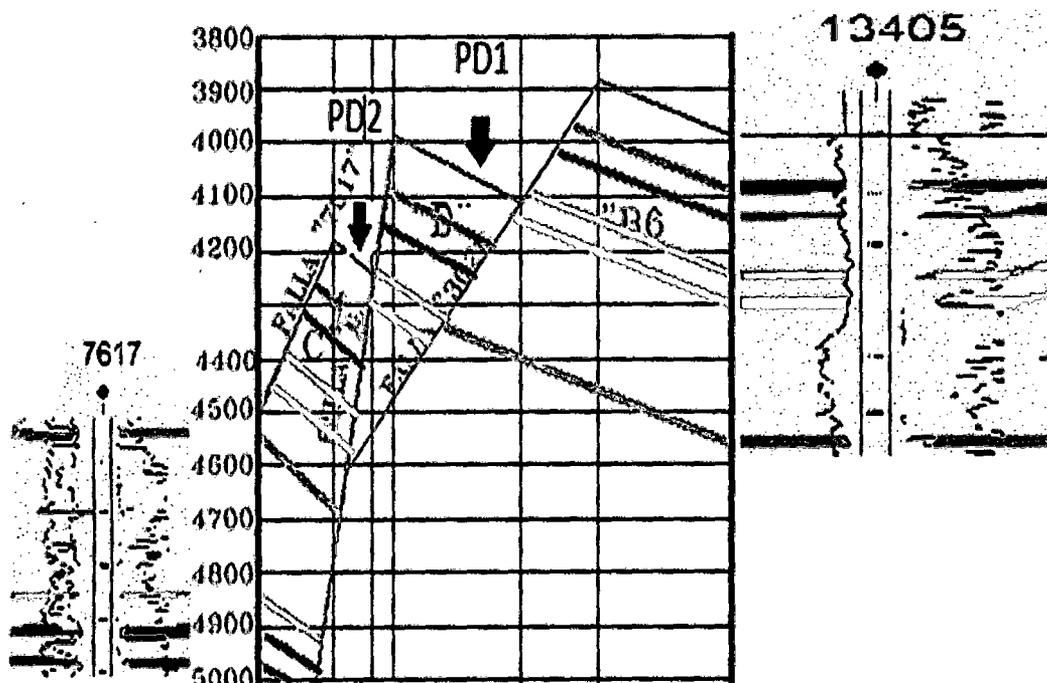
Del análisis de la sección de corte transversal A-A' en el tope de la formación Mogollón en el mapa estructural entre los pozos 7617 y 13405, y relacionando con la sección de correlación electrográfica, se observa que el pozo 7617 produce de las capas inferiores del bloque "C" quedando los estratos superiores sin producir; el pozo 13405 produce de los estratos superiores del bloque "B-6", no se encontraron los estratos inferiores en este pozo, el bloque "D" se encuentra limitado por las fallas "D" y 3621 y como se puede ver en el Figura 5-4, aún no ha sido drenado las capas superiores de este bloque, por lo tanto, se estima que la presión del reservorio se encuentra a condiciones iniciales, en este bloque se establecerá el pozo de desarrollo "PD-01", treinta metros al Sur-Oeste del pozo 3522 sobre la traza de la falla 3621 para conseguir mejores resultados debido a la porosidad secundaria de las fisuras producto de la falla, como en los pozos 7617 y 7344.

En la sección de corte transversal B-B' se observa que el pozo 13405 produce de los estratos superiores del bloque "B6" en la formación Mogollón y el pozo 7616 explota las arenas superiores del bloque "B5", corta la Falla "7616", y produce de las capas inferiores del Bloque "D" y corta la Falla "3621", como se puede notar en la Fig. 5.5.

Las correlaciones electrográficas entre los pozos y las secciones de corte permite determinar la ubicación de un Nuevo Pozo de desarrollo "PD-01", que se encontrará al Sur-Oeste del pozo 3322 y cercano a este para recuperar las reservas remanentes de la Formación Pariñas Inferior que no han podido ser extraídas al abandonar el pozo por problemas mecánicos, sin haber alcanzado la recuperación promedio de los pozos vecinos.

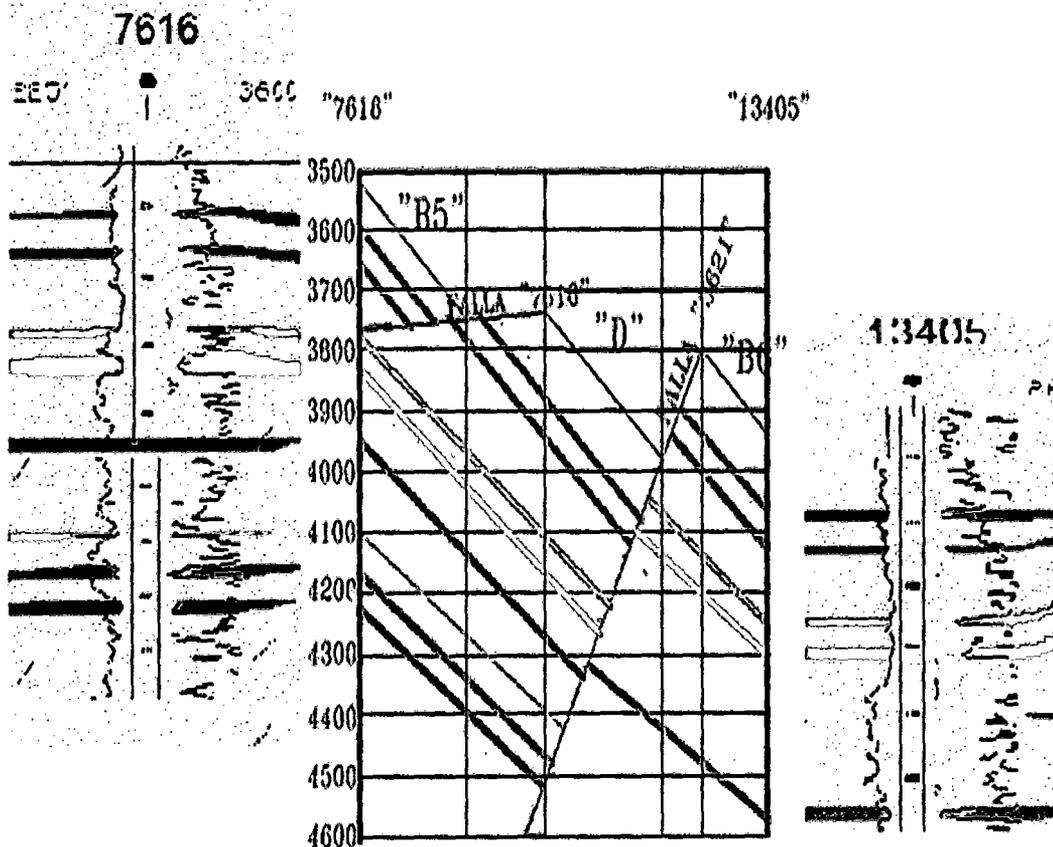
La perforación atravesará la formación Pariñas Inferior en el Bloque "Charito I", en el yacimiento Batanes Norte, donde estará rodeado por los pozos productores 3342, 3523, 3574, 3576, y 3541, hasta llegar a la Formación Mogollón, donde se extraerá petróleo de los estratos superiores de la formación en el bloque "D", como objetivo principal, cuyo tope se estima alcanzar a los 4800 pies de profundidad; y como objetivo secundario se tiene a la formación Pariñas Inferior, cuyo tope se espera alcanzar a 1950 pies.

FIGURA 5-4
SECCIÓN DE CORTE A-A' ENTRE LOS POZOS 7617 Y 13405



Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

FIGURA 5-5
SECCIÓN DE CORTE B-B' ENTRE LOS POZOS 7616 Y 13405



Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

5.4 Historial de producción de pozos de la Formación Mogollón.

El comportamiento productivo de los pozos 7344, 7616, 6981, 7617 y 13405, permite estimar el comportamiento productivo del pozo propuesto "PD-01" y por lo tanto las reservas.

En el Figura N° 5-6 se muestra el historial del comportamiento productivo de los pozos 7344, 7616, 6981, 7617 y 13405 en el área de estudio hasta el año 2012. El incremento en la producción del pozo 7617 a finales del 2008, se debe al aporte de la formación Pariñas, baleado y fracturado durante ese año. El Cuadro 5.1 resume la producción promedio anual en BOPD durante los primeros 10 años de la vida productiva de los cinco pozos que extraen de la formación Mogollón en el área de estudio y el pronóstico de producción del pozo propuesto PD-01. El Cuadro 5.2 muestra la producción anual en Bls durante los primeros 10 años de la vida productiva de los cinco pozos analizados y la producción acumulada estimada del pozo propuesto durante el mismo periodo. Además, resume la producción acumulada al 2012 y las reservas estimadas al 2023 de los pozos analizados. El Cuadro 5.3 muestra el acumulado de las producciones del Cuadro 5.2.

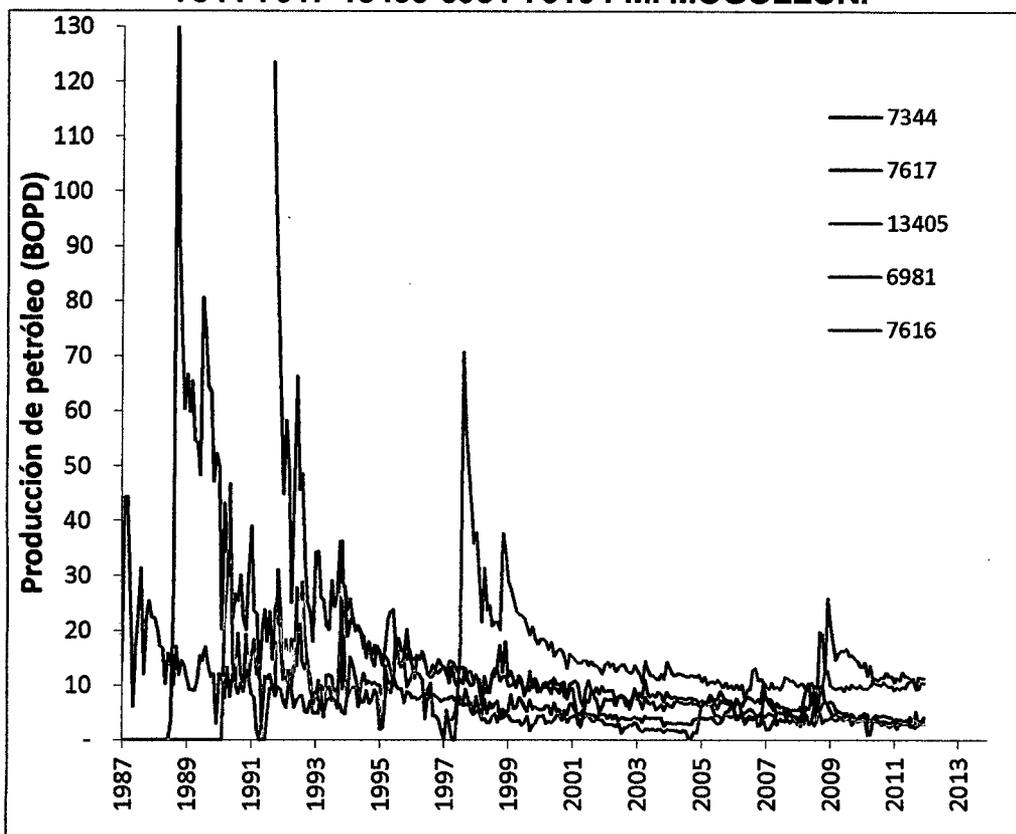
La Figura N° 5-7 representa los datos del Cuadro N° 5.1, y CUADRO N° 5.2 y muestra el promedio de producción anual en BOPD en el eje vertical de la izquierda y MBIs en el eje de la derecha, durante los primeros diez años de la vida productiva de los cinco pozos analizados.

