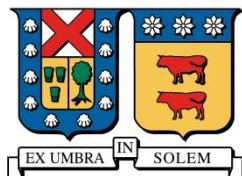


**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA**

**DEPARTAMENTO DE OBRAS CIVILES**

**VALPARAISO – CHILE**



**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA  
OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE POZOS DE GAS NO  
CONVENCIONAL EN ENAP MAGALLANES**

Memoria de titulación presentada por

**EDUARDO ANDRÉS ANDRADES GUAJARDO**

Como requisito parcial para optar al título de

**Ingeniero Civil**

Profesor Guía

**Fernando Mundaca Moraga**

Enero de 2018

## AGRADECIMIENTOS

Debo reconocer que hubo un tiempo donde nunca pensé llegar a este momento; no porque dudara de mí o de mi futuro profesional, sino porque la vida en general me fue poniendo obstáculos que superar. Quizás no fui el más brillante de mis compañeros, y cometí varios errores en mi paso por la universidad, pero creo que cada vivencia sirvió de experiencia para lograr llegar a esta instancia.

Quisiera agradecer a mi familia, en particular a mi madre que desde pequeño me enseñó el sentido de la palabra “perseverancia”. Creo que ella siempre ha sido la personificación de este término, y cuando más lo requería o ya no tenía fuerzas ni ganas, ella estuvo con una sonrisa y algo rico para comer. A mis hermanos Christian y Constanza, porque fueron grandes compañeros en los momentos buenos y malos, además que nunca nos ha tocado fácil, pero juntos siempre salimos adelante, aliviando mi carga de hermano mayor. A mis primos, que, por circunstancias de la vida, se han convertido en parte de nuestro núcleo, y con mucha alegría me han visto terminar esta etapa, aumentando la familia y la cantidad de hermanos que tengo.

A mi profesor guía, Fernando Mundaca, que transformó un viaje de vacaciones por Punta Arenas, en una oportunidad de abrir mi mente, trabajar en una gran empresa estatal como Enap Magallanes, y a su vez abrió las puertas de su casa para apoyarme y darme las herramientas necesarias para realizar este estudio, que por lo demás, no solo dejó aprendizajes en lo profesional, sino que se convirtió en una aventura, por donde se desarrolló todo. Junto con él, a todos los profesionales de la empresa y de las compañías de servicio que me recibieron en sus dependencias, me explicaron y fueron guías en el proceso de estudio y análisis. Si bien no los recuerdo a todos, debo agradecer a las empresas John M. Phillips, MI SWACO, Schlumberger, Estrella, NetLog, Weatherford y NOV.

A mis amigos y amigas de la vida, que vieron y estuvieron conmigo en diferentes etapas dentro de mi ciclo universitario. Sin duda, que ellos fueron un apoyo fundamental para no tirar la toalla, con sus consejos o solo con escucharme cuando lo requería. No quiero ser impersonal y por eso nombraré a algunos que estuvieron siempre en momentos complejos como Felipe, Camilo, Ronca, Silvia, Macarena, Héctor, Javier, Francisco, Yocelin, Ángel, Javiera, Beto, a los dueños de mi casa estudio, Bicho, Coto y Pache, y a tantos otros que en estos momentos olvido pero que, con un gesto simple y una palabra de aliento, me hicieron ver que con dedicación y cariño, todo es posible. Muchas gracias a todos y todas, son lo más grande que he conseguido.

También quisiera agradecer a mi querido grupo de guías y scouts donde crecí y me formé durante 21 años, y con el cual estamos cerrando etapas juntos, al terminar mi tiempo de trabajo allí. Creo que hubo mucha gente que pasó durante estos años aportando su granito de arena en mí, y cuando ellos se fueron y a mí me tocó, tuve que compartir roles y responsabilidades con el estudio, fue difícil pero altamente gratificante ahora que miro hacia atrás y veo los frutos, quizás esa pasión compartida me dio fuerzas para no dejar nada a medias y valorar el trabajo de los demás. Mucho de lo que soy, nació ahí, y mucho de lo que he logrado, también se lo debo a ese grupo humano, que, sin saberlo, estuvo conmigo hasta este final.

Finalmente, y no menos importante, a mi polola María José, que, si bien no estuvo conmigo durante todos los años de universidad, se convirtió en un pilar fundamental desde que la conozco. Cuando estuve flaqueando, cuando estuve triste y también cuando solo quería dejar todo de lado, ella fue mi cable a tierra, ayudándome incluso en la corrección de esta memoria. Quizás ella es una de las pocas personas que sabe y vivenció la importancia de convertirme en un profesional, por mí, por mi familia y por el esfuerzo que hay detrás de tantos años. Se lo voy a agradecer eternamente, además de todo el amor que me entrega, que en estos momentos se transforma en felicidad y satisfacción. Gracias mi amor.

## RESUMEN

La Matriz Energética de la Región de Magallanes tiene como principal fuente al gas. Desde hace varios años ENAP se ha embarcado en una serie de campañas exploratorias tendientes a descubrir nuevos reservorios en la región dado que las formaciones tradicionalmente explotadas han comenzado a dar muestras de declinación en su producción. La confirmación de la viabilidad técnico económica del reservorio de gas no convencional de *tight gas*, conocido como Zona Glauconítica (ZG), ha gatillado una histórica inversión en el bloque Arenal de la Isla de Tierra del Fuego, lo que se enmarca dentro del Plan Estratégico de ENAP para dar abastecimiento de gas en forma sustentable a la región por 20 años más. Parte importante de la inversión que durante el 2015 asciende a US\$250 millones se destina a la construcción y estimulación de los 39 pozos ZG que la estatal planeó poner en producción durante ese año. Dado que se trata de reservorios de baja permeabilidad, una vez perforados los pozos, éstos deben ser estimulados por medio de fracturas hidráulicas, lo que finalmente encarece el costo. Por ese motivo, es necesario buscar técnicas y diseños que optimicen ya sea la fractura o la perforación misma con el fin de mejorar los resultados del proyecto. En ese sentido, esta tesis tiene por objetivo, analizar la optimización del diseño actual de los pozos ZG. El estudio en cuestión busca analizar la factibilidad técnico económico de un nuevo diseño de pozos que implique el uso de tuberías de menor diámetro, persiguiendo un menor costo y una puesta en producción anticipada. Éste análisis debe dialogar no solo con la fase de perforación, sino que también con el área de estimulación y las diferentes condiciones de uso durante la vida del pozo.

En el área de perforación se realizará un análisis que abarca desde la geología del bloque, la configuración de la sarta de perforación y del trépano, el tipo de trayectoria del pozo, las características del lodo de circulación, el modelo de la cementación hasta el equipo de perforación requerido. En el ámbito de la estimulación, se considerará la simulación de una fractura híbrida analizando los efectos críticos de la operación sobre las tuberías y el conjunto cabezal. Todo lo anterior se transforma en inversión o costos, que se analizarán y compararán en relación al diseño de pozos actuales, para obtener la factibilidad económica de la propuesta. El nuevo modelo tendrá cambios y adecuaciones para cumplir los factores de diseño establecidos e incluirá los riesgos proyectados, así comprobando la viabilidad del proyecto.

**Palabras claves:** Tight gas, pozos esbeltos, proyecto Bloque Arenal, perforación, fractura hidráulica, optimización, factibilidad económica.

## ABSTRACT

The Magallanes Region's Energy Matrix uses gas as a principal source. For several years ENAP has embarked on a series of exploratory campaigns to discover new reservoirs in the region provided that the traditionally exploited formations have begun to show signs of decreasing in its production. The confirmation of the economic technical feasibility of the reservoir of non-conventional gas of *tight gas* known as Zona Glauconítica (ZG) has triggered a historical investment in the Bloque Arenal in the Island of Tierra del Fuego, which places inside ENAP's Strategic Plan to give gas supply in sustainable form to the region for 20 more years. A significant part of the overall investment during 2015 amounts to US\$250 million destined to the construction and stimulation of 39 ZG wells that the enterprise planned to put into production. Provided that it is about reservoirs of low permeability, once the wells are perforated, they must be stimulated through hydraulic fractures. Hence, the costs destined to the project increases. Considering the aforementioned, it is necessary to look for techniques and designs that optimize either the fracture or the drilling itself in order to improve the results of the project. In this sense, this thesis aims at analyzing the optimization of the current design of the ZG wells. The study in question seeks to analyze the economic technical feasibility of a new design of wells that use pipelines with a minor diameter to cut expenses and to start the production early. The analysis must deal not only with the phase of drilling but also with the area of stimulation and the different conditions of use during the life of the well.

In the drilling area, an analysis will be carried out with the following considerations: the geology of the block, the configuration of the drill string, the trajectory of the well, the characteristics of the mud, the model of the cementation and the perforation equipment required. In the area of the stimulation, it will be considered to be the simulation of fracture through the analysis of the critical effects of the operation on the pipelines and the wellhead. Consequently, everything mentioned previously will either turn into investments or costs. They will be analyzed and compared in relation to the current design to obtain the economic feasibility of this design, considered the risks to verify the feasibility of the project.

**Keywords: Tight gas, Slim hole, Bloque Arenal project, drilling, hydraulic fracture, optimization, economic feasibility.**

## GLOSARIO

### A

acciones eperiogenéticas

Movimientos en sentido vertical de la estructura externa de la tierra, también conocidos como formadores de continentes, porque levantan o hundieron lentamente gran parte de estos., 46

AFE

Estimación de gastos para la perforación de un pozo a una profundidad determinada y en un sector específico. Considera todos los aspectos de los programas de perforación, dentro de cada una de las áreas de trabajo que se requieren. Esta estimación es cercana a la realidad., 172

ambientes neríticos

Unidad ecológica comprendida entre la línea de marea baja y la terminación de la plataforma continental. Su extensión y profundidad son variables pero se estima que son 150 kms mar adentro y 150 metros de profundidad. Es la zona más rica en nutrientes y seres vivos., 46

apuntalante

Partículas de cierto tamaño mezcladas con fluido de fracturamiento hidráulico que permiten que la fractura permanezca abierta para su posterior extracción., 149

### B

bcm

Unidad de medida de volumen equivalente a un billón de metros cúbicos por año, 35

BCM

Billón de metros cúbicos, 35

BTC

También llamada rosca Buttress. Es la rosca de los tubos de revestimiento cuyo

rango va desde 4" a 20" de diámetro. Su fabricación cumple con la norma API 5B. Para su instalación debe aplicarse una grasa selladora en sus hilos y realizar un apriete óptimo hasta el tope de sus pins, de lo contrario puede generar filtraciones y roturas., 113

### Ch

Chert de radiolarios

Rocas síliceas de grano fino de origen biogénico. Esta roca es densa, muy dura y formada mayormente por sílice. Además el chert está compuesto por radiolarios que son protozoos planctónicos marinos de sílice opalina, una variedad amorfa que contiene hasta un 10% de agua y se encuentra en aguas someras como aguas profundas., 49

### C

ciclos diastróficos

Conjunto de cambios bruscos que ocurre en el paisaje debido a procesos o fases que lo alteran. Estos cambios constan de procesos geológicos como la fase orogénica; donde se forman las montañas; la fase tectónica, donde se forman las fallas, 45

Código IADC

Código de clasificación internacional para los trépanos que se compone de dígitos de acuerdo al sistema de corte empleado, a la dureza de la barrena y al sistema de rodamiento que utiliza. Cada variable entrega un dígito según el tipo de tricono con el cual se identifica al trépano., 115

collar de flotación

Componente instalado en la parte inferior de la sarta de revestimiento durante la

operación de cementación. En su interior posee una válvula de retención fija el cual evita un flujo de retorno de lechada de cemento cuando se detiene el bombeo., 83, 84

#### Cretácica

Tercer y último período de la Era Mesozoica que empezó hace 145 millones de años y terminó hace 65 millones de años. Por su larga duración se dividió en dos fases, Inferior y Superior., 45, 46

#### Crossover

Pieza corta que permite la conexión de dos piezas de distinta rosca o tamaño, 114

### D

#### denudada

Dícese de lo que se despoja de lo que se cubre., 45

#### devengado

Ingreso o gasto que aun no vence, o sea, que no ha llegado el momento de cobrar o pagar. Este ítem es considerado para efectos contables y genera obligaciones de pago., 130

### F

#### foraminíferos

Organismo eucarionte que no puede clasificarse dentro de alguno de los reinos eucariotas (hongos, animales o plantas). Son susceptibles a fosilizar con facilidad por la forma de su esqueleto. Por eso se consideran como el grupo de microfósiles marinos de mayor abundancia y diversidad., 46

### G

#### gas de conexión

Gas o aire que ingresa a la línea durante la conexión de tuberías. Para controlarlo se debe parar el bombeo y esperar a que salga

la burbuja de aire, pero si la situación se agrava, debe aumentarse la densidad del lodo., 100

#### gas de viaje

Gas o aire que ingresa a la línea durante el viaje de la tuberías generando un efecto de "suaveo" (hacia arriba) y un efecto de pistón (hacia abajo), lo que se traduce en un aumento de presiones y estimulación del pozo para la salida del gas natural., 100

### L

#### limonitización

Efecto producido por una mezcla de minerales, óxidos y hidróxidos de hierro, que genera zonas oxidadas, amarillentas, de mala conservación y sin cristales visibles. En la descomposición de materia orgánica sin oxígeno, las bacterias tienen un metabolismo en base a azufre que genera ácido sulfhídrico, el cual reacciona con las sales de hierro y crea marcasita y pirita, que sustituyen la materia orgánica del organismo, pero que a la vez pierden su conservación., 47

#### lutitas

Roca sedimentaria detrítica o clástica constituida por partículas de los tamaños de una arcilla y de un limo, 39

### M

#### margas

También conocidas como lutitas, son rocas sedimentarias detríticas de origen marino y están formadas por una mezcla de arcillas con materiales calizos junto con otros minerales como cuarzo y trazas de materias orgánicas. Tienen un aspecto blando y frágil debido a su poca consolidación, de color blanquecino e impermeable., 48

#### markers

Unidades estratigráficas de distinta litología (diferente la mayor parte de la

secuencia) con una amplia extensión geográfica y que se utilizan en correlación a la estratigrafía de la zona., 47

#### MDF

Motor de fondo de la sarta de perforación que permite aplicar el torque y la potencia al trépano., 114

#### Mesozoica

Era secundaria de más de 185 millones de años de duración. En lo geológico, no se produjeron grandes movimientos orogénicos, el clima fue cálido y con ello los continentes adquirieron la configuración actual. Es conocido como la era de los dinosaurios., 39

#### monoclinal

Pliegues formados por las fuerzas de compresión que actúan sobre las capas de corteza. Estos pliegues no son anticlinales (arqueados hacia arriba) ni sinclinales (arqueados hacia abajo), sino que solo muestran un desnivel o flexión del terreno más pronunciada dentro de un estrato horizontal o levemente inmerso., 46

### O

#### obturante

Fluido que ayuda a controlar los problemas de circulación., 155

### P

#### Paleozoica

Era primaria de más de 290 millones de años de duración. En la escala temporal geológica, se inicio poco después de la desintegración del supercontinente y acaba con la formación de Pangea. Abarca desde la proliferación de animales de concha hasta el momento en aparecen grandes reptiles y plantas., 39

#### parálicas

Cuencas sedimentarias formadas por medios marinos marginales y de menor

tamaño como lagunas y cuencas litorales., 48

#### Premium

Tipo de conexión con diferentes ángulos en los hilos de su rosca, menores tolerancias dimensionales y con sello metal-metal, que entrega mayor hermeticidad y resistencia a presión, temperatura, flexión y tensión. Este sello se caracteriza por juntar dos caras metálicas generando una presión de contacto igual o mayor a la resistencia interna del tubo., 134

#### propante

Agene apuntalante o de sostenimiento. Comúnmente es arena con diversa granulometría., 150

#### punzonar

Operación realizada con un equipo especializado donde se realizan orificios horizontales en el pozo en la zona de interés para aplicar mediciones y pruebas preliminares a la extracción del gas., 30

### S

#### sedimentitas epiclásticas

Rocas compuestas por clastos relacionados con procesos de alteración superficial y su posterior transporte y sedimentación. Estos fragmentos se han formado a partir de rocas anteriores causadas por erosión, porque han sido transportados por agua, viento o hielo y almacenados mecánicamente., 48

#### shoe track

Unión flotante colocada en el extremo inferior de la sarta de revestimiento, que por lo general se deja llena de cemento en el interior para garantizar que haya cemento de buena calidad en la parte externa de ese extremo inferior., 160

#### sísmica 3D

Medición realizada para explorar geofísicamente un suelo sin intervenirlo.

Este levantamiento entrega información sobre la profundidad, el alcance y la heterogeneidad de los yacimientos, el contenido de fluidos, las propiedades mecánicas de las rocas, la presión de poro, la geometría de fracturas existentes o inducidas, etc. Se realiza de manera preliminar para estudiar la factibilidad de explotación de los pozos, con altísima certeza., 41

surfactante

Activos de superficie o también llamados Tensoactivos. Sustancias que influyen en la tensión superficial entre dos superficies o fases de contacto., 149

## T

toba

Roca ígnea extusiva que se forma por actividad volcánica. Su tamaño va de fragmentos muy finos a finos. Su asentamiento depende del depósito y de la composición mineral., 48

TOC

Tope del cemento en la base del pozo. También se considera la calidad del mismo., 121

Transgresión

Evento geológico por el cual el mar ocupa un terreno continental desplazando la línea costera tierra adentro. Esto se puede producir por hundimiento de la costa y/o

elevación del nivel del mar. Este evento viene acompañado por la depositación de sedimentos marinos en el territorio invadido., 40

## V

VAN

Valor actual neto. Índice presupuestario que indica a través de los flujos de caja futuros tras una inversión inicial, la factibilidad económica de la operación., 172

## W

Wireline

Registro que emplea un cable eléctrico para bajar herramientas al pozo y transmitir datos sobre resistividad, presencia de rayos Gamma, presencia de metales, entre otros., 121

## Z

Zona Glauconítica

Estrato del suelo en la cuenca de Magallanes con un espesor de 50 a 150 metros. Posee una baja permeabilidad con arenisca y limolita, junto con un significativo porcentaje de glauconita y con presencia de hidrocarburos. También denominada como ZG., 4, 5, 40, 45, 46, 47, 59, 135

## INDICE DE CONTENIDO

1	CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y CONSIDERACIONES PREVIAS.....	18
1.1	Introducción .....	18
1.2	Objetivos .....	21
1.2.1	Objetivo general .....	21
1.2.2	Objetivos específicos.....	21
1.3	Alcances .....	22
2	CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS Y MARCO CONCEPTUAL DEL DISEÑO DE POZOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	25
2.1	Explotación de hidrocarburos.....	25
2.1.1	Proyecciones de demanda energética .....	25
2.1.2	Fundamentos sobre la extracción de hidrocarburos .....	27
2.1.3	Fundamentos sobre tipos de reservorios.....	27
2.1.3.1	Reservorios convencionales .....	28
2.1.3.2	Reservorios no convencionales.....	29
2.1.4	Contexto de producción en el mundo y en Magallanes.....	33
2.1.4.1	Estados Unidos, Argentina y el mundo.....	33
2.1.4.2	Magallanes .....	37
2.1.5	Desafíos y proyecciones de ENAP Magallanes .....	39
2.1.6	Proyecto Arenal y Gas No convencional en Magallanes .....	40
2.2	Diseño de pozos de hidrocarburos.....	41
2.2.1	Consideraciones generales del diseño .....	41
2.2.2	Antecedentes geológicos .....	43
2.2.2.1	Litología y formaciones .....	43
2.2.2.2	Información y evaluación sobre registros de pozos .....	48
2.2.2.2.1	Unidad MUD LOGGING .....	48
2.2.2.2.2	Perfiles eléctricos .....	48
2.2.2.3	Presión poral .....	51
2.2.2.4	Gradientes de fractura .....	52
2.2.2.5	Aguas superficiales .....	53
2.2.3	Antecedentes de Ingeniería de reservorios .....	54
2.2.3.1	Registros y perfiles necesarios.....	54
2.2.3.2	Características del reservorio .....	55
2.2.3.3	Producción esperada .....	55
2.2.4	Antecedentes petrofísicos.....	56
2.2.5	Etapas de perforación .....	57
2.2.6	Perforación direccional.....	57
2.2.6.1	Factores que afectan en la trayectoria .....	57
2.2.6.2	Tipo de pozo y trayectoria .....	59
2.2.6.3	Configuración BHA y trépano por etapa .....	59
2.2.6.4	Problemas en la trayectoria y métodos de control .....	61

2.2.7	Fluido de perforación .....	62
2.2.7.1	Funciones del fluido de perforación.....	62
2.2.7.2	Tipo de lodo .....	62
2.2.7.3	Modelos de mecánica de fluidos .....	63
2.2.7.3.1	Variables reológicas .....	63
2.2.7.3.2	Modelo Plástico de Bingham .....	63
2.2.7.3.3	Modelo de Ley Exponencial .....	64
2.2.7.3.4	Patrón de flujo laminar y turbulento .....	65
2.2.7.4	Pérdidas de presión en el sistema.....	67
2.2.7.4.1	Presión de superficie .....	67
2.2.7.4.2	Presiones en la sarta .....	67
2.2.7.4.3	Presión en la broca .....	68
2.2.7.4.4	Presiones en espacio anular.....	69
2.2.7.4.5	Presión total .....	69
2.2.7.5	Optimización de la hidráulica .....	70
2.2.8	Diseño de tuberías y conexiones .....	71
2.2.8.1	Definición de cargas esperadas .....	71
2.2.8.2	Factores mínimos de diseño .....	72
2.2.8.3	Cargas de estallido y colapso .....	72
2.2.8.4	Cargas axiales .....	74
2.2.8.5	Efectos de la temperatura .....	76
2.2.8.6	Flexión y Pandeo.....	76
2.2.8.7	Efecto en ambientes corrosivos.....	78
2.2.9	Cementación.....	79
2.2.9.1	Tipo de cemento.....	79
2.2.9.2	Aditivos y sus funciones .....	80
2.2.9.3	Equipos y herramientas de cementación.....	81
2.2.9.4	Registros de perfiles para cementación.....	82
2.2.10	Cabezal y árbol de producción .....	84
2.2.10.1	Características y especificaciones .....	84
2.2.10.2	Materiales y condiciones de servicio .....	86
2.2.11	Trabajos post perforación .....	86
2.2.11.1	Fractura hidráulica .....	86
2.2.11.1.1	Potencial de la fractura.....	87
2.2.11.1.2	Geometría y orientación.....	87
2.2.11.1.3	Presiones .....	89
2.2.11.1.4	Fluido de fractura.....	91
2.2.11.1.5	Agente sostén .....	93
2.2.11.1.6	Consideraciones medio ambientales .....	96
2.2.12	Operaciones de perforación.....	97
2.2.12.1	Kick tolerance .....	97
2.2.12.1.1	Estándar para el kick tolerance .....	98
2.2.12.1.2	Parámetros para el kick tolerance .....	98

	2.2.12.1.3 Cálculo del Kick Tolerance.....	99
	2.2.12.2 Presiones de surgencia y suabeo .....	101
	2.2.12.2.1 Tubería abierta con bomba encendida .....	101
	2.2.12.2.2 Tubería cerrada .....	102
	2.2.12.2.3 Tubería abierta con bomba apagada.....	103
	2.2.13 Dimensionamiento del equipo de perforación.....	104
	2.2.13.1 Requerimientos del equipo.....	104
	2.2.13.2 Composición equipo de perforación .....	105
	2.2.13.3 Variables para el dimensionamiento del equipo .....	107
	2.2.13.3.1 Capacidad de izaje .....	108
	2.2.13.3.2 Potencia del equipo .....	109
<b>3</b>	<b>CAPÍTULO 3: DISEÑO ACTUAL DE POZOS DE DESARROLLO ZG EN BLOQUE ARENAL.....</b>	<b>112</b>
3.1	Estado mecánico.....	112
3.1.1	Configuración de tuberías y conexiones.....	112
3.1.2	Configuración BHA y trépanos .....	113
3.1.3	Lodos y control de sólidos.....	114
3.1.3.1	Fluido de perforación .....	114
3.1.3.1.1	Etapa 12 ¼”.....	115
3.1.3.1.2	Etapa 8½” .....	116
3.1.3.2	Control de sólidos .....	118
3.1.3.2.1	Etapa 12 ¼”.....	119
3.1.3.2.2	Etapa 8 ½”.....	119
3.1.4	Cementación.....	120
3.1.5	Cabezal compacto y árbol de producción.....	124
3.2	Equipos de perforación utilizados .....	124
3.2.1	Torre de perforación.....	124
3.2.2	Drillmec HH-300.....	127
3.3	Cambios implementados entre 2014 y 2015 .....	129
3.3.1	Patinizar equipos .....	129
3.3.2	Diseño y supervisión .....	129
3.3.3	Gestión de proveedores .....	130
3.3.4	Trabajo en equipo.....	130
3.4	Desempeño operacional de perforaciones 2014-2015.....	130
3.5	Análisis diferencial de costos de perforación 2014-2015.....	131
<b>4</b>	<b>CAPÍTULO 4: PROPUESTA DE NUEVO DISEÑO DE POZOS .....</b>	<b>134</b>
4.1	Estado mecánico.....	134
4.2	Sustento de la propuesta.....	135
4.2.1	Diseño de tuberías .....	137
4.2.1.1	Etapa 8 ¾” .....	137
4.2.1.2	Etapa 6 ⅛” .....	139

4.2.1.3	Kick Tolerance.....	142
4.2.2	Configuración BHA y trépanos .....	143
4.2.2.1	Etapa 8 3/4” y Etapa 6 1/8” .....	144
4.2.3	Lodos y control de sólidos.....	144
4.2.3.1	Fluido de perforación .....	144
4.2.3.2	Control de sólidos .....	147
4.2.4	Diseño de cementación.....	147
4.2.4.1	Etapa 8 3/4” .....	147
4.2.4.2	Etapa 6 1/8” .....	149
4.2.5	Fractura hidráulica esperada.....	150
4.3	Dimensionamiento de equipo de perforación.....	154
4.4	Proyecciones operativas .....	155
4.4.1	Curva tiempo v/s profundidad.....	156
4.4.2	Secuencia de perforación.....	156
4.4.2.1	Previo al inicio de la perforación .....	156
4.4.2.2	Durante la perforación .....	157
4.4.3	Incorporación de nuevos elementos .....	157
4.5	Análisis de riesgos operativos .....	158
4.5.1	Modificaciones en estabilizadores.....	158
4.5.2	Cargas sobre la tubería .....	159
4.5.3	Kick tolerance.....	160
4.5.4	Cementación.....	161
4.5.5	Cambio de equipo de perforación.....	162
4.5.6	Riesgos medio ambientales en la fractura .....	163
4.6	Otras consideraciones al implementar la propuesta .....	163
4.6.1	Implementación de la propuesta.....	163
4.6.2	Modificaciones, adecuaciones o correcciones por programa .....	164
4.6.3	Gestiones y decisiones.....	166
4.6.4	Acciones post implementación de la propuesta.....	168
4.6.4.1	Aplicaciones en pozos horizontales .....	169
4.6.4.2	Aplicaciones en pozos direccionales para otros bloques .....	170
5	CAPÍTULO 5: PROYECCIONES ECONÓMICAS .....	173
5.1	Variación porcentual con respecto al AFE.....	173
5.2	VAN.....	175
5.3	Análisis de sensibilidad.....	176
6	CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y COMENTARIOS FINALES .....	179
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	187
	ANEXO A: Diseño de tuberías para pozo esbelto .....	191
	ANEXO B: VAN y Análisis de sensibilidad de varias variables.....	196

## INDICES DE FIGURAS

Figura 2-1: Perspectivas de la demanda y producción mundial de hidrocarburos. ....	26
Figura 2-2: Proyección de demanda de gas por región. ....	26
Figura 2-3: Esquema de pozos convencionales.....	28
Figura 2-4: Esquema de pozos no convencionales.....	29
Figura 2-5: Triángulo de recursos para el gas natural. ....	32
Figura 2-6: Producción de gas no convencional en EEUU. ....	34
Figura 2-7: Proyección de producción de gas por región. ....	35
Figura 2-8: Proyección de producción en provincia de Neuquén. ....	36
Figura 2-9: Producción histórica de hidrocarburos en Magallanes. ....	37
Figura 2-10: Exploraciones en Tierra del Fuego.....	38
Figura 2-11: Perfil de reservorio de tight gas.....	39
Figura 2-12: Columna estratigráfica de la cuenca de Magallanes.....	47
Figura 2-13: Extracto de perfilaje en zona de interés de un pozo. ....	50
Figura 2-14: Distribuciones de presiones en el pozo. ....	53
Figura 2-15: Esfuerzos sobre un cilindro sometido a presiones.....	74
Figura 2-16: Relación de presiones por ecuación de Von Mises. ....	75
Figura 2-17: Tramo de perfil GR, CBL, CCL y VDL.....	83
Figura 2-18: Conjunto tipo de cabezal y árbol de producción. ....	85
Figura 2-19: Orientación de la fractura. ....	88
Figura 2-20: Crecimiento de la fractura en longitud y altura. ....	89
Figura 2-21: Distribución de presiones durante la fractura.....	91
Figura 2-22: Convección del propante. ....	94
Figura 2-23: Mecanismos de daño del lecho.....	95
Figura 2-24: Mecanismo de daño del lecho por residuo de gel.....	95
Figura 3-1: Vista frontal del equipo N°6 de Enap.....	126
Figura 3-2: Layout del equipo N°6 de Enap. ....	126
Figura 3-3: Layout del equipo Petrex.....	128
Figura 3-4: Vista frontal del equipo Petrex. ....	128
Figura 3-5: Comparación de desempeño operacional 2014 y 2015. ....	131
Figura 3-6: Comparación de desempeño económico 2014 y 2015. ....	132
Figura 4-1: Diagrama de flujo para optimización del diseño. ....	136
Figura 4-2: Análisis de cargas de estallido y colapso en etapa 1. ....	139
Figura 4-3: Análisis de cargas de estallido y colapso en etapa 2. ....	141
Figura 4-4: Simulación de fractura híbrida en pozo esbelto.....	153

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Características litológicas del bloque Arenal.....	46
Tabla 2-2: Factores mínimos de diseño.....	72
Tabla 2-3: Temperaturas de operación.....	79
Tabla 2-4: Especificaciones API para lechadas. ....	80
Tabla 2-5: Cuadro con ratings del cabezal y árbol de navidad.....	86
Tabla 2-6: Factores de diseño para el cable de izaje. ....	109
Tabla 3-1: Configuración de tuberías y conexiones utilizadas.....	112
Tabla 3-2: Configuración general BHA etapa 1.....	113
Tabla 3-3: Características de trépano 12¼". ....	113
Tabla 3-4: Configuración general BHA etapa 2.....	114
Tabla 3-5: Características de trépano 8 ½". ....	114
Tabla 3-6: Volúmenes en programa tentativo de 12¼".....	115
Tabla 3-7: Concentraciones estimadas por producto y su función.....	115
Tabla 3-8: Productos adicionales. ....	115
Tabla 3-9: Volúmenes en programa tentativo de 8½".....	116
Tabla 3-10: Concentraciones estimadas por producto y su función.....	116
Tabla 3-11: Productos adicionales. ....	117
Tabla 3-12: Propiedades reológicas de los fluidos de perforación.....	117
Tabla 3-13: Equipo para control de sólidos de etapa 12¼".....	119
Tabla 3-14: Equipo para control de sólidos de etapa 8 ½".....	119
Tabla 3-15: Especificaciones de la cementación.....	120
Tabla 3-16: Concentraciones y volúmenes de aditivos de lechadas en etapa 12 ¼".....	121
Tabla 3-17: Concentraciones y volúmenes de aditivos de lechadas en etapa 8 ½".....	122
Tabla 3-18: Secuencia de desplazamiento en etapa 12 ¼".....	123
Tabla 3-19: Secuencia de desplazamiento en etapa 8 ½".....	123
Tabla 3-20: Especificaciones técnicas de Equipo N°6.....	125
Tabla 3-21: Especificaciones técnicas de Drillmec HH-300.....	127
Tabla 4-1: Configuración general del estado mecánico. ....	134
Tabla 4-2: Factores de seguridad para propuesta en etapa 1.....	138
Tabla 4-3: Factores de seguridad para propuesta en etapa 2. ....	140
Tabla 4-4: Efectos térmicos en etapa 2. ....	141
Tabla 4-5: Presiones del sistema para distintas maniobras. ....	143
Tabla 4-6: Volúmenes en programa tentativo de 8 ¾". ....	145
Tabla 4-7: Volúmenes en programa tentativo de 6 ⅛". ....	145
Tabla 4-8: Pérdidas del sistema por etapa. ....	146
Tabla 4-9: Volúmenes y cantidades de lechadas y aditivos. ....	148

Tabla 4-10: Secuencia de desplazamiento de las lechadas.....	148
Tabla 4-11: Volúmenes y cantidades de lechadas y aditivos. ....	149
Tabla 4-12: Secuencia de desplazamiento de las lechadas.....	150
Tabla 4-13: Factores de diseño y seguridad para equipos de perforación actuales. ....	154
Tabla 4-14: Factores de diseño y seguridad para equipo de perforación propuesto.....	155
Tabla 4-15: Elementos requeridos para nuevo diseño.....	158
Tabla 5-1: Variación porcentual del AFE. ....	174
Tabla 5-2: VAN proyectado según número de pozos perforados. ....	175
Tabla 5-3: Análisis de sensibilidad Cabezal/Cementación. ....	176
Tabla 5-4: Análisis de sensibilidad porcentual Cabezal/Cementación.....	177

# **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN Y CONSIDERACIONES PREVIAS**

# **1 CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y CONSIDERACIONES PREVIAS**

## **1.1 Introducción**

Según estudios a nivel mundial, se proyecta un aumento considerable de la demanda energética hacia el 2040, esto principalmente debido a la cantidad de energía que se consume a nivel doméstico, industrial, en transporte y en múltiples operaciones. Lo importante ante lo venidero es buscar y generar nuevos espacios y fuentes que aporten a la matriz de energía, utilizando recursos renovables y no renovables. Si bien los reservorios de recursos fósiles tienen una producción limitada de acuerdo a la cantidad estimada de reservas y a las propiedades propias de la roca, la producción y oferta proyectada de hidrocarburos líquidos contempla un aumento desde 89 MBD en 2010 hasta los 115 MBD (miles de barriles diarios) en 2040. Lo anterior se explica por la mejora y los recientes avances en tecnología no convencional, que harán pasar la producción del crudo y condensado líquido, de menos de un 25% a un 45% en la oferta global. Al mismo tiempo, la producción de gases no convencionales también tendrá un aumento en su producción respecto al crudo, estimándose un 80% del crecimiento hacia el 2025, y proyectándose al 2040 alcanzará un 35% de la producción global de gas, muy superior al 15% medido el 2010.

Para la extracción del gas natural existen dos metodologías que dependen de las propiedades petrofísicas de las rocas y del suelo. Por un lado, la porosidad determina la cantidad de poros o espacios dentro del volumen de la roca sólida, y por otro, la permeabilidad es la capacidad que tiene la roca de permitir el paso de fluidos a través de sus poros interconectados. Es así como se definen los recursos convencionales y no convencionales, los cuales difieren en su forma de extracción, pues los primeros acumulan el gas en cavidades de acuerdo a la permeabilidad y a la porosidad del depósito encerrado por una barrera impermeable y que, al abrirse, hace que el gas fluya libremente a la superficie. Por otra parte, los recursos no convencionales se encuentran atrapados dentro de la roca debido a su baja porosidad y permeabilidad, de manera para extraerlos se debe estimular a la formación mediante la inyección de fluidos compuestos para abrir la roca y permitir que salga el gas natural, método denominado como fractura hidráulica.

En Chile también es preocupante el alto consumo energético, es por esto que Enap Magallanes ha tomado experiencias internacionales (Estados Unidos y Argentina) y desde hace unos años comenzó a reestudiar las condiciones del suelo en la cuenca de Magallanes, para colaborar con la matriz

energética, encontrando varios sectores con considerables cantidades de gas no convencional. Es así como se pensó en un proyecto a largo plazo que pudiera abastecer de gas natural a la Región de Magallanes inicialmente y que con el paso del tiempo permitiera abrirse al mercado, pero para esto era necesario determinar geológicamente una zona de “tight gas” que diera una probabilidad de éxito operativo y comercial. Luego de múltiples análisis se definió a la Zona Glauconítica en el bloque Arenal, dentro de la isla de Tierra del Fuego, como un sector donde se puede pensar en pozos de desarrollo y, por ende, se generó un proyecto que recibió el mismo nombre del bloque, donde se pretende alcanzar los objetivos ya mencionados y ser un aporte social para la región.

El proyecto Arenal partió con pozos exploratorios donde el diseño consideraba varias etapas de perforación, el uso de los equipos de perforación de Enap y una gran incertidumbre sobre la posibilidad de encontrar el reservorio y que además éste generase la producción esperada tras la estimulación, una nueva técnica en la región. Así como la tecnología se perfecciona y actualiza constantemente para aportar en el modelo, los diseños realizados fueron optimizándose y ajustándose a las verdaderas solicitudes de acuerdo a las mediciones y a la experiencia que se obtenía del trabajo en el bloque, llegando al modelo actual de pozos ZG que consideran dos etapas de perforación a una profundidad determinada y con una geometría definida, además del uso de nuevos equipos para mejorar los tiempos de operación y la realización del sistema multipozos, donde el equipo de perforación está diseñado para realizar varios pozos (6 a 9) en la misma locación, uno al lado del otro y sin tener que desarmar la totalidad de los dispositivos, y desplazando al equipo mediante rieles cuando termine un pozo para comenzar otro. Junto con estas modificaciones en los últimos años, se han perfeccionado las herramientas direccionales, los fluidos de perforación y sus aditivos, los trépanos, las lechadas de cementación y sus componentes, el conjunto de cabezal y válvulas, los sistemas de medición geológica, los fluidos de fractura, los equipos de fractura, entre muchos otros elementos que están en constante evaluación.

Anualmente, el diseño y la construcción de pozos para extraer gas es una inversión millonaria que debe ser analizado constantemente en la búsqueda de mejoras y optimizaciones. Sin embargo, los pozos no convencionales de tight gas requieren un alto estándar de tecnología y en el marco de la mejor continua, Enap considera que hay espacio para el diseño de un pozo esbelto, con la mejor relación costo-beneficio, respetando al medio ambiente y la seguridad de las personas. Considerando que los expertos de la empresa señalan que esto es factible debido al nivel de producción generado con respecto a la capacidad de la tubería de producción, es que nace la motivación del trabajo de esta memoria pretendiendo optimizar el diseño de pozos de gas no convencional (tight gas),

específicamente en el bloque Arenal de la cuenca de Magallanes, donde ENAP conoce las condiciones geológicas y petrofísicas, además de tener una gran batería de pozos como experiencia previa.

Para llevar a cabo este trabajo, existe una multiplicidad de variables a analizar, las que en detalle abarcarían un gran desarrollo pues por cada etapa de perforación es necesario revisar el diseño de las tuberías, de los fluidos de perforación, de la cementación, de las herramientas del plan direccional, además de los elementos controladores del pozo, del equipo y de la posterior fractura, de manera que este análisis se enfocará principalmente en los efectos del cambio de la geometría en el estado de cargas y su posterior influencia en cada una de las variables mencionadas, siendo igualmente estudiadas con el respaldo de compañías de servicio, corroborando el sustento de la propuesta.

Junto a esto se pretende realizar un análisis económico simple y comparativo para determinar la factibilidad de la propuesta realizada, la que podría proyectar cambios presupuestarios en el corto plazo si es que este estudio es validado y entrega las garantías de seguridad y confiabilidad en torno a los costos, a las inversiones iniciales, a las tecnologías requeridas y a los niveles de producción esperados con respecto a lo que ya se trabaja en otros pozos del mismo bloque.

Finalmente, se establecerá un plan de acción a seguir en el caso de que la propuesta sea aprobada por Enap, con todas las consideraciones mínimas para llevar a cabo este cambio en el diseño de pozos ZG, con las adecuaciones que deben realizarse en los equipos y dispositivos, con las recomendaciones para perfeccionar este modelo y con los cambios a implementar. Todo este plan irá acompañado de las conclusiones finales respecto de la propuesta, donde se entregarán las ventajas y desventajas del diseño, además del nivel de optimización alcanzado y las proyecciones futuras con respecto a otros cambios sobre esta misma propuesta o pensando en realizar un proyecto similar al Arenal, pero en otro bloque con otras condiciones del suelo y del reservorio.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

- Analizar la factibilidad técnica y económica de un diseño de pozos esbeltos para el desarrollo del yacimiento de gas no convencional (ZG) en el proyecto Arenal de ENAP Magallanes.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Analizar los diversos estados de carga que afectarán al pozo esbelto en su vida útil y dimensionar en base a estas consideraciones.
- En torno al objetivo anterior, considerar el análisis de todas las variables y sus modificaciones en la fase de perforación y la fase de estimulación a través de fractura hidráulica.
- Analizar y evidenciar la influencia de las consideraciones medio ambientales en los trabajos de fractura hidráulica aplicada al modelo.
- Comprender la problemática operativa y sus riesgos para indicar las principales consideraciones al construir un pozo esbelto y sus medidas de apoyo.
- Proponer un equipo de perforación para este modelo e incluir las adecuaciones necesarias respecto al diseño de pozos que se usa actualmente.
- Analizar los aspectos económicos del diseño propuesto y su rentabilidad para ENAP Magallanes.
- Elaborar un plan de acción que indique las consideraciones, recomendaciones y modificaciones necesarias en todas las áreas de perforación y estimulación para llevar a cabo la propuesta planteada.

### 1.3 Alcances

El alcance principal tiene relación con las actividades de construcción de pozos de ENAP Magallanes en el bloque Arenal en la XII Región de Magallanes y Antártica Chilena.

El primer capítulo de este trabajo se enfoca en la motivación por la cual se generó este estudio, junto con las metas que pretende lograr una vez que se complete el diseño de pozos esbeltos.

El segundo capítulo está referido al marco conceptual que permite estudiar y comprender el diseño de pozos no convencionales en torno a la perforación y la estimulación. Aquí se establece el contexto a nivel mundial y nacional, y con ello se entregan las bases teóricas para analizar cada variable del diseño, los supuestos básicos en torno a las condiciones del lugar y los estándares ocupados para dar seguridad al modelo, centrándose y siendo específico en las operaciones más afectadas por el cambio de geometría del pozo. En lo referido a la fractura hidráulica, este es un tema complicado pues sus simulaciones se basan en lo experimental más que lo conceptual, por lo que en ese ámbito solo se definieron los parámetros principales que controlan el diseño, sus componentes y las consideraciones que trae la estimulación, pues ahondar en este tema sería extender aún más este estudio.

El tercer capítulo muestra cómo se trabaja en la actualidad el diseño de pozos ZG no convencionales en el bloque Arenal. Aquí se indica de manera resumida, las bases y líneas generales del programa de perforación establecido para pozos, los equipos de perforación disponibles y utilizados, junto a los cambios implementados en los últimos dos años y las mejoras económicas que se han logrado con este modelo.