La Figura N° 5-8 muestra la producción de petróleo versus el acumulado de los pozos anteriores.

Las Figuras N° 5-7 y 5-8 muestran además el comportamiento del pozo propuesto.

La reserva estimada del pozo PD-01 a diez años en la Formación Mogollón es 53746 Bls.

FIGURA 5-6
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS POZOS:
7344-7617-13405-6981-7616 FM. MOGOLLÓN.



Fuente: UNIPETRO ABC - Elaboración Propia

CUADRO 5.1
PRODUCCIÓN PROMEDIO ANUAL DE LA FORMACIÓN MOGOLLÓN
Y PRONÓSTICO DEL POZO PD-01 (BOPD)

Año	7344	7616	6981	7617	13405	PD-01
1	72.26	19.07	24.36	62.58	36.85	33.16
2	40.50	11.78	15.37	26.10	25.56	23.00
3	23.78	15.55	11.41	22.14	18.65	16.79
4	15.95	11.69	10.49	18.09	14.98	13.48
5	9.60	9.43	7.82	14.79	13.39	12.05
6	18.56	12.70	7.02	13.32	12.68	11.41
7	15.03	6.50	6.43	11.04	12.04	10.83
8	14.55	4.93	9.25	10.52	11.15	10.03
9	11.95	4.04	8.02	10.22	9.68	8.71
10	10.25	3.42	7.83	6.92	10.47	6.78

Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

**CUADRO 5.2
PRODUCCIÓN DE LA FORMACIÓN MOGOLLÓN
Y PRONÓSTICO DEL POZO PD-01 (BLS)**

Año	7344	7616	6981	7617	13405	PD-01
1	26376	6961	8890	22840	13449	12104
2	14781	4298	5610	9527	9329	8396
3	8680	5674	4166	8081	6808	6127
4	5820	4268	3830	6602	5468	4921
5	3504	3441	2855	5397	4887	4398
6	6776	4634	2561	4862	4628	4165
7	5485	2373	2348	4028	4394	3954
8	5309	1799	3376	3841	4069	3662
9	4360	1476	2928	3729	3533	3179
10	3741	1247	2857	2527	3820	2838
Total	84832	36171	39421	71434	60384	53746
Acum. 2012	122908	51721	65879	108040	80670	
Reserva 2023	12729	9409	7014	25286	32093	

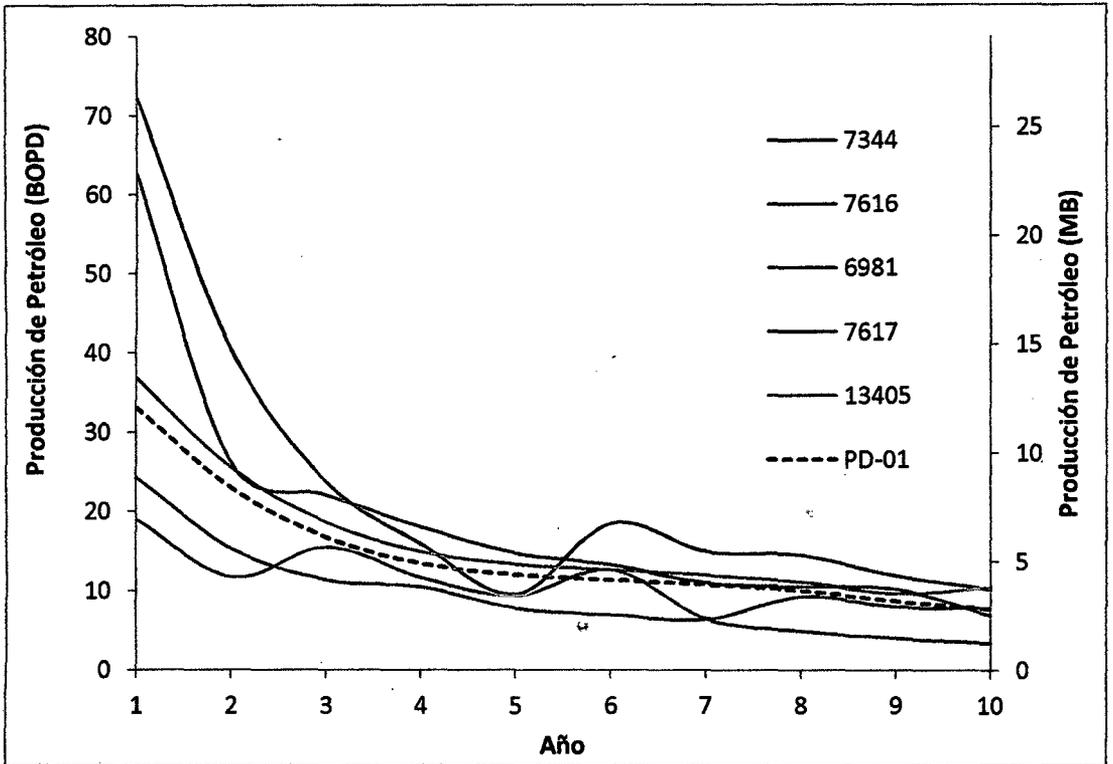
Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

**CUADRO 5.3
PRODUCCIÓN ACUMULADA
FORMACIÓN MOGOLLÓN (BLS)**

Año	7344	7616	6981	7617	13405	PD1-M
1	26376	6961	8890	22840	13449	12104
2	41157	11259	14500	32367	22778	20500
3	49837	16933	18666	40448	29586	26627
4	55657	21201	22496	47050	35054	31549
5	59161	24642	25351	52447	39941	35947
6	65937	29276	27912	57309	44569	40112
7	71422	31649	30260	61337	48963	44066
8	76731	33448	33636	65178	53032	47729
9	81091	34924	36564	68907	56564	50908
10	84832	36171	39421	71434	60384	53746

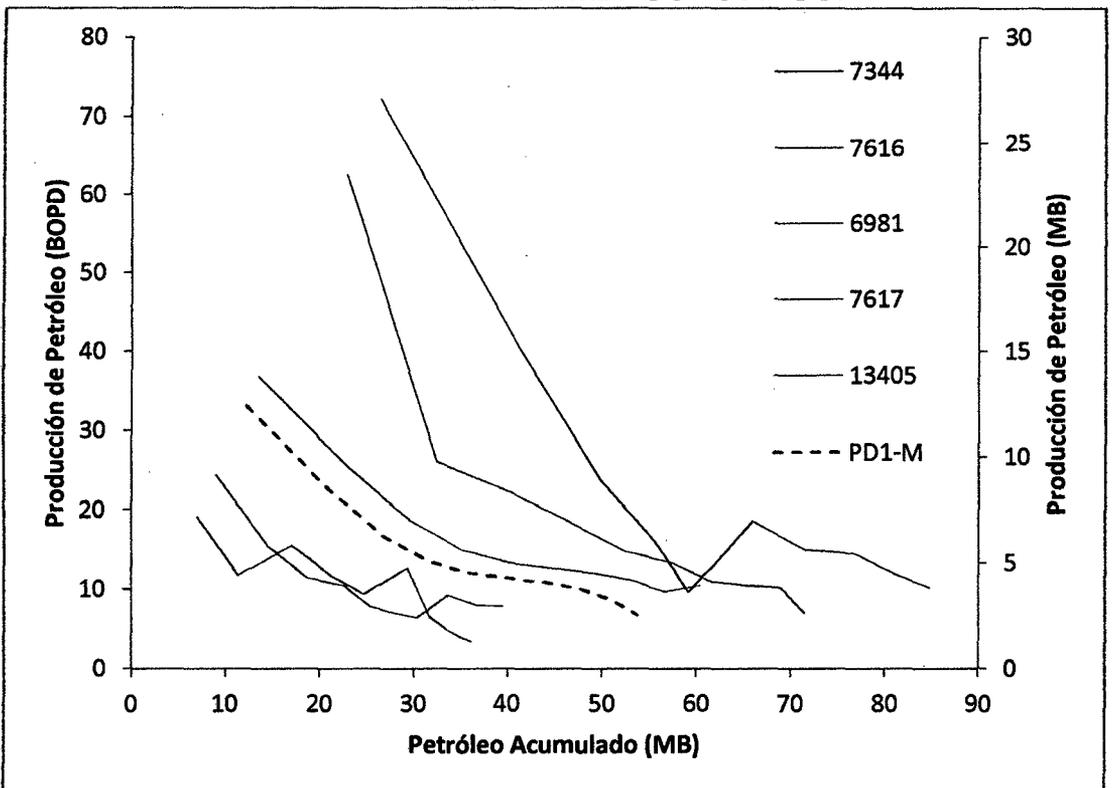
Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

**FIGURA 5-7
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LA FORMACIÓN MOGOLLÓN
DURANTE LOS PRIMEROS 10 AÑOS.**



Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

**FIGURA 5-8
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO vs PRODUCCIÓN ACUMULADA
DURANTE LOS PRIMEROS 10 AÑOS.**