El cuarto capítulo se refiere principalmente a la descripción y análisis de la propuesta de pozos esbeltos. Se detallan todas las modificaciones efectuadas en el diseño junto a su correspondiente verificación de acuerdo a los estándares definidos. El análisis del diseño de tuberías, la configuración del BHA y trépanos, el fluido de perforación, la cementación y el equipo de perforación es desarrollado conceptualmente, pese a tener un respaldo de las compañías de servicio especialistas en cada área, salvo para el diseño de tuberías y el dimensionamiento del equipo, que son el principal sustento de la propuesta. En el caso de la fractura, solo se incluyó la información entregada por la complejidad de su simulación y la imposibilidad de acceder a ese software. Esta información es analizada y genera una base para establecer líneas de acción sobre la posibilidad de realizar este

diseño de acuerdo a la realidad de la estatal junto con las adecuaciones y modificaciones evidentes frente a este cambio.

El quinto capítulo muestra la proyección económica esperada con la implementación del modelo de pozos esbeltos ZG. Considerando la confidencialidad de los datos aportados por Enap, es que el análisis de sensibilidad se enfoca en las variables, que independiente de las condiciones del mercado, alterarían los costos e inversiones de la empresa con respecto a lo que actualmente se aplica, todo esto apoyado por indicadores económicos que midan la rentabilidad de la proyección durante la duración del Proyecto Bloque Arenal.

El sexto capítulo indica las conclusiones respecto al tema de estudio. Se establece cuanto se optimizó a nivel técnico y económico con la propuesta planteada, y basado en ello, se genera comparativamente, las ventajas y desventajas del modelo para que posteriormente la empresa, analice y discuta sobre la aplicación del nuevo diseño en torno a la información entregada. Además, se visualiza el impacto que generaría tal cambio en la industria y en otros procesos de optimización.

**CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS Y MARCO  
CONCEPTUAL DEL DISEÑO DE POZOS DE  
HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

## **2 CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS Y MARCO CONCEPTUAL DEL DISEÑO DE POZOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

Para comenzar es necesario conocer y entender el contexto general que envuelve al diseño de pozos de hidrocarburos, desde los motivos, experiencias a nivel mundial y proyecciones nacionales, hasta el concepto técnico para poder generar un modelo adecuado y que optimice la implementación actual desde el punto de vista de la perforación. Por eso en este capítulo se ahondará en los fundamentos teóricos que han llevado a generar estos diseños de perforaciones de pozos, los cuales tomaremos como base para realizar los análisis posteriores.

### **2.1 Explotación de hidrocarburos**

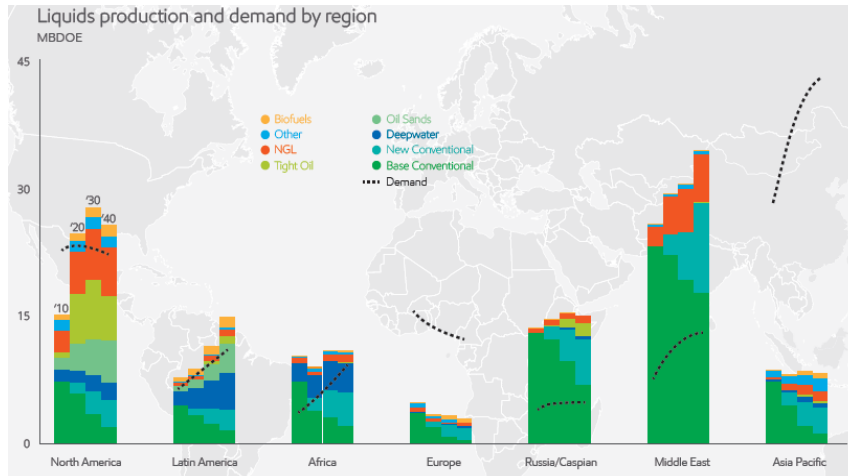
Sabemos de la importancia energética que tienen los hidrocarburos para la vida actual y de la dependencia que tienen muchos procesos, así como del trabajo que desarrolla ENAP en torno a la exploración, explotación, refinación y distribución de este tipo de recursos, por eso en forma introductoria, es importante entender las características de la formación donde se explotará el recurso visualizando las condiciones de la roca madre, del reservorio y el potencial existente junto con la demanda actual, todo esto para ver el desempeño de la empresa estatal en el rubro y las proyecciones sobre el trabajo en el bloque Arenal.

#### **2.1.1 Proyecciones de demanda energética**

De acuerdo a un análisis realizado por Exxon Mobile durante el 2015, se definió un estándar de densidad energética que ayuda a visualizar la cantidad de recursos usados diariamente por persona. En ello, la OECD realizó un ejercicio para simplificar esta visión generando una unidad de medida estándar: un tronco para quemar. Se estima que cada persona consume 21 troncos al día equivalentes a cuatro galones de gasolina aproximadamente, de los cuales 14 de éstos son solo en base a hidrocarburos.

Debido a la gran variedad de productos creados a partir de los hidrocarburos y el constante aumento de la población, es que el crecimiento de la demanda se ha hecho notar en el nivel de consumo actual. Por lo mismo, el estudio antes mencionado proyecta hasta el 2040 un alto crecimiento del uso de la energía a nivel global, marcando una clara diferencia entre los

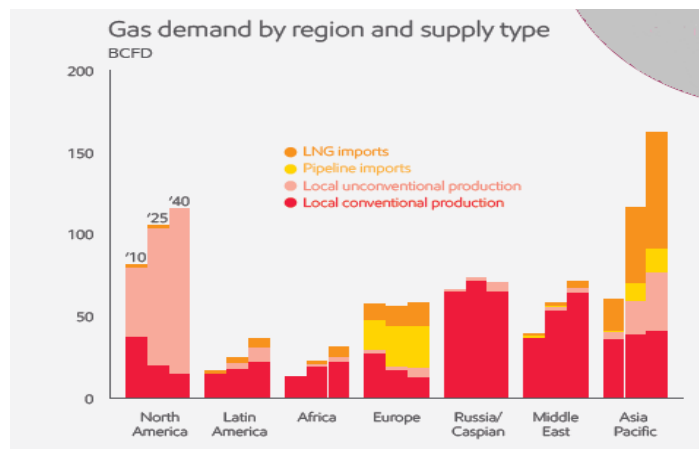
hidrocarburos y otros tipos de materias primas junto a su proyección en producción como se ve en la siguiente figura.



**Figura 2-1: Perspectivas de la demanda y producción mundial de hidrocarburos.**

**Fuente: Exxonmobile, 2015**

Según Exxonmobile, la demanda global se proyecta hacia el 2040 por sobre el 65% del volumen actual, en el caso del gas natural, la región Asia Pacífico abarca al menos el 50% del total, debido a la cantidad de población que provee. Esto crea la necesidad de producir gas y otras alternativas hacia esta zona para suplir esta demanda, dando la oportunidad a naciones productoras de ampliar su mercado y también de ampliar la matriz energética a nivel mundial.



**Figura 2-2: Proyección de demanda de gas por región.**

**Fuente: Exxonmobile, 2015**

En la Figura 2-1, se aprecia que la demanda por hidrocarburos va al alza, con diferencias marcadas en ciertos continentes, y que la producción del petróleo va a la baja, lo que se contrarresta con la explotación de otras fuentes energéticas como las no convencionales, que aumentan según la gráfica, generando un crecimiento en la matriz energética de la mayoría de los continentes y el uso de otras materias no convencionales. Aquí aparece el gas natural como una alternativa de combustible y con gran cantidad de vetas disponibles para extraer. Ahora bien, proyectando lo que se viene para el futuro, no hay una fuente de energía que sea suficiente para abarcar toda la matriz, de manera que se llega a este recurso con alto potencial, sumado a la baja proyectada de los recursos convencionales. A nivel mundial se proyecta un aumento de la demanda energética de un 35%, lo que se traduce en una necesidad para las personas, por eso los nuevos recursos aparecen como una alternativa viable y que está en desarrollo.

### **2.1.2 Fundamentos sobre la extracción de hidrocarburos**

Los hidrocarburos son utilizados hace varias décadas, como una fuente energética principal y de alta eficiencia a nivel mundial. Al hablar de hidrocarburos, nos centramos en el petróleo y el gas natural, principalmente, pero ambos se generan a partir de la materia orgánica depositada en sedimentos finos que forman parte de la roca madre y junto con el enterramiento, las altas temperaturas, altas presiones y los años de maduración de estas rocas sedimentarias, se transforman en hidrocarburos. Este compuesto fluye hacia una roca porosa y permeable con una configuración geométrica que permita su acumulación, la que también es cubierta por una barrera impermeable que impide que se escape a la superficie, formándose así lo que se conoce como reservorio.

La forma en que se extraerán los recursos desde la roca de la formación depende de las condiciones del reservorio y de las presiones en el fondo del pozo, debido a que esto definirá si se requiere estimulación o no.

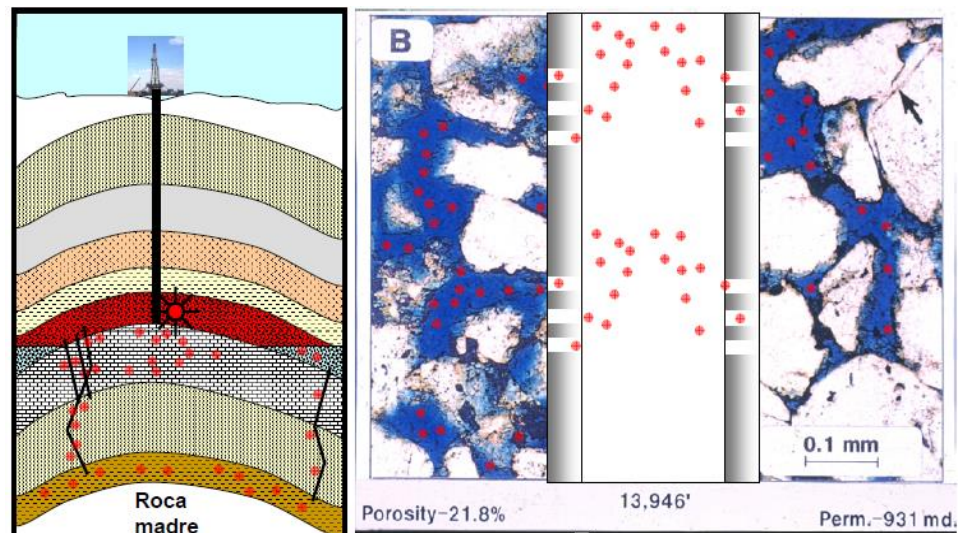
### **2.1.3 Fundamentos sobre tipos de reservorios**

Para la extracción de gas natural, existen dos tipos de pozos conocidos y trabajados, estos son los pozos tipo convencionales y los no convencionales.

### 2.1.3.1 Reservorios convencionales

En los yacimientos convencionales, el gas se encuentra atrapado en una estructura de roca porosa limitada por una capa de roca impermeable que contiene al gas para no subir a la superficie. En los yacimientos no convencionales, la situación varía pues el gas se atrapa entre capas de baja permeabilidad, de manera al perforarse éste no sale naturalmente. Por ello es que la permeabilidad y porosidad son características cruciales para determinar el tipo de yacimiento.

En la Figura 2-3 se observa al lado izquierdo como la alta permeabilidad de las formaciones permite al gas emigrar de la roca madre y alcanzar el punto donde se encuentra el pozo, de manera que al entubar y punzonar, este fluye a la superficie como se muestra en el lado derecho de la imagen.

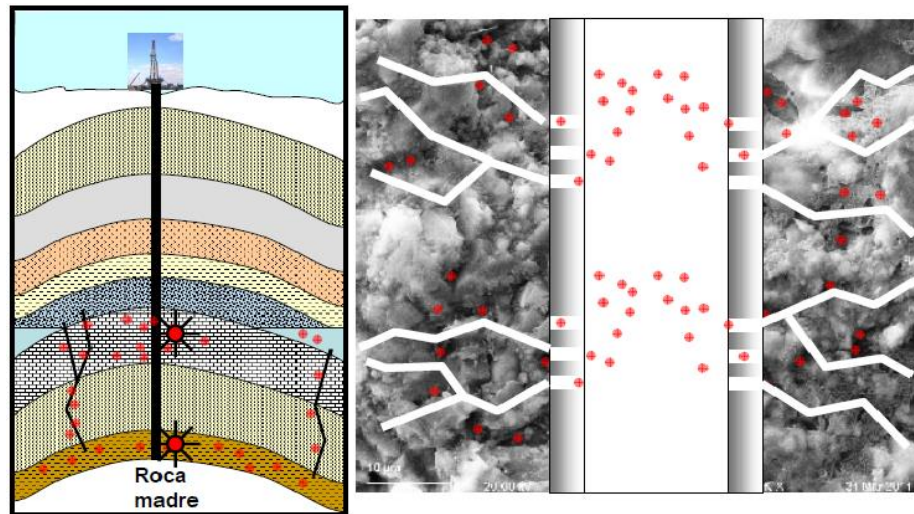


*Figura 2-3: Esquema de pozos convencionales.*

*Fuente: Rojas, 2011*

### 2.1.3.2 Reservorios no convencionales

Por otro lado, la Figura 2-4 indica en su lado izquierdo, que el pozo debe atravesar todos los estratos hasta llegar a la roca madre donde están los hidrocarburos debido a la baja permeabilidad y porosidad del suelo, de otra forma no se alcanza el recurso, y además este se debe estimular con fractura hidráulica para generar la extracción de gas y el movimiento de las partículas hacia la superficie, como se ve en la parte derecha de la figura.



*Figura 2-4: Esquema de pozos no convencionales.*

*Fuente: Rojas, 2011*

Durante el desarrollo de esta memoria nos centraremos en el gas natural no convencional, el que, según la Agencia Internacional de Energía, se define como “el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional”. La industria lo define como “una producción de gas económicamente rentable o no rentable, cuando se utilizan tratamientos de estimulación o procesos y tecnologías especiales de recuperación”. Junto a estas definiciones, estos recursos no convencionales presentan una clasificación de acuerdo al tipo de roca, sus propiedades y la técnica de extracción, las que se divide en (Alonso, 2010):

- **Gas en arenas compactas:** Es conocido como tight gas, pues se encuentra en formaciones con baja porosidad y baja permeabilidad. Un yacimiento de arenas compactas se determina por una porosidad menor al 10% y una permeabilidad menor que 0,1 mDarcy.

Generalmente, estas formaciones geológicas requieren estimulación hidráulica para obtener la producción de gas, sumado a las fracturas naturales que se encuentren en la zona.

- **Gas en esquistos:** Es conocido como shale gas, pues se encuentra en sectores compuestos por esquistos o pizarras (similar a la arcilla), por lo que presenta poca permeabilidad, requiriendo técnicas de fracturación específicas.
- **Gas metano en capas de carbón:** También conocido como coal bed methane o CBM. Este tipo de gas presenta un alto contenido de metano en los yacimientos de carbón. Para extraerlo, primero se extrae el agua, reduciendo la presión del gas para poder salir hacia el núcleo. Debido a la baja permeabilidad del carbón, también se estipula como necesaria una fracturación hidráulica.
- **Hidratos de metano:** Son moléculas de metano atrapadas en compuestos congelados del agua. Por lo mismo, no se espera que contribuyan a la producción de gas en al menos 20 años, por lo nuevo del recurso, la falta de información concluyente al respecto y la falta de métodos de extracción apropiados.

Considerando que en esta memoria se analizará la extracción de tight gas se hace importante tomar en cuenta los aspectos fundamentales para producirlo y las condiciones necesarias para encontrarlo. En primer lugar, como parte de su definición, este tipo de yacimientos requiere de manera necesaria la estimulación mediante la fractura hidráulica. La fractura hidráulica es una técnica que ayuda a extender y crear nuevas fracturas a lo largo de las formaciones, la que se genera posterior a la perforación, mediante la inyección de agua mezclada con arenas y aditivos químicos, bombeados a alta velocidad, lo que genera una presión superior a la resistencia de la roca provocando las fracturas o grietas. Cabe destacar que es óptimo perforar varios pozos pues esto genera mayor producción, un mejoramiento del diseño y por ende una disminución de costos. Al momento de realizar la estimulación es importante tener presente algunas consideraciones medioambientales que se enfocan principalmente en la posibilidad de introducir contaminantes a un acuífero cercano.

Una de las características esenciales para una buena producción de tight gas es poseer una adecuada área de flujo, o sea, que un pozo de gran diámetro atraviese la formación o que el

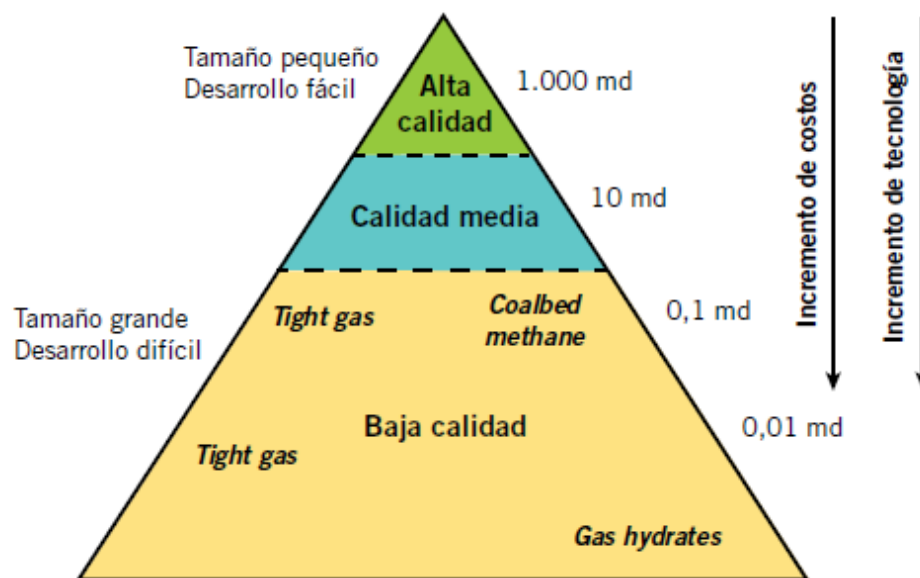
espesor productivo de la roca sea apreciable, sumado a una buena presión del reservorio y un potencial considerable. Este factor permite definir cuál es la técnica de estimulación adecuada para el pozo, pues el proceso de fractura hidráulica posee variaciones dependiendo de la zona a alcanzar, las que pueden incluir pozos horizontales o pozos multilaterales, temas que para esta memoria no serán considerados.

Por otra parte, se deben tener en cuenta las consideraciones del reservorio para generar un modelo de producción confiable y óptima. Los principales parámetros a considerar son: (Blanco & Vivas, 2014).

- *Geología:* Es fundamental conocer la estratigrafía a lo largo de la profundidad del pozo, junto con ello, los gradientes térmicos y de presiones.
- *Continuidad:* Para estimar la continuidad del desarrollo del reservorio, es necesario conocer el área de drenaje y su extensión. Para alcanzar un grado de producción pseudo estable deben transcurrir muchos años debido a la baja permeabilidad. Se considera que el reservorio tiene continuidad cuando presenta fluidez y un ritmo de extracción constante, además de tener el área de drenaje condicionada por la ubicación, considerar el número de pozos perforados, el tamaño de las fracturas hidráulicas y el tiempo de producción.
- *Tectonismo regional:* Esta actividad puede afectar a la continuidad y morfología del yacimiento, incrementando los esfuerzos horizontales aplicados sobre la roca, generando nuevas o mayores fisuras o fallas. Para este caso de análisis, no se genera un efecto considerable de este parámetro en la cuenca de Magallanes debido a la baja actividad sísmica o volcánica medida, por lo que no es tomado en cuenta.
- *Presencia de capas:* Todos los reservorios presentan varias capas o estratos de suelo, con diferentes características mecánicas y físicas, profundidades, conformación geológica y resistencias a la fractura.
- *Geomecánica:* En la mayoría de los casos la fractura atraviesa varias capas y tipos de rocas a nivel horizontal y vertical, de manera que se hace esencial para el diseño de la estimulación, conocer el módulo de Young y la relación de Poisson.
- *Permeabilidad:* Hablando en particular de esta propiedad, cada reservorio presenta una distribución de permeabilidad, que varía a lo largo del yacimiento, sin embargo, se ha

comprobado que en rocas gasíferas que el valor promedio para estimar el caudal de producción presenta alta confiabilidad.

Fuera de todos estos requerimientos técnicos sobre el trabajo en pozos no convencionales de tight gas, existen requerimientos económicos preponderantes al momento de definir la productividad de un yacimiento y su rentabilidad. Una manera didáctica de evaluar las inversiones y recursos obtenidos de una extracción, es mediante un concepto desarrollado por Masters en 1979, denominado el triángulo de recursos.



**Figura 2-5: Triángulo de recursos para el gas natural.**

**Fuente: Blanco & Vivas, 2014**

Se puede observar que a medida que nos acercamos a la base del triángulo, existe un aumento en los costos y de la tecnología requerida, además de disminuir la calidad del reservorio por extraerse de una zona de baja permeabilidad, aunque así mismo, el volumen de producción bruto es mucho mayor lo que pasa a ser económicamente rentable. De esta manera es que se hace factible la producción de pozos de tight gas, donde se encuentra este equilibrio entre la cantidad de extracción, la calidad del reservorio y los costos asociados a dicha operación.

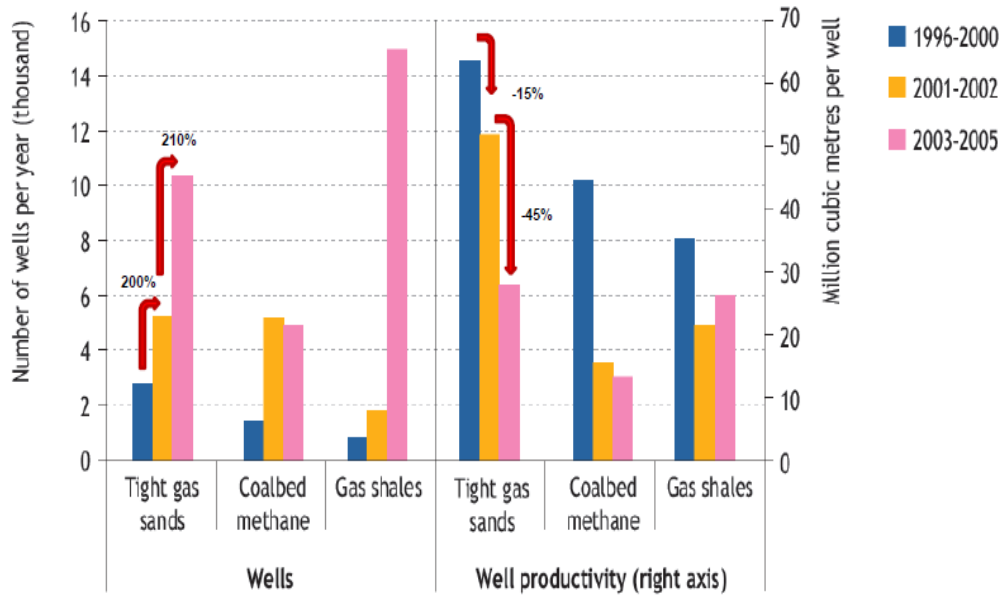
#### **2.1.4 Contexto de producción en el mundo y en Magallanes**

En cuanto a producción, hay múltiples experiencias para establecer parámetros en base a lo que se genera en Magallanes, pero es crucial mencionar algo de la historia del tight gas, en donde comenzó a explotarse, la evolución de estos procesos y como se llegó en Chile a descubrir como una fuente potencial de gas No convencional.

##### **2.1.4.1 Estados Unidos, Argentina y el mundo**

La expansión del gas no convencional nació en la cuenca de Barnett, un yacimiento de 12.000 km<sup>2</sup> que se extiende en Texas, EEUU. Consta de una capa de sedimentos con un espesor entre 120 y 240 metros a una profundidad de 2.000 metros. Conociendo este potencial, se perforó el primer pozo en 1981, para llevar a cabo la fractura hidráulica en 1986 y llegar hasta una perforación horizontal 6 años más tarde. Esta cuenca posee cerca de 1.000 BCM de recurso recuperable y en la actualidad existen más de 10.000 pozos en funcionamiento, abarcando el 6% de la producción de gas del país. Este exponencial desarrollo en Estados Unidos y luego en Canadá, ha transformado a Norteamérica en un mercado muy potente y dominante del gas natural, logrando un nivel mantenido del hidrocarburo. Por otro lado, a nivel económico en EEUU, se alcanzó la paridad entre el precio del petróleo y el gas natural en inicios del 2009, lo que dimensiona el crecimiento y el impacto de este recurso. Además de Norteamérica, la expansión del gas natural no convencional ha llegado con fuerza a Australia, China e India, pese a que existen varios lugares en el resto del mundo donde se ha detectado su presencia sin llegar a explotar este recurso (Alonso, 2010).

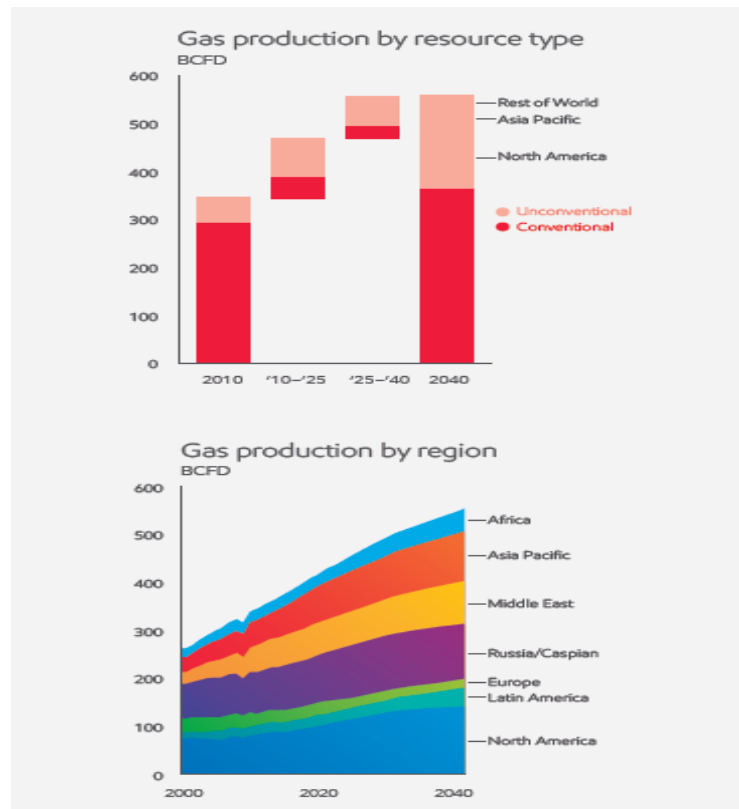
El gas natural de mayor explotación a nivel global es el tight gas y el shale gas. Junto con ello, los avances en la extracción y tecnologías para facilitar el trabajo con este tipo de gases, los lidera Estados Unidos, al igual que la zona de consumo y de reservas. Por lo mismo es que el gigante de América del norte presenta un considerable crecimiento en la producción de pozos de gas no convencional lo que no tiene directa relación con la productividad de estos pozos.



**Figura 2-6: Producción de gas no convencional en EEUU.**

**Fuente: Ruiz, 2011.**

Desde la última década, el crecimiento en el consumo de gas natural no convencional ha ido en aumento acelerado, junto con las mejoras y optimizaciones en las tecnologías para facilitar este proceso. Tanto así, que se estima que este recurso será el de mayor crecimiento en todo el mundo, teniendo a Estados Unidos sobre el 75% de alza sobre su producción actual y proyectándolo como el mayor exportador de gas no convencional hacia el 2025 e incluso, será rival de la zona Asia Pacífico con respecto a la exportación del GNL.



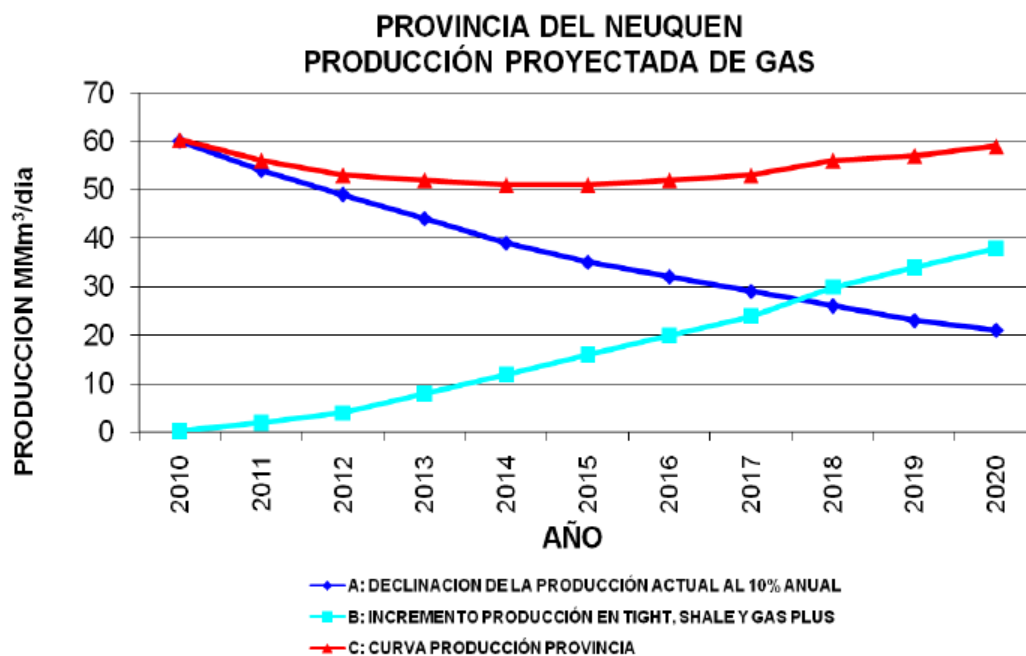
**Figura 2-7: Proyección de producción de gas por región.**

**Fuente: Exxonmobile, 2015**

Si nos remontamos a la historia, se sabe que este tipo de reservorios comenzó a explotarse en la década de los 70' y debido a la baja permeabilidad de estos pozos, es necesario la estimulación mediante fracturación hidráulica, lo que en esa época elevaba el costo de la operación pues se exigían créditos impositivos por parte del gobierno, federal o estatal. Sin embargo, los rápidos avances en la técnica de fractura generaron un despegue de la producción en EEUU, llegando desde 35 BCM en 1995 a 150 bcm en 2007, casi cinco veces más de lo generado en 12 años de trabajo. Hasta el año 2008, existen en producción más de 40.000 pozos en aproximadamente 1.600 reservorios distribuidos en 900 campos gasíferos, los cuales algunos están en proceso de prueba y la mayoría está en la etapa de desarrollo.

Ya en América del sur, Argentina comenzó en el 2006 los estudios respecto a la factibilidad de producir gas natural en la cuenca de Neuquén a cargo de Repsol YPF. La primera empresa que trabajó con tight gas fue Medanito S.A. en el yacimiento Aguada Chivato a 3.000 metros de

profundidad, sin embargo, Repsol YPF siguió sus estudios en otros sectores. Luego en marzo de 2008, la secretaría de energía del país publica una resolución la que crea el programa “Gas Plus”. Esta resolución establece que a partir de la presentación de proyectos que promuevan la exploración y explotación del gas natural, se beneficiará con precios mayores a los del mercado para las empresas, además se incrementará la especialización profesional en las provincias y tendrá un menor costo la energía para sus habitantes, de manera que el mapa de pozos no convencionales creció considerablemente como se puede apreciar en la Figura 2-8 a continuación con la proyección de producción de la cuenca Neuquenina (Schneider, 2008).



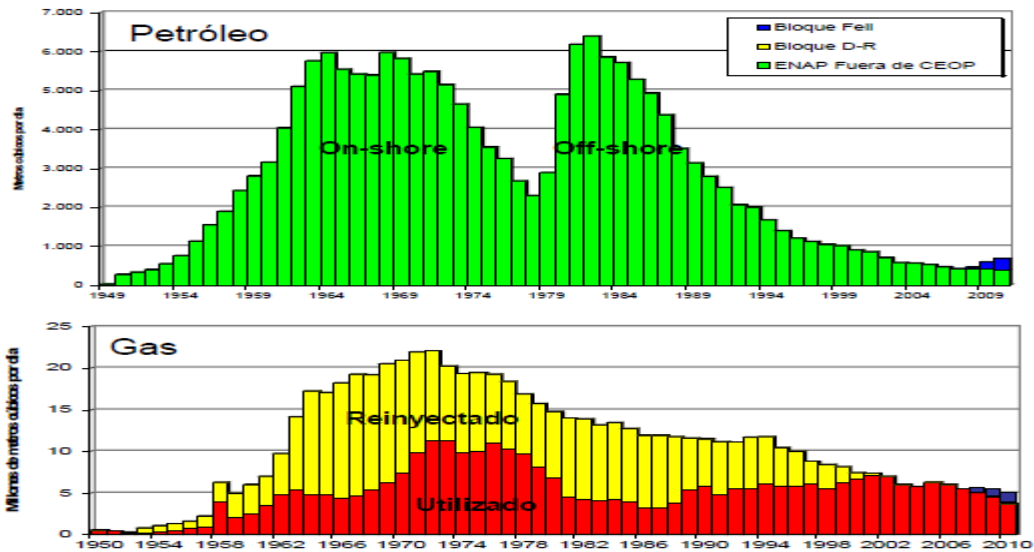
*Figura 2-8: Proyección de producción en provincia de Neuquén.*

*Fuente: Ruiz, 2011.*

Es así como las influencias internacionales llegaron a Chile, junto con la experiencia y la motivación de ampliar las opciones disponibles para la matriz energética del país, si no se puede a nivel nacional, para que al menos se pueda utilizar a nivel regional como ocurre con otras fuentes y recursos.

### 2.1.4.2 Magallanes

ENAP ha explorado la cuenca de Magallanes desde hace 70 años con diversos resultados, pues a nivel de hidrocarburos, se ha extraído petróleo y gas, generando una producción de 56 millones de metros cúbicos del crudo y 224.000 millones de metros cúbicos de gas natural, pese a que se ha visto una declinación natural de los yacimientos existentes. (Rojas, 2011).



*Figura 2-9: Producción histórica de hidrocarburos en Magallanes.*

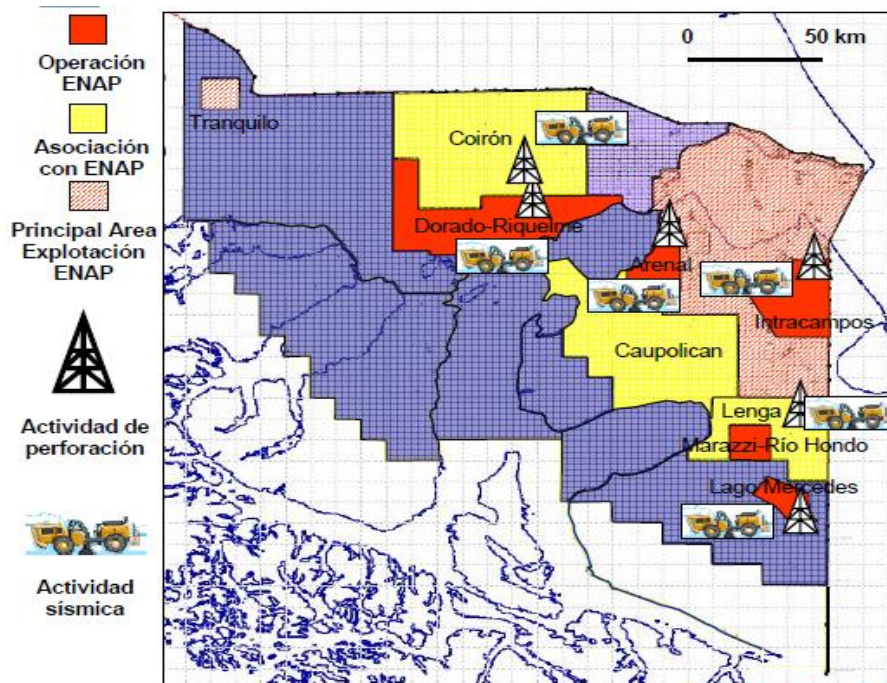
*Fuente: Rojas, 2011*

Desde el 2006, la empresa estatal comenzó una gran campaña exploratoria en la cuenca de Magallanes en base a la tecnología actual. Por lo mismo, se trabajó en específico en la isla de Tierra del Fuego, la que está dividida en bloques, invitando a otras compañías a participar de la exploración, intentando abarcar toda la zona de reservas, cosa que aún no se ha logrado.

Esta zona geológica es conocida como cuenca de Magallanes, la cual se caracteriza por ser una cuenca sedimentaria Paleozoica y Mesozoica. Dentro de esta región se encuentra una zona cordillerana compuesta por rocas ígneas y altamente metamorfizadas, además posee un potente espesor de sedimentos constituidos por lutitas, arcillas arenosas, areniscas arcillosas y otros conglomerados en menor proporción. La zona parece haber tenido una depositación tranquila durante todo el período Cretácico y buena parte del Terciario representado por sedimentos

marinos que alcanzan una gran distribución. Según la opinión generalizada, en el Jurásico Superior se inició la ingresión marina que estableció la sedimentación en la cuenca, la cual se efectuó sobre una llanura parcialmente cubierta de lagunas, removiendo el material que se había depositado en ellas. Respecto del mecanismo de transgresión, se piensa que esta región constituía una zona semiestable y que debido a su inestabilidad y bajo relieve comenzó a hundirse siendo invadida por el mar. Por otro lado, la sedimentación se generó exenta de perturbaciones tectónicas, conservando integralmente sus caracteres litológicos. Es así como durante el Terciario Inferior, la cuenca sufrió una progresiva inclinación y acuñamiento en dirección al Este, con una marcada tendencia a disminuir de espesor hacia el bloque Arenal (Hauser, 1964). En particular, ahondaremos sobre esta zona geológica más adelante, pues serán datos de estudio necesarios para definir las condiciones de la Zona Glauconítica (ZG), que es la formación de interés donde se encontrará el tight gas y sobre la cual trabajará la fractura hidráulica.

La Figura 2-10, muestra de forma gráfica, la distribución de las campañas a lo largo de la cuenca Magallánica.



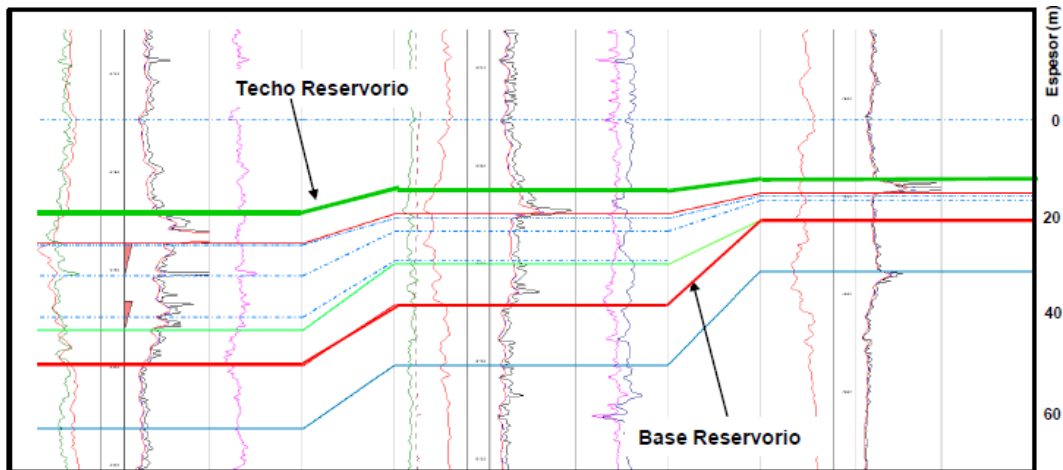
**Figura 2-10: Exploraciones en Tierra del Fuego.**

**Fuente: Rojas, 2011**

### 2.1.5 Desafíos y proyecciones de ENAP Magallanes

La cuenca de Magallanes es modesta en cuanto a cantidad de hidrocarburos presentes, y más aun considerando la declinación que han tenido los yacimientos por la explotación del recurso, es que la estatal ha tomado medidas y desafíos para solucionar problemas de escasez futura. Es así, como estudiando el potencial de la cuenca, gracias a las imágenes de sísmica 3D, se definió que un proyecto de gas No convencional (tight o shale gas) podría aportar a la matriz energética, según las condiciones de reserva que presentan los estratos del suelo (Carpinelli, 2015), siendo el más factible por condiciones geológicas, tecnológicas, costos e información disponible del lugar, el tight gas.

De esta manera, se comenzó fracturando dos pozos antiguos que dieron producciones iniciales de hasta 90.000 m<sup>3</sup>/día. Este hecho dio el inicio al Proyecto Arenal ZG en el 2013, donde se realizó un programa piloto de pozos nuevos y ya entre el 2013 y 2014 se inició la exploración avanzada de reservorios de tight gas en el bloque Arenal dentro de las campañas emprendidas en la Zona Glauconítica de Tierra del Fuego, obteniendo preliminarmente un perfil del espesor del yacimiento como se muestra en la Figura 2-11, con el que se comenzaron a hacer aproximaciones de volúmenes disponible de gas en el área.



*Figura 2-11: Perfil de reservorio de tight gas.*

*Fuente: Herrero, 2012*

Posteriormente, y en base a los confiables resultados obtenidos en diferentes baterías de pozos, se determinó que se podían asumir como pozos de desarrollo con proyección en el tiempo. El modelo preliminar de pozo “tipo” con una fractura, prevé una recuperación de 44 MMm<sup>3</sup> por pozo durante 20 años, modelo que se actualiza mes a mes junto con los niveles de producción. Debido a todo esto se incrementó la cantidad de perforaciones en la isla en pos de aumentar la actividad, sin embargo, la estadística generada por Enap desde 1945 a la fecha, que indica la cantidad de pozos perforados en Magallanes anualmente, muestra una situación diferente en años anteriores para la empresa estatal. Durante las primeras cuatro décadas, Enap se mantuvo con un promedio alto de perforaciones, pero a contar de finales de los 80’ empezó a disminuir considerablemente la producción que llegó a niveles bajísimos en el año 2000, incluso con una producción despreciable de hidrocarburo convencional. A contar de ese momento se gestaron proyectos de crecimiento y desarrollo a nivel energético en el área No convencional, que hicieron aumentar constantemente las perforaciones, llegando el año 2015 incluso a superar lo generado en 1991.

Obviamente el paso a seguir luego de conocer estas proyecciones es optimizar el diseño en cualquiera de sus aspectos, lo que va de la mano con los desafíos tecnológicos y la factibilidad técnica que este tipo de modelación tiene. Otros desafíos importantes son los proyectos de exploración en otros sectores que permitirán aumentar las reservas de gas e incluso vender.

### **2.1.6 Proyecto Arenal y Gas No convencional en Magallanes**

Hoy en día el sector residencial de Magallanes consume al año unos 200 millones de metros cúbicos sumado al gasto en el sector industrial, comercial, para la generación eléctrica, transporte, fiscal y de consumo interno de la estatal. ENAP no alcanza a cubrir la demanda de la zona, teniendo que aumentar su producción o comprar gas a terceros en ocasiones. Gracias a las operaciones realizadas se ha identificado solo en el área Arenal, 0,3 TCF (trillones de pies cúbicos), volumen suficiente para abastecer el consumo por 20 años (Revista energética de Chile, 2015).

El proyecto Arenal ZG, por ende, tiene como objetivo asegurar el suministro de gas por al menos 20 años en la Región de Magallanes, considerando un consumo diario promedio de un

millón de metros cúbicos de gas. En el marco del desarrollo del proyecto, se está trabajando en cinco áreas con el fin de optimizarlo, las cuales son:

- Mejora de diseño de completación (Coiled tubing): Posterior a la fractura, cuando la producción baja, se utiliza el coiled tubing para acelerar el proceso y la producción.
- Optimización del diseño de fractura: A través del fluido de fractura utilizado.
- Costos de perforación para Pad drilling: Analizando la cantidad de pozos en una superficie cercana y el área de influencia de estos con fractura.
- Aumento de fracturas con pozos horizontales: Analizar el trabajo con pozos horizontales y multi fracturas.
- Optimización de productividad a través de cambios en el diseño de pozos: Es lo que pretende desarrollar esta memoria.

Todos estos aspectos fueron estudiados entre el 2014 y 2015, presentando mayores avances, correcciones y mejoras respecto de los primeros pozos analizados, sobre todo pensando en los tres primeros puntos, en cuanto a la eficiencia.

## **2.2 Diseño de pozos de hidrocarburos**

Tanto los pozos petroleros como los de gas (convencional y no convencional) tienen el mismo tipo de diseño y consideraciones al planificarse en lo que respecta a perforación. Si bien pueden existir diferencias en torno a las profundidades, tipos de materiales a utilizar, producción esperada y geología del sector, a nivel global, los modelos implementados en la hidráulica, el análisis de cargas, el plan direccional y el dimensionamiento del equipo son iguales para estos pozos, por eso se analizarán todas las variables y componentes de un diseño común de pozo de hidrocarburos, para posteriormente aplicarlo a la realidad y la proyección de esta memoria.

### **2.2.1 Consideraciones generales del diseño**

Una de las condiciones generales para el diseño de pozos es definir que éste se realiza de abajo hacia arriba, lo que quiere decir que para analizar las variables lo primordial es definir las condiciones y potencial del reservorio para luego estudiar el estado de cargas y las

configuraciones requeridas al perforar, teniendo como condición límite lo que ocurre en el fondo del pozo.

La incertidumbre es una condición siempre presente en cualquier análisis pues, aunque se conozca la geología de la zona, se pueden presentar situaciones anómalas que echan por tierra cualquier suposición para el estudio. Principalmente existen dos tipos de pozos en base al grado de incertidumbre que entregan, siendo los pozos exploratorios los con menor certeza en cuanto a nivel de producción, y los pozos de desarrollo los que tienen mayor confiabilidad en base al mismo punto. En torno a esto último, se definirá el tipo de pozos en los que se enfocará este trabajo, los cuales serán los mismos trabajados en el proyecto Arenal, o sea, pozos de desarrollo.

Sin duda, las bases de un buen diseño de pozos pasan por proporcionar un flujo estable de extracción, contener y manejar las presiones en el pozo y reservorio, aislar los problemas existentes en las formaciones y proteger del flujo de agua (nivel freático) para no mezclarlo con la roca que se perfora o el fluido utilizado para el funcionamiento hidráulico de la sarta. También, es importante recalcar que en todo diseño se debe tener presente la vida del pozo y su integridad a lo largo del desarrollo de éste, para lo cual se requiere la instalación de la válvula BOP como parte del equipo debido a que es el dispositivo que ante alguna emergencia controla y cierra el pozo de manera que se pueda realizar alguna medida mitigadora. La BOP tiene una configuración con condiciones de servicio de acuerdo a las presiones que maneja el pozo, y en este capítulo no se abordará en detalle como tópico del diseño, pero si se generarán las variables para determinar su influencia en el modelo actual y en la nueva propuesta.

Obviamente, este proceso de análisis tiene consideraciones trascendentales que van desde la mecánica de suelo del sector, incluyendo el estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas, para luego analizar las características del reservorio, la producción estimada y el tipo de fractura necesaria debido al yacimiento proyectado. Sumado a esto, se encuentra el estado mecánico del pozo o configuración de tuberías junto con la hidráulica del fluido de perforación, de acuerdo a la cantidad de etapas del proceso y el tipo de cabezal utilizado. Luego está el proceso de cementación que le entrega aislación al pozo y finalmente se encuentra la configuración del árbol de producción.

### **2.2.2 Antecedentes geológicos**

Lo primero que debe analizarse en un diseño de pozos es el suelo y sus condiciones, por ello se recopilan todos los datos y antecedentes sobre la geología de la isla de Tierra del Fuego, así como los gradientes de presiones y la presencia de agua subterránea.

#### **2.2.2.1 Litología y formaciones**

La geología de la Zona Glauconítica, se caracteriza por estar dividida en dos partes orográficas y geológicamente distintas a pesar de estar ligadas entre sí: una zona montañosa en el poniente y una región de planicies en el oriente. Esta última zona ocupa una gran extensión en Tierra del Fuego, cubierta en mayor parte por depósitos glaciales y fluvio glaciales con algunas condiciones tectónicas que elevaron las formaciones. Tras la inclinación de las formaciones, se convirtió en una zona de poca movilidad.

Estas estructuras geológicas se originaron debido a los intensos ciclos diastróficos. Es por esto, que debido al alto grado de metamorfismo y deformaciones que afectan al lado oeste de la cordillera, es que las formaciones cordilleranas y pre cordilleranas pierden buena parte de su atractivo en torno a la presencia de hidrocarburos. Por otro lado, la zona de planicies presenta un espeso manto dividido en (Hauser, 1964):

- a) Estructura Pre – Cretácica: La geomorfología corresponde a un producto residual de una masa continental parcialmente tectónica y denudada después de un largo período de estabilización inclinado hacia el NE. Presentan amplias dislocaciones de bloques por efectos de dos sistemas de fallas perpendiculares entre sí. Gran parte de la configuración es concéntrica con un arqueamiento de la región cordillerana en Tierra del Fuego.
- b) Estructura Cretácica: Su configuración estructural corresponde a un extenso monoclinado suavemente hacia la fosa marina. La sección sedimentaria aparece cortada por numerosas fallas con pequeños desplazamientos, sumado a la presencia de domos o terrazas con disposición irregular.

- c) Estructura Terciaria: Se caracteriza principalmente por la presencia de un suave arqueamiento regional causado por acciones eperiogénicas, contemporáneas a la depositación de la Zona Glauconítica.

Para la formación de la Zona Glauconítica se consideran condiciones y límites físicos que deben cumplirse y que se indican a continuación: (Hauser, 1964)

- Asociación sedimentaria: Preferentemente son sedimentos detríticos tales como areniscas y calizas granulares impuras, rara vez se encuentran arcillas. Están asociadas a restos fecales de organismos marinos o bien rellenando cavidades de restos de foraminíferos u otros organismos.
- Distribución geográfica mundial: Entre los 65° latitud sur y los 80° latitud norte, en ambientes marinos sobre las plataformas continentales.
- Salinidad de aguas: Se tienen antecedentes de que se requiere una salinidad normal en aguas marinas, pero en aguas dulces no es posible esta formación.
- Profundidad de las aguas: Se forma en ambientes neríticos a neríticos litorales. De manera común se encuentran entre 50 y 750 metros.
- Oxigenación de las aguas: Requiere condiciones ligeramente reductoras o anaeróbicas.
- Temperatura de las aguas: No presenta restricción a un rango de temperaturas, aunque preferentemente se ubica en aguas más frías bajo los 250 metros de profundidad.
- Contenido orgánico: Con un fondo marino poco oxigenado y abundante materia orgánica en descomposición, favorecen la creación de esta formación.

Pese a todas estas condiciones, no hay acuerdo cierto sobre la conformación de la Zona Glauconítica, pero de acuerdo a la tesis denominada “La Zona Glauconítica en la plataforma Springhill, Magallanes” de Arturo Hauser, se definieron las características del suelo en ese estrato:

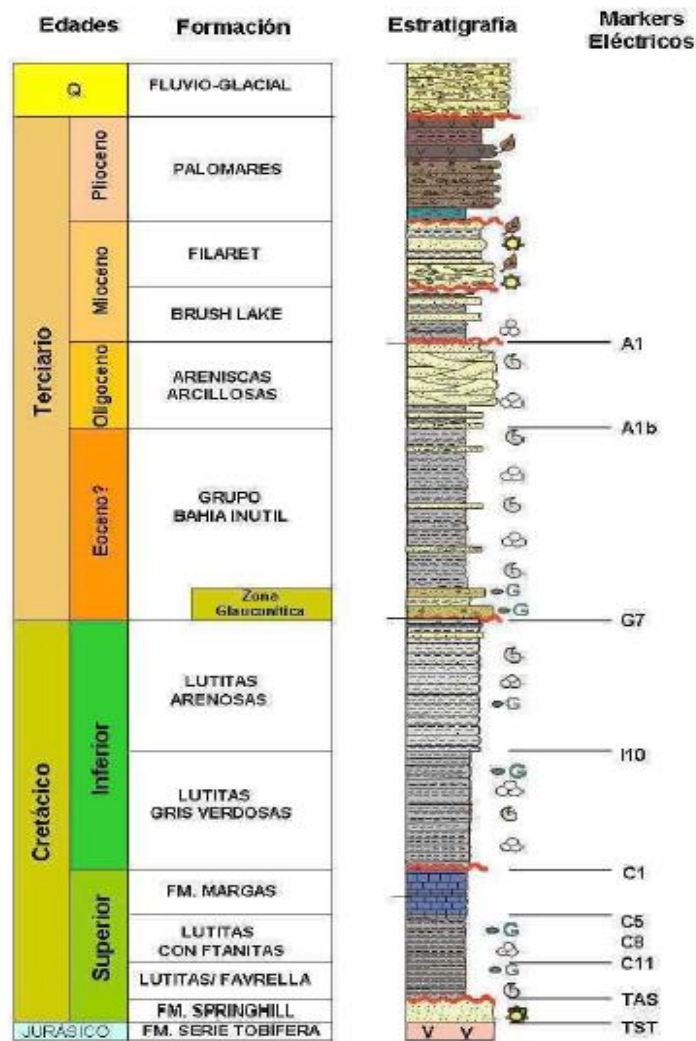
- Textura: Tipo clástica como resultado de la fragmentación preexistente.
- Granulometría: Presenta una marcada tendencia a disminuir el tamaño del grano, de manera los tamaños promedios en la zona norte de la isla comprenden de 0,2 a 0,3 mm.
- Cemento: Las areniscas presentan gran variedad de materiales cementantes. Los más frecuentes provienen de elementos arcillosos y en el caso de las areniscas, la calcita genera este efecto, pero aparece en baja cantidad y con alteraciones por limonización.
- Clasificación: Poseen una mala clasificación, pues solo en algunos horizontes se presenta uniformidad de los granos.
- Estructuras: No existe una tendencia u orientación preferencial de los granos detríticos.
- Redondeamiento y esfericidad: Considerando un promedio general de las areniscas medidas, se obtuvo un redondeamiento de 0,3 y esfericidad de 0,5. Aparentemente, no existe ninguna relación entre estos valores y la distribución geográfica por lo que la acción del transporte de los materiales desde la zona de aporte hasta la depositación, fue corta.

En general, el bloque Arenal presenta pozos conocidos y cercanos, con lo que se generó un mapa del campo de estudios con los datos de entrada y las aproximaciones necesarias para crear el espectro total de la zona. Se cuenta con markers a diferentes profundidades, debido al análisis estadístico de la información del bloque. Con esto se conocen las propiedades físicas y químicas de las rocas a perforar en cada estrato de suelo, pudiendo acelerar el proceso según el perfil estratigráfico y corroborando las mediciones geológicas del mudlogging. De esta forma se construyó una tabla con la litología donde se identifica cada una de las formaciones con su composición, profundidad y períodos geológicos de maduración considerando hasta la plataforma Springhill a más de 3.000 metros, ilustrada en la Figura 2-12.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (m)	LITOLOGÍA
<b>FLUVIO GLACIAL</b>	0 – 30	Grava, gravilla y arena gruesa con niveles de arcilla.
<b>PALOMARES</b>	30 – 200	Rocas volcánicas (flujos lávicos y piroclásticos) y sedimentitas epiclásticas (brechas, areniscas, limolitas, arcillolitas) continentales.
<b>FILARET</b>	200 – 400	Areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados, intercalaciones de arcillolitas y una toba verde azulada en el techo.
<b>BRUSH LAKE</b>	400 – 800	Areniscas, arcillolitas y limolitas interestratificadas con niveles carbonosos esporádicos; marinas someras a parálicas.
<b>ARENISCAS ARCILLOSAS</b>	800 – 1.000	Areniscas finas arcillosas marinas someras a parálicas.
<b>GRUPO BAHIA INÚTIL (ZG)</b>	1.000 – 1.300	Arcillolitas y limolitas marinas con niveles de areniscas muy finas arcillosas. Areniscas finas arcillosas muy glauconíticas.
<b>LUTITAS ARENOSAS</b>	1.300 – 1.550	Lutitas limo arenosas marinas, generalmente calcáreas; escasas intercalaciones de areniscas finas y margas hacia el techo.
<b>LUTITAS GRIS VERDOSAS</b>	1.550 – 1.900	Lutitas con niveles glauconíticos, restos de fósiles.
<b>MARGAS</b>	1.900 – 2.050	Margas, arcillolitas y limolitas calcáreas.
<b>LUTITAS CON FTANITAS</b>	2.050 – 2.100	Lutitas calcáreas, niveles de ftanitas. (chert de radiolarios)
<b>LUTITAS/FAVRELLA</b>	2.100 – 2.250	Lutitas con niveles que contienen Favrella.
<b>SPRINGHILL</b>	2.250 – 2.300	Areniscas, limolitas y arcillolitas marinas a continentales.
<b>TOBÍFERA</b>	2.300 – 2.500	Rocas volcánicas principalmente tobas.

*Tabla 2-1: Características litológicas del bloque Arenal.*

*Fuente: NetLog*



**Figura 2-12: Columna estratigráfica de la cuenca de Magallanes.**

**Fuente: NetLog**

Las propiedades que posee una formación en el suelo son trascendentales en la perforación, sobre todo a la hora de escoger los equipos y las brocas necesarias para realizar el pozo. Principalmente, se requiere conocer la fuerza de compresión que resiste, el nivel de abrasión al que se verá sometida la broca, la composición de rocas y su efecto en el grado de penetración, la porosidad y la permeabilidad, para determinar el grado de pérdida de fluidos o el nivel de hidrocarburos potencialmente disponibles.

### **2.2.2.2 Información y evaluación sobre registros de pozos**

Para definir el lugar exacto de la zona a perforar, en base a la ubicación del reservorio, se realiza preliminarmente un ensayo denominado Sísmica 3D, esta entrega las características litológicas del suelo y la presencia del horizonte del reservorio proyectado. Durante la perforación la encargada de medir es la unidad Mudlogging y terminada cada etapa se requiere de perfiles eléctricos. Un perfil presenta cuatro tipos de registros que se muestran en paralelo, y en torno a ellos se determinarán las características reales de las formaciones. Considerando el conocimiento existente del bloque Arenal, se trabajará sobre la base de los registros básicos para un pozo de desarrollo.

#### **2.2.2.2.1 Unidad MUD LOGGING**

En un pozo, esta unidad tiene la misión de realizar el registro cromatográfico (sobre la presencia de gas) y muestrear, recuperar, lavar, secar y almacenar todos los cortes extraídos del lodo de perforación que retorna al sistema. La unidad cuenta con un pequeño laboratorio en terreno donde monitorea y analiza las muestras tomadas, y un grupo de estas, son llevadas al laboratorio principal de la compañía de servicio. Esta estación cuenta con un geólogo que se mantiene en contacto con el geólogo de Enap para informar y analizar sobre las distintas situaciones observadas en las formaciones, la litología, presiones porales y gradiente de fractura.

#### **2.2.2.2.2 Perfiles eléctricos**

Por otro lado, durante y después de perforar, y antes de entubar, se corren los perfiles eléctricos para un pozo de desarrollo que entregan la siguiente información:

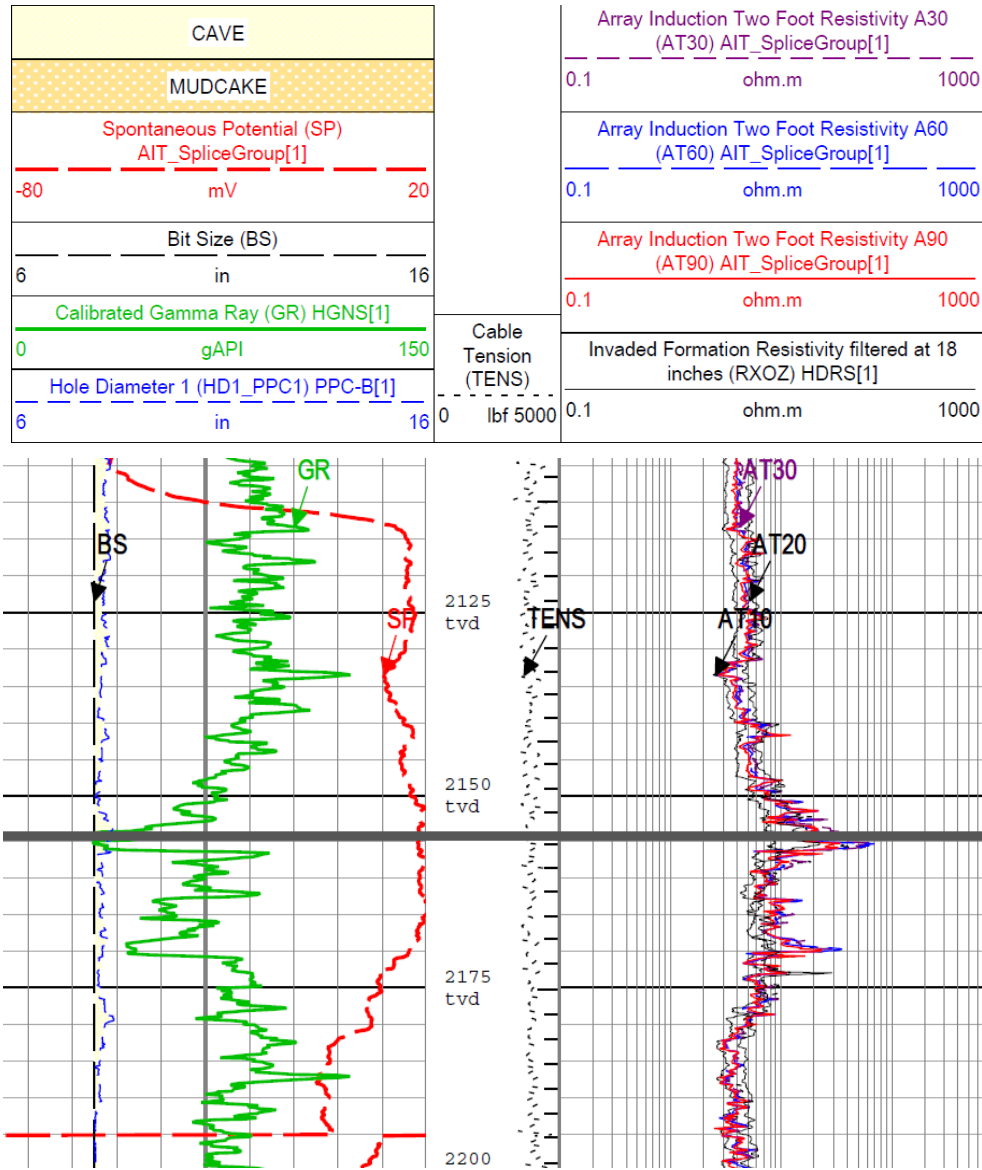
- Calibre (HCAL): Permite medir constantemente el diámetro del pozo a lo largo de sus etapas, y con ello se define la uniformidad de las paredes del pozo de manera que se puede prever problemas de desmoronamiento o inestabilidad, evitando desviaciones al entubar o variaciones de volumen en el espacio anular.

- Resistividad (AIT): Mide la capacidad de las rocas a resistir el paso de la corriente eléctrica y es el inverso de la conductividad. Es capaz de registrar la resistividad de la zona invadida y la no invadida por el agua, además de volumen filtrado por el lodo. Modela de manera real el desplazamiento del fluido al invadir la formación debido a que considera cinco puntos concéntricos y como este fluido se filtra, determinando así las propiedades eléctricas en presencia de ciertos minerales.
- Rayos Gamma (GR): Se utiliza para estimar el contenido de shales o arcillas en las formaciones, para estimar el tamaño del grano y diferenciar litologías porosas y no porosas, o sea, la presencia de barreras naturales en el reservorio. Debido a su descomposición y emisión, mientras mayor el contenido de arcilla, mayor es el registro, lo que se traduce en una barrera técnica impermeable.
- Sónico compensado (BHC): Mide la velocidad de las ondas al penetrar en el pozo a través del tiempo de tránsito de dichas ondas. Con esto se determina la porosidad de las rocas a partir del tiempo medido. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad y, por lo tanto, mayor es la porosidad. Además, se utiliza para contrastarlo con la sísmica 3D y corroborar las condiciones litológicas supuestas junto con el punto objetivo y verificar posibles problemas de filtración.

En la Figura 2-13, se aprecia un extracto de los perfiles eléctricos realizados a un pozo cualquiera en el bloque Arenal en su zona de interés. Aquí se ve exactamente a los 2155 metros, una clara manifestación de presencia de gas. Esto es determinado gracias al siguiente fundamento:

- *El registro GR, marca sus índices más bajos y de manera estable en ese tramo, determinando una permeabilidad promedio para el reservorio.*
- *El registro SP, marca sus niveles máximos en el mismo tramo identificando zonas impermeables de lutitas y zonas permeables con arena.*

- Paralelo a esto, los registros de resistividad manifiestan un salto notorio en ese mismo tramo, esto indica que a mayor resistividad hay menor presencia de agua y por ende mayor cantidad de hidrocarburos.



**Figura 2-13: Extracto de perfilaje en zona de interés de un pozo.**

**Fuente: Schlumberger, 2015**

### 2.2.2.3 Presión poral

Uno de los parámetros fundamentales en el diseño de pozos es la medición y el control de presiones a lo largo de su profundidad y en el reservorio. Para ello identificamos la presión por la columna de fluido de perforación y la presión de poros. Si se realiza equilibrio entre la superficie y el fondo, la presión ejercida en cota inicial más el gradiente de presión a lo largo de la profundidad, deben definir la presión en el yacimiento. En el caso del fluido de perforación, este gradiente es definido por propiedades reológicas lineales entre el esfuerzo de corte y la viscosidad, ya que se trata de agua dulce con comportamiento newtoniano. Sin embargo, para determinar este gradiente o peso del lodo, se requiere estimar la presión poral y el gradiente de fractura mediante la información de los registros de pozos.

Para determinar la presión de poros se utiliza:

$$Pp = \gamma * TVD \quad (1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} Pp: & \text{Presión poral (psi)} \\ TVD: & \text{Profundidad total (ft)} \\ \gamma: & \text{Gradiente de la formación } \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right) \end{aligned}$$

Al trabajar con un volumen de agua dulce ( $\gamma = 0,433 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$ ) y con agua salada ( $\gamma = 0,465 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$ ).

La diferencia entre la presión poral y la presión del fluido de perforación determina el estado de balance del pozo y los inconvenientes que se podrían generar. Por ello, lo primordial para mantener al pozo estable es controlar la presión subterránea en una condición de sobre balance ( $\Delta > 0$ ), o sea, que la carga hidrostática del fluido sea superior a la presión poral.

Pese a que con esto se determina la estabilidad del pozo, existen un conjunto de presiones anormales a considerar que influyen en el estado de cargas del casing como la acción tectónica, la migración de fluidos y finos o la transmisión de presión por la presencia de un acuífero.

#### 2.2.2.4 Gradientes de fractura

La fractura es un fenómeno donde lo fundamental es tener en cuenta la resistencia mecánica de las rocas porque al vencerse éste valor, se abre la formación. Por ello se define a la presión de fractura a través de la ecuación de Terzaghi:

$$S = \sigma + Pp \quad (2)$$

Donde:

*S: Presión de fractura (psi)*

*$\sigma$ : Matriz de esfuerzo de la roca (psi)*

Ante la variabilidad de la matriz de los diferentes tipos de rocas y de la presión de poros a diferentes profundidades, se hace más práctico, determinar el gradiente de fractura que entrega un patrón a lo largo del pozo. Además, este gradiente ayuda a predecir reventones, permite continuar bombeando pequeños volúmenes hasta el límite de fractura y logra relacionar la presión interna y el volumen de bombeo de manera exacta. Según el método de Eaton (1969), el cual determina de manera precisa la fractura de la roca, donde la presión ejercida por el lodo debe ser mayor al esfuerzo principal mínimo, se obtuvo mediante experimentos de laboratorio para relacionar el esfuerzo horizontal y vertical, llegando a la ley de Young:

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right)^n \quad (3)$$

Donde  $n=1$  y  $\nu$ : relación de Poisson.

Esta relación es una propiedad que describe el comportamiento de los esfuerzos de la roca en dirección del esfuerzo mínimo principal. Estas pruebas han demostrado que la relación de Poisson toma valores entre 0,25 y 0,5, llegando a la plasticidad de la roca en cualquier tipo de suelo de forma experimental. Para este análisis se tendrá en cuenta un valor de Poisson de 0,25.

Asumiendo que las formaciones de la tierra son elásticas, Eaton, estableció un gradiente de fractura mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_{fr} = \left( \frac{Ph - Pp}{D} \right) * \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) + \frac{Pp}{D} \quad (4)$$

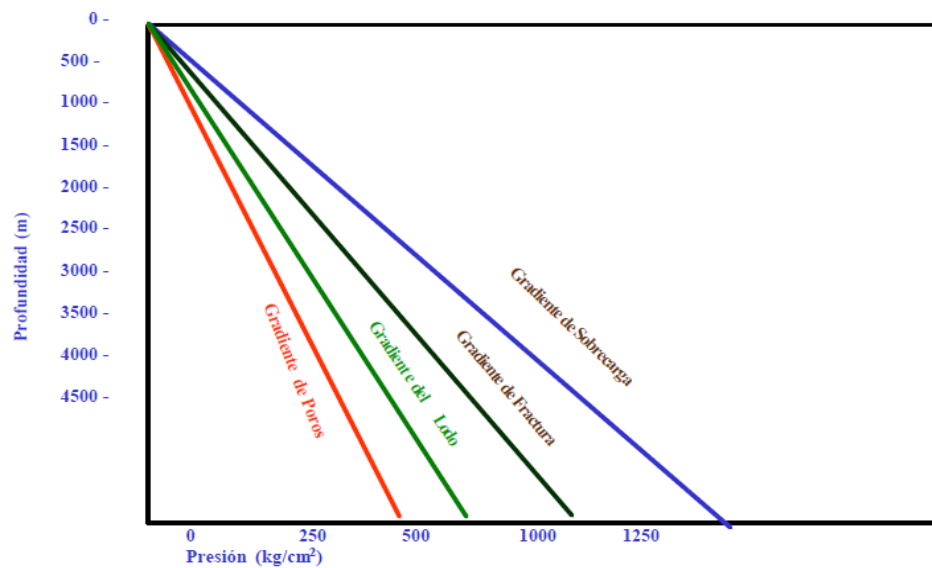
Donde:

$\gamma_{fr}$ : Gradiente de fractura  $\left( \frac{psi}{ft} \right)$

$Ph$ : Presión hidrostática (psi)

$D$ : Profundidad (ft)

De acuerdo al método de Eaton y sus supuestos, se obtienen los gradientes y la distribución de presiones. En la Figura 2-14 que se muestra, aparece la distribución normal de las presiones que influyen a un pozo. La única variable es la referida al lodo pues las otras vienen determinadas por efectos de las condiciones geológicas y litológicas existentes.



**Figura 2-14: Distribuciones de presiones en el pozo.**

**Fuente: Schlumberger, 2012**

### 2.2.2.5 Aguas superficiales

En un pozo, sabemos que bajo tierra se cuenta con la influencia del agua ya sea por efectos de su cercanía con el mar o simplemente por presentar un nivel freático característico de las formaciones de la zona. En este caso, el agua subterránea existente pasa a ser un inconveniente

importante de analizar pues altera las propiedades de la roca y de los sedimentos dándole inestabilidad al pozo y generando la pérdida de flujo.

Como modelo global, el suelo se compone por rocas, agua e hidrocarburos. En particular, nos interesa saber el volumen de agua presente y la profundidad donde ésta se encuentra, y para poder obtener estos datos se solicitará la información de las formaciones conocidas sumado a los perfiles eléctricos, los que nos darán la ubicación del acuífero, el tipo de agua que tiene (dulce o salada) y la influencia que tienen en las areniscas a nivel de perforación. De acuerdo a la administración de datos de los registros mientras se perfora, para el bloque Arenal se encuentra un nivel freático de agua generalmente entre los 200 y los 250 metros perforados con un espesor bajo por lo que es fácil de controlar y poco influenciado en el diseño.

### **2.2.3 Antecedentes de Ingeniería de reservorios**

La decisión sobre llevar a cabo la explotación de un pozo de hidrocarburos pasa principalmente por el potencial que el reservorio posee, o sea, el volumen de gas disponible y el caudal de extracción, además del tiempo de desarrollo. La estimación del potencial pasa por la calidad de los datos de control en lo referido a porosidad, permeabilidad y el contenido de hidrocarburos, aunque a pesar que todo es estimado, las interpretaciones o mediciones generan un grado de incertidumbre.

En torno a la producción esperada, esta puede determinarse mediante el conjunto de perfiles eléctricos y de porosidad existentes sumado a imágenes 3D de la formación, esto entrega un panorama certero respecto de una estimación casi real. Una vez que se conocen estos datos, es crucial calcular el volumen de reserva en el reservorio, que permite cuantificar económicamente la viabilidad del trabajo.

#### **2.2.3.1 Registros y perfiles necesarios**

Principalmente, para verificar el estado del reservorio y las condiciones de este para albergar gas natural tras la fractura, hay que enfocarse en los datos conocidos de pozos antiguos tomando el perfil de resistividad (AIT) para definir la presencia de agua y la migración de fluidos, el perfil de rayos gamma (GR) para determinar el perfil litológico y los límites del

reservorio y el perfil sónico compensado (BHC) pues entrega la porosidad de la roca y en base a esto, la capacidad para el diseño de la fractura hidráulica en la zona de producción, cuando se requiera. Si es posible, se solicitarán imágenes del subsuelo (FMI) para identificar las distintas capas sedimentarias y así se puedan estudiar zonas complejas geológicamente. También se solicitarán muestras de las mediciones de gas, cromatografía de C1 a C5, muestras de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S de cada corte realizado, para analizar corrosión sobre la tubería y contaminación del gas en el pozo.

### **2.2.3.2 Características del reservorio**

Las características principales que visualizamos en un reservorio son la porosidad y la permeabilidad. Por un lado, se obtendrá la permeabilidad media, la que define el grado de filtración de gas en el suelo y por consecuencia, los límites reales del yacimiento. Y, por otro lado, se considera la porosidad pues entrega una aproximación de volumen extraíble y ayuda a controlar la remoción de finos en el fondo, ya que este fenómeno produce filtración en los poros, menor permeabilidad y en consecuencia menor productividad de la proyectada.

### **2.2.3.3 Producción esperada**

Con los perfiles solicitados y analizados basta para obtener una caracterización del reservorio y de la producción real al instante, de manera que en el bloque Arenal, existe hasta ahora un 100% de éxito geológico y un 90% de éxito económico.

Considerando los datos de pozos antiguos, es posible determinar el nivel de producción estimado, pues ya existe un comportamiento estándar para reservorios del bloque Arenal. Por ello, se considera como producción estándar para pozos ZG, un caudal de extracción inicial de 60.000 (m<sup>3</sup>/día) pero en promedio lo que se extrae de un reservorio de estas condiciones en el sector alcanza entre los 30.000 y 35.000 (m<sup>3</sup>/día) proyectado a 10 años. Como hablamos de pozos de desarrollo, se piensa en una vida útil de al menos 20 años, sin embargo, la experiencia es variable y no todos los pozos alcanzan lo proyectado, aunque existen técnicas que permiten aumentar la producción cuando la tasa de extracción disminuye.

#### 2.2.4 Antecedentes petrofísicos

Tomando en cuenta un estudio petrográfico realizado por Arturo Hauser en 1964, se concluyeron los siguientes puntos con respecto a la Zona Glauconítica:

- No se exhibe un desarrollo constante mantenido integralmente sus rasgos textuales, granulométricos, grado de alteración, color, etc.
- Las areniscas presentan caracteres sedimentológicos como los mencionados en 2.2.2.1.
- Estas areniscas finas tienen intercalaciones de rocas volcaniclasticas que presentan abundantes demostraciones de gas.
- El tamaño del grano de las areniscas provino principalmente de la desintegración de estas rocas ígneas.
- La existencia de algunos minerales químicamente inestables como la biotita, indican que la desintegración de las rocas se debe a agentes mecánicos.
- Las presencias de pequeñas fracciones de bentonita en algunos depósitos de la isla revelan la existencia de esporádicos ciclos de actividad volcánica.
- Las areniscas se formaron en condiciones de sedimentación muy rápida bajo la acción de olas y corrientes, siendo la acción de transporte no muy prolongada.
- La presencia de restos orgánicos se asocia a fecas de organismos marinos y a depósitos de rocas carbonatadas de origen orgánico como algas y corales.

Pese a la data del estudio, la conformación de la Zona Glauconítica se mantiene igual, de manera que se puede avalar la presencia de hidrocarburos en todo este estrato pese a no tener una distribución constante en la cuenca, pero si en el bloque Arenal.

### **2.2.5 Etapas de perforación**

Al perforar se deben establecer las condiciones de presiones en el pozo y en base a ello se definen las etapas del proceso. Básicamente, nos referimos a tramos donde la formación, de acuerdo a la litología, profundidad y factores geomecánicos, varía su presión poral y al compararse con la presión hidrostática del fluido del suelo permiten definir ventanas donde se trabaje con una cierta densidad de lodo inyectado para controlar la presión interna y externa sobre el pozo. Por ejemplo, en la Figura 2-14 se aprecia un comportamiento normal de presiones, pero en ocasiones existen secciones anormales (donde hay lutitas, domos de sal, etc) que cambian el gradiente entre un estrato y otro, haciendo que, si la presión del lodo sea menor a la de poros, se produzca filtración del acuífero existente, o si ésta presión es mayor a la de fractura, se rompa la formación, pero la idea es cuidar que ninguna de estas situaciones suceda, por eso se definen las etapas de una perforación limitando con el fluido inyectado que no se alcance ninguna de estos casos.

### **2.2.6 Perforación direccional**

Dentro del estado mecánico del pozo, el plan direccional es un factor importante al momento de definir las cargas sobre la sarta de perforación y revestimiento, así como el posterior análisis de lodos y cementación. En general, los pozos horizontales y desviados se utilizan para alcanzar lugares de difícil acceso, para evitar fallas en la perforación, para evitar problemas con las formaciones como corrosión, filtración o reventones o para generar mayor productividad según la dirección proyectada, como se trabajan en el bloque Arenal.

#### **2.2.6.1 Factores que afectan en la trayectoria**

Para cualquier trayectoria que se planifique, existen factores que deben ser considerados al momento de definir el plan direccional, y en algunos casos, considerar otros aspectos específicos de acuerdo al tipo de pozo. Los factores y sus efectos son:

- Tipo de formación: Se consideran las propiedades y la interacción con la roca, de acuerdo a sus características mecánicas como la cohesión, fricción, corte, forma, tamaño y porosidad.

- Configuración de motor de fondo (BHA) y de la sarta de perforación: El diseño de estos elementos consideran tanto las condiciones mecánicas que serán soportadas durante la perforación como la capacidad de estos elementos para lograr cumplir con determinada trayectoria.
- Tipo de broca: De acuerdo al tipo de trabajo direccional, la agresividad y riesgo con el que se desee trabajar, la hidráulica y dureza de las formaciones entre otros factores, los ingenieros de pozo deciden el tipo de broca o trépano a utilizar de acuerdo a las especificaciones de máxima carga estipulada por el fabricante.
- Inclinación y Azimut: Determinado de acuerdo al tipo de pozo y la ubicación del punto de interés, se define la inclinación respecto a la vertical y respecto al norte sobre un plano horizontal.
- TVD: Según el punto objetivo y el tipo de pozo, la configuración de la sarta determina la profundidad vertical proyectada.
- Radio de tolerancia al objetivo: Pese a determinar la trayectoria en un plan inicial esta se puede alterar por irregularidades en las formaciones o en caso de falla al encontrar el reservorio. Al mismo tiempo, la Gerencia de Exploraciones de ENAP determina el radio máximo de tolerancia de llegada al objetivo.

Es importante señalar que, la trayectoria de un pozo depende de la diferencia entre coordenada “objetivo” y superficial según los datos entregados por la Sísmica 3D. En el caso del Proyecto Arenal, se define que la inclinación máxima permitida en ZG es del orden de 17 grados dado que la experiencia indica que valor mayor implica problemas de pérdida de carga durante la fractura e inconvenientes en el radio de giro.

### **2.2.6.2 Tipo de pozo y trayectoria**

Principalmente existen tres tipos de pozos, los verticales, los desviados y los horizontales. Estos últimos no han sido trabajados por ENAP en el Proyecto Arenal, por lo que el caso de estudio se enfocará en pozos verticales y pozos desviados en PAD Drilling.

Pese a ser pozos desviados, hay una clasificación que los divide de acuerdo al tipo de angulación que presentan y las formas que generan (S o J). Para los pozos de Arenal se trabajan con una trayectoria tipo J y S, pero para efectos de esta memoria se considerarán solo pozos tipo J, que se caracterizan por trabajar en profundidades moderadas a profundas con salida horizontal y mantener un ángulo de desviación constante y pequeño. Esta consideración no genera proyección ni aplicabilidad a otras zonas de explotación por ende pierde relevancia a nivel general. Para generar los fundamentos básicos y la importancia de la trayectoria del pozo en el diseño propuesto, se analizará en otro capítulo, la factibilidad técnica y las repercusiones que implica la concreción del objetivo de esta tesis, pero trasladado a otras condiciones y tipos de pozos.

### **2.2.6.3 Configuración BHA y trépano por etapa**

Para cada etapa de perforación del pozo existe una configuración del motor de fondo para mejorar la penetración y cumplir con la profundidad, desviación y tiempo estimado de trabajo. En este caso, la geometría para las dos etapas considera los mismos elementos que la componen, pero en distinto orden, cantidad y diámetros, según la trayectoria planificada. Los componentes de estas configuraciones son:

- Trépano: Es el elemento encargado de perforar y triturar las rocas, junto con la remoción realizada por el fluido que sale por los jets de la broca. Para la primera etapa se usa un trépano Tricono y para la segunda etapa se usa un trépano PDC (Compacto de diamante policristalino). Ambos se diferencian en el diámetro de rocas y la composición de la formación que van a perforar.
  
- Motor de fondo: Son motores operados hidráulicamente por el lodo de perforación y convirtiendo la potencia hidráulica en potencia mecánica, proporcionando control de

desviación, reduciendo la fatiga de la tubería de perforación y mejorando la velocidad de penetración o angulación en la trayectoria de los pozos. Se debe solicitar que el motor de fondo venga con una desviación interna de 1,5°.

- Pony monel: Herramienta que disminuye la interferencia magnética que se produce en las mediciones mientras se perfora debido a las características mineralógicas de la formación. Este compuesto aleja al estabilizador del motor.
- Estabilizador: Pieza que mantiene centrada la sarta y corrige el diámetro de las paredes del pozo cuando se requiera. Para cada etapa se usa una forma de espiral con insertos.
- UBHO: Elemento encargado de orientar y dirigir a la sarta con respecto al motor de fondo. Es una pieza que corrige el curso de la perforación frente a eventualidades en el plan.
- Monel: La función principal de esta pieza es controlar la interferencia magnética por presencia de elementos metálicos, similar al pony monel.
- Tijeras (JAR): El martillo hidráulico proporciona un golpe de alto impacto a la sarta hacia arriba o hacia abajo en caso de atascamiento. Es un elemento que debe ir en la sarta de perforación ya que entrega seguridad en caso de algún problema.
- Drill collar: Estas tuberías se ubican sobre el monel en ambas etapas y entre la tijera de perforación para la primera etapa, pues este elemento se encarga de aumentar el peso sobre la broca para asegurar la verticalidad del pozo.
- Heavy weight drill pipe: Al igual que las anteriores, se ubican sobre la tijera y el drill collar en la primera etapa y sobre y bajo la tijera de perforación para la segunda etapa, pues este elemento se encarga de entregar flexibilidad a la desviación de la sarta.

Los diámetros externos como internos de cada una de estas piezas dependerán netamente de la geometría del pozo que se analizará posteriormente.

#### **2.2.6.4 Problemas en la trayectoria y métodos de control**

Dentro de la planificación de la trayectoria existen condicionantes que se pueden estimar durante transcurso de la perforación y la interacción con el suelo como la presencia de ciertos estratos o rocas, bolsas de gas o hidrocarburos, etc. Esto puede producir desviación del objetivo, atascamiento o torcimiento de la tubería e incluso explosiones o influjos de fluidos a presión.

El efecto negativo de mayor peso sobre la trayectoria se denomina “pata de perro” (dogleg), el que se refiere a una sección del orificio que cambia de dirección más rápido de lo previsto o deseado generando una desviación y por ende una alteración en las cargas sobre la sarta. La pata de perro presenta varias complicaciones, en primer lugar, no se encuentra en el camino planificado. En segundo lugar, está la posibilidad de que una sarta de revestimiento planificada puede encajar no fácilmente a través de la sección curvada. En tercer lugar, la abrasión repetida por la sarta de perforación en un punto en particular desgastado llamado chavetero, provoca que los componentes del conjunto de fondo de pozo se puedan atascar a medida que se perfora. En cuarto lugar, un conjunto de fondo relativamente rígido no puede caber fácilmente a través de la sección de pata de perro perforado con un BHA competente. En quinto lugar, patas de perro excesivas aumentan la fricción global de la sarta de perforación, aumentando la probabilidad de quedarse atascado y generando mayor tortuosidad.