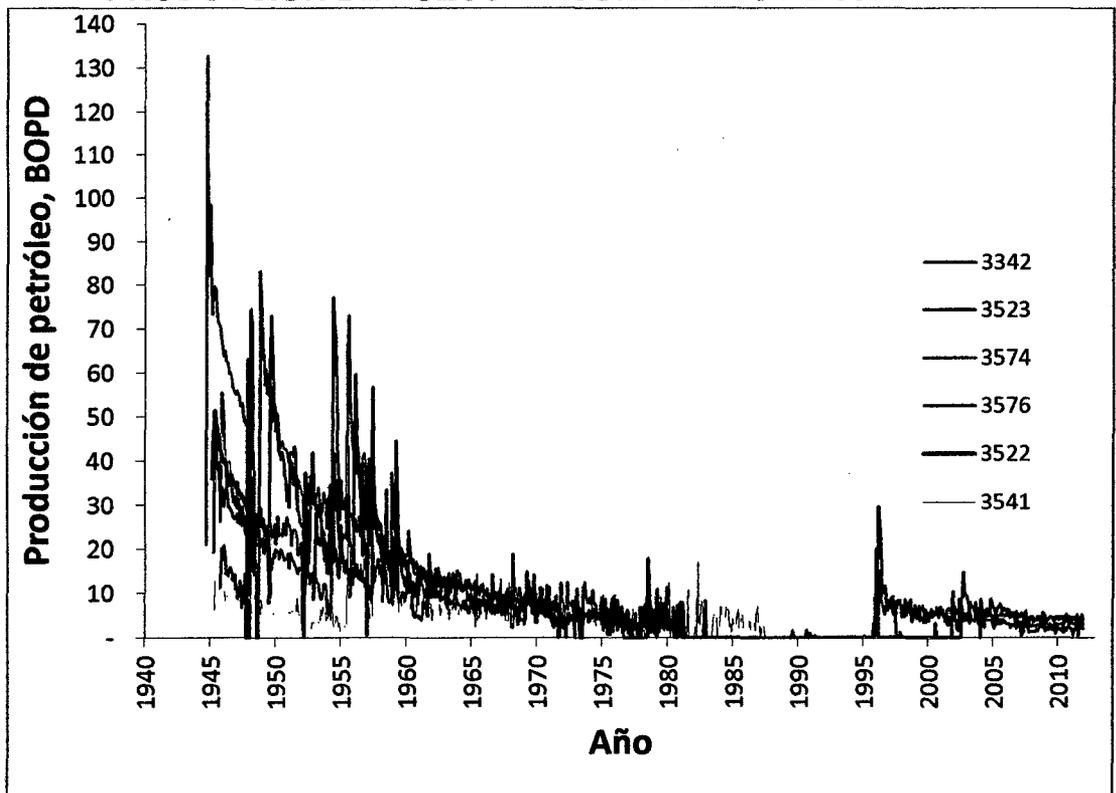
Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

5.5 Historial de producción de pozos de la Formación Pariñas Inferior.

El historial de producción de los pozos circundantes al pozo 3522 es mostrado gráficamente en la Figura 5-9, se observa el comportamiento productivo de los pozos reactivados después de un periodo de cierre de más de una década, el nivel de producción al cual fue abandonado por problemas mecánicos el pozo 3522, induce a suponer que la apertura del pozo PD-01 gemelo al 3522, tendría un mejor comportamiento productivo que los pozos reactivados. El CUADRO N° 5.4 es elaborado con la información del historial de producción y resume diferentes etapas en la vida productiva del pozo.

La producción acumulada del pozo 3522 a Diciembre del 2012 ha sido de 52,692 Bls, que es relativamente bajo en comparación con los pozos circundantes 3342 (322,885 Bls), 3576 (232,060 Bls), 3523 (192,847 Bls) 3574 (168,062 Bls.), y 3541 (99,802 Bls), los cuales están perforados a un espaciamiento similar. La baja producción acumulada de los pozos 3522 y 3541 se debe a que el primero fue abandonado por problemas mecánicos después de cincuenta y cuatro meses de producción, y el otro no fue reactivado. La Figura 5-10 muestra gráficamente la información del CUADRO N° 5.4.

**FIGURA 5-9
PRODUCCIÓN DE POZOS CIRCUNDANTES AL 3522**



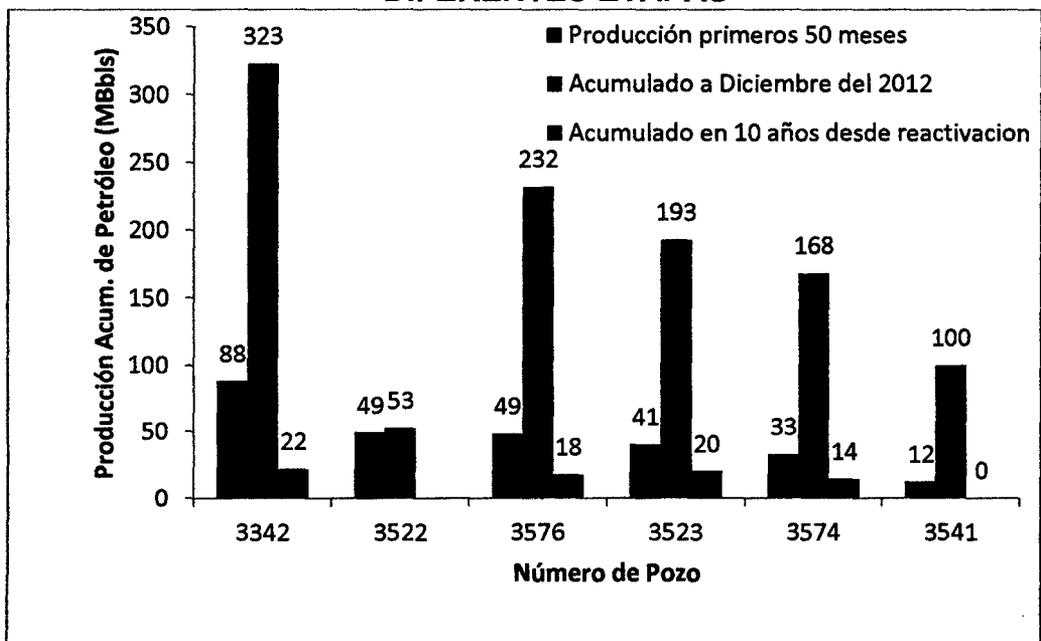
Fuente: UNIPETRO ABC - Elaboración Propia

**CUADRO N° 5.4
PRODUCCIÓN DE LA FORMACIÓN PARIÑAS INFERIOR EN
DIFERENTES ETAPAS**

	3342	3522	3576	3523	3574
Acum. 50 primeros meses	87905	49461	48515	40540	32829
Acum. a Diciembre 92	290227	52692	212352	167151	147787
Acum. Unipetro 93- 2012	32658	0	19708	25696	20275
Acumulado @ Dic.2012	322885	52692	232060	192847	168062
Acum. 10 años reactivación	22143		17794	20361	14343

Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

**Figura 5-10
PRODUCCIÓN DE LA FORMACIÓN PARIÑAS INFERIOR EN
DIFERENTES ETAPAS**



Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

La producción acumulada durante los primeros diez años después de reactivados nos indica que a pesar de la baja energía del reservorio, estos continúan produciendo favorecidos por el empuje gravitacional. El CUADRO N° 5.5 muestra la producción anual acumulada de los pozos circundantes al pozo 3522 reactivados a inicios de la década de los 90 por UNIPETRO ABC que fueron cerrados por Petroperú a inicio de los años 80 después de haber

sido explotados por más de treinta y cinco años, y la producción estimada para el pozo propuesto PD-01. El CUADRO N° 5.6 muestra la producción promedio por día durante los primeros diez años después de haber sido reactivados, esta información se representa gráficamente en la Figura 5-11 y sirve para determinar el pronóstico de producción del pozo propuesto PD-01 en la Formación Pariñas basado en la declinación de la producción. Como el pozo 3522 fue cerrado con un mayor nivel de energía que los pozos circundantes, es probable obtener mayor producción en el pozo PD-01 que el pronosticado.

El pronóstico de producción total durante los primeros diez años para el pozo propuesto se obtiene sumando los aportes de las Formaciones Mogollón y Pariñas Inferior determinadas previamente y se muestra en el CUADRO N° 5.7.

En la zona del pozo propuesto, la Formación Pariñas Inferior ha sido ampliamente estudiada, se ha determinado volumétricamente 11505.5 MB de petróleo inicial en el Bloque Charito I, de la formación Mogollón se tiene escasa información. De información obtenida del libro de reservas, la producción acumulada de petróleo de la Formación Pariñas a Diciembre del 2012 llega a 2833.1 MB obteniéndose un Factor de Recuperación de 0.2462. Las Reservas estimadas a Setiembre del 2023 son 177.3 MB, donde se obtiene un Factor de recuperación de 0.2616. Si a estas reservas le agregamos el aporte de la Formación Pariñas Inferior del pozo propuesto (16.97 MB) se obtendrá un Factor de Recuperación de 0.2630.

**CUADRO N° 5.5
PRODUCCIÓN DE POZOS REACTIVADOS
Y PRONÓSTICO DEL POZO PD-01 (BLS)**

Año	3342	PD-01	3576	3523	3574
1	3605	3250	1856	4920	3069
2	2507	2220	1772	2733	2105
3	2404	1920	1801	2100	1556
4	2169	1718	2403	1699	1145
5	2142	1564	1945	1988	1019
6	2189	1440	1711	1434	992
7	1898	1337	1575	1440	855
8	1680	1248	1643	1445	1083
9	1798	1171	1660	1347	1301
10	1752	1102	1429	1255	1219
TOTAL	22143	16970	17794	20361	14343

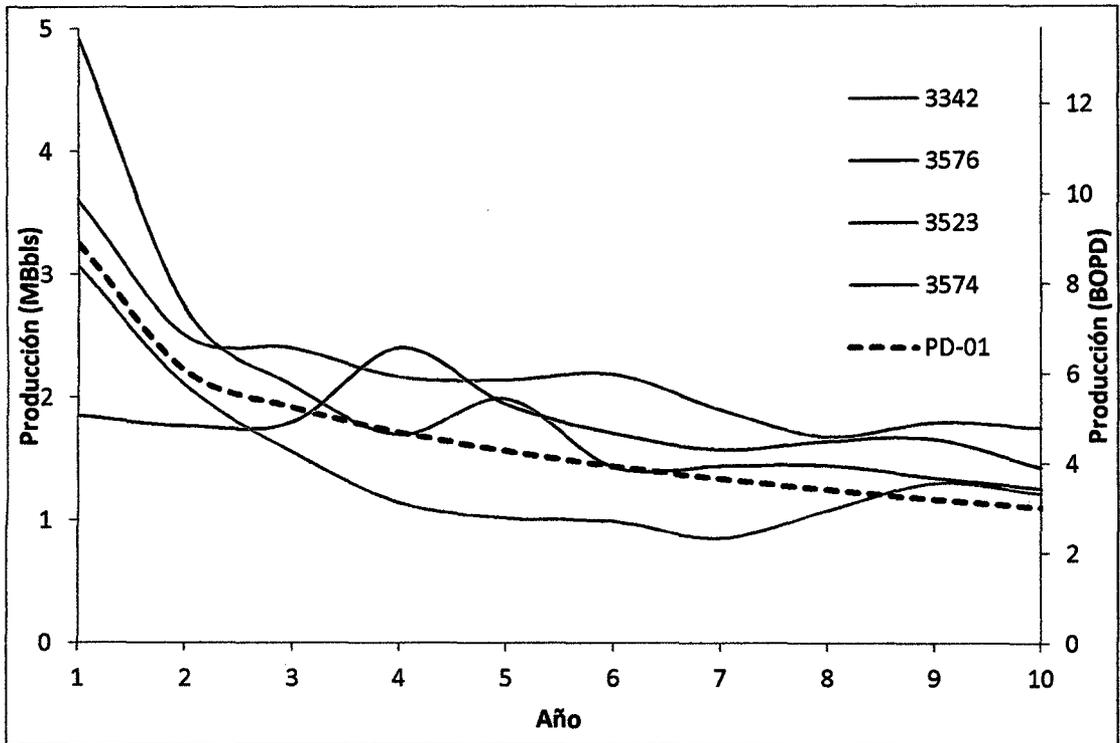
Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

**CUADRO N° 5.6
PRODUCCIÓN PROMEDIO ANUAL DE POZOS REACTIVADOS
Y PRONÓSTICO DEL POZO PD-01 (BOPD)**

Año	3342	PD-01	3576	3523	3574
1	9.88	8.90	5.08	13.48	8.41
2	6.87	6.08	4.85	7.49	5.77
3	6.59	5.26	4.93	5.75	4.26
4	5.94	4.71	6.58	4.65	3.14
5	5.87	4.29	5.33	5.45	2.79
6	6.00	3.95	4.69	3.93	2.72
7	5.20	3.66	4.31	3.95	2.34
8	4.60	3.42	4.50	3.96	2.97
9	4.92	3.21	4.55	3.69	3.56
10	4.80	3.02	3.91	3.44	3.34

Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

FIGURA 5-11
PRODUCCIÓN DE POZOS REACTIVADOS Fm. PARIÑAS Y
PRONÓSTICO DEL POZO PD-01 DURANTE LOS PRIMEROS 10 AÑOS.



Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

CUADRO 5.7
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO PD-01

Año	PRODUCCIÓN Fm. MOGOLLÓN Bls.	PRODUCCIÓN PARIÑAS INFERIOR Bls	TOTAL PRODUCCIÓN PD-01	
			Bls	BOPD
1	12104	3250	15354	42
2	8396	2220	10616	29
3	6127	1920	8047	22
4	4921	1718	6639	18
5	4398	1564	5963	16
6	4165	1440	5605	15
7	3954	1337	5291	14
8	3662	1248	4910	13
9	3179	1171	4350	12
10	2838	1102	3940	11
TOTAL	53746	16970	70715	

Fuente: UNIPETRO ABC- Elaboración Propia

CAPÍTULO VI: DISEÑO DE SARTA DE CASING

Debido a los bajos caudales y al empleo de levantamiento por bombeo mecánico como sistema de producción en el Lote IX, se usará casing de producción de 5 ½".

6.1 Diseño de casing de producción de 5 ½"

Con información de pruebas DST y mini frac, se elabora el gráfico de presiones de poro y de fractura, Fig. 6.1 y se determina el asiento de la tubería de revestimiento.

Temperatura de superficie = 25.5 °C = 78 °F

Gradiente de Temperatura = 1.6 ° F / 100 ft.

Temperatura de Reservorio (4800') = 155 °F

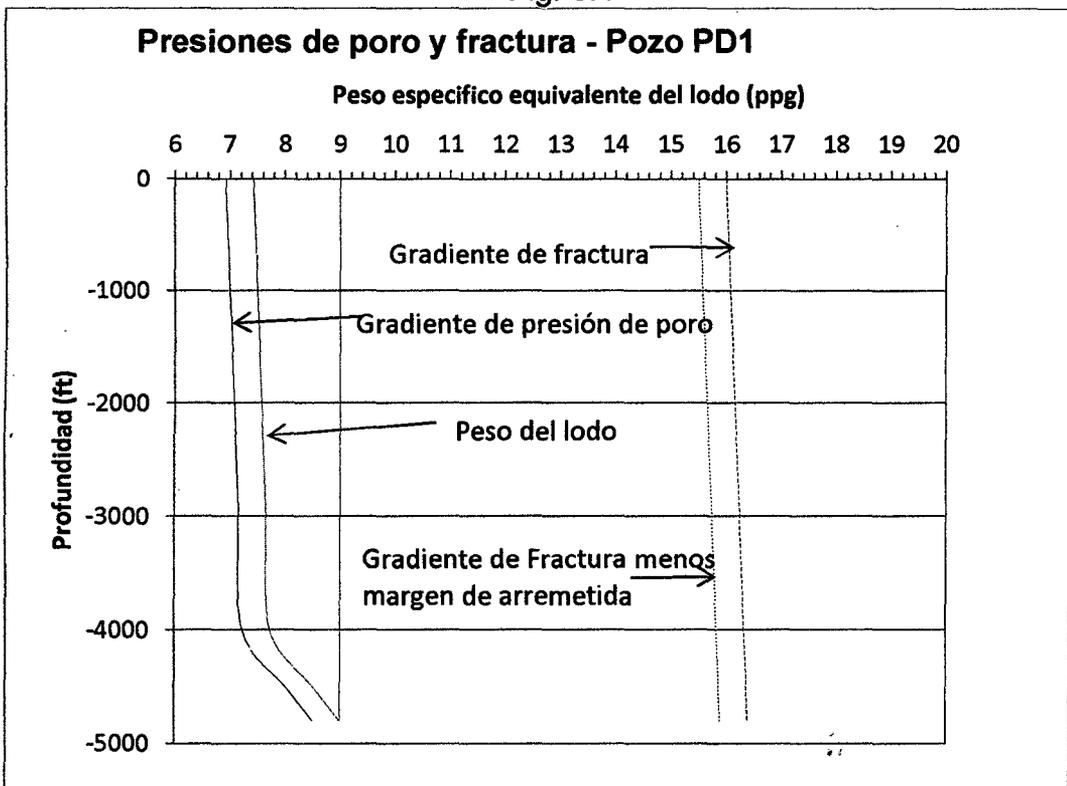
Gradiente de poro a 4,800' = 0.442 psi/ft

Gradiente de fractura a 4,800' = 0.852 psi/ft

Gradiente del gas (metano) = 0.07

El casing de producción es fijado a 4,800 ft de profundidad y parcialmente cementado al asiento.

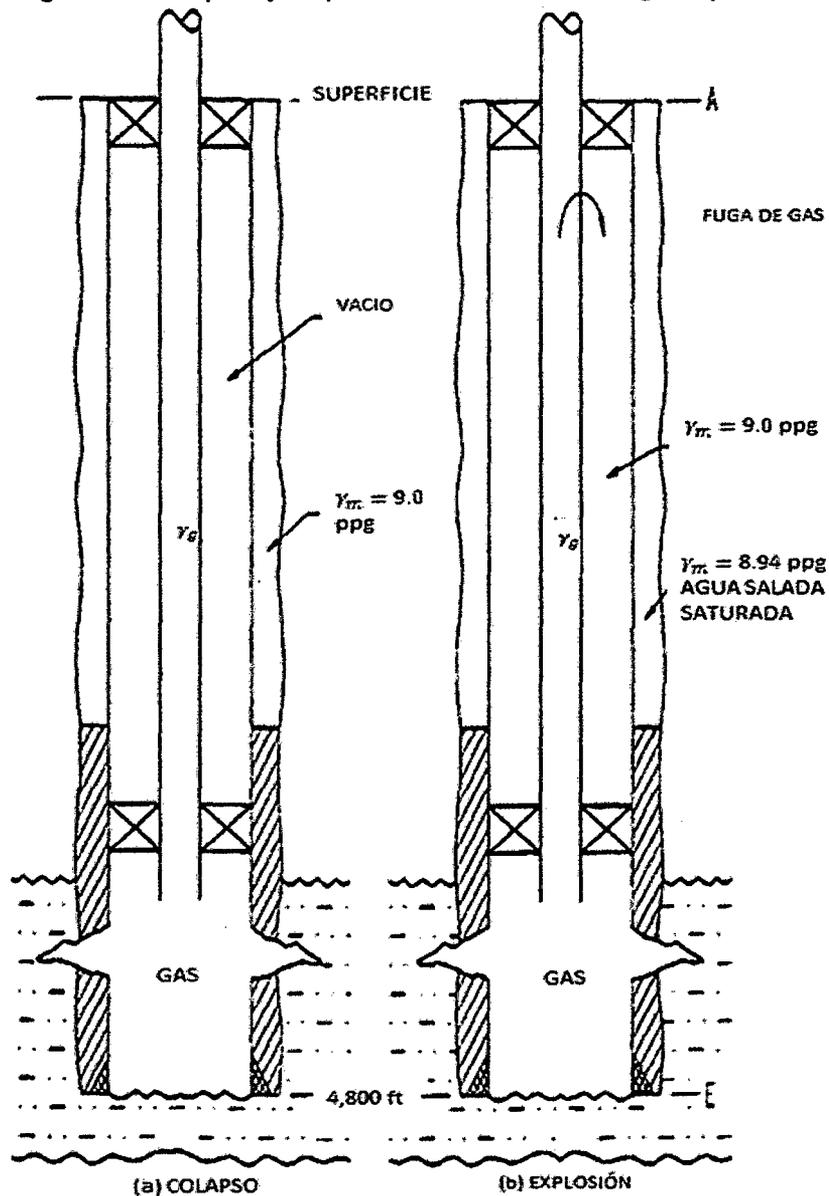
Fig. 6.1



Fuente: Elaboración Propia

El diseño para los cálculos de carga de colapso y explosión están representados en la Fig. 6.2

Fig. 6.2
Cargas de colapso y explosión sobre el casing de producción



Fuente: S.S.Rahman & G.V. Chillingarian, 1999, fig.3.13, p,165

6.1.1 Colapso

El diseño por colapso está basado sobre la premisa que el pozo está en la última fase de producción y el reservorio ha sido agotado a muy baja presión de abandono (Bourgoyne et al., 1985). Durante esta fase de producción, una fuga en el tubing puede conducir a una pérdida completa o parcial del fluido del anular entre el tubing y el casing Fig. 6.2(a). Para el propósito de diseño por colapso se asume lo siguiente:

1. El casing se considera vacío

2. El peso específico del fluido fuera de la tubería es el peso específico del fluido de perforación dentro del pozo cuando la tubería se está metiendo.
3. Los efectos benéficos del cemento son ignorados.