Para esto trabajará con herramientas direccionales que mediante cuñas controlan las desviaciones, herramientas de estudio mientras se perfora como las que posee el BHA y el wireline, y herramientas de control para verificar a través de componentes magnéticos, que se está cumpliendo la trayectoria planificada. Todas estas herramientas, aplican procesos correctivos durante la perforación debido a que los registros, permiten conocer al instante las desviaciones o anomalías. De acuerdo a esto, se considera caso crítico para la severidad de la pata de perro una desviación de 3°/30 metros.

### **2.2.7 Fluido de perforación**

Este elemento es trascendental en la realización de la perforación de un pozo, ya que además de tener múltiples propósitos es lo que da el funcionamiento al equipo de perforación y determina durante la operación, las propiedades de la formación y su comportamiento. Por lo mismo es necesario explicar sus funciones, su composición de acuerdo a la etapa, la mecánica del fluido y como optimizarla.

#### **2.2.7.1 Funciones del fluido de perforación**

El fluido de perforación cumple las siguientes funciones:

- Lubricación y enfriamiento de la broca y la sarta de perforación
- Remoción de cortes
- Limpieza del pozo
- Control de presiones de formación
- Transmite la potencia hidráulica a la broca
- Ayuda a soportar el peso de la sarta de perforación (efecto boyante)
- Asiste en la estabilidad de la formación
- Asiste en la evaluación de la formación
- Protección de la productividad

#### **2.2.7.2 Tipo de lodo**

En general en la isla de Tierra del Fuego, todos los pozos ZG se trabajan con lodos en base a agua, pues su densidad y viscosidad basta para alcanzar las presiones hidrostáticas y controlar el pozo respectivamente. Este lodo en base agua, se divide en cada una de las etapas, pues presenta diferentes densidades y viscosidades, de acuerdo a la tarea que debe cumplir, y también según los aditivos que se le adhieren.

### 2.2.7.3 Modelos de mecánica de fluidos

Para determinar la modelación hidráulica del lodo, en cuanto a cantidad, flujo, pérdidas, velocidades y comportamientos del fluido por cada etapa o frente a eventualidades, es crucial definir algunos parámetros que a nivel operativo deben controlarse. Por ello, es que el fluido de perforación, debido a su composición, tiene un comportamiento no Newtoniano, pero dentro de ésta condición del fluido existen tres modelos aplicables, aunque por experiencias se trabajará solo con los dos clásicos, el modelo de Bingham y la Ley Exponencial, para así definir los patrones del flujo en cada etapa del pozo.

#### 2.2.7.3.1 Variables reológicas

Son las variables que definen las características del fluido según el comportamiento que esté presente. Las cuatro principales que se toman en cuenta para los modelos posteriormente explicados son:

- Esfuerzo y tasa de corte
- Viscosidad
- Viscosidad plástica (VP) y Punto de cedencia (YP)
- Esfuerzo de gel

#### 2.2.7.3.2 Modelo Plástico de Bingham

Este modelo predice el movimiento del lodo después de un esfuerzo cortante mínimo igual al punto de cedencia. Luego de esto, tiene comportamiento lineal como una relación Newtoniana, teniendo como pendiente la viscosidad plástica y dependiendo de la velocidad del fluido. Las siguientes ecuaciones ejemplifican lo antes explicado.

$$\tau = YP + \gamma * VP \quad (5)$$

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300} [cps] \quad (6)$$

$$YP = \theta_{300} - VP \left[ \frac{lbs}{100 * ft^2} \right] \quad (7)$$

Donde:

$\theta_{600}$ : Viscosidad del fluido medida a 600 rpm.

$\theta_{300}$ : Viscosidad del fluido medida a 300 rpm.

$\gamma$ : Velocidad de corte ( $\frac{1}{seg}$ ).

Este modelo representa de manera acertada el comportamiento del lodo para fluidos con alta viscosidad como el lodo en la primera etapa de perforación, visualizado en el campo. Pero, por otro lado, para tasas de corte bajas, el modelo es impreciso y tiende a entregar resultados mayores de los observados para el cálculo de presiones y densidades.

### 2.2.7.3.3 Modelo de Ley Exponencial

La ley exponencial establece que el fluido se mueve al momento que se le aplica un esfuerzo. El comportamiento del lodo es no lineal al referirnos a la tasa de corte y el esfuerzo, pero igual indican valores para definir una relación. Es así como graficando cada eje con base logarítmica, se determinan dos índices con los que se define la ley exponencial de manera general, como se aprecia en las ecuaciones que siguen:

$$n = 3,32 * \text{Log}\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right) \quad (8)$$

$$K = 1,067 * \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad (9)$$

$$\tau = K * \gamma^n \quad (10)$$

Donde:

$\theta$ : Tasa de corte a velocidad de 600 o 300 rpm.

$n$ : Índice de comportamiento del flujo.

$K$ : índice de consistencia ( $\frac{lb * seg}{100 * ft^2}$ ).

Este modelo se ajusta mejor a los fluidos con alto peso o densos, como el utilizado para la segunda etapa de la perforación. De manera similar al otro modelo, se generan errores al medir

a tasas de cortes bajas, pero en este caso, la densidad equivalente es subestimada y por ende los errores son menores a lo observado. Sin embargo, la modelación igual permite obtener los índices basados en otros pares esfuerzo/tasa de corte a velocidades bajas modificando los coeficientes de las ecuaciones (6) y (7).

#### 2.2.7.3.4 Patrón de flujo laminar y turbulento

Durante la operación, el fluido se comporta de diferentes maneras según la velocidad con la que se mueve. Por ejemplo, al generar la rotación de la sarta y perforar, se desarrolla turbulentamente pues requiere romper y entregar potencia a la operación, sin embargo, al subir con los cortes del fondo debe moverse de manera laminar ya que lo ideal es limpiar y no romper por fricción las paredes del pozo.

La forma de determinar el tipo de flujo es mediante la obtención del número de Reynolds. Este parámetro adimensional relaciona las fuerzas inerciales con las viscosas y se obtiene por etapa para cada sección, ya sea interior de la tubería o en el espacio anular mediante:

$$NRe = 15,47 * \frac{D * V * \rho}{\mu e} \quad (11)$$

Donde:

*D*: Diámetro en tubería (pg)

*V*: Velocidad en tubería o anular (ft/min)

$\rho$ : Densidad del lodo (ppg)

$\mu e$ : Viscosidad efectiva (cP)

Para determinar la viscosidad efectiva, depende del modelo escogido, y en este caso para la primera etapa de perforación se considerará Bingham y para la etapa final se modelará con la Ley Exponencial. Para cada modelo existe una expresión diferente para obtener esta variable, como se ve a continuación:

$$\mu e = PV + \frac{300 * YP * (Dp - Dt)}{Va} \quad (12)$$

La ecuación (12) se utiliza para el fluido Bingham, donde:

$$\begin{aligned}
 PV: & \text{Viscosidad plástica (cP)} \\
 YP: & \text{Yield point o esfuerzo de cedencia (lb/100ft}^2\text{)} \\
 Dp: & \text{Diámetro del pozo (pg)} \\
 Dt: & \text{Diámetro de la tubería (pg)} \\
 Va: & \text{Velocidad anular del fluido (ft/min)}
 \end{aligned}$$

Las ecuaciones (8) y (9) se utilizan para el lodo con ley de potencias, tanto para el interior de la sarta como por el anular.

$$\mu_{ei} = 100 * K * \left(\frac{1,6 * Vi}{D}\right)^{n-1} * \left(\frac{3 * n + 1}{4 * n}\right)^n \quad (13)$$

Donde:

$$Vi: \text{Velocidad del fluido en la tubería } \left(\frac{ft}{min}\right)$$

$$\mu_{ea} = 100 * Ka * \left(\frac{2,4 * Va}{Dp - Dt}\right)^{na-1} * \left(\frac{2 * na + 1}{3 * na}\right)^{na} \quad (14)$$

Donde:

$$\begin{aligned}
 Ka: & \text{Indice de consistencia en el anular (lb * } \frac{seg}{100ft^2}\text{)} \\
 na: & \text{Indice de comportamiento del flujo en el anular}
 \end{aligned}$$

Ambos índices, pese a ser mencionados anteriormente, se obtienen de otra forma para el espacio anular. La diferencia radica en que se consideran otras velocidades de corte y esto modifica los coeficientes de cada ecuación.

$$na = 0,657 * \text{Log}\left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3}\right) \quad (15)$$

$$Ka = 1,067 * \frac{\theta_{100}}{170,2^{na}} \quad (16)$$

Donde:

$$\theta: \text{Tasa de corte a velocidad de 100 o 3 rpm.}$$

Ahora bien, solo falta definir las velocidades en cada tramo de la sarta, tanto por dentro como por fuera, para ello se usará la ecuación de continuidad adecuada a las unidades de medidas trabajadas, por lo tanto:

$$V \left( \frac{ft}{min} \right) = \frac{24,51 * Q}{Dp^2 - Dt^2} \quad (17)$$

Donde:

*Q: Caudal del flujo (gpm).*

#### **2.2.7.4 Pérdidas de presión en el sistema**

Las pérdidas de presión del sistema se dividen en las pérdidas de superficie, las pérdidas producidas en el interior de la tubería, las producidas en el espacio anular y las pérdidas generadas en la broca. La determinación de las pérdidas totales son las que definen la presión y potencia necesaria para las bombas y el dimensionamiento del equipo de perforación, considerando la etapa, el tipo de flujo y del modelo de fluidos definido.

##### **2.2.7.4.1 Presión de superficie**

Es la caída de presión debida a la fricción del fluido por las conexiones, tuberías y uniones superficiales del equipo, hasta llegar a la sarta de perforación. Como al ingresar al sistema, el lodo viene a alta velocidad y en estado turbulento, se utiliza para ambas etapas, la misma ecuación de pérdida basada en el modelo Bingham, pues es similar a la ley de potencias en este caso. Para obtener estas presiones se utiliza:

$$\Delta P_s = E * \rho^{0,8} * Q^{1,8} * PV^{0,2} \quad (18)$$

Donde:

*$\Delta P_s$ : Caída de presión superficial (psi)  
E: Constante que representa el tipo de equipo*

Para definir la constante E se puede ver una tabla que clasifica a los equipos, pero como se desconoce este dato, se asume la peor clasificación.

##### **2.2.7.4.2 Presiones en la sarta**

Al ingresar el fluido al interior de la tubería de perforación, comienza a generar pérdidas por fricción, las que depende del caudal bombeado y la configuración de la sarta. En este último

punto, debemos tomar en cuenta lo definido para el BHA de cada etapa pues los diferentes elementos (drill collar, drill pipe, heavy weight drill pipe, etc) tienen distintos diámetros internos. Por lo mismo, y sabiendo que para la etapa inicial se modela un flujo Bingham y para la etapa final se usa un flujo de la ley exponencial. La ecuación (19) se aplica para la etapa inicial y la ecuación (20) se usa en la etapa final

$$\Delta P_i = \frac{\rho^{0,75} * Q^{1,75} * \mu^{0,25} * L}{2630 * D^{4,75}} \quad (19)$$

$$\Delta P_i = \frac{fa * V^2 * \rho * L}{92916 * D} \quad (20)$$

Donde:

*ΔPi: Caída de presión dentro de la sarta (psi)*

*L: Largo de la tubería (ft)*

*fa: Factor de fricción de Fanning*

Para definir el factor de fricción, hay que considerar el tipo de flujo y con el modelo de fluidos que se está trabajando, por eso es que este valor depende del número de Reynolds y del valor de n determinado a través de las tasas de corte. En este caso, se comporta en todas sus secciones como turbulenta, obteniéndose el factor mediante:

$$a = \frac{\text{Log}(n) + 3,93}{50} \quad y \quad b = \frac{1,75 - \text{Log}(n)}{7} \quad \rightarrow \quad fa = \frac{a}{NRe^b} \quad (21)$$

#### 2.2.7.4.3 Presión en la broca

Siguiendo el trayecto del fluido de perforación y llegar al trépano, este es eyectado por las boquillas que posee la broca. Estos jets tienen un diámetro mucho menor de manera que las velocidades que se alcanzan son altísimas, generando grandes pérdidas por fricción e impacto. Independiente del tipo de flujo o del modelo estimado, estas pérdidas dependen del peso del lodo y la velocidad de salida del chorro, como se ve en la ecuación.

$$\Delta P_b = \frac{156 * Q^2 * \rho}{(\sum_{i=1}^n D_i^2)^2} \quad (22)$$

Donde:

$\Delta P_b$ : Caída de presión en la broca (psi)  
 $D_i$ : Diámetros de las boquillas (32avo de pg)

#### 2.2.7.4.4 Presiones en espacio anular

Por último, al regresar el lodo de perforación a la superficie, este se desplaza por el espacio anular generando fricción con las paredes del pozo o con las paredes del revestimiento cuando está instalado. Esos cálculos dependen del comportamiento del flujo y el modelo definido por etapa, de manera que se utilizarán las siguientes expresiones:

$$\Delta P_{an} = \frac{PV * Va * L}{18288 * (Dp - Dt)^2} + \frac{YP * L}{60,96 * (Dp - Dt)} \quad (23)$$

$$\Delta P_{an} = \frac{fan * Va^2 * \rho * L}{92916 * (Dp - Dt)} \quad (24)$$

Donde:

$\Delta P_{an}$ : Caída de presión dentro de la sarta (psi)  
 $L$ : Largo de la tubería (m)  
 $fan$ : Factor de fricción de Fanning para anular

#### 2.2.7.4.5 Presión total

La caída de presión total del sistema es igual a la presión que debe ejercer las bombas para cumplir con los requerimientos del equipo y de la perforación. Se trabaja con dos bombas, pero para efectos de seguridad se considera el cálculo para el funcionamiento de solo una de ellas, suponiendo que hay problemas técnicos y la ejecución no puede detenerse de manera que el equipo siga trabajando. Siguiendo la siguiente ecuación se obtiene la presión requerida para la bomba.

$$\Delta P_t = \Delta P_{bomb} = \Delta P_s + \Delta P_i + \Delta P_b + \Delta P_{an} \quad (25)$$

### 2.2.7.5 Optimización de la hidráulica

El objetivo principal de la optimización es mejorar la velocidad de perforación y a su vez, controlar las presiones en el pozo, el caudal y la presión de bombeo, la limpieza del pozo y el impacto de la broca sobre la formación. En general se ha demostrado que a mayor velocidad de perforación aumenta la necesidad de energía hidráulica hasta cierto caudal óptimo, después pasa a ser un proceso ineficiente, tipo parábola invertida. Sin duda, esto influye en una buena limpieza y, además, daña el equipo de perforación junto con desestabilizar las presiones de fondo, en el caso de trabajar en el rango ineficiente de la curva.

Para esto existen dos criterios por analizar, los que son:

- **Potencia hidráulica:** Entregada por la bomba para superar la resistencia del sistema y que llega al trépano para generar circulación. Se obtiene mediante:

$$HHP = \frac{\Delta Pt * Q}{1714} \quad (26)$$

Donde:

$\Delta Pt$ : Caída de presión total (psi)

$HHP$ : Potencia hidráulica (HP)

- **Impacto hidráulico:** Es la fuerza ejercida por el fluido sobre la formación. Esto incluye la remoción del fondo y que depende de la velocidad del chorro y la densidad del lodo principalmente.

$$Fi = \frac{\rho * Vn * Q}{1930} \quad (27)$$

Donde:

$Fi$ : Fuerza del impacto (lb)

$Vn$ : Velocidad del chorro (ft/seg)

Y para calcular la velocidad del chorro, se utiliza:

$$Vn = \frac{418,3 * Q}{\sum_{i=1}^n Di^2} \quad (28)$$

De acuerdo a los manuales de diseño de perforación de pozos, tanto académicos como de compañías (por ejemplo, Schlumberger u Oil production), basados en mediciones empíricas, la hidráulica se puede optimizar mediante los siguientes indicadores:

- Fijar la pérdida de presión de la broca a un 65% de la presión total del sistema.
- Fijar la fuerza de impacto de la broca a un 50% de la potencia total disponible.

### **2.2.8 Diseño de tuberías y conexiones**

Un factor fundamental en el diseño del pozo, es realizar el análisis estructural de cargas para ver si las tuberías son adecuadas dentro de la configuración geométrica del pozo. Por lo mismo, es que utilizaremos la siguiente información:

- Presión de poros calculada en base a la profundidad.
- Especificaciones y propiedades de tuberías y conexiones.
- Se asumirán gradientes de lodo y fluidos, para verificar si la capacidad de las tuberías es suficiente con respecto al rendimiento máximo esperado y analizando los puntos críticos.
- Tipo de desviación del pozo considerando un pozo tipo J.

#### **2.2.8.1 Definición de cargas esperadas**

Si se asumen datos de pozos antiguos al definir cargas, las consideraciones necesarias para determinarlas se enfocan en los siguientes puntos:

- Geometría del pozo
- Distribución de presiones
- Distribución de temperaturas
- Fluido de perforación

### 2.2.8.2 Factores mínimos de diseño

En todo método de diseño es primordial considerar inconvenientes o problemas inesperados, por lo que es necesario dejar cierta holgura con respecto a los valores máximos esperados. En la actualidad, esto se denomina factor de seguridad o de diseño, con el que se amplifica el efecto final de la variable a evaluar con el fin de abarcar todos aquellos eventos que no se consideran en el modelo original pero que, por alguna acción, error o accidente, causan una desconfiguración en el planteamiento inicial, que es absorbida por este factor.

De acuerdo al estándar de diseño IPM, se consideran diferentes factores mínimos de acuerdo a cada uno de los fenómenos que domina el soporte estructural del revestimiento, como se indican en la Tabla 2-2.

Factor seguridad		Casing	Tubería Producción
Colapso		1	1.1
Estallido	Normal (<5.000 psi)	1.1	1.1
	Crítico (>5.000 psi)	1.25	1.25
Tensión		1.6	1.6
Compresión		1.2	1.2

*Tabla 2-2: Factores mínimos de diseño.*

*Fuente: Comité de estándares IPM WCI, Schlumberger, 2005*

### 2.2.8.3 Cargas de estallido y colapso

Ambas cargas son las que definen el diseño de la tubería a lo largo de la profundidad del pozo, ya sea por una expansión hacia afuera o hacia adentro del casing, la diferencia de presiones que se genera por la carga hidrostática del fluido y de la formación puede causar daño e inseguridad al operar. Se definen de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$P_{colapso} = P_{externa} - P_{interna} \quad (29)$$

$$P_{estallido} = P_{interna} - P_{externa} \quad (30)$$

Para la presión de colapso predomina la componente del exterior de la tubería, por ende, su caso crítico es asumiendo que el casing se encuentre totalmente vacío y en el espacio anular existe mal confinamiento tras la cementación, por eso su punto de diseño es el fondo del pozo. Por otro lado, la presión de estallido actúa desde el interior de la tubería, siendo el caso crítico cuando se procede a la fractura hidráulica pues suponiendo que hay confinamiento, tanto la carga del fluido de fractura como la presión medida en cabeza generan una presión interna mayor que en cualquier otra situación presentando su punto de diseño máximo en la superficie. Para el primer tramo de revestimiento superficial, cada una de las presiones se determina a través de:

$$P_{int} = P_{form_{CsgSeat}} - \gamma_g * (TVD_{CsgSeat} - TVD) \quad (31)$$

$$P_{ext} = \gamma_{lodo} * TVD \quad (32)$$

Donde:

$P_{form_{CsgSeat}}$  = Presión de formación en el asentamiento del casing (psi)

$\gamma_g$  = Gradiente de presión del gas  $\left(\frac{psi}{ft}\right)$

$TVD_{CsgSeat}$  = Profundidad de asentamiento del casing (ft)

$TVD$  = Profundidad (ft)

$\gamma_{lodo}$  = Gradiente de presión del fluido en el casing  $\left(\frac{psi}{ft}\right)$

Analizando la segunda etapa donde se utilizará una tubería de revestimiento productora, es que las ecuaciones para definir la presión interna y externa varían debido a los pesos del fluido de fractura y la diferencia en la carga hidrostática que esto produce. La definición de estas presiones queda determinada por:

$$P_{int} = P_{poro} - \gamma_g TVD_{pk} + \gamma_{comp} TVD \quad (33)$$

$$P_{ext} = \gamma_{mud} TVD \quad (34)$$

Donde:

$\gamma_{comp}$  = Gradiente de presiones de la terminación  $\left(\frac{psi}{ft}\right)$

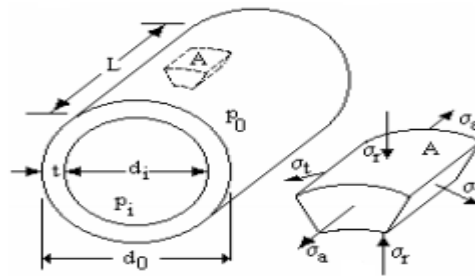
$\gamma_{mud}$  = Gradiente de presiones del lodo de perforación  $\left(\frac{psi}{ft}\right)$

$TVD_{pk}$  = Profundidad de los elementos de perforación (ft)

#### 2.2.8.4 Cargas axiales

Otro efecto esperado sobre las tuberías es la tracción y compresión a la cual se somete debido al trabajo de perforación y rotación, además de la fricción sobre las paredes del pozo. Para determinar las tensiones sobre el casing o la sarta de perforación, es importante conocer las propiedades de la sección y los fenómenos a los que estará expuesta. En el análisis, se considera el efecto boyante durante la perforación y el peso neto cuando la sarta está colgada pues se quiere determinar el estado de diseño real. En general, al buscar la carga axial neta, se considera el peso de la sarta, el efecto de la flexión, el efecto del pandeo y el efecto de las temperaturas.

Considerando de manera global las ecuaciones de Lamé, se sabe que, en un cuerpo cilíndrico como un tubo, se aprecian tres esfuerzos: radial, tangencial y axial. Para ello, la teoría presenta dos propuestas con respecto al espesor de la pared del cuerpo y el diámetro interno. En este caso, para cualquiera de las opciones de tubería se considera una pared tipo delgada por presentar una relación con un ratio menor a 0,1.



**Figura 2-15: Esfuerzos sobre un cilindro sometido a presiones.**

**Fuente: Shigley & Mischke, 2012**

Al momento de calcular los esfuerzos, la componente radial se desprecia pues se hace similar a las presiones internas o externas a las que se somete el tubo. Con este supuesto y desarrollando las ecuaciones de Laplace, se obtienen los esfuerzos axiales y tangenciales con las siguientes expresiones:

$$\sigma_{\theta} = \frac{P * r}{e} \quad (35)$$

$$\sigma_z = \frac{P * d^2}{(d + 2e)^2 - d^2} = \frac{P * r}{2e} \quad (36)$$

Donde:

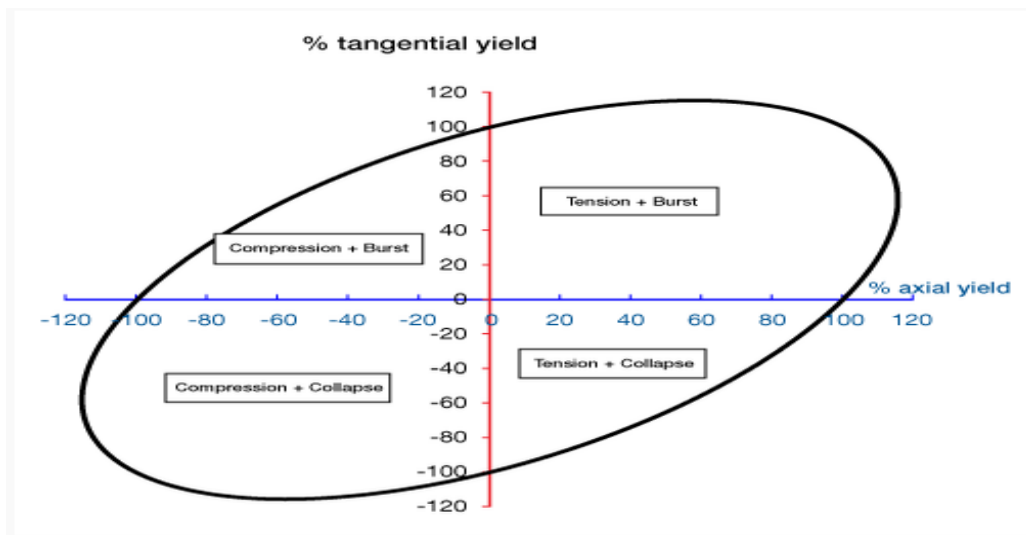
$$\begin{aligned}
 P &= \text{Presión interna (psi)} \\
 r &= \text{Radio interno del tubo (in)} \\
 e &= \text{Espesor del tubo (in)}
 \end{aligned}$$

De esta forma, se realizó un análisis biaxial en base a lo establecido por API. Para lo cual se trabajó con las ecuaciones del modelo biaxial de Von Mises y estableciendo ratios entre el esfuerzo tangencial y axial, los que se grafican para ver el comportamiento de la tubería.

$$\sigma_{yield}^2 = \sigma_{\theta}^2 - \sigma_z \sigma_{\theta} + \sigma_z^2 \quad (37)$$

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\sigma_{yield}} = \pm \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_z}{\sigma_{yield}} \right)^2} + 0,5 \left( \frac{\sigma_z}{\sigma_{yield}} \right) \quad (38)$$

Donde  $\sigma_{yield}$  es el esfuerzo mínimo en fluencia para el elemento, que está definido por tabla. En base a las ecuaciones (37) y (38), junto con la relación entre las presiones para el colapso y el estallido, se obtiene mediante la siguiente gráfica, el aporte de presiones en sentido axial como tangencial.



**Figura 2-16: Relación de presiones por ecuación de Von Mises.**

**Fuente: Shigley & Mischke, 2012**

### 2.2.8.5 Efectos de la temperatura

Dentro del diseño de cargas, existe un factor importante relacionado con el efecto de las temperaturas sobre las tuberías, pues estos elementos son de acero con carbono y sus propiedades mecánicas se alteran con las variaciones térmicas.

Es sabido que al aumentar la profundidad, crece la temperatura. Pero cada gradiente térmico varía según la composición del suelo y las condiciones térmicas del lugar donde se realiza el pozo. Aunque este gradiente varíe y no sea estático a lo largo de la profundidad, existe una ley que determina cuanto afecta en la definición de la fuerza axial esta variación de temperatura, la que se define:

$$\Delta F_{temp} = -\alpha E A_s \Delta T = -207 * A_s \Delta T \quad (39)$$

Donde:

$$\Delta F_{temp} = \text{Variación fuerza axial (lb)}$$

$$\alpha = \text{Coeficiente de expansión térmica } \left(\frac{1}{^{\circ}F}\right) = 6,67 * 10^{-6}$$

$$E = \text{Módulo de Young (psi)} = 30 * 10^6$$

$$A_s = \text{área sección transversal (sq in)}$$

$$\Delta T = \text{Variación de temperatura } (^{\circ}F)$$

Las tuberías de revestimiento deben realizar una corrección cuando las temperaturas excedan cierto rango, sobre todo en presencia de ambientes corrosivos. Además, deben considerarse las temperaturas de operación, las cuales son altas por el funcionamiento de las maquinarias y su liberación de calor, que podrían influenciar el gradiente térmico medido.

Sin manejar datos sobre perfiles de gradientes térmicos, pero si considerando la experiencia de las mediciones de pozos cercanos en el bloque Arenal, donde las diferencias entre la superficie y el fondo alcanzan aproximadamente los 100°C, es que se asume una variación de 3,4°C/metro.

### 2.2.8.6 Flexión y Pandeo

Este fenómeno depende directamente de la resistencia a la fluencia del material y a las cargas de tensión – compresión a las que está sometida la tubería. El módulo de Young, se define

como la relación entre el esfuerzo realizado sobre el material y la deformación del mismo. Si el esfuerzo realizado sobre el material es igual al esfuerzo de fluencia, se considera que al aplicar dicha carga el material se comporta elásticamente. Ahora, si expresamos la relación de Young en los términos de un tubo flexionado, como para calcular el perímetro de un arco con pequeño ángulo (suposición lineal) y consideramos la severidad del ángulo del pozo tenemos,

$$\varphi = \frac{\sigma_y - \sigma_a}{211 * DE} \quad (40)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \varphi &= \text{Ángulo de desviación } (^\circ/100m) \\ \sigma_y &= \text{Esfuerzo de fluencia (psi)} \\ \sigma_a &= \text{Esfuerzo de tensión o compresión (psi)} \\ DE &= \text{Diámetro externo del tubo (in)} \end{aligned}$$

Es importante notar, que la curva que representa la resistencia a flexión de la sarta de tubería varía de acuerdo a la eficiencia de la conexión. En general, la flexión no representa una condición limitante, ya que aun siendo analizada bajo las condiciones críticas de tensión y compresión existe una diferencia considerable entre el ángulo máximo de desviación (18 grados/100pies) y la flexión soportada por la conexión (180 grados/100 pies).

El pandeo es función de las cargas de compresión generadas por un diferencial de presión (interna y externa) y la restricción de la elongación causada por un empaque instalado en la parte inferior de la sarta (Lubinski, 1962). El pandeo es frecuente en operaciones de cementación, estimulación y producción, teniendo sus principales aplicaciones en campo donde el movimiento puede ocurrir por cambios de presión o temperatura., donde se realizan operaciones con cable y bajo ciertas condiciones de cargas que la tubería no permite el paso de las herramientas o en pozos profundos donde la tubería de producción toma una condición de permanente pandeo.

Considerando una situación en la que existe un diferencial de presión entre el anular y el interior de la tubería, traducido en un esfuerzo axial aplicado sobre la superficie interna de la tubería, tendríamos condiciones de pandeo si la fuerza resultante es positiva como la ecuación que sigue.

$$F_p = A_i * (P_i - P_e) \quad (41)$$

Donde:

$$\begin{aligned} F_p &= \text{Fuerza axial de pandeo (lbs)} \\ A_i &= \text{Área interna de la tubería (sq in)} \\ P_i &= \text{Presión interna de la tubería (psi)} \\ P_e &= \text{Presión externa de la tubería (psi)} \end{aligned}$$

En una tubería que se encuentra en presencia de líquidos, el peso nominal por unidad de longitud, se debe considerar de la siguiente forma:

$$W = W_t + W_i - W_o \quad (42)$$

Donde:

$$\begin{aligned} W_t &= \text{Peso de la tubería (lb/pie)} \\ W_i &= \text{Peso del líquido dentro de la tubería (lb/pie)} \\ W_o &= \text{Peso del líquido fuera de la tubería (lb/pie)} \end{aligned}$$

Estas dos últimas ecuaciones se deben emplear para el cálculo del punto neutro y el número de espirales que se forman en una tubería pandeada. Para una sarta con fluidos en su interior, el punto neutro (n) se encuentra entre la zona de la tubería que esta pandeada y la que se encuentra recta. Finalmente, el punto neutro se calcula por medio de la siguiente relación:

$$n = \frac{F_p}{W} \quad (43)$$

El pandeo ocurre en los tramos donde la tubería no está cementada, por lo que este fenómeno se puede controlar aumentando el peso de la sarta o disminuyendo la presión de bombeo del fluido. Este efecto de flexión no genera la falla de la tubería, pero si una desviación que afecta al plan direccional de la trayectoria del pozo, promoviendo la generación de patas de perro severas.

#### **2.2.8.7 Efecto en ambientes corrosivos**

Un fenómeno que causa deterioro en las tuberías a lo largo de su vida útil, es la corrosión, debido a que este desgaste genera fallas por fatiga de material y pasa a ser imperceptible a la vista, sobre todo si se trabaja bajo tierra. La composición de los suelos provoca o reúne gases sulfurosos como el H<sub>2</sub>S que disminuyen la resistencia mecánica de las tuberías. Esto sumado a

las temperaturas de operación antes mencionadas, hace que los gases reaccionen de manera negativa. Por eso, los estándares de Schlumberger tienen una temperatura de operación máxima para el trabajo de perforación, mencionadas en la Tabla 2-3.

Temperaturas de operación		
Todas las temperaturas	T >150 °F	T >175 °F
K55	N80	P110

*Tabla 2-3: Temperaturas de operación.*

*Fuente: Comité de estándares IPM WCI, Schlumberger , 2005*

En el caso del bloque Arenal, que será nuestra zona de análisis, este gas no genera problemas significativos durante las operaciones, independiente de la temperatura de trabajo al perforar o entubar.

## 2.2.9 Cementación

El siguiente proceso dentro de la perforación de un pozo de gas no convencional, es el que entrega protección y aislación en la unión del casing con el cemento y del cemento con la formación, además de aislar a los acuíferos. Por un lado, la protección se da ante las presiones, la corrosión, los golpes de carga y como un soporte de la integridad del pozo, pues como hemos visto anteriormente, la presión externa puede generar el colapso de la estructura, la presencia de fluidos no esperados puede afectar en la presión interna y la corrosión de la tubería, y por esto la distribución de esfuerzos sobre el casing varía, afectando a los equipos de perforación y al estado de cargas del pozo. En lo que respecta a la segunda etapa de perforación, se cementa para generar aislación entre la formación y el sello entre formación-cemento-tubería, dejando apartada la zona de fractura e impidiendo la filtración de gas en el espacio anular.

### 2.2.9.1 Tipo de cemento

Según la clasificación API, al igual que para los tipos de tuberías y uniones, también existe una definición con respecto a los tipos de cementos utilizados. Considerando la aplicación de este estudio referido a pozos de tight gas con un rango de uso amplio de presiones y temperaturas, junto con la profundidad alcanzada, es que el cemento a utilizar será el Clase G.

Esta clase de cemento se escoge considerando su composición química y las características que estas le proporcionan, referidas al tiempo de espesamiento o secado, el tipo de hidratación que requerirá durante su colocación, lo que depende de las temperaturas de la formación, a la resistencia a la compresión, y el comportamiento de esta lechada inyectable en torno a las pérdidas por fricción y la pérdida de circulación en el fondo.

Aquí se establecen las condiciones estándar del cemento clase G en la Tabla 2-4.

Clase de cemento	Agua de la mezcla	Ratio agua/cemento	Densidad lechada	Rendimiento
	(%BWOC)	(gal/sk)	(ppg)	(ft <sup>3</sup> /sk)
<b>G</b>	44	5,0	15,8	1,15

**Tabla 2-4: Especificaciones API para lechadas.**

**Fuente: API spec10A, 2009**

### 2.2.9.2 Aditivos y sus funciones

Para determinar los aditivos necesarios para la cementación del pozo, se considerarán las condiciones globales y las características que por etapas se requieren para la lechada, con esto nos referimos al tiempo de espesamiento, tiempo de bombeo, volumen de lechada y resistencia mínima. Es así como se determinan las propiedades fundamentales de los aditivos a utilizar:

- A nivel global: Antiespumante
- Etapa 1: Viscosificante, Acelerante, Gelificante
- Etapa 2: Dispersante, Retardante, Densificante, Controlador de pérdidas de flujo.

Los volúmenes serán determinados de acuerdo a la geometría del pozo y la altura de los toques de cemento por etapa, sin embargo, las concentraciones de los aditivos y de las lechadas son independientes de estas variables y dependen de las condiciones reológicas y de densidad de cada lodo a bombear de manera que se trabaje con los gradientes de presiones del pozo sin alcanzar la fractura prematuramente.

### 2.2.9.3 Equipos y herramientas de cementación

Junto con lo anterior es necesario instalar los equipos que permitan llevar a cabo la operación de cementación y su correcta aplicación. Esta estructura consta de varias etapas y equipos, comenzando desde su elaboración y distribución en superficie, hasta su colocación y acomodación en el pozo. Por esto, los equipos utilizados serán:

- CPT: Camión encargado de producir la lechada de cemento y bombearla desde la planta hasta cubrir el zapato. Para bombear utiliza un dispositivo de alta potencia o un par de bombas en serie, para alcanzar el caudal y la presión requeridas.
- Tank bulk: Camión encargado de almacenar el cemento tipo G que se utilizará en la posterior elaboración de la lechada.
- Camión cisterna: Camión encargado de almacenar el agua que se utilizará en la elaboración de la lechada. Por la cantidad de agua requerida, también se utilizan los estanques de agua industrial con los que trabaja el equipo.
- Camión recirculador: Camión encargado de almacenar y mezclar el agua y los aditivos líquidos de la mezcla para preparar la lechada, sin la presencia de sólidos ni del cemento.
- Cabezal de cementación: Conecta el CPT con la sarta de revestimiento donde está colgado el casing y permite soportar y controlar las presiones de la cementación. Además, posee una sección donde se introducen los tapones (inferior y superior), que bajan automáticamente al sobrepasar la presión establecida por un seguro en el cabezal.
- Centralizadores: Mejoran la eficiencia del desplazamiento del fluido, previenen diferencias de presión en el atascamiento y mantienen los asentamientos definidos para el casing. Son elementos que generan una carga lateral que corrige la excentricidad que pudiera tener la tubería y con ello evitan problemas de espaciamiento, ángulo del pozo y patas de perros.
- Elementos flotadores (zapato y collares): Se denominan flotadores a los elementos que permiten controlar el efecto de la carga del fluido en el casing e impidiendo los influjos. El zapato es un componente de perfil redondeado fijado en el extremo de fondo de pozo junto a una válvula de retención integral. Las partes externas del zapato de flotación son de acero, aunque no necesariamente coinciden con su grado de material y por otro lado el interior suele ser de cemento o termoplástico. El collar de flotación es un componente instalado cerca del extremo inferior de la sarta de revestimiento en el que se asientan los tapones de

cemento durante la operación de cementación. Generalmente consiste en un tramo corto de tubería de revestimiento provisto de una válvula de retención de esfera a resorte. El arreglo de válvulas de retención fijado en el collar de flotación impide el contraflujo de la lechada de cemento cuando se detiene el bombeo. La mayor densidad de las lechadas de cemento con respecto al lodo de desplazamiento que se encuentra dentro de la tubería de revestimiento produce el efecto U.

- Limpiadores y raspadores: Son los elementos encargados de remover el lodo rígido o gelificado en las paredes del casing (revoque). Estos rotan y se mueven sincronizadamente por sobre y bajo la zona abrasiva espaciados entre 5 y 15 (ft), aunque esta separación queda definida por el movimiento vertical y la velocidad de penetración para evitar la acumulación de lodo.
- Tapones: Los tapones se utilizan para evitar pérdida de fluidos en el fondo y para asegurar un volumen desplazado (agua o lodo) que no exceda la cantidad proyectada, evitando que no quede cemento alrededor del zapato. Son de material plástico con un sello en el centro, que se vence al superar una presión de 500 (psi), y por donde circula toda la lechada. Por último, el tapón superior es desplazado con agua hasta juntarse con el tapón inferior, desplazando toda la lechada y dando por finalizado el proceso.

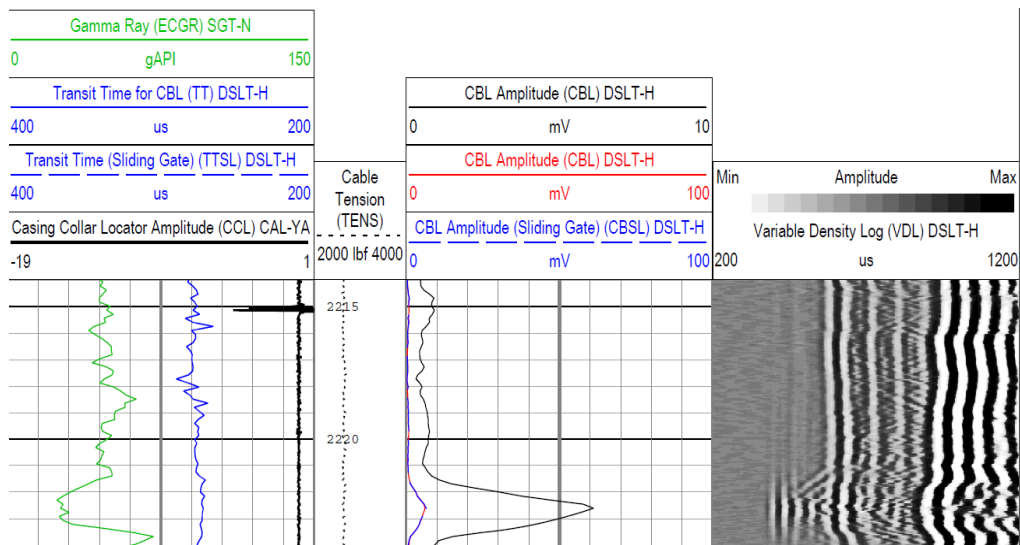
#### **2.2.9.4 Registros de perfiles para cementación**

Al igual que durante la etapa de perforación, es necesario analizar y medir las condiciones del pozo, pero en esta ocasión se ve que la cementación tuvo los resultados esperados en cuanto a calidad de la unión para tomar las precauciones del caso antes de la fractura hidráulica. Los registros para la evaluación del cemento son llamados:

- Cement Bond Log (CBL): Perfil que se encarga de medir la calidad de la unión entre el cemento y el casing mediante la amplitud de ondas medidas en mV. Para definir una buena unión, sin cavidades ni imperfecciones, se aceptan mediciones de hasta 0,5 mV. Sin embargo, entre 0,5 y 0,8 mV también es aceptable al visualizar los otros tres perfiles. Para registros superiores a estos se produce un efecto “campana” en la amplificación de ondas y no es seguro para zonas de interés, así como por la presencia de bolsas de gas que impidan mayor adherencia.

- Gamma Ray (GR): Se mide y funciona al igual que para la etapa de perforación, aunque en esta etapa está atenuado por la tubería y la cementación, sin embargo, se puede hacer una correlación con el mismo perfil de la perforación para ajustar la profundidad para que el punzonamiento quede bien ubicado.
- Casing Collar Locator (CCL): Este perfil localiza las uniones metálicas o las altas concentraciones de acero de manera que se ubican las coplas de tuberías y por ende, la distribución de los caños, para verificar que el punzonado no afecte esta zona.
- Variable Density Log (VDL): En este registro se toma una medida de la densidad de cada sector generando una imagen cualitativa entre la distribución de las tuberías, las condiciones del pozo y la unión del cemento al revestimiento.

Teniendo los resultados de estas mediciones, es posible analizar si esto afectará en la realización y ubicación del punzonado para estimular los pozos. Como ejemplo, se puede apreciar en la siguiente figura, los perfiles de los cuatro registros y sus variaciones en la zona de interés, donde se nota claramente a los 2222 metros de profundidad una brusca baja del perfil GR y un valor de CBL dentro de lo requerido, confirmando la presencia de gas en ese tramo, que sería uno de los puntos donde se va a punzonar para la posterior fractura.



**Figura 2-17: Tramo de perfil GR, CBL, CCL y VDL.**

**Fuente: Schlumberger, 2015**

### **2.2.10 Cabezal y árbol de producción**

Al finalizar la primera etapa de la perforación, se debe instalar la cabeza de pozo y sobre ésta continuar con la siguiente etapa hasta alcanzar el fondo de pozo, entubar y finalmente instalar el árbol de Navidad o también llamado de producción, para dejar el pozo apto para ser entregado a la sección de producción y distribución. Es importante considerar que para realizar esta tarea se deben definir las especificaciones y funciones de estos elementos, de manera que posteriormente, se definan las operaciones en torno a la logística necesaria en cada caso.