Basado en las suposiciones hechas, el diseño de carga para colapso será calculado de la siguiente manera:

Presión de colapso en superficie = 0 psi

$$\begin{aligned}
 \text{Presión de colapso a 4800'} &= \text{presión externa} - \text{presión interna} \\
 &= 9.0 * 0.052 * 4,800 - 0 \\
 &= 2,246 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

En la Fig. 6.3 la línea de colapso es construida entre 0 psi en la superficie y 2,246 a 4,800 ft. La resistencia al colapso del Grado H40-14 lb/ft (2,620 psi) satisface los requerimientos para diseño de máxima carga de colapso y es dibujada como una línea vertical discontinua negra.

6.1.2 Explosión

En la mayoría de los casos, la producción de hidrocarburos es vía tubing sellado por un packer, tal como se muestra en la Fig. 6.2 (b), bajo condiciones ideales, solo la sección del casing sobre el zapato estará sujeta a presión de explosión. El casing de producción sin embargo, debe ser capaz de resistir la presión de explosión si el tubing falla. Así, el diseño de carga para explosión está basado en el peor escenario posible.

Para propósito de diseño de carga por explosión se hacen las siguientes suposiciones:

1. El pozo está produciendo con una presión de fondo igual a la presión de formación y el fluido producido es gas.
2. Fuga gas por el tubing
3. El peso específico del fluido en el espacio anular entre el tubing y el casing es el del fluido de perforación dentro del pozo cuando se corrió la tubería.
4. El peso específico del fluido detrás del casing es el del fluido de perforación deteriorado, es decir el peso específico del agua salada.

Basado en esas suposiciones, procedemos al diseño de carga por explosión:

Carga de explosión en superficie = presión interna – presión externa

Presión interna en superficie = presión de cierre en el fondo del pozo

$$\begin{aligned}
 &- \text{cabeza hidrostática de la columna de gas} \\
 &= 8.5 * 0.052 * 4,800 - 0.07 * 4,800 = 1,786 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Presión de explosión en superficie = $1,786 - 0 = 1,786$ psi

Presión de explosión en zapato de casing = presión interna – presión externa

Presión interna a 4,800' = presión hidrostática de la columna de fluido +
presión en superficie debido a la fuga de gas en
el tope del tubing

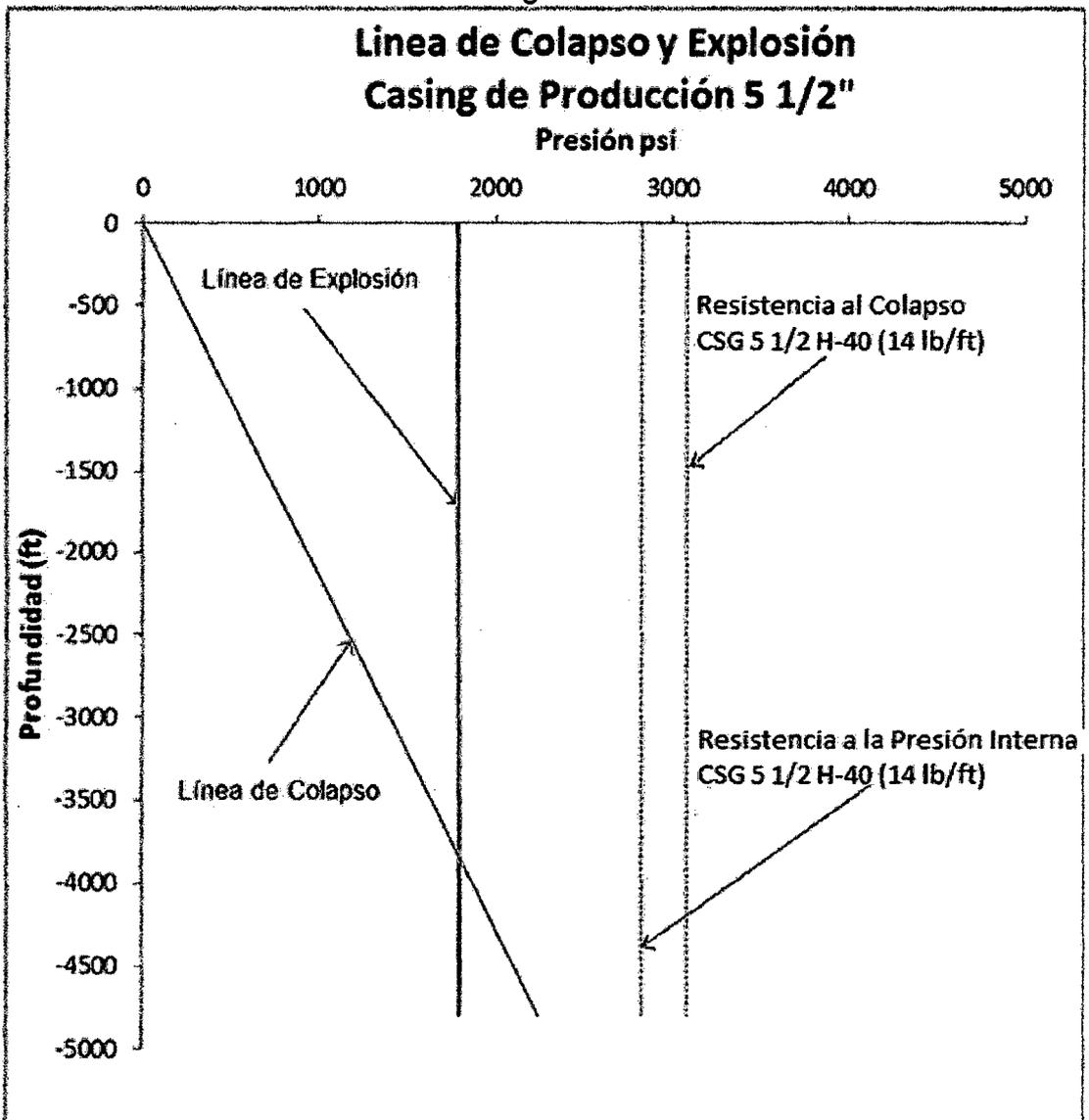
$$= 9 \cdot 0.052 \cdot 4,800 + 1,786 = 4,032 \text{ psi}$$

Presión externa a 4,800' = $0.465 \cdot 4,800 = 2,232$ psi

Presión de explosión a 4,800' = $4,032 - 2,232 = 1,800$ psi

En la Fig. 6.3, la línea de explosión es dibujada entre 1,786 psi en superficie y 1,800 psi a 4,800 ft. La resistencia a la explosión del casing H40-14 lb/ft (3,110 psi) satisface los requerimientos para diseño de máxima carga de explosión y es dibujada como una línea vertical discontinua roja.

Fig. 6.3



6.1.3 Tensión

Lo apropiado para seleccionar grados bajo tensión es chequear la carga axial, carga de impacto y prueba de presión

$$\text{Carga axial } (F_a) = W_n * L - \gamma_L * A_s * L$$

$$F_a = 14 * 4,800 - 9 * 0.052 * 4.029 * 4,800$$

$$F_a = 58,149 \text{ lbf.}$$

$$\begin{aligned} \text{Carga de impacto} &= 3200 * W_n \\ &= 44,800 \text{ lbf.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Carga tensional debido a prueba de presión} &= 3,110 * 0.6 * 4.029 \\ &= 7,518 \text{ lbf.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Carga de tensión total} &= F_a + \text{Carga tensional debido a prueba de presión} \\ &= 58,149 + 7,518 = 65,667 \text{ lbf} \end{aligned}$$

$$SF = \left(\frac{Y_p}{\text{Carga total}} \right) = \frac{161,000}{65,667} = 2.45$$

Puesto que este valor es más grande que el factor de seguridad de diseño de 1.8, el grado H40-14 lb/ft satisface los requerimientos de carga tensional.

6.1.4 Efecto biaxial

La tensión axial reduce la resistencia al colapso, el grado seleccionado tiene más resistencia al colapso que el requerido, la resistencia al colapso modificada del grado H40-14 lb/ft bajo una carga axial del 65,667 lbf puede ser calculada y es 2,253 psi. Por lo tanto,

$$SF \text{ para colapso} = \frac{\text{Resistencia reducida al colapso}}{\text{presión de colapso a 4,800 ft}} = \frac{2,253}{2,246} = 1.00 > 0.85$$

6.2 Diseño de casing de superficie 9 5/8"

La sarta de casing de superficie es a menudo sometida a presiones anormales. Si una arremetida ocurre y la presión de cierre del casing más la presión hidrostática del fluido de perforación excede la resistencia de la presión de fractura de la formación en la zapata del casing, ocurrirá un fracturamiento o un escape subterráneo. El establecimiento de la profundidad para el casing de superficie es seleccionado para contener la presión de arremetida impuesta.

Otro factor que puede influenciar en la selección del nivel de profundidad del casing de superficie es la protección de acuíferos de agua fresca. Los fluidos de perforación pueden contaminar los acuíferos de agua fresca y para prevenir que esto ocurra el asiento del casing debe estar más bajo que el acuífero. Las relaciones entre presión de arremetida y profundidad puede ser obtenida considerando un asiento de casing arbitrario a la profundidad D_s ; el máximo golpe de presión en este punto puede ser calculada usando la siguiente relación:

$$p_s = G_{pf} * D_p - G_{pf} * (D_p - D_s)$$

Dónde:

p_s = golpe de presión a la profundidad D_s , psi

D_s = profundidad establecida para el casing de superficie, ft

D_p = profundidad establecida para el casing de producción, ft

G_{pf} = gradiente del fluido de formación a la profundidad D_p , psi/ft

Se asume además que el fluido de formación entra al pozo desde el siguiente nivel de profundidad del casing, D_p . Expresando el golpe de presión del fluido de perforación en términos de gradiente de fluido de formación y un margen de seguridad, SM, la ecuación anterior se convierte en:

$$p_s = (G_{pf} + SM) * D_p - G_{pf} * (D_p - D_s)$$

$$\frac{p_s}{D_s} = SM * \left(\frac{D_p}{D_s}\right) + G_{pf}$$

Donde p_s/D_s es el gradiente del golpe de presión en el asiento del casing de superficie y debe ser menor que la resistencia a la presión de fractura a esta profundidad para contener el golpe.

Ahora, asumiremos que el casing de superficie es fijado a una profundidad de 300 ft y el factor de seguridad SM en términos de peso específico equivalente del lodo es 0.5 lb/gln. El gradiente del golpe de presión impuesto puede ser calculado de la siguiente manera:

$$\frac{p_s}{300} = 0.052 * 0.5 * \left(\frac{4,800}{300}\right) + 0.442 = 0.858 \text{ psi/ft}$$

La gradiente de fractura a 300 ft es 0.833 psi/ft (16 lb/gln). Claramente, el golpe de presión es mayor que el esfuerzo de la roca y, por lo tanto se debe

elegir más profundidad. Este proceso de prueba y error continúa hasta que la gradiente de fractura exceda la gradiente de presión de la arremetida.

$$\frac{p_s}{320} = 0.052 * 0.5 * \left(\frac{4,800}{320} \right) + 0.442 = 0.832 \text{ psi/ft}$$

A una profundidad de 320 ft presión de resistencia a la fractura (0.833 psi/ft) excede la presión del golpe impuesto, el casing de superficie es fijado a 320 ft y cementada hasta la superficie, el efecto de pandeo es ignorado, adicionalmente a las cargas de colapso, explosión y tensión, están sujetas a cargas de compresión, debido a que estas soportan el peso de las otras tuberías. El casing será revisado por cargas de compresión.

6.2.1 Colapso

La presión de colapso se presenta de la presión diferencial entre la cabeza hidrostática de fluido en el anular y el casing, esta es máxima en el zapato del casing y cero en la superficie. La presión de colapso más severa ocurre si el casing es corrido vacío o si una zona de pérdida de circulación es encontrada durante la perforación del siguiente intervalo.

A profundidades someras, las zonas de pérdidas de circulación son muy comunes. Si una zona de pérdida de circulación severa es encontrada cerca del fondo del siguiente intervalo y ninguna otra formación permeable está presente sobre la zona de pérdida de circulación, es probable que el nivel del fluido pueda caer debajo del zapato del casing, en cuyo caso la presión interna en el zapato del casing cae a cero (evacuación completa). Asimismo, si el tubo es corrido vacío, la presión interna en el zapato del casing también será cero.

A mayores profundidades, evacuación completa del casing debido a pérdidas de circulación nunca es alcanzado. El nivel del fluido usualmente cae a un punto donde la presión hidrostática del fluido de perforación dentro del casing es balanceada por la presión de poro de la zona de pérdida de circulación.

El casing de superficie es generalmente cementado a la superficie por varias razones, la más importante de ellas es soportar formaciones débiles localizadas a profundidades someras. La presencia de un forro de cemento detrás del casing aumenta la resistencia al colapso en un 23% (Evans and Herriman, 1972). En la práctica es casi imposible obtener un forro de

cemento libre de huecos detrás del casing, y por lo tanto, se asume un gradiente de agua salada saturada detrás del casing cementado para compensar el efecto de vacío en el esfuerzo de colapso. Las siguientes hipótesis son hechas en el diseño de carga de colapso para casing de superficie:

1. El gradiente de presión equivalente al peso específico del fluido fuera de la tubería es el del fluido de perforación en el pozo cuando la tubería fue corrida
2. El casing está completamente vacío.
3. El factor de seguridad para colapso es 0.85

Presión de colapso en la superficie = 0 psi

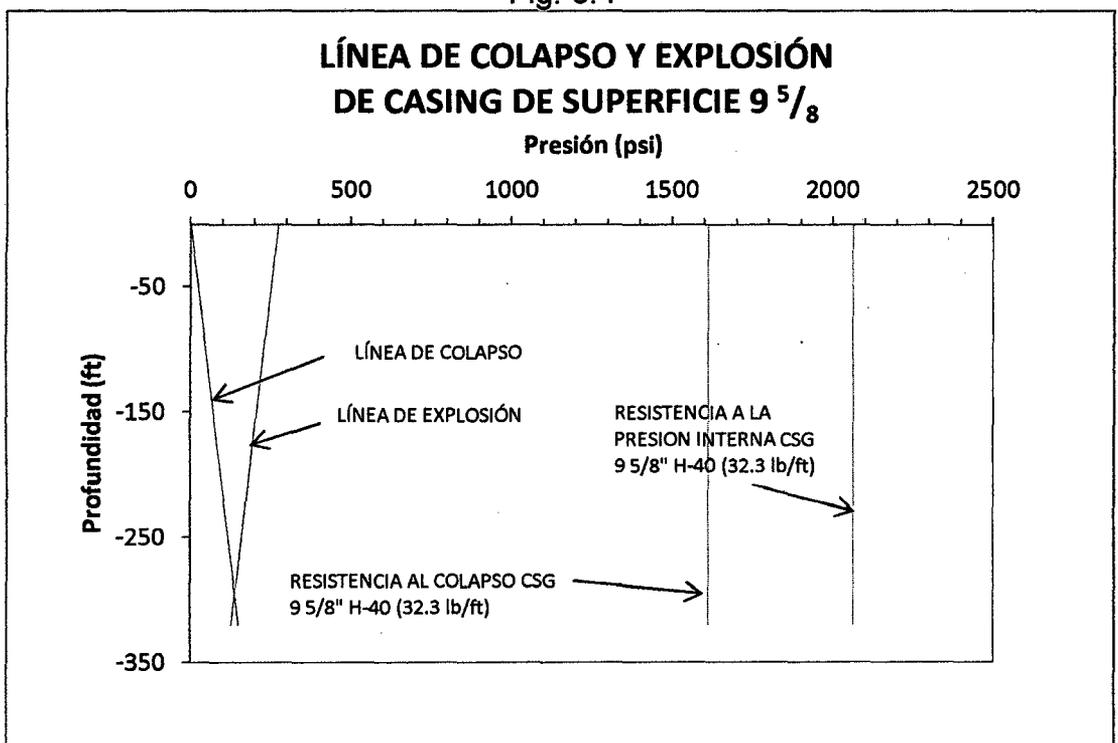
Presión de colapso en el zapato del casing:

Presión de colapso = presión externa – presión interna

$$= G_{pm} * 320 - 0 = 9.0 * 0.052 * 320 - 0 = 150 \text{ psi}$$

En la Fig. 6.4, la línea de colapso es dibujada entre 0 psi en la superficie y 150 psi a 320 pies. Basado en carga de colapso, todos los grados de acero son aptos para casing de superficie. La resistencia al colapso del casing de menor grado H-40 (32.3 lb/ft) es 1370 psi y se dibuja como línea vertical discontinua negra.

Fig. 6.4



Fuente:Elaboración Propia

6.2.2 Explosión

El diseño para cargas de explosión asume una máxima presión de formación resultado de una arremetida durante la perforación de la siguiente sección del pozo. Una arremetida de gas es normalmente considerada para simular la peor carga de explosión posible. A profundidades someras se asume que la entrada de gas desplaza la columna entera de fluido de perforación y de esa manera somete al casing a la presión impuesta por la arremetida. En la superficie, la presión anular es cero y consecuentemente la presión de explosión es máxima en superficie y mínimo en el zapato.

Para una sección larga, es casi improbable que el influjo de gas desplace la columna de fluido de perforación. De acuerdo a Bourgoyne et al. (1985), el diseño por explosión para secciones largas de casing debería ser tal que garantice que la presión impuesta por la arremetida exceda la presión de fractura de la formación en el asiento del casing antes que el valor de explosión del casing sea alcanzado. En esta aproximación, la presión de fractura de la formación es usada como un mecanismo de liberación de presión de seguridad por lo que la ruptura de casing y consecuentemente pérdidas de vidas humanas y propiedades serán evitados. La presión de diseño en el asiento del casing se asume igual a la presión de fractura más un margen de seguridad para permitir una presión de inyección, es decir, la presión requerida para inyectar la entrada de fluido dentro de la fractura.

La presión de explosión dentro del casing es calculada asumiendo que todo el fluido de perforación dentro del casing se pierde en la fractura debajo del asiento del casing dejando la entrada de gas en el casing. La presión externa en el casing debido al fluido de perforación en el anular ayuda a resistir la presión de explosión, aunque, con el tiempo el fluido de perforación se deteriora y su peso específico cae al del agua salada saturada. Así, el efecto benéfico del fluido de perforación y la cubierta de cemento detrás del casing son ignorados y un gradiente de presión normal de formación es asumido cuando calculamos la presión externa o presión de respaldo fuera del casing.

Las siguientes suposiciones son hechas en el diseño de sartas para resistir cargas de explosión:

1. Presión de explosión en el asiento del casing es igual a la presión de inyección.
2. El casing es rellenado con el influjo de gas.
3. Agua salada saturada está presente fuera del casing.
4. Factor de seguridad para explosión es 1.1

Presión de explosión en el asiento del casing = Presión de inyección –
Presión externa, p_e , a 320’.

Presión de inyección = (Gradiente de fractura + factor de seguridad)*320

Es usual asumir un factor de seguridad de 0.026 psi/ft (peso específico del fluido de perforación equivalente de 0.5 ppg).

Presión de inyección = $(16.027 + 0.5)*0.052*320 = 275$ psi

Presión externa a 320 ft = Gradiente de agua salada saturada * 320
= $0.465 * 320 = 149$ psi

Presión de explosión a 320 ft = $275 - 149 = 126$ psi

Presión de explosión en superficie = presión interna – presión externa

Presión interna = presión de inyección - $G_{pg} * 320$

= $275 - 0.01*320 = 272$ psi

Presión de explosión en superficie = $272 - 0 = 272$ psi

En la Fig. 6.4, la línea de presión de explosión es dibujada entre 272 psi en superficie y 126 a la profundidad de 320 ft. Todos los grados de casing tienen valores de resistencia a la explosión en exceso de aquellos calculados previamente. El Grado H-40 (32.3 lb/ft) será seleccionado ya que satisface los requerimientos de diseño para máxima carga por explosión y es graficado como una línea vertical discontinua roja. Sin embargo estará sujeto a cargas de compresión resultante del peso del alojamiento en la cabeza de la posterior sarta de casing.

6.2.3 Compresión

En la revisión para cargas de compresión, es asumido que el esfuerzo a la tensión es igual al esfuerzo compresivo del casing. Un factor de seguridad más grande que 1.1 es deseable.

La carga compresiva soportada por el casing superficial es igual al peso flotado total, W_{bu} , de la siguiente sarta de casing.