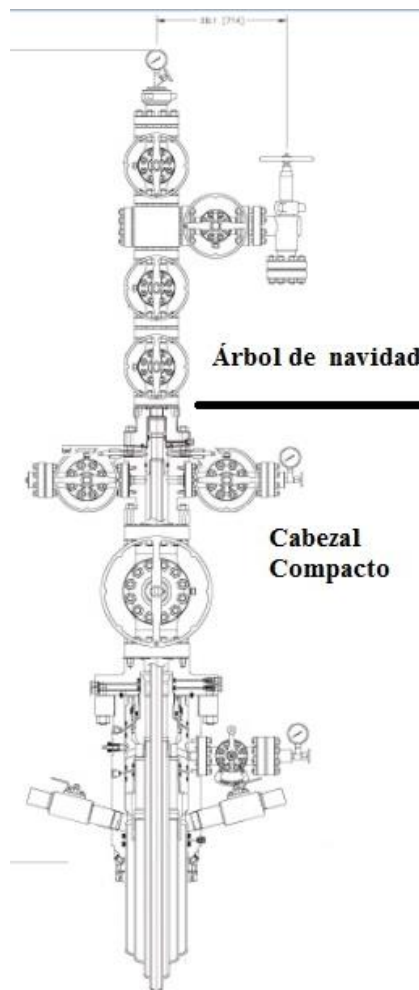
#### **2.2.10.1 Características y especificaciones**

El cabezal del pozo posee variadas funciones, como soportar la sarta de tubería de revestimiento y contener, y eventualmente, controlar la presión del pozo. Tiene la habilidad de aislar al pozo del ambiente exterior y aislar entre revestidores y formaciones del fondo del pozo, lo que aporta a la integridad del mismo. Por ello, en la configuración del elemento, al ser un cabezal compacto posee todas las secciones unidas a diferencia de un cabezal de pozo convencional, de manera que se reduce su altura, se minimizan los tiempos de operación junto con los riesgos de la instalación. En la primera parte de la operación, se monta la válvula BOP sobre la primera sección del cabezal entregando mayor seguridad a la perforación y utiliza colgadores tipo mandril para tuberías de revestimiento y producción. Por último, la sección superior al cabezal posee una válvula de control que considera una presión de servicio mayor pues aquí se conectan las líneas y el cabezal de fractura, con presiones mayores a las del pozo, siendo la operación crítica.

Para el árbol de Navidad, las funciones principales son entregar un acceso hidráulico al anular, y controlar, además de dirigir, la entrada y salidas de fluidos bajo presión a través del uso de válvulas. Con esto, se pretende generar una barrera a la presión entre la superficie y el reservorio, controlar la producción o inyección de químicos y vigilar al pozo bajo operaciones de acondicionamiento o mantenimiento en forma segura. Este se instala, una vez terminada la faena de fractura, sobre la válvula de control.

Además existen otros elementos en la configuración del cabezal y el árbol que se componen por válvulas compuerta que permiten regular el paso de fluido y ser un control primario del pozo, válvulas de bola de rápida maniobra, niples de reducción para ajustar a menores diámetros de conexión, chokes fijos o ajustables que regulan el flujo de producción mediante agujeros calibrados internamente, bridas adaptadoras entre los diferentes elementos, la tapa del árbol de producción que permite hacer intervenciones en el pozo y válvulas de seguridad que cortan el fluido cuando las variaciones de presiones sobrepasan los límites máximos.

Aquí se muestra una configuración típica de cabezal y árbol de producción, la cual para nuestro estudio se aplica, pero con dimensiones que se determinarán más adelante.



*Figura 2-18: Conjunto tipo de cabezal y árbol de producción.*

*Fuente: Cameron, 2014*

### 2.2.10.2 Materiales y condiciones de servicio

Todo elemento o pieza, por elaboración de fábrica, presenta un rango de servicio para su uso, en este caso para el cabezal de pozo y el árbol de producción se considera la presión y la temperatura del reservorio como referencia a cumplir en base al siguiente rango de parámetros disponibles (Tabla 2-5):

Propiedades	Ratings
Presiones de servicio	2.000-3.000-5.000-10.000-15.000 (psi)
Rango de temperaturas	-60 a 121°C
Materiales	Acero inoxidable, Acero con carbono
Conexiones	Flange (brida), abrazaderas

*Tabla 2-5: Cuadro con ratings del cabezal y árbol de navidad.*

*Fuente: API 6A, 2004*

### 2.2.11 Trabajos post perforación

Al finalizar la etapa de perforación es necesario estimular el pozo para obtener el tight gas, de manera que se realiza la fractura hidráulica, en primera instancia. Sin embargo, existen otros trabajos que dependen del estado de extracción, pues al decaer la producción inicial, hay otro método para aumentar la velocidad de extracción del gas junto con controlar los influjos de arena o agua por la disminución del área del tubo. Este trabajo se denomina Coiled tubing y utiliza una tubería flexible de menor diámetro ( $2 \frac{7}{8}$ " a  $1 \frac{3}{4}$ " ), el cual no será considerado en este análisis, a diferencia de la fractura.

#### 2.2.11.1 Fractura hidráulica

Este proceso post perforación es un tema complejo de analizar, aunque al ser estudiado, existe mayor certeza sobre las variables de su modelación y con ello una mejor estimación de presiones en la operación. Por lo mismo, no ahondaremos en el diseño de esta etapa, pues no es el fin de esta memoria, pero sí se explicarán las variables, componentes y efectos fundamentales que provocan la fractura ya que posteriormente solo utilizaremos los resultados

obtenidos por software para interpretar e incluir en el análisis crítico del diseño de pozos las consideraciones necesarias.

La fractura es un proceso posterior a la perforación donde se inyecta un fluido compuesto por agua, arena y otros aditivos a altísimas presiones, los que ingresan al pozo y en particular a los agujeros realizados por el punzonado del casing, produciendo la rotura de las rocas del estrato y con ello, la liberación del gas.

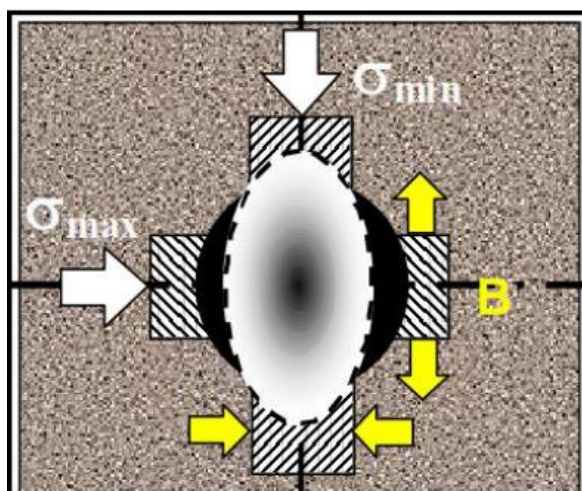
#### **2.2.11.1.1 Potencial de la fractura**

Este potencial se relaciona con lo definido en la sísmica 3D y los perfiles eléctricos del reservorio, pues indican de manera aproximada el volumen de gas extraíble. Aquí, el tema predominante es la mecánica de la roca pues sus características físicas como la dureza, fragilidad, módulo de Young, relación de Poisson, permeabilidad, porosidad, tamaño, y forma, junto a factores ambientales como la temperatura y espesor del estrato, definen las condiciones necesarias que debe tener el fluido de fractura y el agente apuntalante para cumplir el diseño.

#### **2.2.11.1.2 Geometría y orientación**

Al diseñar la fractura, lo principal es planificar las variables de la geometría y su orientación. Por un lado, la orientación le da la dirección a la fractura y en base a la mecánica de la roca es que esta debe ser perpendicular al menor esfuerzo.

La Figura 2-19 muestra la dirección y la magnitud de los esfuerzos bajo los que se somete la roca ante el fluido. Como se pretende abrir el ala de fractura a lo largo del estrato (sentido horizontal), que es donde se encuentra el gas, éste es perpendicular al sentido del menor esfuerzo, o sea, donde existen los mayores esfuerzos requiriendo una mayor cantidad de energía para la rotura, y por ende, generando mayores presiones.

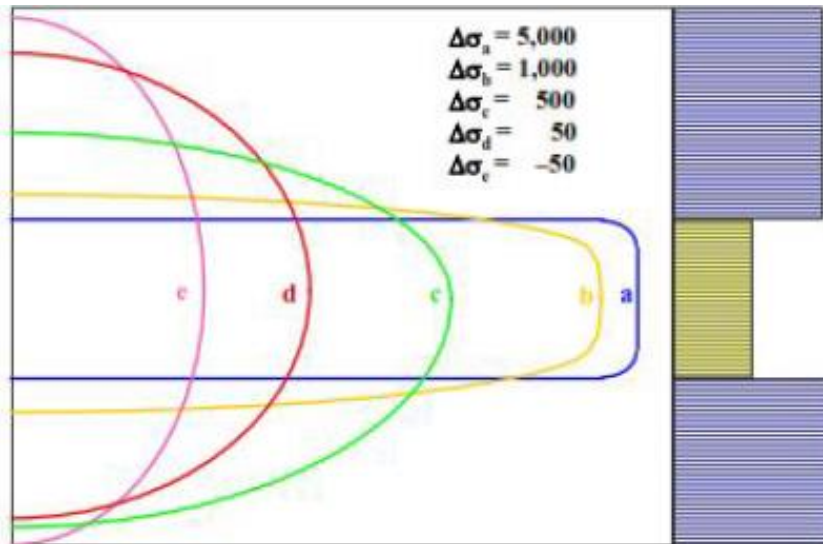


**Figura 2-19: Orientación de la fractura.**

**Fuente: IDM Servicios de Cementación y Estimulación, 2014**

Ahora con respecto a la geometría, debemos considerar al alto, el ancho y el largo. Para cada una de estas variables hay dependencia de las propiedades de las rocas, junto con la orientación y la presión neta, además de interconectarse entre ellas y ser incompatibles en ocasiones. Por una parte, el alto viene determinado por la cantidad y tamaño de los punzados que se hagan en el tramo de interés, lo que varía según el pozo, pero esta puede controlarse de acuerdo a la relación entre la presión neta y el diferencial de esfuerzos aplicados. La longitud depende del caudal y del volumen bombeado, generando mayor largo con un fluido de alta viscosidad. En lo que respecta al ancho, esta dimensión de la fractura depende de las dos anteriores, además del caudal, la viscosidad, el transporte del agente sostén y la pérdida de fluido.

La geometría, principalmente el ancho y la longitud, definen un factor de conductividad de la fractura, el cual es una de las condiciones fundamentales, porque se determina la capacidad para producir el fluido que recibe de la formación. En lo referido al alto, este solo trata de controlarse pues lo principal es abarcar la mayor longitud a través del estrato que presenta el hidrocarburo, pero si la falla se va en altura, se pierde la fuerza y el objetivo. En la Figura 2-20, se muestra el crecimiento de la fractura de acuerdo al esfuerzo aplicado, verificando que a menores esfuerzos, la fractura se expande en altura (no recomendado) pero al aumentar la presión, la fractura se extiende en la longitud y altura recomendadas.



**Figura 2-20: Crecimiento de la fractura en longitud y altura.**  
**Fuente: IDM Servicios de Cementación y Estimulación, 2014**

### 2.2.11.1.3 Presiones

Para estimar las presiones sobre la fractura, se debe comenzar el análisis desde la mecánica de la roca, de manera que se sepa cuál es el esfuerzo necesario para romperla. Para ello, se estima de acuerdo a:

$$\sigma' = \sigma - \alpha * Pp \quad (44)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \sigma' &= \text{Esfuerzo efectivo soportado por la roca (psi)} \\ \sigma &= \text{Esfuerzo total aplicado (psi)} \\ Pp &= \text{Presión poral (psi)} \\ \alpha &= \text{Constante de poroelasticidad de Biot.} \end{aligned}$$

En base a esto, se puede determinar el esfuerzo horizontal mínimo que es equivalente a la presión de cierre de la fractura en el caso ideal, pues en la realidad el esfuerzo varía punto a punto, mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_{hmin} = \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) * (\sigma - \alpha * Pp) + \alpha * Pp \quad (45)$$

Donde:

$$\nu = \text{Relación de Poisson}$$

Es así como se puede obtener la presión neta sobre la fractura, que es un indicador de la cantidad de energía necesaria para la operación, a través de las siguientes expresiones:

$$P_n = BHTP_{est} - \sigma_{hmin} \quad (46)$$

Donde:

$$P_n = \text{Presión neta (psi)}$$

$$BHTP_{est} = \text{Presión estática mínima para mantener la fractura abierta (psi)}$$

Siendo:

$$BHTP_{est} = ISIP + Ph \quad (47)$$

Donde:

$$ISIP = \text{Presión mínima para abrir la fractura (psi)}$$

$$Ph = \text{Presión hidrostática del fluido de fractura (psi)}$$

De esta forma, al dividir BHTP por la profundidad del pozo se obtiene el gradiente de fractura el cual ajusta el diseño de esta etapa en caso de ser diferente al estimado en torno a los datos de pozos vecinos. Este gradiente se obtiene mediante la prueba de Minifrac donde se inyecta un cierto volumen de solo fluido con aditivos hasta alcanzar la fractura y ajustar los parámetros de la modelación.

Conociendo estas presiones, más las consideradas por pérdidas de fricción y tortuosidad al entrar en los orificios del punzado, es posible definir la presión de fractura de diseño.

$$P_{fr} = P_{sup} + Ph - P_{csg} - P_{pozo} \quad (48)$$

Donde:

$$P_{fr} = \text{Presión de fractura (psi)}$$

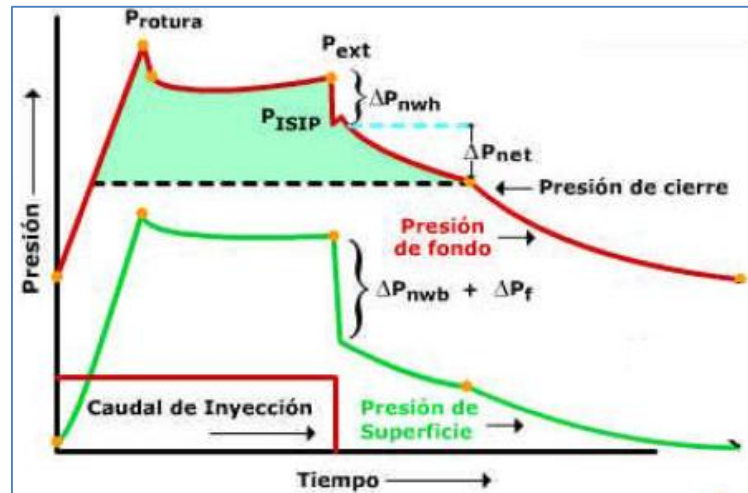
$$P_{sup} = \text{Presión en superficie o de bombeo (psi)}$$

$$P_{csg} = \text{Pérdida de presión por fricción en casing (psi)}$$

$$P_{pozo} = \text{Pérdida de presión por tortuosidad (psi)}$$

Teniendo los cálculos de las presiones durante la fractura es que se puede redefinir el caudal y volumen de bombeo, el tipo de fluido, agente sostén y la potencia requerida por los equipos para cumplir con el proceso, todo esto pensando en disminuir pérdidas, pero alcanzar la presión

de rotura sin dañar los equipos y componentes de la sarta de fractura o del revestimiento existente.



*Figura 2-21: Distribución de presiones durante la fractura.*

*Fuente: IDM Servicios de Cementación y Estimulación, 2014*

Al ver la Figura 2-21, se observa el comportamiento de las presiones en el fondo de la sarta y en la superficie (cabezal de producción), bajo la aplicación de un caudal de inyección. Aquí llega un punto donde se produce la rotura y se expande, pero al dejar de bombear, las presiones bajan hasta llegar al punto de cierre de la fractura.

Finalmente, lo que se busca en la fractura es que se cumpla lo planificado en torno a la determinación de la presión de cierre pues esto da por terminado el proceso de inyección y comienza con el flow back. En este caso se trata de un cierre forzado debido a que permite controlar la remoción de residuos, mejora la conductividad y minimiza la decantación del agente sostén a través del monitoreo de la presión de cierre por las líneas de retorno. Las variables que la afectan mayormente son el caudal y la viscosidad del fluido.

#### **2.2.11.1.4 Fluido de fractura**

El fluido utilizado en la fractura tiene dos objetivos principales, transmitir la presión para propagar la fractura y transportar el agente sostén (propante). En los casos trabajados en Chile,

este fluido es en base a agua con alto rendimiento y con una estabilidad a diferentes temperaturas.

Las propiedades que debe cumplir este fluido son:

- Compatibilidad con la formación
- Compatibilidad con el fluido de formación
- Capacidad de transporte y suspensión de agente sostén
- Viscosidad para ancho estable
- Baja pérdida del fluido
- Baja pérdida por fricción
- Fácil manipulación, preparación y recuperación post tratamiento

Este fluido en base a agua es una mezcla con múltiples aditivos químicos que dependerán de la condición del pozo, de la formación y del fluido de formación. Los aditivos que siempre son utilizados y sus funciones en estos fluidos no Newtonianos son:

- Reductor de fricción: Disminuye las pérdidas de carga en el recorrido del fluido.
- Surfactante: Ayuda a remover el agua y mejora la permeabilidad al gas.
- No emulsificante: Evita la formación de emulsiones en la formación y no altera mojabilidad de la roca.
- Estabilizador o inhibidor de arcillas: Minimizan el daño por hinchamiento y la migración de finos. Junto con esto disminuye la floculación de partículas.
- Rompedores de gel: Disminuye la viscosidad para mejorar la recuperación del fluido de fractura y minimizar el retorno del agente sostén. Influye considerablemente en el transporte y la conductividad de la fractura. Depende del pH y la temperatura.
- Estabilizador de pH: Ayuda a dar estabilidad termal al gel permitiendo una buena velocidad de hidratación de los polímeros.
- Controlador de pérdida de fluido: La pérdida de flujo depende de la viscosidad, de los aditivos que provocan el revoque y de la compresibilidad del fluido del reservorio.
- Bactericida: Controlar la corrosión del acero y previene la destrucción del fluido de fractura.

- Viscosificante (polímeros de alto peso molecular): Entrega la viscosidad al fluido. La concentración y el tamaño utilizado dependerán de la suspensión que se le quiera dar a la arena.

En torno a todas estas condiciones, se define el o los fluidos que se ocuparán en la operación. Si se utilizará más de un fluido en el proceso, se hablará de una fractura híbrida. Las principales características que debe tener el fluido seleccionado son:

- a) Suficiente conductividad al cerrar la fractura
- b) No dejar residuos de polímeros
- c) El asentamiento del agente sostén formará un puente que mantiene la fractura abierta
- d) Las mismas partículas de la formación ayudarán a mantener la fractura abierta
- e) Baja concentración, pero grandes volúmenes de propante
- f) Minimizar crecimiento en altura y aumentar el ancho de la fractura
- g) Baja viscosidad y alto caudal para disminuir pérdidas

Para el caso de las fracturas realizadas y estudiadas en la isla de Tierra del Fuego, hablamos de una fractura híbrida donde se utiliza slick water, una mezcla de agua con aditivos y arena resinada de diferentes diámetros, y gel lineal, un fluido con polímeros inhibidores.

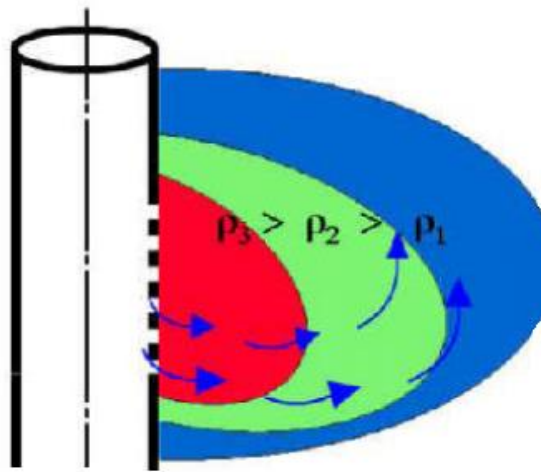
#### **2.2.11.1.5 Agente sostén**

Este agente tiene por objetivo mantener la fractura abierta y permitir el drenaje del fluido de formación. La elección del propante ideal depende de la conductividad deseada, referida al tamaño de la arena, y a la presión de cierre, según el tipo de agente. En general, este agente o propante es la arena natural o tratada que entrega permeabilidad a la formación para que fluya el gas. Junto al fluido de fractura, este compuesto debe presentar características para el óptimo diseño de la fractura, las que consideran las condiciones de transporte del agente, el daño del lecho y de la matriz de la roca y las propiedades físicas del agente apuntalante.

Obviamente esta arena debe tener un control de calidad donde se busca una alta esfericidad y redondez pues eso aumenta la porosidad del agente y por consecuencia crece la conductividad.

En el caso de las arenas industriales, la resina encapsula los finos producidos disminuyendo el flujo de retorno, pero esto no mejora la resistencia a la rotura, solo distribuye los esfuerzos en más partículas.

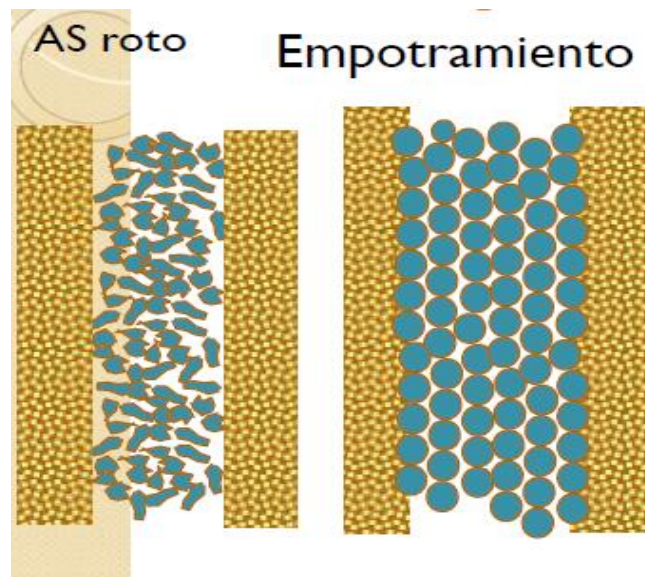
El transporte de la arena por el equipo en superficie, la sarta, los punzados, la fractura y luego la decantación, se analiza mediante un modelo simple basado en la ley de Stokes que indica una convección del propante desplazando los fluidos más pesados hacia el fondo, por lo tanto, este fenómeno depende de la viscosidad, la densidad por etapa y la relación entre la altura fracturada y la altura punzada como se ve en la figura.



*Figura 2-22: Convección del propante.*

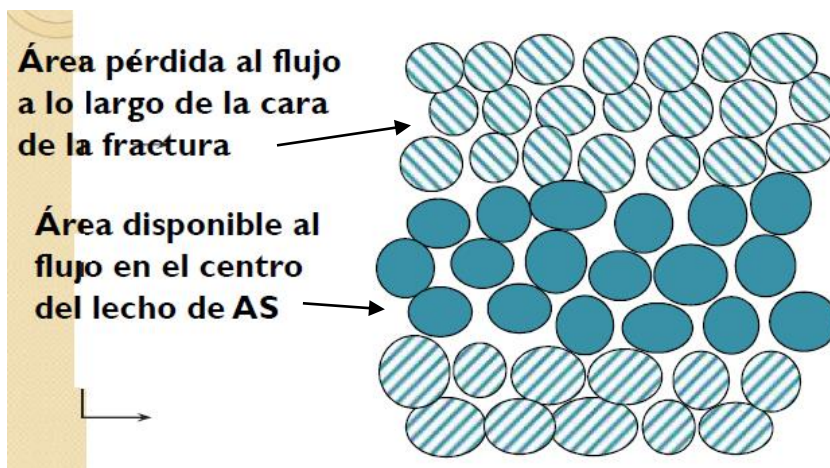
*Fuente: IDM Servicios de Cementación y Estimulación, 2014*

Otro de los efectos que provoca el agente apuntalante es el daño al lecho, el cual se evidencia por medio del esfuerzo de confinamiento. Este esfuerzo es el que se aplica cuando la fractura se ha cerrado y depende de la presión en la fractura y el esfuerzo mínimo de la formación, por lo que es afectado por el tipo y cantidad de arena, por la capacidad de fluir y por el incremento de la producción. Estos daños se clasifican en rotura, empotramiento, migración de finos y residuos de gel, como se aprecia en las siguientes figuras.



*Figura 2-23: Mecanismos de daño del lecho.*

*Fuente: IDM Servicios de Cementación y Estimulación, 2014*



*Figura 2-24: Mecanismo de daño del lecho por residuo de gel.*

*Fuente: IDM Servicios de Cementación y Estimulación, 2014*

Por último, hay que decir que un buen diseño del fluido y del agente sostén permiten tener un bajo flujo de retorno. Este proceso final de la fractura se produce por los ciclos de esfuerzo de confinamiento al abrir y cerrar la fractura rápidamente, por insuficiencia de conductividad, por una baja calidad del fluido de fractura o debido a formaciones débiles generadas por la producción.

#### **2.2.11.1.6 Consideraciones medio ambientales**

Se pueden mencionar los siguientes aspectos relevantes desde el punto de vista ambiental:

- a) Uso de las aguas: Tanto las aguas superficiales como subterráneas son utilizadas para abastecer los estanques y recipientes de las instalaciones para la fractura. Es importante tener en cuenta que el consumo de agua para cada pozo es de miles de metros cúbicos que posteriormente son tratados, y algunos residuos industriales son vertidos en un foso.
- b) Residuos en el aire: El metano producido por los equipos se fuga al aire, junto con el benceno por la combustión de los motores de las bombas. En general, el nivel de contaminación provocada en el aire, es similar a la generada por un vehículo, y teniendo presente el área de trabajo y las condiciones del aire en Tierra del Fuego, la contaminación es poco perceptible.
- c) Uso de la tierra: Las instalaciones y faenas necesarias para realizar la fractura generan muchas maniobras humanas en el suelo. Por lo mismo, es necesario preparar cada área de trabajo de acuerdo a los equipos y condiciones que requieran.
- d) Impacto paisajístico: Para instalar todo el equipamiento se requiere de 1,5 a 2 (Há) que deben ser preparadas. Dependiendo del lugar donde se extraiga el gas, esto afecta a los habitantes cercanos, en ruido e impacto visual, que luego de realizada la operación, se vuelve a reparar para dejarlo igual a su estado original.
- e) Se debe contar con integridad en los pozos de modo que los acuíferos de agua dulce no se vean afectados por los procesos de fractura.

Claramente, la mayoría de estas condiciones ambientales generadas por la fractura son controladas a través de una construcción exitosa del pozo que se sostiene en base a una buena cementación.

### **2.2.12 Operaciones de perforación**

Anteriormente se establecieron las condiciones y supuestos con los que se proyectaron los pozos, pero no se discutió sobre la operatividad que influye en el proceso de perforación. Al desarrollar este tema se visualizarán los efectos y problemas que traen algunas faenas durante la perforación para no perder el control del pozo ni poner en riesgo la seguridad.

Para esto, nos enfocaremos en dos aspectos fundamentales al operar una perforación de pozos como es el cálculo del kick tolerance y la obtención de las presiones de surgencia o suabeo, debido a que ambos fenómenos generan un estudio particular porque pueden provocar el colapso completo de un pozo.

#### **2.2.12.1 Kick tolerance**

Es el límite con el cual se pueden determinar el volumen de gas máximo que es capaz de soportar las presiones que influyen en el asentamiento de una perforación una vez que se proyecta su ubicación en base a las características de las formaciones.

De manera general, se conoce como kick tolerance al máximo volumen de influjo que puede circular sin fracturar a una formación débil previo a un zapato de asentamiento. Por eso es que este cálculo permite probar la integridad del zapato y controlar las máximas presiones que generen riesgo de desmoronamiento o fractura vertical antes de inducir el proceso de fractura para la extracción. Esto provoca medidas preventivas en torno al trabajo en el pozo como el incremento de la densidad del lodo para balancear la presión de formación y la rápida detección del sistema de plataforma.

Todo esto ocurre por el comportamiento del gas en los pozos, ya que mientras se perfora a pozo cerrado luego de finalizar una etapa, la sección sin entubar puede presentar filtración de gas hacia la zona de perforación, generando una burbuja con cierto volumen, y según el comportamiento de los gases ideales que varía a presiones y temperaturas en las distintas profundidades, esta burbuja de gas comienza a moverse llegando hasta el asentamiento, lo que genera una fuerza sobre el zapato, la que no puede alcanzar la fractura antes que en los topes

de cemento, sino pone en peligro la integridad del pozo. Esto mismo considera el efecto del gas de conexión y el gas de viaje, presentes en todos los movimientos durante la perforación.

#### **2.2.12.1.1 Estándar para el kick tolerance**

De acuerdo al estándar de trabajo de ENAP, se puede considerar un volumen mínimo de tolerancia ante la fuerza del gas filtrado en el pozo, ya que, según la geometría y la ubicación del zapato, se diseñará el asentamiento para soportar una carga crítica. Además, por seguridad para el personal, se puede aproximar el volumen mínimo como tres veces el volumen detectado por el sistema de flotación con un margen de 0,5 ppg en la formación más débil.

Se trabajará en torno al estándar de ENAP que indica:  $V_{inf} = 25 (bbl)$

#### **2.2.12.1.2 Parámetros para el kick tolerance**

Si bien, hay variables que se definirán más adelante porque son parte del diseño de pozos ZG, es importante definir estos parámetros según lo establecido por (Acosta, 2012):

- Longitud y geometría del BHA
- Densidad de influjo
- Cambios de temperatura
- Pérdidas de carga (fricción)
- Compresibilidad del flujo
- Efecto burbuja
- Ubicación de zapato asentado
- Datos de perfiles eléctricos y reológicos: densidad, solubilidad, migración gas, velocidad de influjo.

### 2.2.12.1.3 Cálculo del Kick Tolerance

De manera simplificada, si se realiza un equilibrio de fuerzas en torno al punto de asentamiento del casing, se puede determinar la máxima presión en ese punto, de acuerdo a:

$$P_{zmax} = h_{csgz}\gamma - P_{seg} = P_f - \rho_{mud}(h_{TVD} - h_{csgz} - H_z) - \rho_z H_z \quad (49)$$

Donde  $\gamma$  es el gradiente de fractura en el punto más débil del pozo de acuerdo a los datos estimados por el peso del lodo, la presión de poros y la densidad del fluido en el kick.

Desarrollando esta ecuación, y despejando la altura de la columna de gas en la zona de generación ( $H_z$ ) para resistir estas presiones, la expresión a calcular es:

$$H_z = \frac{P_{zmax} - P_f + \rho_{mud}(h_{TVD} - h_{csgz})}{\rho_{mud} - \rho_z} \quad (50)$$

Donde:

$$\begin{aligned} P_{zmax} &= \text{Presión máxima en el zapato (psi)} \\ h_{csgz} &= \text{Profundidad del zapato asentado (ft)} \\ P_f &= \text{Presión de la formación en el punto de generación (psi)} \\ h_{TVD} &= \text{Profundidad (ft)} \\ \rho_{mud} &= \text{Densidad del lodo de perforación (ppg)} \\ \rho_z &= \text{Densidad del influjo (ppg)} \end{aligned}$$

Luego, se pretende obtener el volumen de influjo para soportar el golpe de presión, y para esto solo basta con multiplicar la altura determinada por el área efectiva del casing. Ya con estos valores, se puede obtener el volumen de la zona de kick considerando el caso donde la burbuja de gas suba hasta el punto de asentamiento mediante una relación lineal establecida por la ley de Boyle (relación de presiones y volúmenes para gases ideales).

$$V_{zonakick} = V_z \frac{P_{zmax}}{P_f} \quad (51)$$

Como la perforación se realiza en dos etapas, se comprueba el volumen de la zona de golpe, de manera que se determine finalmente que el kick tolerance es el menor entre el volumen del

gas a fondo del pozo y el volumen al llegar al zapato. Una vez que se compruebe esta tolerancia, se puede definir la altura del tope de cemento para el primer tramo.

Pese a lo antes explicado, existen parámetros y consideraciones que deben tenerse presente y calcular antes de comenzar a definir el volumen máximo de influjo. Según el trabajo (Acosta, 2012), existen cinco variables fundamentales que no pueden asumirse conceptualmente pues influyen de manera directa en la precisión del Kick tolerance.

- Longitud BHA: Por condiciones de seguridad se considera que la longitud del BHA debe ser menor que la altura del zapato, pues de otro modo, induce a pérdidas por diferencia de presiones en este punto.
- Geometría BHA: Para conocer la capacidad anular es necesario tener clara la geometría del pozo y del BHA por la sensibilidad con la que altera los resultados.
- Densidad del influjo: Es considerada como constante, aunque en estricto rigor, varía según presiones, temperaturas y el factor de compresibilidad. De todos modos, por simplificación y falta de datos particulares, se considerará como constante.
- Cambios de temperatura: Considerando la ley de Charles y su directa proporcionalidad con la presión, la temperatura y el volumen del gas, es que se puede obtener el volumen del kick. Para esto se considerará un comportamiento lineal de la temperatura variando desde la temperatura superficial sumada al gradiente de temperatura respecto a la profundidad.
- Pérdida por fricción: Principalmente son consideradas en la línea al bajar y por el espacio anular al retornar. Sumando los errores humanos que pueden ocurrir en la operación, es que se estima que el margen de seguridad se aproxima entre 150 y 200 psi.

Teniendo claros estos parámetros y asumiendo el resto de las variables con valores constantes, es que se puede modelar de manera simplificada y aproximada el kick tolerance.

### 2.2.12.2 Presiones de surgencia y suabeo

Al maniobrar la sarta de perforación existen dos problemas que se pueden producir por la velocidad en que ésta se ejecuta. Uno de los problemas se refiere a las presiones de surgencia cuando la tubería se corre hacia el fondo del pozo y el otro se refiere a las presiones de “suabeo” (del inglés swab=) donde se sube la sarta generando un efecto de succión. Ambos movimientos provocan una estimulación por las presiones que generan y se transforman en problemas de circulación por el desplazamiento rápido del lodo, derrumbes o contaminación del fluido al mezclarse con aire y otros compuestos. Para determinar estas presiones se usará una técnica simplificada en base al modelo Bingham presentada por Burkhart, donde se analizan 3 casos:

- Tubería abierta y con bomba encendida
- Tubería abierta y con bomba apagada
- Tubería cerrada

El factor determinante para obtener las pérdidas de presión es la velocidad efectiva del fluido, dependiente de la velocidad anular, la velocidad de desplazamiento de la sarta y la velocidad por arrastre viscoso. Finalmente, la presión de surgencia o suabeo de la etapa en cada uno de los casos se obtiene sumando las pérdidas en cada tramo de la tubería.

#### 2.2.12.2.1 Tubería abierta con bomba encendida

Lo primero es definir la velocidad efectiva del fluido, para lo cual se utilizan las siguientes relaciones:

$$V_{surg} = V_a + V_d + V_v \quad (52)$$

$$V_{swab} = V_a - V_d - V_v \quad (53)$$

Donde:

*V<sub>a</sub>*: Velocidad anular (ft/min)

*V<sub>d</sub>*: Velocidad anular del fluido por desplazamiento de la sarta (ft/min)

*V<sub>v</sub>*: Velocidad por arrastre viscoso (ft/min)

Para definir la velocidad en el anular, se consideran los valores obtenidos previamente, en cambio para la velocidad por desplazamiento, Burkhart establece que:

$$Vd = Vm * \left( \frac{Dt^2}{Dp^2 - Dt^2} \right) \quad (54)$$

Donde:

*Vm: Velocidad de la maniobra, introducción o extracción (ft/min)*

Para obtener la velocidad por arrastre viscoso, se considera el régimen existente en el flujo del anular, y en torno a eso se utilizan dos expresiones, una para un flujo laminar y otra para el flujo turbulento, como se ve en las expresiones respectivamente.

$$Vv = Vm * \left( \frac{1 - \alpha^2 + 2\alpha^2 * \ln(\alpha)}{2 * (-\alpha^2 * \ln(\alpha))} \right) \quad (55)$$

Con:

$$\alpha = \frac{Dt}{Dp} \quad (56)$$

$$Vv = K * Vm \quad (57)$$

Donde K es la constante de colgamiento de la tubería en función de  $\alpha$  pero para fines de cálculo se asumirá igual a 0,5.

#### **2.2.12.2.2 Tubería cerrada**

Este caso se trabaja igual que el anterior, pero al estar la tubería cerrada, la velocidad anular es igual a cero, pues no existe movimiento del fluido. El resto de las velocidades se calculan de igual forma y en el caso de las presiones, también se consideran respecto a la velocidad efectiva del flujo, que debiese ser mucho menor. Considerando que la tubería se encuentra cerrada, esta es la única ocasión donde la presión de empuje y de succión debiese ser iguales.

### 2.2.12.2.3 Tubería abierta con bomba apagada

Por último, al estar apagada la bomba y la tubería abierta, el lodo fluye libremente por dentro y por fuera de la sarta. En base a esto, para determinar las pérdidas de presión en la tubería o en el anular usaremos el fondo como punto común donde ambas pérdidas deben ser iguales según las ecuaciones de la hidrostática. Realizando este supuesto, y usando la ecuación de continuidad, se puede definir una relación entre el caudal de bombeo total, el caudal fluyendo por el anular y el caudal fluyendo por el interior de la tubería, para obtener la componente de la velocidad anular producto del desplazamiento por el caudal al interior de la sarta.

De esta forma, para calcular la velocidad efectiva del fluido se utiliza:

$$V_{ea} = V_d + V_v - V_{aqi} \quad (58)$$

Donde:

*V<sub>ea</sub>*: Velocidad efectiva en espacio anular (ft/min)

*V<sub>aqi</sub>*: Velocidad del fluido al interior de la sarta hacia el anular (ft/min)

Y para obtener esta última componente de la velocidad,

$$V_{aqi} = \left(\frac{Q_{id}}{Q}\right) * \left(\frac{24,51 * Q}{D_p^2 - D_t^2}\right) \quad (59)$$

Donde:

*Q<sub>id</sub>*: Caudal que fluye por el interior de la sarta (gpm)

Una vez determinado el caudal desplazado por el fondo entre la tubería y el espacio anular, se pueden calcular las presiones, considerando como velocidad efectiva de circulación las siguientes relaciones:

$$V_{surg} = V_{ea} \quad (60)$$

$$V_{swab} = -V_{ea} \quad (61)$$

### **2.2.13 Dimensionamiento del equipo de perforación**

Al determinar el equipo de perforación que se utilizará consideraremos dos aspectos importantes como son la tecnología existente y las experiencias que ha desarrollado ENAP a lo largo de su historia. Por ello, debemos identificar los requerimientos fundamentales y dispositivos que deben tener estos equipos y las variables esenciales para dimensionar.

#### **2.2.13.1 Requerimientos del equipo**

El equipo de perforación para realizar pozos como los trabajados en Tierra del Fuego, necesita cumplir ciertas condiciones esenciales, por las características del lugar, por el tiempo de trabajo y por el estado de cargas a definir. Estos requisitos son:

- Fácil y rápida instalación, desarme y transporte del equipo
- Pensando en un sistema PAD drilling, debe poseer un mecanismo que permita una corta transición entre el término de un pozo y el comienzo del siguiente.
- Idealmente se requiere un equipo automatizado, donde su funcionamiento disminuya la exposición al riesgo de las personas.
- Que tenga disponibilidad y continuidad de repuestos en caso de desperfectos o problemas de funcionamiento para evitar largas detenciones.
- Que se ajuste a las solicitaciones de carga máxima y torques requeridos para el estado de cargas del casing y de la sarta de perforación en la etapa crítica.
- Que abarque la profundidad de perforación esperada para los pozos.
- Un equipo capaz de soportar las extremas condiciones climáticas de la isla como sus bajísimas temperaturas, vientos y precipitaciones (de todo tipo).
- Tener un abastecimiento eléctrico adecuado a la potencia que emplean las maquinarias del equipo (bombas, control de sólidos, sistema de izaje, sistema de soporte, rotación, etc.) y su correspondiente respaldo en caso de falla.
- Tener una distribución eficiente de los espacios donde se instalarán diferentes elementos del equipo (layout) con el menor tiempo de acomodación del terreno.
- Un equipo que tenga un rápido sistema de manipulación, perforación y entubación del pozo, junto a trabajadores con expertiz en el manejo de este equipo.
- Un sistema de circulación competente.

Considerando todos estos puntos se definirá el equipo de perforación que mejor se ajuste a las necesidades de los pozos de la isla.

### **2.2.13.2 Composición equipo de perforación**

Los equipos utilizados por Enap presentan una composición estándar respecto a los dispositivos utilizados a nivel mundial. De manera general se hará una descripción de estos dispositivos para ahondar en los próximos capítulos con respecto al dimensionamiento de los principales. Todos los equipos están diseñados de acuerdo a las especificaciones API en todo lo que rige a fabricación, soldadura, revestimientos, etc.

Dentro de las partes esenciales que conforman el equipo, tipo plataforma, tenemos los siguientes componentes:

- a) Sistema de izaje: Este sistema cuenta con 5 piezas fundamentales en las maniobras de perforación como es el Malacate, el bloque Corona, el bloque móvil, el gancho y los cables de perforación. El malacate tiene un tambor que enrolla el cable, además de frenar el movimiento de las líneas. La corona es un sistema de poleas estáticas fijado en la parte superior de la torre. Los bloques que acompañan a esta pieza son los móviles que mueven hacia arriba y hacia abajo el conjunto de poleas, generando una ventaja mecánica en la acción de cada cable de perforación bajo grandes cargas. El gancho es un elemento de alta capacidad que se usa para colgar piezas de alto peso, conecta el topdrive con el bloque viajero. Finalmente, los cables son los elementos que resisten las cargas y maniobras de la torre, con diferente composición y diámetro.

Además, existen otros equipos utilizados como por ejemplo el Top drive o taladro que es un motor hidráulico o mecánico que está encargado de hacer rotar la sarta de perforación y el trépano. También está el manipulador, que alrededor de la perforación tiene cestas o espacios que almacenan los tubos de perforación. Por el movimiento del taladro, la idea es facilitar y agilizar la perforación teniendo al alcance un winche que mueva las tuberías que se utilizan en todo el proceso. Finalmente, esta llave de potencia o cuñas, que son tenazas o pinzas hidráulicas que manipulan las tuberías de perforación o revestimiento manteniéndola estática.