Carga compresiva = W_{bu} de la tubería de producción

= 58,149 lbf

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{Y_p \text{ de H-40 (32.3 lb/ft)}}{\text{Peso total flotado}} = \frac{365,000}{58,149} = 6.28$$

Esto sugiere que el Casing de 9 5/8, H40 (32.3 lb/ft), satisface los requerimientos para cargas de compresión.

El diseño final será:

Casing de Superficie	9 5/8"	H-40 (32.3 lb/ft)	320 ft.
Casing de Producción	5 1/2"	H-40 (14.0 lb/ft)	4800 ft.

CAPÍTULO VII: EVALUACIÓN ECONÓMICA

La estimación del costo total del pozo se realiza descomponiendo los costos en las siguientes categorías:

Construcción de acceso y plataforma	11,800
Movilización/Desmovilización de equipo.	47,200
Perforación.	233,640
Casing y cementación	78,706
Registros, Baleo, Well testing, Fracturamiento	344,914
Equipos y facilidades de superficie	48,000
Imprevistos	38,213
Costo total del pozo	802,473

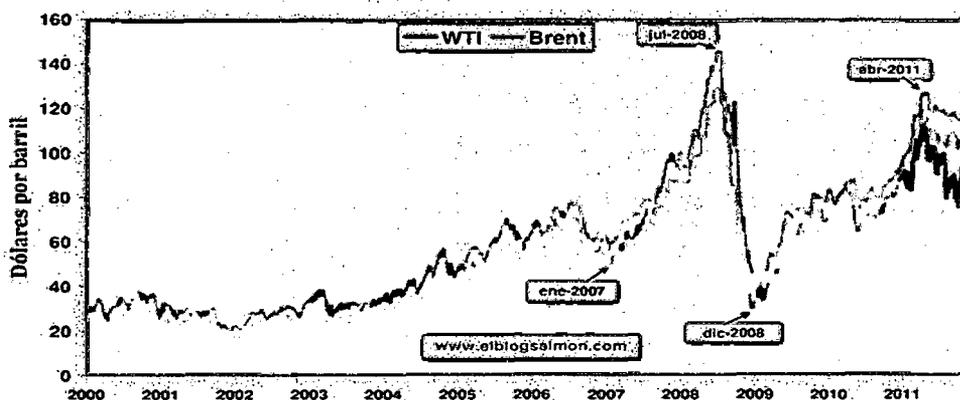
Producción anual esperada durante los primeros 10 años:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Bls.	15354	10616	8047	6639	5963	5605	5291	4910	4350	3940

Precio de crudo

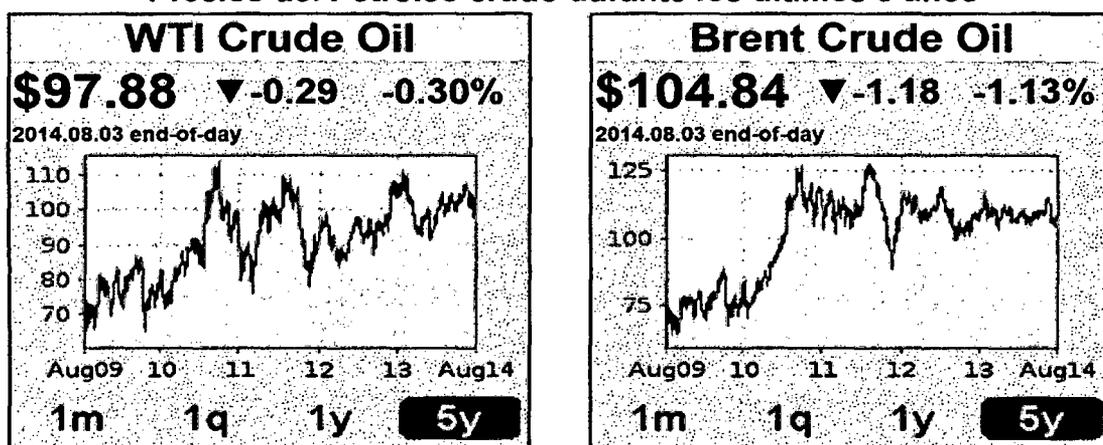
Los precios internacionales del petróleo crudo WTI en los últimos cinco años se ha ido incrementando de menos de US\$50/Bl. a más de US\$100/Bl., se estima que para los siguientes años los precios se mantendrán entre US\$80 y US\$100. La Figura 7-1 muestra precios históricos del año 2000 al 2011, en la Figura 7.2 se puede apreciar que los precios se han mantenido durante los últimos 3 años alrededor de los US\$90/Bl.

Figura 7-1
Precio del Petróleo 2000-2011



Fuente: <http://www.elblogsalmon.com/economia/que-impulsa-al-alza-el-precio-del-petroleo-pese-a-la-caida-de-la-demanda>

Figura 7-2
Precios del Petróleo crudo durante los últimos 5 años



Fuente: www.oil-price.net/

Para efecto de la evaluación económica se considera el precio retribuido por Perupetro S.A., de US\$36 por barril producido.

Inversión Inicial

Se estima un nivel de inversión de US\$ 802,473, distribuido el 21% en tangibles y 79% en intangibles.

Costos

Asumiremos US\$15/Bl producido.

Tasa Impositiva

30%

Tasa de Descuento

15%

A continuación en el CUADRO N° 7.1 se presenta la evaluación económica elaborada con la información anterior. El valor del VAN resulta 110033 dólares y la TIR 26%. Como el VAN es positivo, indica que el proyecto es ejecutable y la inversión será recuperada en 5.45 años (PAYOUT).

CUADRO N° 7.1
EVALUACIÓN ECONÓMICA
PROYECTO DE PERFORACIÓN POZO PD-01

DATOS DEL PROYECTO		PARÁMETROS		INVERSIONES		US\$	RESULTADOS	MUS\$
POZO	: PD-01 Betanes	PRECIO CRUDO (\$/BL)	36.00	Construcción de acceso y plataforma	11800		VAN (10 %):	191.981
FORMACION	: PARINAS - MOGOLLÓN	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$/BL)	15.00	Movilización/Desmovilización de equipo.	47200		VAN (15 %):	110.033
RESER.(MBLS)	: 70.715	TASA IMPOSITIVA	30%	Perforación.	233640		VAN (20 %):	51.164
		TASA DE DESCUENTO	15%	Casing y cementación	78706		VAN (30 %):	-23.754
				Registros, Baleo, Well testing, Fracturamiento	344914		VAN (40 %):	-65.772
				Equipos y facilidades de superficie	48000		VAN (50 %):	-90.085
				Imprevistos	38213		VAN (60 %):	-104.286
							VAN (70 %):	-112.436
				INVERSIÓN TOTAL	802473		VAN (80 %):	-116.833
				FRACCIÓN TANGIBLE	0.21		TIR	26.14
				FRACCIÓN INTANGIBLE	0.79		PAYOUT	5.45

AÑO	PRODUCCIÓN (MBLS)	VALOR DE LA PRODUC.	GASTOS DE OP.	DEPRECIACIÓN		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS M\$	INGRESOS DESPUÉS DE IMPUESTOS	INVERSIÓN M\$	FLUJO DE EFECTIVO M\$	FLUJO DE EFECTIVO ACTUAL 15%	EFECTIVO ACUM. ACTUAL.
				INTANG. M\$	TANG. M\$							
0									802.473			
1	15.354	552.744	230.310	637.554	35.808	-350.928	-105.278	-245.650	-	-374.761	-325.879	-325.879
2	10.616	382.176	159.240	-	24.758	198.178	59.453	138.724	-	163.483	123.616	-202.262
3	8.047	289.692	120.705	-	18.767	150.220	45.066	105.154	-	123.921	81.480	-120.782
4	6.639	239.004	99.585	-	15.483	123.936	37.181	86.755	-	102.238	58.455	-62.327
5	5.963	214.668	89.445	-	13.907	111.316	33.395	77.921	-	91.828	45.655	-16.672
6	5.605	201.780	84.075	-	13.072	104.633	31.390	73.243	-	86.315	37.316	20.644
7	5.291	190.476	79.365	-	12.339	98.772	29.631	69.140	-	81.480	30.631	51.275
8	4.910	176.760	73.650	-	11.451	91.659	27.498	64.161	-	75.612	24.718	75.993
9	4.350	156.600	65.250	-	10.145	81.205	24.362	56.844	-	66.988	19.042	95.035
10	3.940	141.840	59.100	-	9.189	73.551	22.065	51.486	-	60.675	14.998	110.033
	70.715	2545.740	1060.725	637.554	164.919	682.542	204.763	477.779	802.473	477.779	110.033	

Fuente: Elaboración propia

El CUADRO N° 7.2 muestra la variación de los parámetros VAN TIR y PAYOUT, al variar las reservas estimadas del valor base de 70.715 MBIs. Un incremento del 25% en las reservas significa incrementos del 139% en el VAN y 77% en la TIR y una disminución del 39% en el PAYOUT, por otro lado, una disminución del 25% en las reservas provoca una disminución del 139% del VAN y 58% del TIR, y la inversión se vuelve Irrecuperable.

**CUADRO N° 7.2
COMPORTAMIENTO DE LA TIR, VAN Y PAYOUT
CON LA VARIACIÓN DE LAS RESERVAS**

RESERVAS	VAN	TIR	PAYOUT
53.036	(43.049)	11.00%	Irrecuperable
70.715	110.033	26.00%	5.45
88.394	263.132	46.00%	3.31
-25%	-139%	-58%	Irrecuperable
25%	139%	77%	-39%

Fuente: Elaboración Propia

El CUADRO N° 7.3 muestra la variación de los parámetros VAN TIR y PAYOUT, al variar del valor del precio retribuido de US\$36 por barril producido. Un incremento del 25% en el precio significa incrementos del 239% en el VAN y 146% en la TIR y una disminución del 52% en el PAYOUT, por otro lado, una disminución del 25% en el precio provoca una disminución del 239% del VAN y 92% del TIR, y la inversión se vuelve Irrecuperable.

**CUADRO N° 7.3
COMPORTAMIENTO DE LA TIR, VAN Y PAYOUT
CON LA VARIACIÓN DEL PRECIO RETRIBUIDO**

PRECIO	VAN	TIR	PAYOUT
27.00	-152.412	2.00%	Irrecuperable
36.00	110.033	26.00%	5.45
45.00	372.478	64.00%	2.59
-25%	-239%	-92%	Irrecuperable
25%	239%	146%	-52%

Fuente: Elaboración Propia

El CUADRO N° 7.4 muestra la variación de la TIR, el VAN y el PAYOUT al variar los Costos de Producción del valor base de US\$15 por barril producido. Un incremento del 25% en el valor, significa una disminución del 99% en el VAN y 42% en la TIR, la inversión se vuelve Irrecuperable; por otro lado, una disminución del 25% en el precio provoca un incremento del 99% del VAN, 50% de la TIR y una disminución del 31% en el PAYOUT.