- b) Sistema de circulación: Las diferencias de presiones dependen de la profundidad, de las propiedades del lodo y del tamaño del pozo/tubería. También existe otro sistema de bombas para el control de sólidos al salir el lodo del pozo, donde trabajan equipos para manipular el fluido en superficie, asegurando su reutilización. Con esto nos referimos a zarandas, desgasificador, filtros, desarenadores y bombas centrífugas. Las zarandas son dispositivos encargados de realizar el control de sólidos a la salida del lodo de perforación del pozo. Realizan el filtrado de las rocas provenientes del pozo mediante diferentes métodos físicos. Por otro lado, las bombas usadas son triplex. Es más, de una para permitir, en caso de falla o desperfecto, realizar el cambio de pistones o cilindros pudiendo variar el caudal y la presión. Cada bomba consta de tres pistones que pueden variar en su diámetro, de acuerdo al que se define la presión y caudal de salida (por tabla), considerando el máximo rendimiento cada una entrega.
- c) Equipos de control de presión: De acuerdo a los estándares de seguridad internacional, el equipo de perforación posee un equipo de detección de gas, una válvula BOP (controladora de presión) y un equipo de detección de arremetidas (kick tolerance). Para el conjunto BOP, se debe considerar un choke Manifold, choke lines, kill lines, acumulador de presión y un sistema de circulación bajo revisión. Este conjunto de válvulas es capaz de cerrar la conexión con el pozo, evitando la migración de fluidos a superficie hasta controlar la situación y contrarrestar la situación mediante el bombeo de lodo a presión. Además, se debe considerar la unidad acumuladora de presión, cuyo conjunto de botellas guarda el fluido de perforación bajo presión para accionar el cierre de las válvulas preventoras ante un evento.
- d) Capacidad de la torre: La torre de perforación soporta las cargas del gancho, al operar, del viento y de las maniobras de tuberías. Está diseñada para soportar todas estas cargas. El peso de la subestructura que lo acompaña, ayuda dar estabilidad a la plataforma y al buen montaje de los demás equipos.
- e) Requerimientos de potencia: Aquí se considera todo equipo con motor, como trabaja el malacate, el top drive, las bombas de circulación, los equipos auxiliares de apoyo

como iluminación y un sistema de resguardo que soporte el funcionamiento de los equipos y la faena. Los mayores consumos son durante el izaje y circulación, y el menor gasto energético es durante la operación de Wireline. En general, está la unidad de potencia hidráulica (HPU) que abarca todo el sistema de potencia del equipo, incluyendo las bombas hidráulicas y fijas, los motores eléctricos y a diesel, las bombas para el manipulador, el winche, el motor y la mesa rotatoria.

### **2.2.13.3 Variables para el dimensionamiento del equipo**

Considerando los puntos anteriores es que la elección del equipo de perforación pasa principalmente por tres tópicos:

- Cumplir con las capacidades del sistema de izaje de acuerdo a los requerimientos de torque y cargas aplicadas sobre la sarta de perforación o de revestimiento según los criterios del estado mecánico.
- Cumplir con las velocidades de rotación del trépano y de la sarta de perforación para alcanzar los tiempos de perforación estimados. Junto con ello, permitir una adecuada limpieza del pozo con la circulación necesaria.
- Cumplir con el programa de lodos, en cuanto a su capacidad y el volumen de perforación (como mínimo dos veces la capacidad del pozo), para un funcionamiento hidráulico óptimo y un adecuado control de sólidos.
- Permitir un control de presiones del pozo en los diferentes dispositivos del equipo siendo capaz de soportar lo estimado para el reservorio más distintas eventualidades o anomalías e incluyendo la etapa de fractura hidráulica.

Ahora bien, viendo la parte económica, se debe agregar a todo lo anterior, un equipo eficiente, autónomo, de rápida mantención y todo con un bajo costo de funcionamiento, aunque al momento de dimensionar solo se trata de ajustar el equipo a las variables antes mencionadas.

### 2.2.13.3.1 Capacidad de izaje

Viendo el dimensionamiento, es posible determinar las solicitaciones máximas de acuerdo a la configuración de la plataforma de perforación. Para esto es fundamental tener clara la profundidad deseada y la máxima carga sobre el casing o la tubería de perforación en circulación y rotación.

Considerando un equipo convencional en su condición estática, se puede obtener la tensión en línea y la carga de la grúa, además de su eficiencia para considerar la condición dinámica, de acuerdo a:

$$Fl = \frac{W}{n} \quad (62)$$

$$Fd = W * \left( \frac{n+2}{n} \right) \quad (63)$$

$$EF = \frac{K^n - 1}{K^s * n * (K - 1)} \quad (64)$$

Donde:

*Fl: Tensión en cable (lbs)*  
*W: Carga máxima en el gancho (lbs)*  
*n: Número de líneas*  
*Fd: Tensión sobre la grúa (lbs)*  
*EF: Eficiencia del sistema de izaje*  
*K: Factor de fricción del sistema ≈ 1,04*  
*s: Número de gavillas*

Multiplicando la eficiencia por las cargas estáticas, se obtienen las fuerzas dinámicas y al sumarlas se puede obtener la carga total sobre el sistema y compararla con la capacidad para establecer un factor de diseño según sea el caso.

$$F_{DT} = W + F_{DL} + F_{FL} \quad (65)$$

Donde:

*F<sub>DT</sub>: Carga dinámica total (lbs)*  
*F<sub>DL</sub>: Carga dinámica sobre el cable (lbs)*  
*F<sub>FL</sub>: Carga dinámica sobre la grúa (lbs)*

Comprobando que se cumpla el requerimiento mínimo, y de acuerdo a la velocidad de movimiento de la sarta, se puede obtener la potencia del motor. Además, es importante verificar la tensión sobre las sartas y que estas no fluyan durante la operación, por eso se suma el peso boyante en cada caso, junto con el peso del taladro, top drive o gancho y un margen de sobre estiramiento (Overpull) considerando un atascamiento. Al igual que para el cable de perforación, se verifica el factor de diseño mínimo establecido para la tensión en tuberías. En general, los factores de diseño de los cuales depende el pozo, son los de las tuberías de casing o drill pipe, como se muestran en la Tabla 2-6.

Tipo de tubería	Factor de diseño mínimo
<b>Drill pipe</b>	3
<b>Casing</b>	2

*Tabla 2-6: Factores de diseño para el cable de izaje.*

*Fuente: Schlumberger, 2005*

### 2.2.13.3.2 Potencia del equipo

Con respecto a este punto, es necesario considerar que la potencia del equipo incluye lo requerido por el motor que mueve el sistema de izaje, las bombas que impulsan el lodo, los equipos del control de sólidos, la fuerza del taladro o top drive y algún requerimiento extra.

En el caso de los fluidos, esta potencia fue determinada de acuerdo a lo establecido en 2.2.7.5. Para el control de sólidos y algún requerimiento extra, no es posible estimar ni usar alguna norma que rijan esto por lo que se considera dentro del margen de trabajo total (factor de seguridad entre 1,1 y 1,25). Con respecto al taladro, se utiliza el torque máximo junto a su velocidad de funcionamiento y para la potencia del equipo en el movimiento de la tubería en circulación y rotación (caso crítico), se utilizan las siguientes expresiones.

$$P = \frac{T * N}{5252} * \eta \quad (66)$$

Donde:

*P*: Potencia del Top drive (HP)  
*T*: Torque aplicado por el Top drive (lb – ft)  
*N*: Velocidad de rotación (rpm)  
*η*: Eficiencia del top drive

$$\frac{P}{\eta} = \frac{W * V_L}{EF * 33.000} \quad (67)$$

Donde:

*P*: Potencia del motor (HP)  
*V<sub>L</sub>*: Velocidad de movimiento de la carga en el gancho (ft/min)  
*η*: Eficiencia del motor

## **CAPÍTULO III: DISEÑO ACTUAL DE POZOS DE DESARROLLO ZG EN BLOQUE ARENAL**

### 3 CAPÍTULO 3: DISEÑO ACTUAL DE POZOS DE DESARROLLO ZG EN BLOQUE ARENAL

En el capítulo anterior se explicó en detalle cada una de las fases y variables necesarias para definir un diseño de pozos de hidrocarburos, aplicable a los pozos de desarrollo, por lo mismo, es importante dar a conocer lo que en la actualidad desarrolla ENAP Magallanes en el bloque Arenal. Considerando cada componente de la perforación, es que se presenta el modelo trabajado por la estatal, el que ha sido comprobado empíricamente y con buenos resultados.

#### 3.1 Estado mecánico

Al describir el diseño de pozos se indicarán las diferencias o similitudes con respecto al marco conceptual, debido a que la información correspondiente a antecedentes geológicos, antecedentes de ingeniería de reservorios y antecedentes petrofísicos, están definidos en base a pozos ZG del bloque Arenal, de manera que se asumen como datos de entrada o condiciones de borde.

En particular, aquí se expondrá la parte técnica del diseño y posteriormente se verán los temas operativos del estado mecánico, correspondientes a los equipos y a la perforación.

##### 3.1.1 Configuración de tuberías y conexiones

Los pozos ZG en el bloque Arenal se trabajan en dos etapas determinadas por las profundidades mencionadas junto con la geometría para perforar y entubar, además del tipo de casing, su peso lineal y las conexiones entre éstos como se ve en la Tabla 3-1:

Etapas	Diámetro de pozo	Diámetro casing	Tipo casing	Peso lineal (lb/ft)	Tipo de conexión
0 – 650 m	12 ¼”	9 5/8”	K55	36,0	BTC
0 – 2350 m	8 ½”	5 ½”	N80	17,0	BTC

*Tabla 3-1: Configuración de tuberías y conexiones utilizadas.*

*Fuente: Enap Magallanes, 2015*

*\*Nota: De ahora en adelante, se llamará a cada etapa de perforación de acuerdo al diámetro del pozo, según la notación utilizada por ENAP.*

### 3.1.2 Configuración BHA y trépanos

Considerando las dos etapas, la configuración de la sarta de perforación se aprecia en las siguientes tablas:

➤ Etapa 12¼"

Descripción	ID (in)	OD (in)	Largo (m)	Sum Largo (m)	Hilo Sup	Hilo Inf
Trépano trícono 12,25"		12,25	0,34	0,34	6 5/8" Reg	
MDF 8"		8	8,01	8,35	6 5/8" Reg	6 5/8" Reg
Pony monel 8"	3,17	8	2,92	11,27	6 5/8" Reg	6 5/8" Reg
Estabilizador 12,125"	2,83	8	2,2	13,47	6 5/8" Reg	6 5/8" Reg
UBHO 8"	2,843	8	0,81	14,28	6 5/8" Reg	6 5/8" Reg
Monel 8" c/MWD	3,2	8	9,46	23,74	6 5/8" Reg	6 5/8" Reg
Monel 8"	3,2	8	9,46	33,2	6 5/8" Reg	6 5/8" Reg
DC 8"	3,2	8	9	42,2	6 5/8" Reg	6 5/8" Reg
Crossover 6 5/8" x 4½"	3	8	0,68	42,88	6 5/8" Reg	4 ½" IF
DC 6,75"	2,87	6,75	54,57	97,45	4 ½" IF	4 ½" IF
JAR 6,5"	2,3	6,5	9,25	106,7	4 ½" IF	4 ½" IF
DC 6,75"	2,87	6,75	18,26	124,96	4 ½" IF	4 ½" IF
HWDP 5"	3	5	55,39	180,35	4 ½" IF	4 ½" IF
DP 5"	4	5	-	180,35	4 ½" IF	4 ½" IF

**Tabla 3-2: Configuración general BHA etapa 1.**

*Fuente: John M. Phillips, 2015*

Tipo de trépano	Trícono 12 ¼"
Código IADC	115
JETS	3 x 18/32 in <sup>2</sup>
Conexión	6 5/8" Reg.

**Tabla 3-3: Características de trépano 12¼".**

*Fuente: Enap Magallanes, 2015*

➤ Etapa 8 ½”

Descripción	ID (in)	OD (in)	Largo (m)	Sum Largo (m)	Hilo Sup	Hilo Inf
Trépano PDC 8,5”		8,5	0,23	0,23	4 ½” Reg	
MDF 6,75”		6,75	8,55	8,78	4 ½” IF	4 ½” Reg
Pony monel 6,75”	3	6,75	2,93	11,71	4 ½” IF	4 ½” IF
Estabilizador 6,5”x8,25”	2,813	8,25	1,71	13,42	4 ½” IF	4 ½” IF
UBHO 6,75”	2,875	6,75	0,81	14,23	4 ½” IF	4 ½” IF
Monel 6,75” c/MWD	2,813	6,75	9,46	23,69	4 ½” IF	4 ½” IF
Monel 6,75”	2,813	6,75	9,46	33,15	4 ½” IF	4 ½” IF
DC 6,75”	2,815	6,75	36,62	69,77	4 ½” IF	4 ½” IF
HWDP 5”	2,5	5	74,28	144,05	4 ½” IF	4 ½” IF
JAR 6,5”	2,3	6,5	9,25	153,3	4 ½” IF	4 ½” IF
HWDP 5”	2,5	5	36,84	190,14	4 ½” IF	4 ½” IF
DP 4”	4,3	5	-	190,14	4 ½” IF	4 ½” IF

**Tabla 3-4: Configuración general BHA etapa 2.**

*Fuente: John M. Phillips, 2015*

Tipo de trépano	PDC 8 ½”
Código IADC	M222
N° Aletas	5
Diámetro cortador	16 mm
JETS	5 x 16/32 in <sup>2</sup>
Conexión	4 ½” IF

**Tabla 3-5: Características de trépano 8 ½”.**

*Fuente: Enap Magallanes, 2015*

### 3.1.3 Lodos y control de sólidos

#### 3.1.3.1 Fluido de perforación

Con respecto al tipo de lodo, el de la primera etapa se llama Bentonítico con un rango de densidad entre 8,9 y 9,8 ppg, donde el aditivo que predomina es la bentonita, la encargada de generar alta viscosidad y por ende mejor capacidad de limpieza, además de un extendedor para mejorar el rendimiento del fluido. Para la segunda etapa, el lodo se llama Formix posee un rango de densidad

entre 9,3 y 10 ppg, proveniente de formiato de potasio como aditivo principal, el que densifica con poco sólido, dando el peso necesario para controlarlas presiones. Por ello, los volúmenes, concentraciones y productos adicionales estimados para cada etapa se verán a continuación.

### 3.1.3.1.1 Etapa 12 ¼”

Volúmenes: Sup. + Csg + Pozo + Ad.	Unidad bbls	Perd. + Dilu. Bbls/día
Superficie	300	103
Pozo + W 10%	301	
Adicional	410	
Recuperado	400	
Nuevo a fabricar	611	
Total	1011	

**Tabla 3-6: Volúmenes en programa tentativo de 12¼”.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

Producto	Unidad kg/l	Concentración	Función
BENTONITA	25,00	27	Viscosificante
GELEX	0,92	0,015	Extendedor
BARITINA	25,00	55	Densificante
POTASA CAUSTICA	25,00	0,2	Alcalinizante
NITRATO DE POTASIO	25,00	8,0	Inhibidor primario
POLY PAC UL	22,68	0,7	Reductor de filtrado
DUO VIS	25,00	0,5	Viscosificante

**Tabla 3-7: Concentraciones estimadas por producto y su función.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

Producto	Función
DEFOAM X	Antiespumante
OBTURANTE MEZCLA	Obturante
MIX II	Material de puente

**Tabla 3-8: Productos adicionales.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

### 3.1.3.1.2 Etapa 8½”

Volúmenes: Sup. + Csg + Pozo + Ad.	Unidad bbls	Perd. + Dilu. Bbls/día
Superficie	450	38
Pozo + W 10%	430	
Adicional	300	
Recibido	600	
Casing Ant.	148	
Nuevo a fabricar	728	
Total	1328	

**Tabla 3-9: Volúmenes en programa tentativo de 8½”.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

Producto	Unidad kg/l	Concentración	Función
Duo-Vis	25,00	1	Viscosificante
Poly Pac R	22,68	2	Reductor de Filtrado
Nitrato de Potasio	25,00	32	Inhibidor Primario
Poly Pac UL	22,68	2	Reductor de Filtrado
Potasa Caustica	25,00	0,3	Alcalinizante
Carb de Calcio M200	25,00	12	Densificante
Bicarbonato de Sodio	25,00	0,5	Precipitante de Calcio y regulador de pH
PA 10	208,00	-	Surfactante
FLC 2000	25,00	4	Material sellante
Conqor 404	208,00	1	Anticorrosivo
Bisulfito de sodio	208,00	1,5	Secuestrante de oxígeno

**Tabla 3-10: Concentraciones estimadas por producto y su función.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

Producto	Función
Defoam X	Antiespumante
Safe Cide	Bactericida
Safe Carb 10-20	Material de puenteo
Formiato de Sodio	Densificante
Lube 100	Lubricante

**Tabla 3-11: Productos adicionales.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

En cuanto a los dos fluidos utilizados, se diferencian en sus características reológicas permitiendo un mejor desplazamiento de los fluidos en el sistema de superficie, variando la incorporación de sólidos de densificante sin generar modificaciones en sus propiedades, ni tampoco generar problemas asociados al caudal en base a la velocidad de penetración, que pudiesen afectar el diámetro del pozo por lavado. En la tabla siguiente se aprecia las propiedades reológicas en cada etapa de perforación.

Propiedades	Unidad de medida	Intervalo I-A	Intervalo I-B	Intervalo II
		<b>Bentonítico</b>	<b>POTASICO</b>	<b>POTASICO</b>
<b>Densidad</b>	ppg	8,9 -9,4	9,1-9,3	9,9
<b>Viscosidad</b>	Seg / ¼ gal	< 100	50-60	45
<b>Viscosidad Plástica</b>	cps	16-25	15-20	10
<b>Punto de Fluencia</b>	Lbs /100 ft <sup>2</sup>	25-30	20-24	13
<b>PH</b>		9- 9,5	9,5-10	9,5-10
<b>MBT</b>	Kg / m <sup>3</sup>	<18	<10	<10
<b>Filtrado API</b>	cc/30/100 psi		<7	<7
<b>Potasio Libre</b>	ppm	20.000	25.000-28.000	25.000-28.000

**Tabla 3-12: Propiedades reológicas de los fluidos de perforación.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

### **3.1.3.2 Control de sólidos**

El lodo al salir a la superficie es dirigido con todos los cortes de la perforación hasta las zarandas, que es un depósito donde hay mallas inclinadas y vibrando para separar los cortes de mayor tamaño y mandarlos al foso del sistema, de acuerdo al tamaño de las mallas.

Después pasan por el desarenador, desilter y el mud cleaner (3 en 1). Este es un equipo que remueve la gran parte de los sólidos aun presentes, ya que por un lado el desarenador elimina las arenas de mayor tamaño, el desilter se encarga de las arcillas y el mud cleaner combina la funcionalidad de los otros dos equipos, pero con malla más fina y vibratoria para eliminar impurezas sin perder densidad. El fluido ingresa a un separador que cuenta con estos equipos y por acción de la gravedad se produce la operación. Posterior a esto, el lodo vuelve al estanque del segundo retorno para seguir su recorrido.

Finalmente, el lodo llega al tercer retorno donde es filtrado por las últimas mallas antes de pasar a la centrífuga decantadora la que remueve casi la totalidad de las partículas en suspensión. Esta centrífuga es un tambor a alta velocidad generando una carga atrayente para las partículas de menor tamaño y, por otro lado, una descarga del lodo hacia los estanques de mezclado donde se realiza una floculación para comenzar a darle la densidad solicitada y comenzar el ciclo del fluido nuevamente rumbo al pozo.

Por esto, se definen los equipos de control de sólidos necesarios por etapa con sus especificaciones de acuerdo a la fase de trabajo, como se aprecia en la Tabla 3-13 y Tabla 3-14.

### 3.1.3.2.1 Etapa 12 ¼”

EQUIPO	PRIMERA FASE	SEGUNDA FASE
<b>Zarandas</b>	3 mallas de 50-80-100 API	3 mallas de 120-140 API
<b>Mud Cleaner</b>	Considerar su aplicación de forma continua mientras se perfora. 3 mallas de 200-225 API	
<b>Desarenador</b>	90 pies equivalente a 40 psi (calculado con MW 8,4 ppg)	90 pies equivalente a 40 psi (calculado con MW 8,4 ppg)
<b>Desilters (desarcillador)</b>	75 pies equivalentes a 32 psi (calculado con MW 8,4 ppg) Recalcular con el peso del fluido procesado mientras opera el circuito activo. Considerar el uso de mallas 200 API	75 pies equivalentes a 32 psi (calculado con MW 8,4 ppg) Recalcular con el peso del fluido procesado mientras opera el circuito activo. Considerar el uso de mallas 200 API
<b>Centrífuga decantadora</b>	Controla sólidos ultra finos, con floculación parcial	Controla sólidos ultra finos, con floculación parcial

**Tabla 3-13: Equipo para control de sólidos de etapa 12¼”.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

La definición o el cambio del número de la malla en cada equipo dependerá las condiciones actuales del pozo y lo indique el encargado de la preparación de lodos junto con el Company Man.

### 3.1.3.2.2 Etapa 8 ½”

EQUIPO	MATERIAL
<b>Zarandas</b>	3 mallas de 180-200 API
<b>Mud Cleaner</b>	3 mallas de 170-325 API
<b>Desarenador</b>	90 pies equivalentes a 40 psi (calculado con MW 8,4 ppg)
<b>Desilters</b>	75 pies equivalentes a 32 psi (calculado con MW 8,4 ppg) Recalcular con el peso del fluido procesado mientras opera el circuito activo
<b>Decantador</b>	Controla sólidos ultra finos, con floculación parcial

**Tabla 3-14: Equipo para control de sólidos de etapa 8 ½”.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

La definición o el cambio del número de la malla en cada equipo dependerá las condiciones actuales del pozo y lo indique el encargado de la preparación de lodos junto con el Company Man.

### 3.1.4 Cementación

En primer lugar, y a modo de resumen se indicarán los parámetros esenciales del proceso.

	Etapa 12 ¼"	Etapa 8 ½"
<b>Tipo de lechada</b>	Convencional Scavenger plus Top Job	Considerar dos casos: a) Lechada convencional de 15,5 ppg b) Lechada convencional de 15,5 ppg y lechada lead de 12,5 ppg
<b>TOC</b>	Hasta superficie	500 metros basales. En caso de haber manifestaciones de gas, incluir lechada con control de migración.
<b>Wireline</b>	Registro de perfil Sónico dipolar y perfil de resistividad.	Perfil Gamma Ray y de resistividad desde zapato al fondo. Perfil sónico dipolar en 400 mts basales. Luego de entubación y cementación: perfiles CBL, VDL y Gamma Ray.

**Tabla 3-15: Especificaciones de la cementación.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

Como se aprecia, existen diferentes tipos de lechadas en cada etapa, lo cual se debe principalmente a las características de la formación y el lugar donde se va a desplazar cada mezcla para aislar al pozo. Por ejemplo, en la primera etapa, se comienza por una lechada de relleno y de menor densidad para evitar una fractura prematura y luego se aplica la lechada convencional para desplazar a la anterior, seguida de fluido de desplazamiento, generalmente lodo. En la segunda etapa, sucede algo similar, aunque el riesgo es mayor, por eso se usan espaciadores con menor densidad (cercana al agua) y lavadores para limpiar las líneas del lodo restante, para finalmente aplicar la lechada y desplazarla con agua. Además, la diferencia se marca en el tope de cemento que para la primera etapa es hasta la superficie y para la segunda etapa son 500 metros basales.

A continuación, se indica la composición de cada tipo de lechada, junto a sus aditivos y concentraciones.

<b>SCAVENGER PLUS</b>			
<b>Volumen: 100 bbl</b>			
<b>ADITIVOS LECHADA</b>			
<b>SOLIDOS</b>		<b>LIQUIDOS</b>	
Cemento G	9.000 kg	Agua de Mezcla	83 bbl
		Agua fresca	82,5 bbl
		D047	27 L
		D208	35 kg
<b>LECHADA CONVENCIONAL</b>			
<b>Volumen: 56 bbl</b>			
<b>ADITIVOS LECHADA</b>			
<b>SOLIDOS</b>		<b>LIQUIDOS</b>	
Cemento G	11.250 kg	Agua de Mezcla	34,5 bbl
		Agua fresca	34 bbl
		D047	34 L
		S001	125 kg
<b>AGUA</b>	Volumen:158,8 bbl		
<b>TOP JOB</b>			
<b>Volumen: 10 bbl</b>			
<b>ADITIVOS LECHADA</b>			
<b>SOLIDOS</b>		<b>LIQUIDOS</b>	
Cemento G	2.100 kg	Agua de Mezcla	5,5 bbl
		Agua fresca	5,4 bbl
		D047	7 L
		D053	60 Kg
		S001	125 kg

**Tabla 3-16: Concentraciones y volúmenes de aditivos de lechadas en etapa 12 ¼”.**

*Fuente: Enap Magallanes, 2015*

<b>CW7</b>		<b>Volumen: 40 bbl</b>	<b>Densidad: 8,32 lb/gal</b>	
<b>Agua fresca</b>		39 bbl		
<b>D122A</b>		76 gal	0,5 gal/bbl de Lavador	
<b>F103</b>		114 gal	0,7 gal/bbl de Lavador	
<b>M117</b>		125 kg	2% BWOW	
<b>MUDPUSH II</b>		<b>Volumen: 40 bbl</b>	<b>Densidad: 11,85 lb/gal</b>	
<b>Agua fresca</b>		30 bbl		
<b>M117</b>		100 kg	2,0% BWOW	
<b>D182</b>		45 kg	8 kg/m <sup>3</sup> fluido base	
<b>F103</b>		38 gal	0,3 gal/bbl de espaciador	
<b>D151</b>		4.500 kg	654,08 kg/m <sup>3</sup> de espaciador	
<b>LECHADA CONVENCIONAL</b>				
<b>Volumen: 72 bbl</b>				
<b>ADITIVOS LECHADA</b>				
<b>SOLIDOS</b>			<b>LIQUIDOS</b>	
<b>Cemento G</b>	15.000 kg		Agua Mezcla	43 bbl
			Agua fresca	41,5 bbl
			D167	72 kg
			D197	36 L
			D047	45 L
			D080	104 L
<b>AGUA</b>		<b>Volumen: 174,4 bbl</b>		

**Tabla 3-17: Concentraciones y volúmenes de aditivos de lechadas en etapa 8 ½”.**

**Fuente: Enap Magallanes, 2015**

En las siguientes tablas se indican los volúmenes requeridos para la operación y su secuencia dentro de la operación.

<b>SECUENCIA DE DESPLAZAMIENTO</b>				
<b>Nombre</b>	<b>Caudal (bbl/min)</b>	<b>Volumen (bbl)</b>	<b>Tiempo (min)</b>	<b>Comentario</b>
<b>Pausa</b>	0	0	5	Lanza Tapón Inferior
<b>ScavengerPlus</b>	4	100	25	Lechada de Relleno
<b>Convencional</b>	4	56	14	Lechada de Fondo
<b>Pausa</b>	0	0	5	Lanza Tapón Superior
<b>Agua</b>	6	150	25	Desplazamiento
<b>Agua</b>	3	8,8	2,9	Desplazamiento

*Tabla 3-18: Secuencia de desplazamiento en etapa 12 ¼”.*

*Fuente: Enap Magallanes, 2015*

<b>SECUENCIA DE DESPLAZAMIENTO</b>				
<b>Nombre</b>	<b>Caudal (bbl/min)</b>	<b>Volumen (bbl)</b>	<b>Tiempo (min)</b>	<b>Comentario</b>
<b>MUDPUSH II</b>	5	10	2	Espaciador
<b>CW7</b>	5	40	8	Lavador Químico
<b>MUDPUSH II</b>	5	30	6	Espaciador
<b>Pausa</b>	0	0	5	Suelta Tapón Inferior
<b>Convencional</b>	5	70	14,1	Lechada Convencional
<b>Pausa</b>	0	0	5	Lavado de Líneas
<b>Pausa</b>	0	0	5	Suelta Tapón Superior
<b>Agua</b>	6	160	20	Desplazamiento
<b>Agua</b>	3	14,4	4,9	Desplazamiento

*Tabla 3-19: Secuencia de desplazamiento en etapa 8 ½”.*

*Fuente: Enap Magallanes, 2015*

### **3.1.5 Cabezal compacto y árbol de producción**

En cuanto al cabezal compacto y el árbol a utilizar en los pozos ZG del bloque Arenal, lo que se usa actualmente, se puede apreciar en la Tabla 2-5, donde se indican las condiciones de servicio de cada pieza. Considerar que la disposición de piezas es similar a la Figura 2-18, pero con los diámetros adecuados al diseño y ajustados en cuanto a la dimensión de piezas y de sellos.

## **3.2 Equipos de perforación utilizados**

Actualmente, ENAP Magallanes trabaja en simultáneo con dos equipos de perforación para realizar los pozos ZG en Arenal. Ambos equipos son utilizados de igual manera, pero con diferencias notorias en el funcionamiento, pues uno pertenece a la empresa estatal y tiene una edad de uso cercana a los 50 años y el otro equipo es moderno, con buena tecnología, pero es de una empresa extranjera que brinda servicios de perforación a Enap. Pese a estas diferencias, ambos equipos realizan las perforaciones y están en operación, con sus limitaciones y ventajas, por eso es importante conocer la maquinaria disponible para analizar modificaciones o mejoras respecto a un nuevo modelo de pozos.

### **3.2.1 Torre de perforación**

La torre de perforación, más conocida como equipo 6 o equipo 7 (existen dos), es un dispositivo mecánico activo desde 1957 pero arreglado y actualizado en el tiempo, siendo el 2014 donde se incorporó un sistema de deslizamiento con rieles para los sistemas de multipozos. Posee la mayoría de los elementos mencionados en la sección “Dimensionamiento del equipo de perforación”, pues al ser mecánico presenta variaciones en su configuración y montaje, tiene un funcionamiento manual en varias operaciones del armado lo que genera mayor DTM. Dentro de su estructura, presenta un mástil y una base con alta capacidad y resistencia al viento, un equipo de izaje convencional con cable y un sistema de lodos similar al otro equipo de perforación. Pese a la edad de éste equipo, funciona y se mantiene en óptimas condiciones, aunque requiere constante mantenimiento y actualización, con algunos procesos automatizados, además de una alta variabilidad en tiempos de perforación y DTM, entrega seguridad y un trabajo eficiente dentro de sus posibilidades.

Por ello, se adjuntan las características técnicas del equipo 6, junto a los componentes que lo conforman, además de una imagen (Figura 3-1) y la distribución del equipo en planta (Figura 3-2).

Especificaciones técnicas	Equipo 6
<b>Tipo mástil</b>	Cantilever
<b>Altura equipo</b>	43,28 m
<b>Capacidad izaje</b>	300 ton
<b>Cable de Winche</b>	1,25"
<b>Drill pipe</b>	G 105, 3500 m de 4,5"
<b>Drill collar</b>	6,5" a 8"
<b>Corona</b>	425 ton
<b>Gancho</b>	350 ton
<b>Top drive</b>	250 ton
<b>Número de líneas</b>	8 a 10
<b>Conexiones barras</b>	NC-50 y NC-46
<b>Velocidad de perforación</b>	0 a 125 rpm
<b>Generadores</b>	2 Caterpillar. Potencia instalada 1.000 HP. Corriente alterna
<b>Generador de emergencia</b>	Si
<b>Bombas</b>	2. Potencia 900 HP c/u. Presión máxima 5.000 psi. Corriente continua. Diferentes bombas con distintos tamaños de camisas disponibles.
<b>Control de sólidos</b>	3 zarandas, desgasificador, desarenador, decantador, Mud cleaner, centrífuga.
<b>BOP</b>	13 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " y 3.000 psi
<b>Estanques de lodo</b>	6. Capacidad total de 750 bbls
<b>Estanques de agua</b>	3. Capacidad de 10 m <sup>3</sup>

*Tabla 3-20: Especificaciones técnicas de Equipo N°6.*

*Fuente: Enap Magallanes, 2014*



Figura 3-1: Vista frontal del equipo N°6 de Enap.

Fuente: Enap Magallanes, 2015

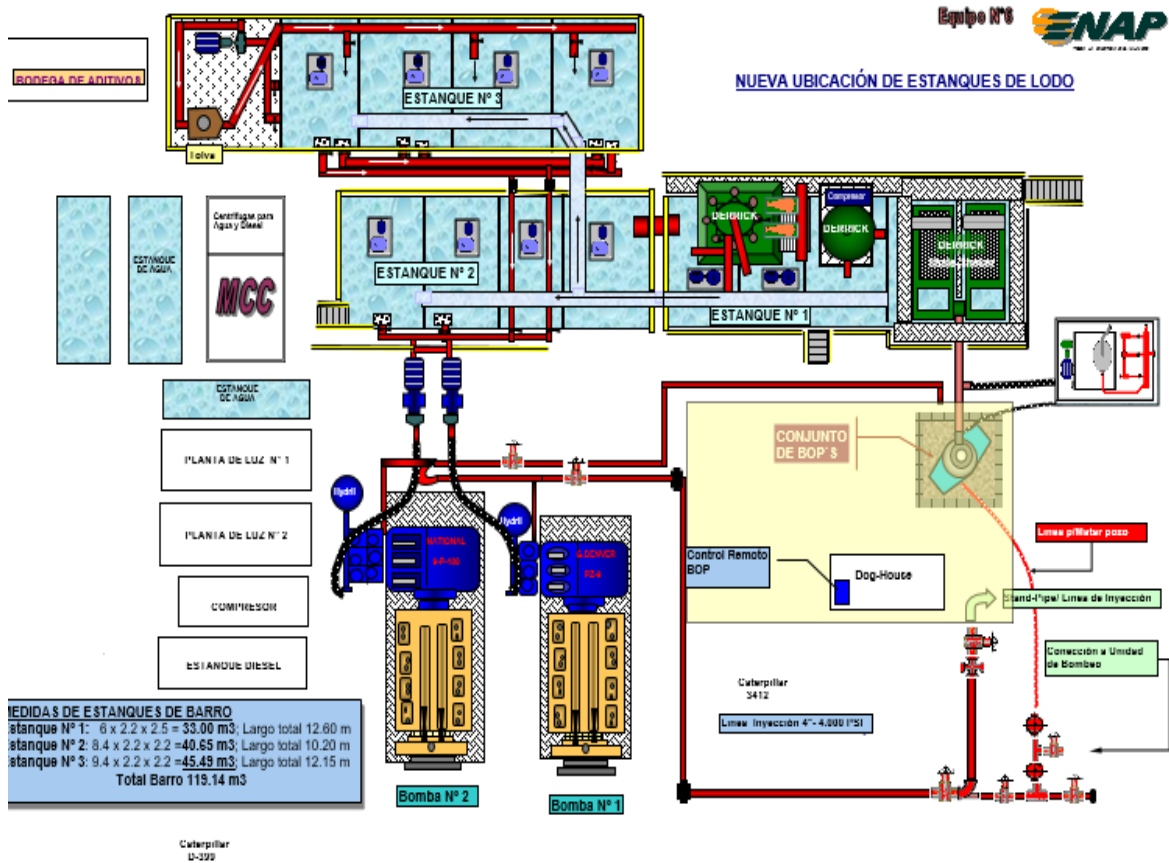


Figura 3-2: Layout del equipo N°6 de Enap.

Fuente: Enap Magallanes, 2014

### 3.2.2 Drillmec HH-300

El equipo llamado DrillMec HH-300, es una maquinaria hidráulica compuesto por los dispositivos mencionados en 2.2.13.1, y que se caracteriza por ser de fácil y rápido montaje, además tiene rieles que permiten en cosa de minutos, moverse de un pozo a otro, pensando en un diseño de multipozos. Por su modernidad y alta tecnología, tiene muchos procesos automatizados, entrega servicios integrales y también posee altos índices de seguridad y eficiencia, generando problemas menores, un mantenimiento simple y escaso tiempo inactivo. De todas formas, presenta desventajas que tienen relación con las condiciones del clima en la isla y la sensibilidad de los dispositivos ante las vibraciones.

Aquí se indican las especificaciones técnicas del equipo, así como los componentes de su configuración en planta y algunas imágenes referenciales.

Especificaciones técnicas	DrillMec HH-300
<b>Temperaturas de servicio</b>	-20 a 40°C
<b>Powertong</b>	De 3,5” hasta 11”
<b>Winche grúa</b>	12.600 kg
<b>Winche bandera</b>	4.000 kg
<b>Canastas</b>	17 con 16 DP c/u de 5”
<b>Tuberías de perforación</b>	S135 o G105
<b>Profundidad máxima</b>	12.000 ft
<b>Top drive</b>	600.000 lb
<b>Peso del equipo</b>	42.000 lb
<b>Torque máximo</b>	36.140 lb-ft
<b>Velocidad de perforación</b>	0 a 200 rpm. Optimo 70 rpm
<b>Generadores</b>	3 Caterpillar. Potencia instalada 4425 HP. Corriente alterna
<b>Bombas</b>	2. Potencia 1300 HP. Presión máxima 5.000 psi. Corriente continúa
<b>Control de sólidos</b>	3 zarandas, desgasificador, desarenador, decantador, Mud cleaner, centrífuga.
<b>BOP</b>	13 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ” y 5.000 psi
<b>Estanques de lodo</b>	6. Capacidad total de 1.200 bbls
<b>Estanques de agua</b>	2. Capacidad total de 1.000 bbls

*Tabla 3-21: Especificaciones técnicas de Drillmec HH-300.*

*Fuente: Ivelic, 2014*



*Figura 3-3: Layout del equipo Petrex.  
Fuente: Registro fotográfico, Agosto 2016.*



*Figura 3-4: Vista frontal del equipo Petrex.  
Fuente: Registro fotográfico, Agosto 2016.*

### **3.3 Cambios implementados entre 2014 y 2015**

El departamento de perforaciones de Enap Magallanes ha trabajado desde los comienzos del proyecto Arenal, por intentar de mejorar constantemente los procesos desde su planificación hasta su ejecución. Es por esto que es importante mostrar datos sobre la optimización para posteriormente comparar con el análisis del nuevo diseño de pozos. Durante los últimos dos años, la empresa estatal ha implementado 4 mejoras que se abordan a continuación.

#### **3.3.1 Patinizar equipos**

Esta mejora nace debido a que en las campañas tradicionales con los equipos de Enap, cada locación instalada podía perforar un solo pozo pues los tiempos de DTM eran largos. Por otro lado, en el bloque Arenal existen múltiples puntos con factibilidad de gas no convencional y notando la posibilidad de ampliar la producción, se comenzó a usar el sistema PAD drilling donde se perforan de 5 a 9 pozos por locación, separados en línea recta a 4 metros de distancia entre cada uno, agilizando el desplazamiento y diversificando la direccionalidad de cada trayectoria evitando colisiones.

Inicialmente se trabajó con el equipo Petrex, que incluye un sistema de deslizamiento por rieles el cual tiene un DTM de 7 a 8 días. Los equipos 6 y 7 de Enap (torres de perforación) no tenían este sistema, por lo tanto, el tiempo sin funcionamiento del equipo era altísimo. Sin embargo, se logró patinizar el equipo 6 y durante los meses finales del 2015 se pusieron rieles al equipo 7, el cual se pretende utilizar para las primeras campañas del 2016.

#### **3.3.2 Diseño y supervisión**

En cuanto al diseño, se modificó la arquitectura de 3 etapas a solo 2, además de eliminar el casing de 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>" y usar uno de 9 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>".

Por el lado de la supervisión, se comenzaron a estandarizar las operaciones pues el equipo 6 y el Petrex usaban diferentes proveedores para sus servicios y materiales. Sumado a esto, se incluyeron reuniones de calidad internas al finalizar un PAD para generar la retroalimentación entre los actores en servicio.

### **3.3.3 Gestión de proveedores**

En lo referido a gestión, se aumentó la competencia en cabezales y las adjudicaciones no fueron parcializadas. También, se extendió el contrato de Petrex con un 5% de descuento en las tarifas diarias y a nivel general, se realizaron contratos por servicios complementarios de mayor plazo (6 meses) y no pozo a pozo.

Una de las medidas con mejores resultados fue la implementación de un nuevo procedimiento para calcular el AFE, pues se incluyó planificación, ejecución y evaluación, de manera que se estandarizan los aspectos administrativos de todas las compañías de servicio y sirvió de prototipo para crear un software en el 2016. Esta medida mejora el control de costos y la estimación de flujos futuros al dejar un registro real de los devengados.

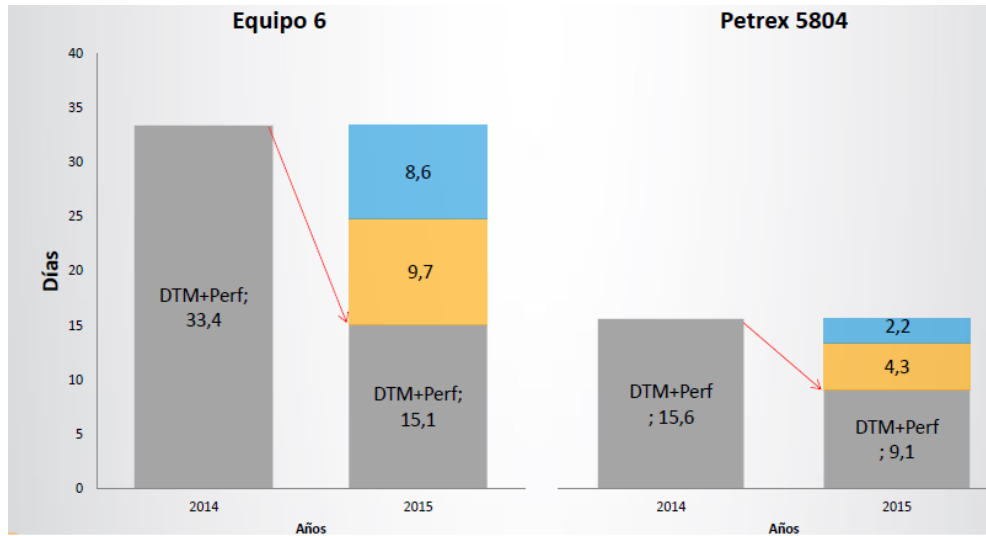
### **3.3.4 Trabajo en equipo**

Lo que se busca es conseguir un trabajo integrado entre todas las funciones y roles que se cumplen en el área de perforaciones, por eso se mantienen los departamentos de ingeniería de perforaciones y el equipo de perforación y servicios. El primero se enfocará en el diseño y supervisión de la faena y el segundo abordará lo referido a las operaciones del equipo de perforación. Además, se incluyó el rol de jefes zonales de perforación que integra ambas secciones en pos de un objetivo común y reforzar el trabajo en equipo.

## **3.4 Desempeño operacional de perforaciones 2014-2015**

Todo lo anterior se traduce en resultados a nivel operativo que generan un buen desempeño para el departamento de ingeniería de perforaciones. Estos resultados son cuantificados en torno a las mejoras operativas que son el diseño y supervisión junto al patinizado de los equipos.

En el caso de diseño, el cambio de arquitectura se traduce en tiempo de perforación y de equipamiento requerido para su ejecución. Por el lado del patinizado del equipo, también es transformado en tiempo DTM (Desarme, Transporte, Montaje) por pozo. Ambos puntos en conjunto indican una disminución de tiempos al entregar un pozo, con una mejora del 120% si se comparan los últimos dos años como se muestra en la figura.



**Figura 3-5: Comparación de desempeño operacional 2014 y 2015.**

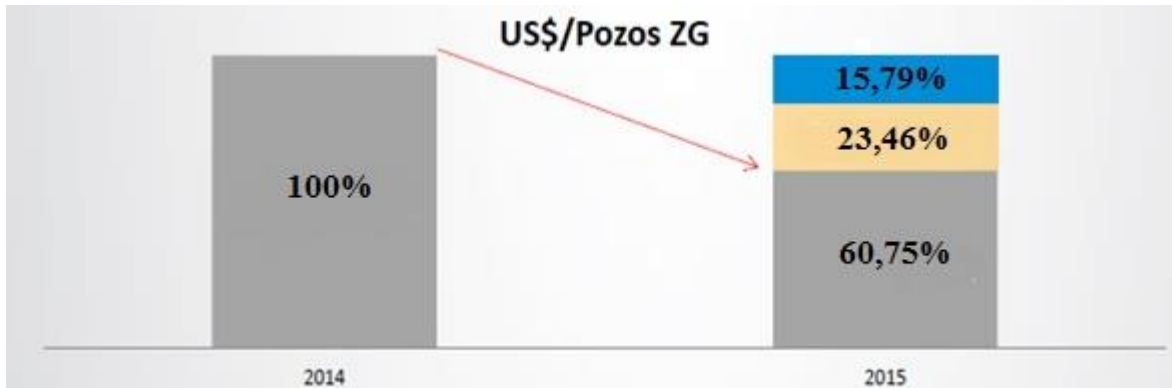
**Fuente: Mundaca, 2015**

Para comprender mejor la Figura 3-5, cada barra gris del gráfico indica el tiempo total de operación en la perforación de un pozo y su variación entre el año 2014 y 2015. El resto de la barra de color azul se refiere al ahorro del tiempo tras la incorporación del patinizado en los equipos de perforación y la barra amarilla se refiere a la disminución del tiempo en el diseño de ingeniería y desarrollo de supervisión en las operaciones. Así se puede visualizar gráficamente la diferencia en el desempeño operacional tras los cambios introducidos en las perforaciones.

### **3.5 Análisis diferencial de costos de perforación 2014-2015**

En base al mismo análisis anterior, se puede calcular cuantitativamente como se traducen estas mejoras en costos para la empresa. En este caso, el desempeño ha generado disminuciones de tiempo lo que se traduce en ahorros de capital.

Por una parte, el incorporar un sistema de deslizamiento al equipo genera un ahorro en DTM y en construcción, ya que simplifica el armado y mantención. Ahora bien, en lo referido al diseño se generan ahorros tangibles, en lo referido a cantidad de materiales y requerimientos de equipamiento, e intangibles, que se pueden cuantificar con respecto a la planificación del proyecto.



**Figura 3-6: Comparación de desempeño económico 2014 y 2015.**

**Fuente: Mundaca, 2015**

Finalmente, si se observa la Figura 3-6 se puede concluir que las estimaciones de costos en cuanto a los intangibles generan un ahorro global de un 40% aproximadamente, estimado por pozo perforado en US \$ 1.000.000. Esto proyectado a un año como el 2015 donde se perforaron 52 pozos, de los cuales 45 fueron de desarrollo ZG en PAD Drilling, genera un ahorro mínimo por campaña anual de US\$45 millones, permitiendo a la empresa estatal aumentar sus proyecciones y zonas de producción para los años futuros.

## **CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE NUEVO DISEÑO DE POZOS**

## 4 CAPÍTULO 4: PROPUESTA DE NUEVO DISEÑO DE POZOS

Si se visualiza el modelo actual de diseño de pozos y el proyecto Arenal junto con las tecnologías existentes, se pueden generar mejores opciones de diseño. Claramente, la idea es lograr el objetivo propuesto por el proyecto, y para ello la optimización es una alternativa factible que podría generar beneficios económicos para la estatal en el área de perforaciones teniendo presente que se requiere de estimulación para generar gas y que se deben conservar los parámetros de seguridad en las operaciones.

Por lo mismo, la base de esta propuesta es disminuir la geometría actual con la que se realizan los pozos, creando pozos esbeltos. Obviamente, esta idea engloba un nuevo análisis de todas las variables explicadas en el capítulo 2, sin embargo, con respecto al modelo actual, hay tópicos que no son alterados y otros con mayor sensibilidad a los cambios, sumado a complicaciones posteriores que serán calculadas, analizadas y verificadas para dar consistencia a la propuesta.

### 4.1 Estado mecánico

Al igual que en el capítulo 3, aquí ahondaremos en cada una de las variables que guiarán al programa de perforación, puesto que nos interesa comprobar teórica y conceptualmente sobre la factibilidad técnica de este diseño. Para ello lo primero es definir qué aspectos no se afectan por la geometría del pozo como el tipo de fluido de perforación y de cementación. Obviamente no se debe dejar de lado la información correspondiente a antecedentes geológicos, antecedentes de ingeniería de reservorios, antecedentes petrofísicos y plan direccional, que son elementos conocidos para el nuevo diseño.

A continuación, se muestra el estado mecánico para el nuevo diseño, resumido en la Tabla 4-1 donde solo se consideran los cambios respecto al modelo de pozos actuales.

Entubación		
<b>Casing</b>	7"	4½"
<b>Tipo casing</b>	K55 (20 lb/ft)	P110 (13,5 lb/ft)
<b>Conexión</b>	Sello clásico	Premium (sello metal-metal)
<b>Cabezal compacto</b>	7 1/16" a 5.000 psi	

**Tabla 4-1: Configuración general del estado mecánico.**

**Fuente: Elaboración propia**

A nivel general, el estado mecánico se mantiene (incluyendo las profundidades de cada etapa) salvo por la geometría de tuberías y el tipo de conexiones que se pretenden utilizar. Con respecto a las otras variables, la cementación, fluido de perforación y configuración del BHA varían los volúmenes de control según el dimensionamiento de cada etapa pero la estructura, los tipos de piezas y las especificaciones de éstas, son las mismas mencionadas en el capítulo 3 en la Tabla 3-15.

## **4.2 Sustento de la propuesta**

Es un hecho que todo diseño está en constante análisis y cambio en pos de mejoras y optimizaciones a lo conocido, sobre todo pensando en el bloque Arenal que presenta bajísimas posibilidades de error o problema geológico, e incluyendo el nuevo sistema de multipozos que entrega la posibilidad de explotar en mayor escala, los reservorios de la Zona Glauconítica. Al ver estas condiciones y el contexto nacional como mundial de pozos no convencionales es necesario mejorar la técnica y ajustar el diseño sobredimensionado.

Además de lo anterior, los motivos para generar una nueva propuesta se basan en la diferencia existente entre la capacidad para producir del pozo y la producción promedio que se obtiene de ellos, generando la opción de un modelo de pozo “tipo” confiable y con los mismos resultados esperados para cualquier otro pozo del bloque, pero a menor costo, respetando los factores de seguridad en cada variable de diseño y disminuyendo la geometría actual.

Para definir la configuración del estado mecánico se tomaron en cuenta las condiciones o situaciones críticas durante el proceso de la perforación. Estas se centran principalmente durante la perforación de la etapa final por las cargas sobre la sarta y luego de finalizar la entubación, cuando se realiza la fractura hidráulica, debido a las altas presiones. Una vez determinado este análisis, se analizaron las consecuencias y modificaciones en otros parámetros de la perforación, como lo referido al fluido de perforación, la configuración del BHA, de los trépanos, la cementación, la instalación de cabezal, el equipo de perforación y la fractura realizada. Todas estas variables serán analizadas para confirmar la factibilidad técnica de la propuesta, y paralelamente se analizará la factibilidad económica. Si ambos tópicos son óptimos, se generará un plan de acción con medidas preventivas y mitigadoras, junto a la posterior implementación de la propuesta como se visualiza en la Figura 4-1.

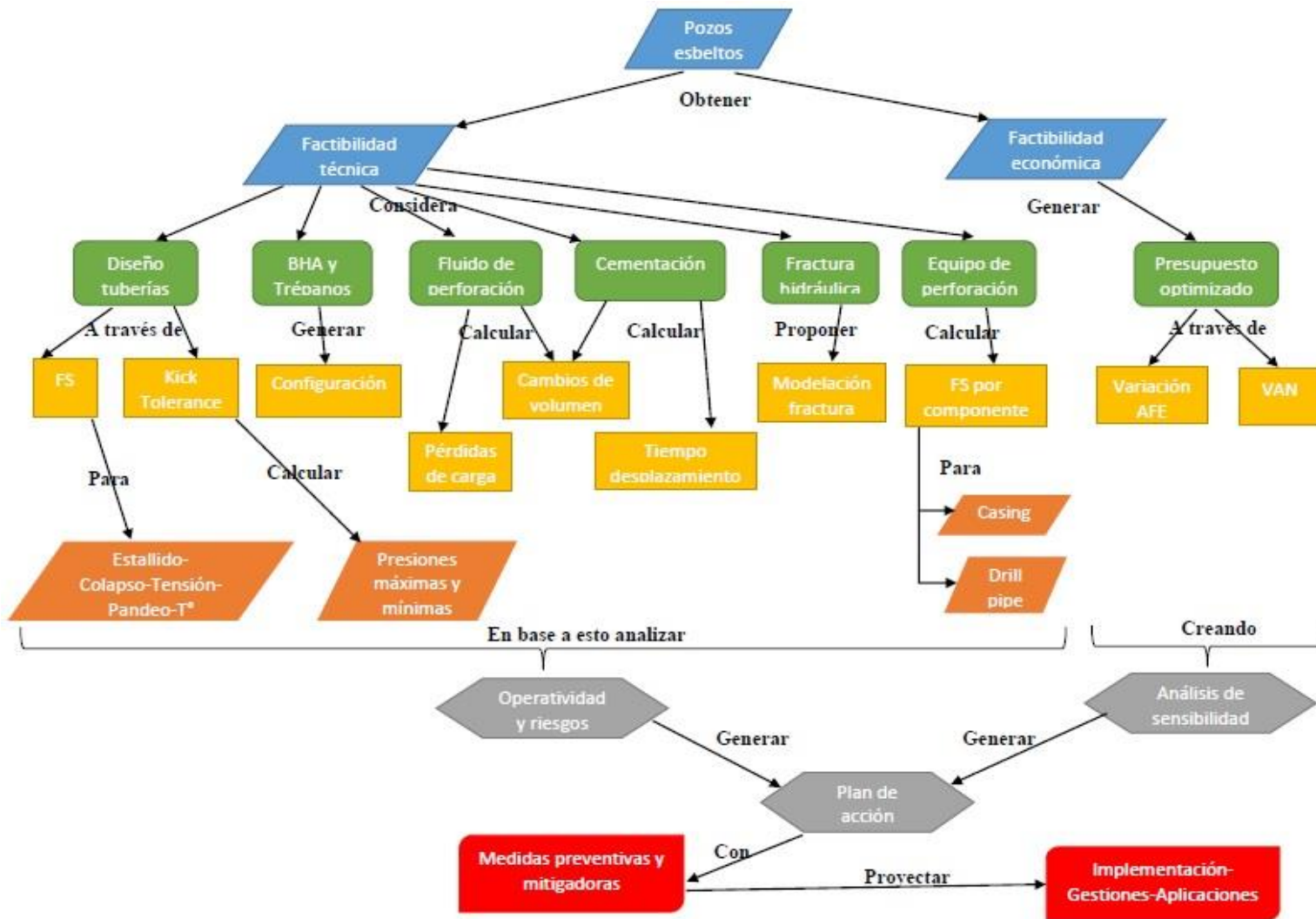


Figura 4-1: Diagrama de flujo para optimización del diseño.

Fuente: Elaboración propia

#### **4.2.1 Diseño de tuberías**

Para realizar el diseño de las tuberías necesarias se realizó un análisis de cargas sobre la sarta de perforación y de revestimiento en base a la geometría definida, esperando que se cumplan los factores de seguridad para cada efecto sobre las tuberías.

Dentro de las cargas a considerar en base a lo establecido en el capítulo 2, se analizará por etapa el efecto del estallido, colapso, flexión, pandeo y las cargas axiales. Pensando en las situaciones críticas como la perforación y la fractura, estas cargas generan los máximos esfuerzos de las tuberías, tanto por las presiones que soportan como por los impactos y fuerza ejercida por el equipo de perforación. También consideraremos la variación en la resistencia producida por las diferencias de temperatura. Para complementar el estudio, se desarrolló la ecuación de Von Mises para cargas biaxiales, situación comparable con lo real para el estado de cargas. Los otros efectos de cargas o de influencia para ambientes corrosivos, no se tomaron en cuenta, pues son despreciables por su efecto en este tipo de pozos. Considerando las ecuaciones desarrolladas en 2.2.8, se entregan los resultados y factores de seguridad obtenidos a lo largo de la profundidad.

##### **4.2.1.1 Etapa 8 $\frac{3}{4}$ "**

Tal como se expresa en las ecuaciones (29), (30), (31) y (32), se calcularon las presiones interna y externa, en base a la densidad ideal del fluido de perforación y el perfil de presiones porales existente. Así se determinó la presión de estallido y colapso de la tubería, de manera que comparando de acuerdo a la presión nominal del casing K-55 de 20 lb/ft con diámetro de 7", calcularon los factores de seguridad cada 50 metros de profundidad.

Para el análisis de fuerzas axiales, se consideró el efecto de la tensión, compresión y de las temperaturas. Por medio del método de Lamé, donde se simplifican las fuerzas axiales en una tubería realizando un desarrollo de cargas en dos sentidos, se obtiene una presión equivalente, a la cual se le suma el efecto producido por el perfil de temperaturas para obtener así una fuerza axial neta, con la que se obtiene el factor de seguridad.

Finalmente, la flexión no se analiza a nivel estructural por lo indicado en el ítem 2.2.8.6, donde se ratifica su irrelevancia en el diseño. En lo que respecta a pandeo, con las presiones ya determinadas se calcula la fuerza de pandeo. Para definir si la influencia de este efecto afecta al diseño de tuberías

se debe determinar el punto neutro, que es la profundidad hasta donde se manifiesta la flexión de la sarta, la cual debiese estar dentro de la profundidad del pozo.

Según lo explicado, se obtienen las máximas presiones de estallido en la superficie de la perforación y de colapso en el fondo del pozo, además de los siguientes resultados en condiciones normales:

$$P \text{ estallido} = 2704 \text{ (psi)}$$

$$P \text{ colapso} = 1009 \text{ (psi)}$$

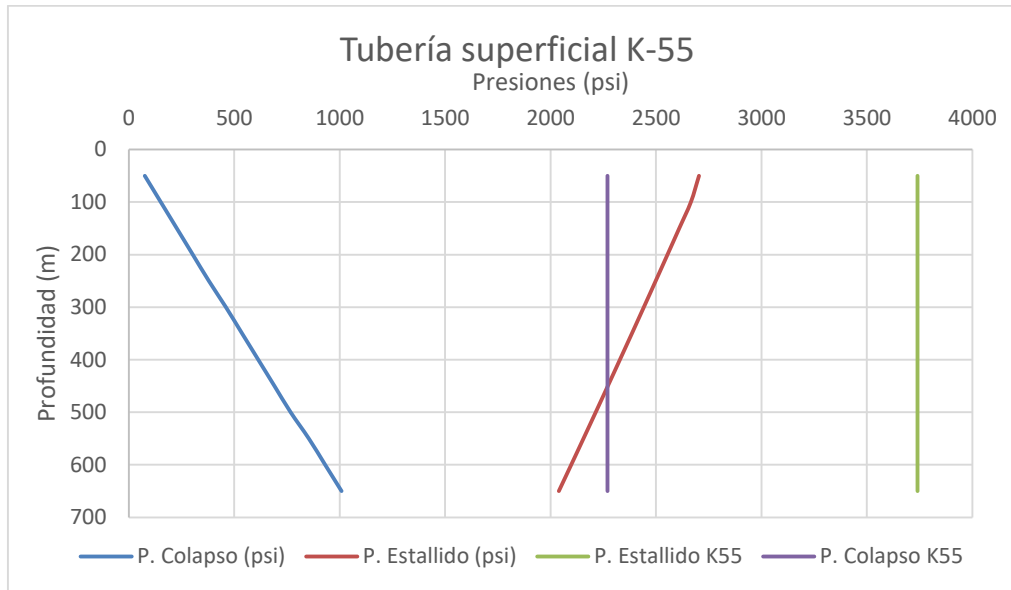
$$P \text{ tensión/compresión} = 30711 \text{ (psi)}$$

Cargas	FS
<b>Estallido</b>	1,38
<b>Colapso</b>	2,25
<b>Tensión</b>	2,59

**Tabla 4-2: Factores de seguridad para propuesta en etapa 1.**

**Fuente: Elaboración propia**

Si se compara la Tabla 2-6 con la Tabla 4-2, no se aprecian problemas en torno a lo establecido por los factores mínimos de diseño, y no se puede disminuir el libraje del casing debido a que en su tipo es el menor de todos. Con el análisis biaxial se alcanza apenas el 55% de la fluencia establecida, además para el pandeo se encuentra el punto neutro crítico a 777 (ft), equivalente a 237 metros, de manera que este fenómeno no presenta mayores complicaciones en esta etapa.



**Figura 4-2: Análisis de cargas de estallido y colapso en etapa 1.**

**Fuente: Elaboración propia**

El detalle del cálculo de presiones, fuerzas y factores de seguridad en cada punto de esta etapa de perforación se puede encontrar en las planillas del Anexo A.

#### **4.2.1.2 Etapa 6 1/8"**

En esta etapa se presentan todas las situaciones críticas con las que se debe diseñar, considerando además que por el casing se produce, por lo que deben respetarse los factores establecidos. Para esta etapa se utiliza una tubería P-110 de 13,5 lb/ft con un diámetro de 4,5". De igual manera como se explicó en el ítem anterior, las presiones y fuerzas sobre el casing se calculan con las mismas ecuaciones y supuestos, solo se modifica la profundidad de la etapa y la geometría de la tubería por lo que las cargas aumentan.

Como se quiere diseñar la tubería para el peor caso, que es la fractura hidráulica, la presión interna se calcula de acuerdo a las condiciones de fractura, esto quiere decir, la presión medida en la cabeza de fractura (explicado en el punto 4.2.5) y la presión de fractura del suelo, obtenida por el gradiente de fractura conocido para el bloque Arenal. Es así como se obtienen las máximas presiones de estallido, de colapso y de cargas axiales, en condiciones críticas del pozo:

$$P_{\text{fractura}} = 4750 \text{ (psi)}$$

$$\text{Gradiente fractura} = 0,73 \text{ (psi/ft)}$$

$$P_{\text{estallido}} = 6.828 \text{ (psi)}$$

$$P_{\text{colapso}} = 3.928 \text{ (psi)}$$

$$P_{\text{tensión/compresión}} = 71.869 \text{ (psi)}$$

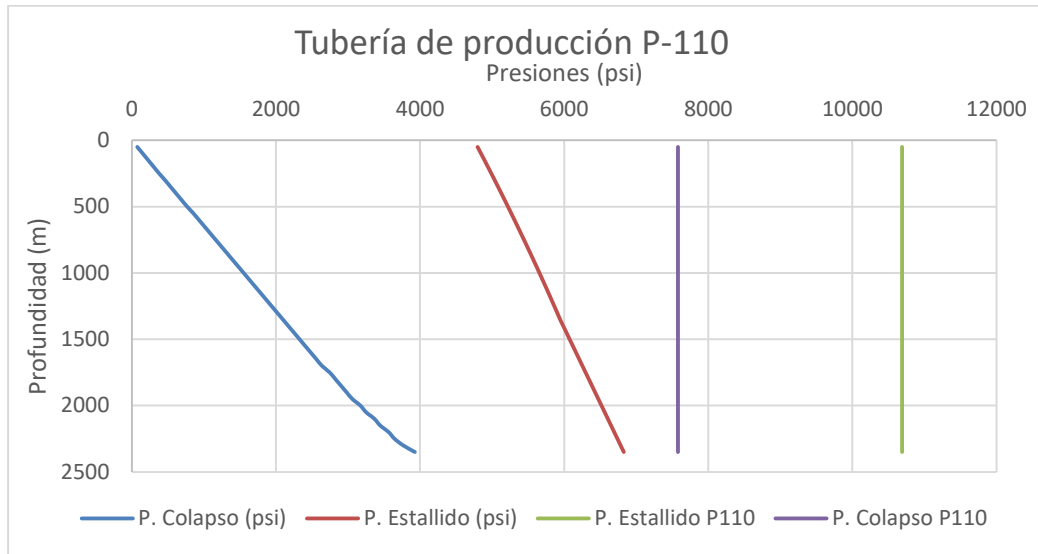
Teniendo presente el modelo escogido, se determinan los factores de seguridad para la peor situación durante la perforación.

Cargas	FS
<b>Estallido</b>	1,57
<b>Colapso</b>	1,93
<b>Tensión</b>	1,86

**Tabla 4-3: Factores de seguridad para propuesta en etapa 2.**

**Fuente: Elaboración propia**

Al igual que en la primera etapa no existen problemas en torno a lo definido para los factores mínimos de diseño, y se utiliza una tubería de bajo libraje para este menor diámetro, pero con mayor resistencia a la fluencia y presiones. De todos modos, se realizó el análisis biaxial y se obtuvo una presión equivalente en el fondo de esta etapa de 71869 (psi), alcanzando el 65% del límite de fluencia. A diferencia de la primera etapa, la operación crítica es la fractura, de manera que las máximas presiones de estallido y de colapso se encuentran en el fondo, de hecho, la presión interna máxima alcanza los 10373 (psi), siendo amortiguado su efecto por las presiones de poros.



**Figura 4-3: Análisis de cargas de estallido y colapso en etapa 2.**

**Fuente: Elaboración propia**

Por otro lado, en lo referido al pandeo, la mayor diferencia de presiones se da en el fondo y al calcular el punto neutro, este llega a los 536 metros, dentro del tramo con topes de cemento, evitando desplazamientos o giros de la tubería.

El detalle del cálculo depresiones, fuerzas y factores de seguridad en cada punto de esta etapa de perforación se puede encontrar en las planillas del Anexo A.

Por el lado de la temperatura, está variación entre la superficie y el fondo de pozo se amortigua por el efecto del fluido de perforación, sin embargo, igual se traduce en un esfuerzo axial que se aplica al peso de la sarta y altera considerablemente la resistencia a la fluencia. Para analizar esto, es necesario determinar la deformación inicial (peso flotante de la sarta) y la deformación de acuerdo al gradiente de temperatura, con lo que se obtiene la deformación total y se puede usar la ecuación (39) para saber cómo se comporta el material.

$\epsilon$ peso	0,00089
$\epsilon$ temp	0,001056
$\epsilon$ total	0,001949
Tensión(lbs)	195235
<b>FS</b>	<b>1,88</b>

**Tabla 4-4: Efectos térmicos en etapa 2.**

**Fuente: Elaboración propia**

Asumiendo que el límite elástico para la deformación de acero es de 0,002, se observa que la temperatura genera una alteración en el material, llegando casi al límite del estado elástico. Esta diferencia puede variar si es que se ajustan las temperaturas a un perfil real y no una aproximación basada en las diferencias entre la superficie y el fondo, sin considerar el efecto regulador del lodo que circula. Es importante mencionar que, si llegase a haber deformación plástica, se agrega como variable el tiempo, y con ello hablamos de la curva de termofluencia. Para definir la degradación de resistencia en este caso, se deben hacer ensayos por material, a diferentes temperaturas y esfuerzos, por lo que se complica la comprobación del diseño, sin embargo, como la deformación está dentro del límite elástico, asumiremos que cumple este rango de comportamiento. De esta forma, se sumaron linealmente las deformaciones, obteniendo la tensión sobre el casing y un factor que cumple con el diseño mínimo en tensión como aparece en la Tabla 4-4.

#### 4.2.1.3 Kick Tolerance

De acuerdo a lo definido en 2.2.12.1, se calculó un volumen de arremetida bajo las siguientes condiciones del pozo y de la nueva geometría propuesta.

Profundidad punto débil	650 mts
Gradiente de fractura	0,73 psi/ft
Peso del lodo en el influjo	9,8 ppg
Diámetro pozo abierto	6,125
Altura BHA	218,33 mts
Diámetro BHA	4,75 plg
Diámetro DP	3,5 plg
Presión de formación	8,85 ppg
Profundidad Total	2.350 mts
Intensidad del kick	0,5 ppg
Peso del Gas	1,93 ppg

Considerando estas variables, y las ecuaciones (49), (50) y (51) se obtuvo, en primer lugar, una presión máxima en el zapato de 536,5 (psi) y una altura del influjo de 250,3 (m), con lo que se obtiene un volumen de kick de 8,9 (bbl). Este valor es inferior al obtenido en los modelos actuales e incluso bajo el estándar dispuesto por Enap, pues al disminuir la geometría se hace más sensible el pozo frente a arremetidas de gas sobre el zapato, por lo tanto, se deben generar medidas preventivas y mitigadoras

considerando que se quiere llevar a cabo este diseño, conociendo los riesgos que esto podría ocasionar frente a una surgencia. Este plan de acción a seguir, se desarrollará más adelante en el numeral 4.5.

Uno de los efectos que genera el kick son las maniobras de surgencia y suaveo por la operación del equipo de perforación. Con estos movimientos de la tubería se generan presiones que podrían provocar un golpe de kick en cada etapa, de manera que se calcularon las presiones considerando las situaciones dispuestas en el ítem 2.12.2 para el sistema con y sin circulación del lodo. Utilizando las ecuaciones del ítem mencionado se obtuvo:

Etapas	Maniobra	P surgencia (psi)	P suaveo (psi)
8 3/4"	Con bomba operando y tubería abierta	378,03	170,79
	Con bomba operando y tubería cerrada	274,41	274,41
	Sin bomba operando	188,06	-94,49
6 1/8"	Con bomba operando y tubería abierta	284,04	1,30
	Con bomba operando y tubería cerrada	64,38	64,38
	Sin bomba operando	41,86	41,86

**Tabla 4-5: Presiones del sistema para distintas maniobras.**

**Fuente: Elaboración propia**

Con esto se definen varios puntos, ya que la presión máxima obtenida es inferior a la máxima generada por la arremetida, de manera que asumimos que estos efectos son secundarios con respecto a lo que podría provocar un kick de gas. Por otro lado, las presiones en la etapa inicial son mayores a la etapa de producción debido a la diferencia de área de cada sección y por ende la velocidad de circulación del lodo aumenta al interior de la sarta, pero disminuye en el anular y por el efecto viscoso generando menores velocidades por efecto y disminución de presión.

#### **4.2.2 Configuración BHA y trépanos**

Determinada la factibilidad técnica de la geometría, se definirá la sarta de perforación para llevar a cabo cada etapa de perforación. La configuración, en cuanto al orden de las piezas de arriba hacia abajo, incluyendo el trépano, así como el tipo de elementos de la sarta, es el mismo usado en los pozos ZG actuales.

#### **4.2.2.1 Etapa 8 3/4” y Etapa 6 1/8”**

Independiente de la etapa que se esté trabajando la configuración es similar como se muestra entre la Tabla 3-2, Tabla 3-3, Tabla 3-4 y Tabla 3-5, y los documentos incluidos en la bibliografía denominados “BHA’s Slimhole” y “Propuesta técnica económica pozo esbelto” de las compañías de servicio.

Evitando ser redundante, solo se aprecian las diferencias de diámetros propias del cambio de geometría y la adecuación correspondiente al BHA, pero, por otro lado, en los trépanos se utiliza la misma pieza, de igual material y cantidad de jets en la salida del chorro, aunque aquí se destaca la única diferencia donde se disminuye el diámetro de los jets en ambas etapas de perforación, pasando de  $18/32$  pulg<sup>2</sup> a  $16/32$  pulg<sup>2</sup> en la etapa de 8 3/4” y pasando de  $16/32$  pulg<sup>2</sup> a  $12/32$  pulg<sup>2</sup> en la etapa de 6 1/8”, para cumplir con la optimización hidráulica establecida para el funcionamiento del proceso y de las pérdidas en esa zona.

#### **4.2.3 Lodos y control de sólidos**

En el caso del modelo propuesto y considerando los requerimientos hidráulicos para completar el pozo, el tipo de lodo para ambas etapas será el mismo del modelo actual, debido a que el cambio de geometría no modifica el control de presiones sobre la perforación, pero sí el volumen de fluido utilizado y el control de sólidos a la salida del pozo. En lo que respecta a productos adicionales, concentraciones y otros aditivos del lodo, estos son similares a lo indicado en el ítem 3.1.3.

##### **4.2.3.1 Fluido de perforación**

Si comparamos los volúmenes en cada sección del pozo propuesto con el actual, vemos una disminución general que alcanza los 150 barriles en la primera etapa y los 400 barriles en la segunda etapa, considerando la misma cantidad de pérdidas. El único aumento visto es en cuanto al nuevo lodo a fabricar desde el inicio de la perforación, que luego minimiza lo necesario para la segunda etapa. El detalle se verifica al comparar las siguientes cantidades con la Tabla 3-6 y Tabla 3-9.

Volúmenes: Sup. + Csg + Pozo + Ad.	Unidad bbls	Perd. + Dilu. Bbls/día
Superficie	450	100
Pozo + W 10%	207	
Adicional	200	
Recuperado	0	
Nuevo a fabricar	857	
Total	857	

**Tabla 4-6: Volúmenes en programa tentativo de 8 3/4”.**

**Fuente: Elaboración propia**

Volúmenes: Sup. + Csg + Pozo + Ad.	Unidad bbls	Perd. + Dilu. Bbls/día
Superficie	450	58
Pozo + W 10%	243	
Adicional	230	
Recibido	600	
Casing Ant.	0	
Nuevo a fabricar	323	
Total	923	

**Tabla 4-7: Volúmenes en programa tentativo de 6 1/8”.**

**Fuente: Elaboración propia**

También se estiman las condiciones reológicas del fluido al interactuar con las formaciones, generando sus propiedades para llevar a cabo el programa, basado en los parámetros medibles en cada intervalo. A diferencia de la Tabla 3-12, existen ensayos como la densidad, la viscosidad, la cantidad de potasio libre, el filtrado y el MBT con variaciones estimadas para controlar el pozo, aumentando la densidad y viscosidad, con mayor filtrado y suponiendo el peor caso, con mayor cantidad de arcillas y menor cantidad de potasio para estabilizar el lodo y minimizar la dispersión de los recortes, por lo cual se aumenta la densidad y algunos aditivos (concentración) para preveer inconvenientes. Dentro de la bibliografía anexa se encuentra el documento “Programa fluidos ESBELTOS” donde se detallan y explican estas modificaciones según la proyección de la compañía de servicio especializada.

Referido a la operación hidráulica y los modelos de fluidos supuestos para cada etapa de perforación, se calcularon las pérdidas en el sistema de manera que se analice la potencia demandada por el equipo y para verificar el comportamiento en cada sección del pozo. Siguiendo lo explicado en el ítem 2.2.7, se calcularon las pérdidas en superficie, en la sarta, en la broca y en el anular, de acuerdo a las ecuaciones (18) a (24), indicadas por tramo de tubería en la siguiente tabla.

Pérdidas		Etapa 8 3/4"	Etapa 6 1/8"
Superficie		14,52 (psi)	12,31 (psi)
Trépanos		656,98 (psi)	1354,17 (psi)
Interior	Drill Pipe	224,76 (psi)	944,19 (psi)
	Heavy weight drill pipe	103,95 (psi)	146,33 (psi)
	Drill Collar 2	191,7 (psi)	56,36 (psi)
	Drill Collar 1	58,29 (psi)	
Anular	Pozo-Tubería	33,77 (psi)	9,17 (psi)
	Drill Collar	17,54 (psi)	15,19 (psi)
	Heavy weight drill pipe	3,98 (psi)	3,95 (psi)
	Drill Pipe	95,11 (psi)	49,98 (psi)

**Tabla 4-8: Pérdidas del sistema por etapa.**

**Fuente: Elaboración propia**

Todos estos cálculos se realizaron considerando un caudal de bombeo de 300 (gpm), obteniendo una pérdida total para la primera etapa de 1.400,6 (psi) y de 2591,7 (psi) para la etapa de producción. Con esas presiones se visualiza que el sistema alcanza el 28% y 52% de su capacidad máxima en presión respectivamente. Analizando la potencia demandada, se requieren 246 (HP) y 454 (HP) en cada etapa, y para comprobar la optimización buscada en el punto 2.2.7.5 se calcula el porcentaje correspondiente al gasto del trépano, obteniendo un 47% y 52% respectivamente, lo que es bajo en relación al 65% buscado, sin embargo, habría que analizar el modelo de fluidos de Ley Exponencial Modificado y aplicarlo para mejorar los cálculos de pérdidas. De todos modos, los resultados obtenidos eran esperables pues al disminuir la geometría iba a aumentar las pérdidas del sistema y con ello, disminuir la optimización hidráulica.

#### **4.2.3.2 Control de sólidos**

El sistema de control y sus dispositivos no se modifican puesto que las condiciones del terreno son iguales, sin embargo, se estima conveniente modificar el diámetro de las mallas de las zarandas, ya que al aumentar la potencia hidráulica y por ende, la velocidad de los chorros de los trépanos, se proyecta una disminución del diámetro de las rocas ante una mayor rotura, lo que afectaría al momento de tratar al lodo para un nuevo uso con exceso de cortes de suelo.

La definición o el cambio del número de la malla en cada equipo dependerá las condiciones actuales del pozo y lo indique el encargado de la preparación de lodos junto con el Company Man., aunque se recomienda aumentar la numeración de las mallas en dos tallas por lo menos.

#### **4.2.4 Diseño de cementación**

Para definir el programa de cementación de la propuesta, se realizó una aproximación teórica en cuanto a volúmenes y rendimientos de la mezcla para sus aditivos por etapa, sin embargo, se obtuvo una modelación de una compañía de servicio con el archivo adjunto en la bibliografía denominado “Prognosis pozo esbelto versión 2.0”, donde las diferencias van del 1% al 4%, de manera que aquí se muestran los resultados obtenidos.

##### **4.2.4.1 Etapa 8 <sup>3</sup>/<sub>4</sub>”**

Considerando la realización de la entubación, se establece la ubicación del collar flotador, zapato y centralizadores. Dejando una altura de cámara de 4 metros y una distancia del zapato al collar de 14 metros, se estableció la colocación de centralizadores según el programa del archivo de respaldo.

Suponiendo que mantenemos el mismo tipo de cementación de los pozos ZG actuales, en cuanto a tipos de lechadas, aditivos y concentraciones, se estiman para esta etapa los siguientes compuestos:

Lechadas	Componentes lechadas						Total lechada (bbl)
	Sólido	Líquido	Aditivos				
	Cemento G	Agua Mezcla	D047	D208	S001	D053	
Scavenger Plus	7.400 kg	69,4 bbl	50 L	30 kg	-	-	<b>84</b>
Convencional	7.700 kg	23,8 bbl	28 L	-	125 kg	-	<b>39</b>
Top Job	2.100 kg	5,5 bbl	7 L	-	75 kg	60 kg	<b>10</b>
Agua	-	84,5 bbl	-	-	-	-	<b>84,5</b>
<b>Total compuestos</b>	<b>17.200 kg</b>	<b>182,75 bbl</b>	<b>85 L</b>	<b>30 kg</b>	<b>200 kg</b>	<b>60 kg</b>	

**Tabla 4-9: Volúmenes y cantidades de lechadas y aditivos.**

**Fuente: Elaboración propia**

Obteniendo esos volúmenes de lechadas y esas cantidades de compuestos para cada una de las preparaciones en la cementación, es que se puede determinar el tiempo de desplazamiento de los líquidos en esta etapa, manteniendo la misma secuencia y caudal bombeado.

SECUENCIA DE DESPLAZAMIENTO				
Nombre	Caudal bbl/min	Volumen bbl	Tiempo min	Comentario
<b>Pausa</b>	0	0	5	Lanza Tapón Inferior
<b>ScavengerPlus</b>	4	84	21	Lechada de Relleno
<b>Convencional</b>	4	39	9,75	Lechada de Fondo
<b>Pausa</b>	0	0	5	Lanza Tapón Superior
<b>Agua</b>	6	80	13,33	Desplazamiento
<b>Agua</b>	3	4,5	1,5	Desplazamiento

**Tabla 4-10: Secuencia de desplazamiento de las lechadas.**

**Fuente: Elaboración propia**

De esta manera, la primera etapa de cementación dura aproximadamente 55,6 minutos generando una disminución de un 29% en los tiempos de desplazamiento y una baja de un 42% en cuanto al volumen total de lechadas requeridas respecto de los pozos actuales.

#### 4.2.4.2 Etapa 6 1/8"

Siguiendo la etapa final de perforación y luego de entubar se ubica el zapato, el collar flotador y los centralizadores manteniendo las mismas alturas de cámara y del collar con respecto a la etapa anterior, lo que varía en la zona de producción es que la cementación es solo sobre los 500 metros basales, y en este tramo (de interés) se distribuyen los centralizadores.

Suponiendo que mantenemos el mismo tipo de cementación de los pozos ZG actuales, en cuanto a tipos de lechadas y aditivos, se estiman que para esta etapa se requieren 198 barriles de agua para todas las mezclas. De todos modos, existen otras tres opciones para aislación en esta etapa que también son utilizadas en el bloque Arenal, pero que para efectos de la propuesta solo consideraremos el convencional puesto que más adelante, en un análisis de sensibilidad, por la variación de los costos por sus propiedades específicas, entregan mayor seguridad y condiciones de operatividad necesarios para realizar pozos esbeltos, por los inconvenientes que estos generan.

Lechadas	Componentes lechadas											Total lechada (bbl)
	Sólido	Líquido	Aditivos									
	Cemento G	Agua Mezcla	D047	D080	D167	D197	D122	F103	L064	D151	D182	
Convencional	7500 kg	21,3 bbl	26 L	57 L	34 kg	19 L	-	-	-	-	-	36
CW7	-	29,1 bbl	-	-	-	-	57 L	76 L	38 L	-	-	30
MUDPUSH II	-	29,2 bbl	-	-	-	-	-	38 L	38 L	4500 kg	57 kg	40
Agua	-	118,8 bbl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	118,8
Total compuestos	7500 kg	198,4 bbl	26 L	57 L	34 kg	19 L	57 L	114 L	76 L	4500 kg	57 kg	

*Tabla 4-11: Volúmenes y cantidades de lechadas y aditivos.*

*Fuente: Elaboración propia*

Obteniendo esos volúmenes de lechadas y esas cantidades de compuestos para cada una de las preparaciones en la cementación, es que se puede determinar el tiempo de desplazamiento de los líquidos en esta etapa, manteniendo la misma secuencia y caudal bombeado.

SECUENCIA DE DESPLAZAMIENTO				
Nombre	Caudal bbl/min	Volumen bbl	Tiempo min	Comentario
MUDPUSH II	5	10	2	Espaciador
CW7	5	30	6	Lavador Químico
MUDPUSH II	5	30	6	Espaciador
Pausa	0	0	0	Suelta Tapón Inferior
Convencional	5	34	6,8	Lechada Convencional
Pausa	0	0	0	Lavado de Líneas
Pausa	0	0	0	Suelta Tapón Superior
Agua	6	110	18,33	Desplazamiento
Agua	3	4,4	1,47	Desplazamiento

*Tabla 4-12: Secuencia de desplazamiento de las lechadas.*

*Fuente: Elaboración propia*

De esta manera, la primera etapa de cementación dura aproximadamente 41 minutos generando una disminución de un 41% en los tiempos de desplazamiento y una baja de un 39% en cuanto al volumen total de lechadas requeridas respecto de los pozos actuales.

#### **4.2.5 Fractura hidráulica esperada**

El trabajo de fractura es una operación difícil de modelar por las variables consideradas, donde se simula en base a estudios experimentales y es altamente usado en la industria, que entrega datos o estimaciones que tienen alta variabilidad entre un suelo y otro o que no pueden verificarse efectivamente. Aunque suene contradictorio, al modelar una fractura hidráulica, no puede comprobarse su efectividad hasta que ésta comience a producir, e incluso, aun así, no es posible definir con exactitud su alcance en el reservorio porque se requiere de la última tecnología para poder visualizar la geometría de su extensión, algo que nuestro país no ha usado, por costos y porque independiente del desarrollo final de la fractura, se han alcanzado los resultados esperados en producción. Obviamente, la modelación se realiza mediante un software especializado que basa su proyección en curvas empíricas para un fluido no Newtoniano, y para el caso de este análisis, se solicitó a una compañía de servicio de Enap la realización de esta simulación bajo los parámetros y variables definidos anteriormente por este estudio. Pese a solicitar esta información, es importante conocer y entender el trabajo de fractura, y el fundamento para definir las variables que dominan el

comportamiento del proceso. Los puntos más importantes para tener en cuenta son los establecidos en la sección 2.2.11 sobre lo referido al potencial del reservorio, la geometría de la fractura, las presiones sobre el casing, el fluido de fractura y el agente apuntalante.

En torno a la geometría, se busca alcanzar la máxima horizontalidad al mayor ancho posible. Estas dos dimensiones dependen de la conductividad de la formación que se relaciona con la permeabilidad y porosidad de la roca. La longitud de la fractura depende del caudal de bombeo y el colchón inicial que se impulsa, ya que mientras mayor sean estas cantidades, más gana la fractura mejorando la capacidad de transporte del agente sostén. En lo referido al ancho, éste depende de la viscosidad del fluido junto con las propiedades de la roca, por lo que mientras se incrementa esta condición se ayuda a la longitud, pero, por otro lado, aumenta la presión neta sobre la roca, haciendo que la fractura se propague en altura. Esta última dimensión es la que quiere controlarse y disminuirse al máximo porque hace que la modelación no cumpla lo esperado y la producción sea menor.