**CUADRO N° 7.4
COMPORTAMIENTO DE LA TIR, VAN Y PAYOUT
CON LA VARIACIÓN DE LOS COSTOS**

COSTOS (\$/Bbl producido)	VAN	TIR	PAYOUT
11.25	219.385	39.00%	3.74
15.00	110.033	26.00%	5.45
18.75	0.681	15.00%	Irrecuperable
-25%	99%	50%	-31%
25%	-99%	-42%	Irrecuperable

Fuente: Elaboración Propia

El CUADRO N° 7.5 muestra la variación de la TIR, el VAN y el PAYOUT al variar la TEA del valor base de 15%. Un incremento del 25% en el valor, significa una disminución del 42% del VAN y un incremento 14% en el PAYOUT; por otro lado, una disminución del 25% en el precio provoca un incremento del 53% del VAN y una disminución del 10% en el PAYOUT. La TIR no varía debido a que esta depende del Flujo de Caja Libre el cual es independiente de la TEA.

**CUADRO N° 7.5
COMPORTAMIENTO DE LA TIR, VAN Y PAYOUT CON LA VARIACIÓN
DE LA TEA**

TEA	VAN	TIR	PAYOUT
11.25%	168.799	26.00%	4.89
15.00%	110.033	26.00%	5.45
18.75%	64.166	26.00%	6.19
-25%	53%	0%	-10%
25%	-42%	0%	14%

Fuente: Elaboración Propia

El CUADRO N° 7.6 muestra la variación de la TIR, el VAN y el PAYOUT al variar el monto invertido del valor base de US\$802473. Un incremento del 25% en el valor, significa una disminución del 114% en el VAN y 46% en la TIR, la inversión se vuelve Irrecuperable; por otro lado, una disminución del 25% en el precio provoca un incremento del 114% del VAN, 108% de la TIR y una disminución del 47% en el PAYOUT.

**CUADRO N° 7.6
COMPORTAMIENTO DE LA TIR, VAN Y PAYOUT
CON LA VARIACIÓN EN LA INVERSIÓN**

INVERSIÓN	VAN	TIR	PAYOUT
601.855	235.618	54.00%	2.91
802.473	110.033	26.00%	5.45
1003.091	-15.552	14.00%	Irrecuperable
-25%	114%	108%	-47%
25%	-114%	-46%	Irrecuperable

Fuente: Elaboración Propia

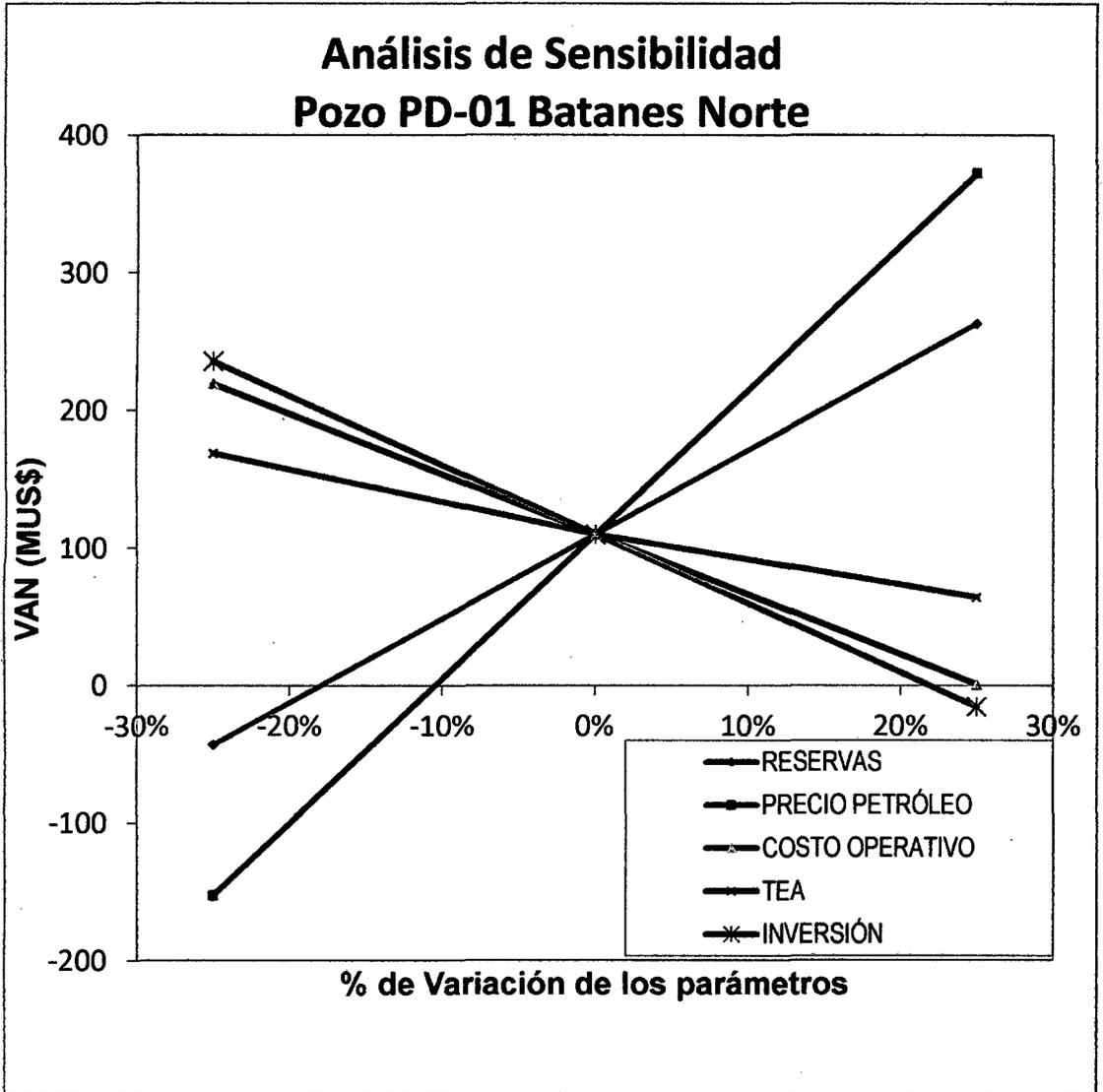
El CUADRO N° 7.5, resume los valores del VAN de los cuadros N° 7.2 al N° 7.5 al disminuir o aumentar en 25% del valor de los respectivos parámetros.

**CUADRO 7.5
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

	RESERVAS	PRECIO PETRÓLEO	COSTO OPERATIVO	TEA	INVERSIÓN
-25%	-43.049	-152.412	219.385	168.799	235.618
0%	110.033	110.033	110.033	110.033	110.033
25%	263.132	372.478	0.681	64.166	-15.552

Fuente: Elaboración Propia

FIGURA N° 7-3



Fuente: Elaboración Propia

CONCLUSIONES

- Para determinar las posibles ubicaciones de pozos infill que permitirá recuperar el petróleo que aún no ha sido extraído por los pozos actuales, en la zona del Noroeste peruano Lote IX, se debe hacer un estudio integral del campo haciendo uso de simuladores de reservorio, para ubicar zonas que aún no han sido explotadas en el campo desarrollado, debido a la complejidad de las fallas geológicas y las estructuras que se encuentran compartidas en bloques.
- Se determinó la ubicación del pozo "PD-01" en el yacimiento Batanes, en base al análisis de las estructuras geológicas, y correlaciones estratigráficas, donde se observa que las arenas superiores de bloque "D" se encuentran sin explotar, siendo los estratos inferiores explotados por el pozo 7616.
- El pronóstico de producción del nuevo pozo a perforar (PD-01), se basa en la ubicación, y los historiales de producción de los pozos circundantes, donde se puede deducir que las características de las arenas productoras a atravesar son semejantes a la del pozo 13405, donde los estratos productores de los bloques "D" y "13405" se encuentran separadas por la falla 3621.
- La evaluación económica de una inversión de 802,473 dólares, se obtiene un VAN de US\$ 110033, una TIR de 26.00%, lo que indicaría que el proyecto es ejecutable y que la inversión se recupera en 5,45 años.
Para promover la inversión en la perforación de desarrollo en campos agotados, se deben reducir las regalías para obtener mejores tarifas por el petróleo producido.

BIBLIOGRAFÍA

- Byrom, Ted G. 2007.** *Casing and Liners for Drilling and Completion*. Texas : Gulf Publishing Company, 2007.
- Chilingarian, S.S. Rahman & G.V. 1995.** *Casing Design Theory and Practice*. Amsterdam : Elsevier Science B.V., 1995.
- Craft, B. & Hawkins, M. (1977).** *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*. 1ra. Ed. : Edit. Tecnos. Madrid, (1977).
- Davis, G.H. (1996).** *Structural Geology of Rocks and Regions*. : Wiley&Sons, Inc. New York, (1996).
- Ehrhardt, M. Brigham, E. (2007).** *Corporate Finance: A Focused Approach*. : Cengage Learning Editores. New York, (2007).
- Góngora, E. (1997).** *Evaluación Geológica de la Formación Mogollón del yacimiento Verdun Alto*. s.l. : Tesis Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, (1997).
- McCray, A. & Cole, F. (1982).** *Tecnología de la perforación de pozos petroleros*. 6ta. Edición. : Edit. Continental S.A. de C.V. Mexico, (1982).
- Mian, M.A. (2002).** *Project Economics and Decisión Analysis: Volume 1: Deterministic Models*. : Pennwell Corporation, USA, (2002).
- Nguyen, Jean Paul. 1996.** *Oil and Gas Field Development Techniques Drilling*. París : Editions Technip, 1996.
- Nind, T. (1987).** *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. 1ra. Edición. s.l. : Editorial Limusa S.A. de C.V. México, (1987).
- Perupetro S.A. Exploration Department Basin Evaluation Group. (2005).** *Tumbes and Talara Basins Hydrocarbon Evaluation*. Lima. (2005).
- Quispe, D. (2010).** *Evaluación Geológica de la Formación Mogollón en el Yacimiento Leones, Cuenca Talara - Perú*. : Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, (2010).
- Ragan, D.M. (1987).** *Geología Estructural, Introducción a las Técnicas Geométricas*. : Ediciones Omega. Barcelona., (1987).