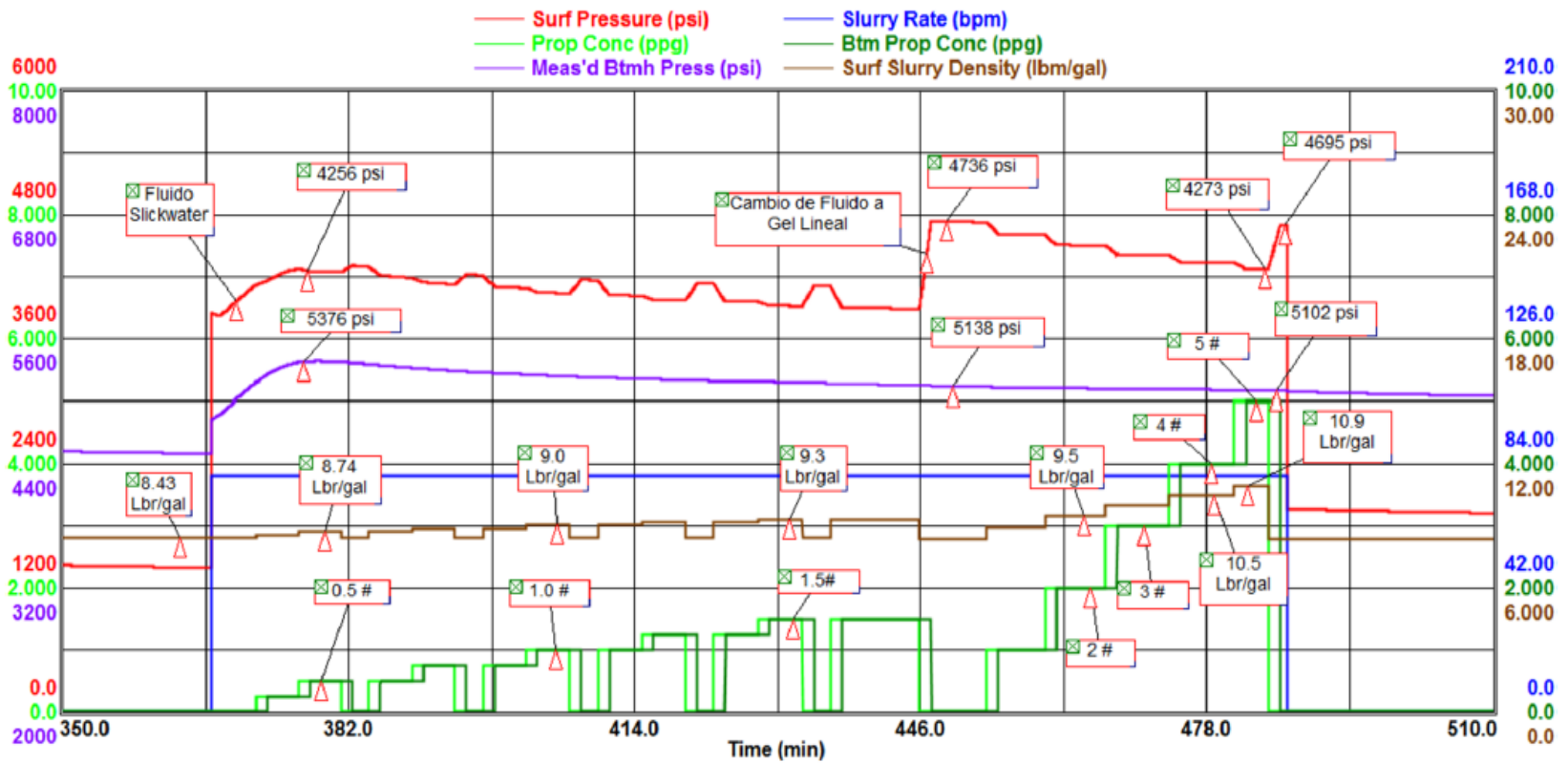
Las presiones durante esta operación se determinan mediante dos pruebas, ya que el pozo en estado estático recibe un fluido de alto peso molecular y propiedades reológicas que es bombeado a alta velocidad hasta romper las rocas generando un aumento considerable de presión interna, externa y en cabeza, dependiendo del caudal y diámetro de la tubería. En primer lugar, está la prueba de inyectividad, en la cual se bombea solo agua a través del trépano al perforar y mediante la cual se obtiene el gradiente de fractura en el pozo. Posterior a esta prueba y previo a la operación de estimulación, se realiza el Minifrac, prueba en la que se bombea 2 veces la capacidad total del pozo de un fluido de agua solo con aditivos, con el fin de ajustar los parámetros del modelo, como el gradiente definido en la inyectividad, el gradiente de temperaturas y algunas propiedades de las rocas. Con esto, y siguiendo las ecuaciones (44) a la (48) se obtienen los gradientes y las máximas presiones en el fondo y en superficie.

Toda la operación se realiza con un fluido de comportamiento no Newtoniano. En todos los pozos ZG del bloque Arenal, se está utilizando actualmente, una combinación de fluidos al fracturar, llamando a este proceso un modelo híbrido. Esta dualidad de fluidos se debe a las condiciones del pozo y a las propiedades esperadas en la interacción con la formación, como la capacidad de transporte, baja pérdida de fluido, por la fricción, y aumentar la longitud del ala. En los pozos ZG se usa slick water y gel lineal, donde ambos son a base agua, pero el primero cuenta con el agente sostén de mayor tamaño y algunos aditivos mientras que el segundo, con polímeros inhibidores y apuntalante de menor tamaño. Entre los aditivos que se requieren para ambos fluidos se encuentran reductores de

fricción, surfactante, estabilizador de arcillas, ruptores (para el gel), estabilizador de pH y viscosificante.

Finalmente, respecto del agente sostén, esta es arena tratada y clasificada por granulometría, la que se encarga de abrir la formación. En general, se usa arena Ottawa de tamaño  $40/70$  y  $20/40$  y CarboBond  $20/40$ , que es una arena resinada para controlar un gran influjo de arena. Para modelar el comportamiento de las presiones se consideraron los parámetros más altos vistos en el bloque, referidos al gradiente de fractura, al caudal de bombeo y a la concentración de propante, con ello se pone un caso crítico, que posterior a este estudio sería posible ajustar y corregir de acuerdo a los resultados obtenidos en producción y en flujo de retorno, variables que no se pueden estimar con exactitud pero de las que se tienen referencias de los modelos actuales, de manera que se podrían comparar y analizar para ver la factibilidad de aumentar el volumen de extracción y aumentar la recuperación de volumen de fluido con aditivos inyectado (cercana al 22%) que contamina la formación.

En la Figura 4-4 se muestra la simulación de presiones en torno a todos los parámetros antes definidos, donde se considera como efecto crítico el estallido y colapso en el fondo, y en cabeza, para un caudal de 80 bpm. En base a las presiones de la simulación, se realizó el diseño de tuberías explicado en el ítem 4.2.1, verificando los factores de diseño mínimos.



Casing	Caudal	Conc Max	Fluidos
4 1/2"	80 bpm	5 #	Slickwater / Gel Lineal

Figura 4-4: Simulación de fractura híbrida en pozo esbelto.

Fuente: Weatherford, 2015

### 4.3 Dimensionamiento de equipo de perforación

Considerando lo explicado en 2.2.13.3, se va a diseñar el equipo en base a la nueva configuración de revestimiento y de la sarta de perforación. En primer lugar, sería bueno indicar si los equipos actuales cumplen con las solicitudes para posteriormente, ver la posibilidad de emplear un equipo nuevo.

Basado en las ecuaciones de la sección mencionada para un equipo convencional (equipo 6) y aplicándolas al equipo automatizado de la compañía Petrex, se obtienen los factores de diseño y de seguridad para el cable de perforación, el gancho, la tensión, la potencia instalada y la potencia de las bombas en el caso de la sarta de perforación y la sarta de revestimiento. Para estos cálculos se consideraron algunas variables, supuestas en base a la experiencia recopilada, y las especificaciones técnicas de cada parte del equipo (capacidad máxima, eficiencia, peso, etc) indicados a continuación:

- Overpull: 100.000 lbs
- Capacidad cable DrillMec: A1 80%
- Drillpipe: G-105
- Velocidad Casing (entubación): 120 ft/min
- Velocidad perforación (circulando y rotando + overpull): 20 ft/min
- Velocidad rotación: 100 rpm (Torque óptimo)

CASING	Equipos	FD Cable	FS Gancho	FD Tensión	FS Potencia instalada	FS Potencia bombas
		<b>Equipo 6</b>	4,4	2,5	1,8	1,1
	<b>DrillMec HH-300</b>	4,7	2,6	1,8	1,8	3,1
DRILL PIPE	<b>Equipo 6</b>	4,0	2,3	1,1	0,9	2,2
	<b>DrillMec HH-300</b>	4,3	2,4	1,1	1,2	3,1

**Tabla 4-13: Factores de diseño y seguridad para equipos de perforación actuales.**

**Fuente: Elaboración propia**

Observando la Tabla 4-13 se aprecian las diferencias entre un equipo convencional y uno automatizado, pese a que ambos equipos cumplen con los requerimientos sugeridos para perforar un pozo esbelto, presentan una diferencia en cuanto a la potencia para el equipo, sin embargo, se observa que se cumple el factor mínimo establecido para efectos de tensión, del gancho y del cable sobre la sarta.

Por lo anterior, se puede adecuar el equipo al requerimiento del modelo propuesto, disminuyendo esta sobrevaloración y mejorar la capacidad de potencia instalada, para lo cual se propone utilizar un equipo automatizado por las diferencias que genera con el equipo convencional en tiempos de trabajo, DTM, capacidad y eficiencias de dispositivos. De esta forma, se analizará la factibilidad de utilizar el DrillMec HH-220 como se detalla en la Tabla 4-14, verificando con las ecuaciones (62) a (67) el cumplimiento de los factores de diseño.

DrillMec HH-220	Sartas	FD Cable	FS Gancho	FD Tensión	FS Potencia instalada	FS Potencia bombas
	<b>Revestimiento</b>	3,2	1,9	1,8	1,5	3,1
<b>Perforación</b>	2,9	1,7	1,1	1,2	3,1	

**Tabla 4-14: Factores de diseño y seguridad para equipo de perforación propuesto.**

**Fuente: Elaboración propia**

Como se aprecia, el equipo cumple las condiciones establecidas, y teniendo presente que es de menor capacidad que los utilizados, se ve una disminución en los factores de diseño, pero dentro del margen. En el caso de la potencia, las bombas son las mismas a su similar HH-300 por eso no hay cambio y sobre la potencia del equipo, el factor de seguridad es el mismo para ambas sartas pues en este caso el top drive es de menor torque, la eficiencia del motor es mayor y como se disminuye la potencia instalada, se genera esta similitud.

Finalmente, con respecto al efecto de la tensión en la sarta de perforación, el factor de seguridad utilizando DP G-105 es cercano a 1,1 considerando un máximo overpull y la tubería en el aire. Claramente, el margen es menor ante algún evento o pega de tubería que solicite mayor esfuerzo de tracción, por lo que se recomienda el cambio de DP por un tipo S-135 de 13,3 lb/ft que entrega un FS de 1,4.

#### **4.4 Proyecciones operativas**

Para darle cuerpo a la propuesta es necesario proyectar los cambios y efectos que estos tendrán en la operación de perforación a nivel de ejecución. Por esto se debe analizar y verificar el tiempo, la

secuencia de trabajo y los nuevos elementos o dispositivos necesarios para asegurar la factibilidad técnica.

#### **4.4.1 Curva tiempo v/s profundidad**

Para elaborar una curva donde se aprecien estas dos variables, se considera el equipo de perforación a utilizar y las condiciones del suelo. Esto ya se conoce y por simplicidad, pues aún no se ha desarrollado ningún pozo de estas características con este nuevo equipo, se considerará que no hay variación de tiempo con respecto al modelo actual, estimando que por pozo la perforación tardará 8 días en promedio, donde la primera etapa tarda un poco más de 2 días y la etapa final tarda 5 días, si es que no existen inconvenientes ni retrasos en cada uno de los planes dentro del programa de perforación.

#### **4.4.2 Secuencia de perforación**

##### **4.4.2.1 Previo al inicio de la perforación**

Como este diseño se pensó en base a la realización de un sistema multipozos, antes de realizar la primera perforación es necesario tener los resguardos mínimos para no tener inconvenientes. Las acciones previas a considerar en pozos esbeltos son:

- Como se pretende perforar los pozos en forma completa, se deberá revisar que todos los elementos necesarios se encuentren en la locación (aditivos, herramientas, materiales de entubación, materiales de contingencia). Además, se deberá disponer de una píldora de ahogo de 150 bbls con densidad de 11 ppg, la cual se mantendrá en reserva.
- Verificar el nivel de la fosa luego de la perforación de cada pozo. Avisar con anticipación en caso de alcanzar el límite máximo de cortes para gestionar camiones que puedan extraer este material. En caso de no poder conseguir estos medios, se deberá detener la perforación hasta vaciarla a un volumen de sólidos que no rebalse la fosa.
- Durante la fase del antepozo, será necesario tener un plan de contingencia. Si hay pérdida de fluidos por el pozo durante los primeros metros perforados de la zona de grava, se deberá controlar bombeando algún material obturante para sellar la zona fracturada. Teniendo controlada

la pérdida, se deberá retirar el tacho guía y soldar a la base, luego se deberá ensanchar hasta 12 metros bajo la zona de pérdida, para finalmente entubar con el casing de conducción y cementar. Terminado esto, se procede con el desarrollo de las etapas de perforación.

#### **4.4.2.2 Durante la perforación**

Para el caso de direccional, este se analiza en base al tipo de pozos proyectados. En un sistema PAD, los pozos se encuentran a 4 metros de distancia, por lo tanto, es importante mantener la verticalidad en el primer tramo de perforación para evitar la colisión en profundidades someras (menores a 200 metros). Por otro lado, mientras antes se desvíe el pozo hacia el objetivo, menor probabilidad de colisión existe, de manera que llevará un registro continuo y se formará el KOP pasado los 200 metros bajo la mesa, con lo que se garantiza menos desviación e inconvenientes al entubar. De todas formas, se deben considerar las siguientes medidas preventivas para controlar el plan direccional.

- a) Deslizar entre 3 y 4 metros a una profundidad de 30 metros. Este deslizamiento debe ser orientado hacia el cuadrante para alejarse de los pozos cercanos.
- b) Tomar registros hasta que se haya garantizado la orientación del pozo hacia el cuadrante proyectado. Obtener factores de separación mayores a  $1,5^\circ$ , de lo contrario avisar inmediatamente.
- c) Monitorear en todo momento los cortes de zarandas y si se detecta rastro de cemento o metal, se debe detener la perforación e informar al Company Man.
- d) Monitorear viscosidad del lodo para garantizar buena capacidad de arrastre.
- e) Si se detectan pérdidas de fluido, se deberá detener la perforación, controlar la pérdida con material obturante y reducir el caudal al mínimo para disminuir la densidad equivalente.

Durante la etapa final es crucial la instalación del cabezal compacto y del conjunto BOP de  $7 \frac{1}{16}$ " de 5.000 psi de acuerdo al manual establecido por la compañía Cameron.

#### **4.4.3 Incorporación de nuevos elementos**

A nivel global, el modelo propuesto se basa en el diseño actual de pozos ZG para el bloque Arenal, pero al modificarse la geometría, influye en los tamaños y diámetros de los elementos y herramientas utilizadas para realizar la operación, por eso se habla de nuevos elementos. Al mismo tiempo, esta

variación de dimensiones genera que el diseño pueda optimizarse aún más y llegar a cambiar el equipo de perforación, de manera que todas estas innovaciones serán consideradas en la Tabla 4-15, sin considerar el equipo y materiales de contingencia, que igual deben incluirse en la planificación.

Herramientas Etapa 8 ¾"	Herramientas Etapa 6 ½"
Tijera de perforación 6 ¾"	Tijera de perforación 4 ¾"
Estabilizadores 8 ⅛"	Estabilizadores 5 ⅞"
Trépano de 8 ¾"	Trépano PDC de 6 ⅛"
Entubación de 7" por pozo	Entubación de 4 ½" por pozo
Collar flotador 7" K-55 20 lb/ft BTC	Collar flotador 4 ½" P-110 13,5 lb/ft BTC
Zapata flotador 7" K-55/20 lb/ft BTC	Zapata flotador 4 ½" P-110/13,5 lb/ft BTC
Tapón superior e inferior 7"	Tapón superior e inferior 4 ½"
Centralizador 7" OD	Centralizador 4 ½" OD
Stop rings 7"	Stop rings 4 ½"
Casing 7" OD 20 lb/ft K-55 BTC R3	Casing 4 ½" OD 13,5 lb/ft P-110 BTC R3

**Tabla 4-15: Elementos requeridos para nuevo diseño.**

**Fuente: Elaboración propia**

#### **4.5 Análisis de riesgos operativos**

Parte de la metodología de trabajo considera un análisis de riesgo para cambios de esta naturaleza. En este caso se analizarán los riesgos diferenciales de la propuesta en estudio, donde la idea es prevenir futuras condiciones que se produzcan antes, durante y tras la ejecución del pozo, generando medidas mitigadoras en caso de inconvenientes para darle mayor sustento a la propuesta.

##### **4.5.1 Modificaciones en estabilizadores**

Dentro de la configuración del BHA para ambas etapas, el único elemento con el que se debe tener cuidado por su desempeño son los estabilizadores. Esto se debe al mayor diámetro que presentan respecto a la sarta y en caso de atascamiento de la tubería requiere del uso del martillo o de operaciones manuales como cortes o desgaste con equipos especializados sobre el estabilizador. Ante la posibilidad de estos arreglos, es importante considerar medidas, pues el martillo requiere apoyo y las condiciones de un pozo esbelto dificultan el accionar de los dispositivos manuales.

### Medidas preventivas

- Descartar el uso de estabilizadores de Tungsteno en el hombro superior con el fin de permitir cortes en caso de ser necesario frente a un evento crítico o pega de tubería.
- Considerar un material de estabilizador más blando, manteniendo su buen funcionamiento, pero facilitando el corte de la pieza.
- Considerar en la configuración de cada BHA, un estabilizador con menor diámetro del propuesto.

### Medidas mitigadoras

- Aumentar la carga de sobre estiramiento al máximo permitido por el equipo de perforación.
- Buscar y utilizar herramientas especializadas con mayor potencia y eficiencia en pequeños espacios de maniobra.

#### **4.5.2 Cargas sobre la tubería**

Al diseñar las tuberías para revestir el pozo, la etapa de mayor cuidado es la de producción. En esta propuesta, se hace un análisis teórico en base a lo estudiado en el capítulo 2. Pensando en los supuestos definidos, se cumplen los factores mínimos de diseño en la operación crítica del modelo como es la fractura hidráulica para los casos de estallido, colapso y tensión, pero al evaluar el efecto de la temperatura y el efecto de cargas biaxiales se aprecian valores cercanos el límite de fluencia, generando cierta incertidumbre que se pretende controlar con las siguientes medidas.

### Medidas preventivas

- Entrenar al personal con cursos de prevención ante pegas de tuberías, en especial a Company Man, jefes de equipos y perforadores.
- Mantener un set de herramientas de pesca que permitan atender potenciales pegas de tuberías o herramientas atrapadas en el pozo.
- En el caso del efecto de la temperatura, se debe trabajar con el perfil de temperaturas real del fondo y se debe realizar un análisis no lineal de las deformaciones por este efecto, de manera que se defina si se sobrepasa el límite elástico.

- Realizar el diseño de tuberías en base a las cargas definidas en un software especializado para incluir todos los efectos de cargas presentes, las combinaciones críticas en cada operación y en torno a esto, ejecutar un modelo de cargas triaxiales para ratificar la factibilidad de la tubería considerada.

#### Medidas mitigadoras

- Modificar la combinación y la concentración de aditivos o del propante en los fluidos de fractura, o disminuir el caudal inyectado, para reducir la fricción y, por ende, disminuir la presión de fractura, generando mayor margen en el modelo biaxial de cargas.

#### **4.5.3 Kick tolerance**

Este fenómeno es siempre considerado por su sensibilidad ante los golpes de gas que recibe el zapato de la primera etapa. Como este evento depende del volumen formado en el fondo del pozo, al tener menor diámetro, aumenta la altura y sube más rápido, generando menor tiempo de reacción ante una surgencia y por ende problemas en el cierre del pozo cuando haya una emergencia, factor de altísima importancia. Considerando que bajo el estándar IPM se debe cumplir un volumen mínimo de tolerancia y en este caso no se alcanza, se establecen las siguientes medidas:

#### Medidas preventivas

- Considerar en el diseño un peso del lodo mayor a 9 ppg, de manera que se pueda controlar el pozo ante alguna arremetida, debido al poco tiempo de reacción que se tiene.
- Mantener y calibrar de forma correcta, todos los sensores y dispositivos de control de fluidos y sólidos en el equipo de perforación, para tener rápida certeza de algún evento de una arremetida, y actuar a tiempo.

#### Medidas mitigadoras

- Cerrar el pozo inmediatamente a través de la BOP y todas sus válvulas para evitar accidentes.
- Controlar el pozo mediante una “píldora” de un lodo de alto peso (lodo de dominio), circulando a una velocidad de bombeo constante y lenta. El peso del lodo debe ejercer presión para amortiguar la arremetida, pero no debe alcanzar la fractura sino generará pérdida de circulación.

- Verificar que se cuente con un sistema de medición de incrementos de volúmenes en superficie sensible a los cambios (1 bbl).

#### **4.5.4 Cementación**

Dentro de la perforación, la aislación debe ser precisa. La precisión se entrega cuando el diseño de la cementación y la secuencia de desplazamiento de las lechadas son exitosas, logrando unir los tapones. Como esta es una proyección que se visualiza mediante la medición de la presión en la cabeza de cementación, a veces sobrepasa el volumen máximo estipulado sin generar la junta entre tapones, lo que genera una cementación del fondo incompleta o que presenta agua u otro fluido espaciador, dando inestabilidad a esa zona. Es allí donde se determina que siga el bombeo, dentro de cierto margen de volumen, que es el que se encuentra en la cámara, bajo el zapato flotador, y el cual puede modificarse para amortiguar los riesgos que traería bombear un volumen extra pero insuficiente.

##### Medidas preventivas

- Aumentar la altura de la cámara del fondo de pozo para la primera etapa, de 4 metros a 6 metros (mínimo) para obtener al menos el 97% del volumen de cámara del modelo actual de pozos ZG.
- Aumentar la altura del collar flotador para la primera etapa, de 14 metros a 20 metros (mínimo) para obtener al menos el 75% del volumen de cámara del modelo actual de pozos ZG.
- Aumentar la altura de la cámara del fondo de pozo para la segunda etapa, de 4 metros a 6 metros (mínimo) para obtener al menos el 80% del volumen de cámara del modelo actual de pozos ZG.
- Aumentar la altura del collar flotador para la segunda etapa, de 14 metros a 16 metros (mínimo) para obtener al menos el 75% del volumen de cámara del modelo actual de pozos ZG.
- Incluir en el diseño, la instalación de un shoe track de 3 joints en el fondo del pozo, en vez de 2 joints actualmente utilizados.
- Dentro del diseño de la cementación, considerar la modificación de la lechada de cemento por una de mayor flexibilidad u otras propiedades que permitan solucionar alguna operación crítica en esta etapa.

##### Medidas mitigadoras

- Si a pesar de bombear la lechada en todo el espacio de la cámara sin conseguir la junta de los tapones, se debe bombear agua a alta presión intentando alcanzar este punto. Si aun así no se

alcanza la unión, se debe cerrar el pozo a alta presión, esperando el tiempo mínimo de fraguado para que la aislación alcance la resistencia requerida.

- De todas formas, se debe hacer la evaluación de cemento a través los registros eléctricos (CBL-VDL-GR-CCL) y analizar con esos resultados el punto frágil dentro de la cementación, de manera que el punzado de los cañones se encuentre en zona bien cementada.

#### **4.5.5 Cambio de equipo de perforación**

Uno de los riesgos operativos que podría generar más ruido es el pensar en otro equipo de perforación no utilizado por Enap, pues además de las gestiones necesarias para adjudicar un contrato de ese tipo, no se ha visto en funcionamiento en la isla, por lo que todo el análisis en base a los factores de diseño y seguridad podría omitir otras variables, que provocan un grado de incertidumbre sobre su real rendimiento.

##### Medidas preventivas

- Analizar mediante software, cada uno de los dispositivos del equipo, capacidades y los tiempos de operación proyectados.
- Hacer pruebas y correcciones a los equipos mecánicos para mejorar su rendimiento en situaciones reales de trabajo.

##### Medidas mitigadoras

- En caso de no presentar buen desempeño en la perforación o generar graves problemas en la operación, se puede utilizar el drillmec HH-300 o el equipo 6 de Enap, que cumplen con las solicitudes, aunque deben hacerse ciertas mejoras y adecuaciones.
- Dentro de las mejoras se considera la renovación de las bombas de impulsión del lodo de perforación, puesto que su capacidad está ajustada al factor de diseño y presentan una larga vida útil por lo que repararla podría ser contradictorio económicamente.

#### **4.5.6 Riesgos medio ambientales en la fractura**

En torno a la fractura, se mencionó anteriormente todos los efectos que provoca en el medio ambiente y sus consecuencias. Además, se estableció que es necesario mencionar medidas que puedan ser incluidas en el modelo de pozos ZG esbeltos para prevenir problemas medio ambientales.

##### Medidas preventivas

- Realizar un informe hidrogeológico donde se indiquen las afecciones sobre acuíferos superficiales, profundos, artesianos o geotermales del bloque Arenal.
- Crear una red de control hidrogeológica dentro de un radio de alcance que mida periódicamente la presencia de lodos, fluidos de fractura, gases o agua de formación.
- Establecer una red que controle la emisión de gases por los equipos de estimulación y la extracción del pozo durante la fractura.
- Evaluar el peligro sísmico antes de iniciar operaciones incluyendo fallas y placas activas.
- Disminuir, dentro de lo posible, el volumen de fluidos de estimulación inyectados de acuerdo a la simulación de fractura.

##### Medidas mitigadoras

- No existen estudios concluyentes sobre una forma de mitigar los efectos de la fractura una vez ejecutada. Esto es materia de otro estudio específico en el área ambiental.

#### **4.6 Otras consideraciones al implementar la propuesta**

##### **4.6.1 Implementación de la propuesta**

Para poder implementar el diseño existen una serie de acciones que se deben planificar para darle una mayor confiabilidad al modelo y una factibilidad operativa, desde el punto de vista de las posibilidades que hay de llevar a cabo todo lo propuesto con seguridad y con los resultados esperados. Es así como se desglosarán todas estas medidas y futuras actividades, dentro de las consideraciones iniciales para ejecutar el proyecto, junto con las modificaciones que involucran a cada uno de los programas dentro de la perforación y estimulación sumados a las gestiones administrativas y ejecutivas que se requieren para abarcar todas las áreas de la propuesta.

Lo primero que debe aplicarse es la realización de pozos esbeltos de prueba. Llevando a cabo las medidas anteriores y pensando en la implementación del modelo, se deben ejecutar algunos pozos en forma inicial, donde se pueda ver el comportamiento del equipo de perforación, de las nuevas tuberías y los problemas que se puedan ocasionar al aplicar las otras faenas del programa. Con esto se generará una base de datos en cuanto a los puntos relevantes del diseño que se corregirán o incluirán en posteriores pozos.

#### **4.6.2 Modificaciones, adecuaciones o correcciones por programa**

Se deben contemplar todos los cambios y arreglos necesarios para ejecutar el diseño, incluyendo correcciones en torno a información que no es precisa o que se supone y podría influir en alguno de los programas dentro de la perforación y de la fractura.

Con respecto a las modificaciones, se deben considerar todos los cambios en torno al diámetro y a tamaños de los elementos y herramientas requeridos para el modelo, de acuerdo al detalle de cada programa.

- En el plan direccional, se modificarán los tamaños de los trépanos, de acuerdo a las dimensiones del pozo, y se disminuirá el diámetro de las boquillas. Por el lado del BHA, se cambiarán los diámetros de las sartas de cada etapa, de acuerdo al propuesto para la buena operación del pozo.
- En el programa de fluidos de perforación, se modificarán las zarandas usadas en control de sólidos, disminuyendo su numeración, según la etapa de perforación.
- En el diseño de tuberías, es posible considerar que estas nuevas tuberías tengan una conexión Premium en vez de la BTC, mejorando el rendimiento en las uniones ante altas presiones.
- El programa de cementación será similar al actual, con menor volumen requerido para cada etapa. Aparte de la lechada convencional para el tramo productivo, existen otras tres opciones, que varían en calidad debido a los rendimientos, funcionalidad y las propiedades específicas.

- Con relación al conjunto cabezal, este también disminuirá de tamaño junto a su válvula conectora, la BOP y el árbol de producción, manteniendo los requerimientos de presiones esperados, pero con diámetro de  $7 \frac{1}{16}$ ".
- Se puede desarrollar este diseño con menor potencia instalada y capacidad de algunos dispositivos (taladro, bombas), por eso se recomienda modificar el equipo, pensando en uno automatizado e hidráulico. Además, disminuirán las tuberías de perforación, considerando que probablemente se requieran drill pipe de mayor resistencia.

En relación a las adecuaciones, estas tienen relación con cambios sobre el diseño actual de pozos ZG en cada uno de los programas antes mencionados y posibles opciones de ajustes con respecto a lo ya planteado en algunas variables.

- En torno a la geometría del pozo, es posible adecuar el diámetro de la primera etapa de perforación y en vez de considerarlo de  $8 \frac{3}{4}$ " dejarlo de  $8 \frac{1}{2}$ ". Según las configuraciones de pozo-revestidor es posible, pero habría que realizar un nuevo análisis en torno a las variables que se alterarían como fluidos, lechadas, presiones y kick tolerance, además de los riesgos presentes. Esto se puede considerar si se quiere seguir optimizando el diseño.
- Para los equipos de perforación utilizados es necesario realizar ciertos arreglos. En lo referido al equipo 6, es importante revisar y ajustar las bombas para no usarlas a su máxima capacidad, porque tienen muchos años de uso. Si no es factible o genera otro punto de operación, se podría cotizar una bomba con capacidad similar a la del equipo HH-220. En cuanto al HH-300, la sobredimensión de capacidad y potencia necesaria permite que se trabaje con holgura y sin exigir a las bombas o motores, aunque no es el óptimo.
- Para la fractura hidráulica se debe adecuar el modelo simulado a las nuevas variables. Hay que verificar con una compañía de servicio especializada, si es posible bombear al máximo caudal diseñado (por las presiones generadas) y modificar las cantidades de aditivos o propantes para lograr la geometría estimada.

Ahora bien, pensando en algunas correcciones en cada programa, hay que precisar y detallar algunos parámetros de la modelación porque pueden provocar errores en el diseño o que se considere un supuesto que realmente es conservador o sobre estimado.

- En base al programa de fluidos de perforación, se definió el modelo de la mecánica de fluidos de cada etapa, pero existe uno llamado ley exponencial modificada que genera mejores estimaciones.
- Se debe incluir al diseño, el perfil de temperaturas medidas en el sector, ya que permite realizar un análisis de esfuerzo y deformación certero.
- El estado de cargas biaxial desarrollado, debe ser verificado por uno triaxial. Esto generará mayores o menores solicitaciones que son amortiguadas por el efecto de otras cargas.
- Para determinar los factores de diseño y seguridad del equipo de perforación, se utilizó en todos los casos, la base teórica de un sistema de izaje convencional, que es distinto a los sistemas automatizados e hidráulicos, por lo que es mejor revisar el dimensionamiento basado en una torre no convencional como el HH-220 o el HH-300.

Teniendo presente todas estas acciones, reparos y arreglos, se puede planificar y gestionar la realización de un diseño de pozos ZG esbeltos, barajando todas las posibilidades y opciones.

#### **4.6.3 Gestiones y decisiones**

Para concretar cada una de las acciones necesarias de la propuesta, viene el proceso de gestión y de toma de decisiones que debe analizar y definir la empresa, pues este estudio considera las ventajas y desventajas del diseño, junto a medidas que pueden solucionar o disminuir estos riesgos, además de analizar las proyecciones técnicas, operativas y económicas que esto generaría.

En cuanto a las gestiones requeridas se debe tener presente en orden cronológico que se debe:

- Solicitar a las compañías de servicio especializadas, una modelación oficial de cada uno de los programas que considera la perforación, en base a los parámetros modificados y definidos en el capítulo 4. Reunir estos planes, corroborar con los ingenieros de pozos de Enap y elaborar un programa de perforación a realizar.
- Junto con estas modelaciones, incluir una propuesta de AFE respectiva para el caso de arriendo y compra de algunos elementos requeridos en cada programa.

- Comprar o adquirir nuevas herramientas y materiales, considerando los casing, el material de contingencia, el conjunto cabezal, trépanos, configuración de BHA, zarandas, BOP y otros elementos menores que se requieren.
- Revisar en las bodegas e inventarios de Enap, cuáles son los elementos, herramientas o equipos que posee la empresa, con el fin de disminuir la inversión inicial. Junto con ello, inspeccionar, reparar y adecuar todos aquellos implementos que se requieran para la operación del pozo esbelto.
- Abrir una licitación con los requerimientos del equipo de perforación automatizado e hidráulico dimensionado. La idea es gestionar un contrato a plazo fijo para el uso del equipo donde se incluyan las modificaciones del punto anterior en cuanto a elementos y piezas. Tener presente que esta licitación se realizaría considerando que los equipos de Enap están en funcionamiento.
- Cotizar nuevas bombas con mayor potencia y compatibles para el equipo 6 y 7 de Enap. Posterior a esto, se puede realizar la instalación de las bombas al equipo para tenerlo como opción en caso de que se complique la gestión o licitación del equipo automatizado, o para aumentar la producción de pozos.

Con respecto a las decisiones que se deben tomar, estas se consideran en relación a los inconvenientes o dificultades planteadas en la factibilidad técnica del diseño, y cuál de todas las opciones propuestas genera mejores resultados además de un costo rentable. Enap debe considerar los siguientes puntos:

- En el diseño de tuberías para el caso crítico (fractura), luego de perfeccionar la modelación de las cargas mediante un software existente, se debe determinar si en la etapa de producción se utilizará tubería P-110 de 13,5 lb/ft o de mayor libraje.
- En lo referido al Kick tolerance, no se cumple el volumen mínimo establecido por norma. Por ello se debe generar un plan de contingencia, pensando en la realización del modelo de forma segura, donde se incorporen las medidas preventivas y mitigadoras mencionadas. De lo contrario, si se decide no hacer modificaciones, sería importante considerar un aumento de volumen y del peso de la píldora de lodo para controlar el pozo y una mejora en los sistemas de control ante arremetidas.

- En cuanto a la configuración del BHA y en específico del estabilizador de la sarta, se debe determinar si se cambia el material de esta pieza por uno más blando y si existen herramientas especiales para trabajar en pequeños espacios en caso de que la sarta se atasque.
- Del programa de cementación, se debe aumentar la altura de la cámara del fondo del pozo y por ende aumentar la profundidad del collar flotador, para aumentar el margen de bombeo en caso de que no se concrete la unión de tapones. Se propone aumentar la cámara entre 2 y 6 metros, según el volumen que se quiera dejar en el fondo, pero lo más importante es que se debe definir el tipo de lechada de aislación para la etapa de producción en base a las condiciones que éste manifieste y las proyecciones económicas definidas por el VAN de cada lechada.
- En relación al equipo de perforación, independiente si es mecánico o automático, existe una decisión que debe realizarse en torno a los DP. Debido a las cargas esperadas, más el sobre estiramiento, hay un punto de la sarta de perforación que está cercano al límite de fluencia, por lo que se recomienda cambiar toda la sarta G-105 por S-135, para dar mayor margen de seguridad.
- Para la fractura hidráulica, se debe probar la simulación de esta operación, para posteriormente decidir si es óptima la estimulación en base a la producción alcanzada, la cuantificación del flujo de retorno, de los propantes y aditivos usados.

#### **4.6.4 Acciones post implementación de la propuesta**

Dentro de las proyecciones de la empresa estatal, en lo referido al proyecto Arenal y a otros proyectos, está la idea de ampliar el rango de producción con nuevos tipos de pozos o con el mismo diseño, pero en más lugares de la isla o del continente, donde hay reservorios con alto potencial pero que se trabajan con la geometría actual e incluso con una mayor. Obviamente un análisis de este tipo generaría tema como para otra memoria por su extensión y los factores que afectan al modelo propuesto, pero de todos modos hay parámetros que mandan en un diseño de pozos, de manera que se definirán algunas acciones para tener en cuenta en el caso de que se quiera implementar esta propuesta frente a otros escenarios.

#### 4.6.4.1 Aplicaciones en pozos horizontales

Teniendo presente que estamos ubicados en el mismo bloque del estudio, para pensar en aplicar este diseño en pozos horizontales es necesario enumerar todas las variables que determinan un buen diseño y como se ven alteradas al desviar la trayectoria, además de su influencia en el modelo esbelto.

La principal ventaja que genera una perforación de este tipo es el aumento del índice de productividad entre dos a cinco veces, debido al aumento del área de drenaje y por abarcar en mayor longitud al espesor del yacimiento. Sin embargo, esta productividad se contrarresta con el alto costo de perforación por el mayor tiempo de uso del equipo de perforación, además de las complicaciones en la limpieza del pozo, el requerimiento de fluidos y herramientas especiales para prevenir el daño de la formación y los problemas ocasionados por el control del pozo y las cargas sobre las tuberías. Por esto mismo, es fundamental analizar las siguientes características geológicas del reservorio:

- Porosidad
- Temperatura
- Propiedades de las rocas y sus formaciones
- Permeabilidad horizontal y vertical
- Espesor del yacimiento

Esto es conocido por Enap, por lo tanto, se podría estimar la producción y el crecimiento de este índice, donde se esperan buenos resultados. Sin embargo, hay que considerar todas las complicaciones y cambios en cada programa dentro de la perforación, como aquí se indican:

- En la configuración del BHA, debería incluirse una nueva pieza que proteja del desgaste excesivo a la sarta en las zonas de desviación.
- Se debería analizar el programa de trépanos y su rendimiento en pozos de este tipo, por la desviación que sufrirá y las formaciones que atravesará. Es probable que deba incluirse herramientas especiales para controlar la dirección.
- En el programa de fluidos, se tendrá que incluir algún aditivo de lubricación en el lodo para reducir el torque y arrastre. Además, se deberá considerar la optimización hidráulica como un

parámetro de diseño debido a los problemas de limpieza que se podrían generar si no se sacan los finos, junto con el desgaste prematuro del trépano y una lenta penetración.

- En el plan direccional, habría que definir el tipo de terminación va a tener el pozo, que puede ser desde un hoyo abierto hasta un pozo cementado y ranurado. Esto deberá considerar la inclusión de una tubería flexible de menor diámetro y otras modificaciones en el tipo de lechada requerida.
- En el diseño de tuberías, se tienen que verificar los factores de diseño de los casing utilizados, así como la aparición de presiones anormales. Dentro de las cargas esperadas, quizás no exista diferencias con el pozo esbelto, pero el efecto de la flexión, de la torsión, del arrastre y de las cargas axiales se alterará y generará mayores esfuerzos reflejados en el gancho del equipo.
- Con respecto al equipo de perforación, se debe definir la nueva configuración de la sarta de perforación. Con esto, se puede estimar la potencia y capacidad de cada elemento para determinar un buen dimensionamiento, aunque se proyecta la utilización de equipos similares, porque tienen mayor resistencia y potencia, y para un pozo horizontal se generan mayores pérdidas.
- En la fractura hidráulica, la simulación dependerá del tipo de terminación del pozo y la extensión en longitud que alcanza dentro del reservorio, por ende, esta modelación variará, no en todos los elementos o fluidos, sino que, en volumen de inyección, caudal de bombeo y presiones esperadas en cabeza, de manera que seguirá siendo una operación crítica dentro del diseño.

Para aplicar un modelo esbelto en pozos horizontales, habría que analizar de nuevo cada uno de estos puntos y luego determinar la rentabilidad que se genera. Esto es imposible de estimar ahora pues el nivel de producción esperado debiese aumentar considerablemente, pero los costos de operación y la inversión inicial también son mayores sin tener una referencia previa dentro de la experiencia de Enap. De todos modos, se espera que sea una opción interesante de analizar y posiblemente rentable en comparación con el costo de varios pozos direccionales (aproximadamente 4).

#### **4.6.4.2 Aplicaciones en pozos direccionales para otros bloques**

Este trabajo se enfocó en torno al proyecto Arenal para aportar a conseguir los objetivos allí propuestos, así como optimizar una operación que, en algunas variables, estaba sobre dimensionada. Ahora bien, si se piensa en el mismo diseño de pozos esbeltos, pero para otro bloque, aparecen

múltiples interrogantes de acuerdo a los cambios esperados, que serían importantes de considerar debido a la posibilidad de instaurar un modelo de este tipo en lugares donde las formaciones y las rocas también son conocidas, pero presentan otras características y condiciones.

Para ajustar esta propuesta a una aplicación en otro lugar, hay que analizar inicialmente los siguientes parámetros y definir como influirán en el desarrollo del modelo.

- Ubicación y profundidad del reservorio: Determinará la extensión del pozo y el grado de desviación necesario, lo que modificaría la configuración del BHA y de la sarta de revestimiento, en longitud y probablemente en tipos de tuberías.
- Composición y propiedades de las rocas de cada formación: Los antecedentes geológicos definirán modificaciones en el programa de los trépanos y a su vez esto provocará alteraciones en los fluidos de perforación.
- Características petrofísicas del bloque: Junto con la información geológica, es fundamental conocer la condición en la que se encuentra el hidrocarburo, de manera que se pueda conocer el potencial que presenta y diseñar la estimulación que requiere.

Una vez definidas estas condiciones y características, lo que queda es ajustar el modelo de pozo esbelto para alcanzar la zona de producción, pues los tres puntos mencionados son esenciales en la obtención de información que entregue éxito geológico. Por ejemplo, en el bloque escogido, puede ser otra formación que tiene tight gas, con ello puede cambiar la profundidad, el tipo de materiales y las presiones sobre la sarta. Eso altera los tipos de trépanos y lodos de perforación, también los parámetros de cementación y del equipo. Las mediciones tomadas no son las mismas, pues puede ser que el bloque tenga mayor presencia de gas o napas a distintas profundidades, y para realizar la fractura se requiera un diseño diferente pensando en el gradiente de fractura y la presencia de zonas de fallas.

Finalmente, todos estos cambios y adecuaciones al modelo de pozo esbelto para cualquier bloque, tendrán la base del diseño actual y de la propuesta explicada, en cuanto a tipos de materiales, fluidos, lechadas y equipos, aunque dependiendo de la zona de perforación, es cuánto y cómo variará cada uno de los programas.

## **CAPÍTULO V: PROYECCIONES ECONÓMICAS**

## **5 CAPÍTULO 5: PROYECCIONES ECONÓMICAS**

La propuesta de pozos esbeltos también genera implicancias económicas en el presupuesto de la empresa estatal, sobre todo pensando en las múltiples modificaciones que se realizarían con respecto al modelo trabajado. Por ello, y pensando en que existe una factibilidad técnica comprobada, se deben analizar los costos e inversiones necesarias para llevar a cabo el proyecto, y proyectándolo a 20 años basado en el objetivo inicial que lleva el proyecto Arenal, considerando supuestos conservadores e incluyendo la variabilidad de los costos de mercado.

Para el diseño de pozos esbeltos ZG en el bloque Arenal, corresponde verificar la factibilidad económica, pues se busca generar un sustento global que certifique un cierto grado de optimización generado para Enap en alguna de las áreas de trabajo. Con esto, la determinación de llevar a cabo el programa propuesto de manera exploratoria o para desarrollo abarcará todas las variables y futuras proyecciones que la estatal considere para los siguientes años. En este capítulo se detallarán todas las estimaciones económicas relevantes al llevar a cabo el modelo propuesto, incluyendo el AFE y el VAN. También, se realizará un análisis comparativo en relación a los actuales pozos ZG en Arenal y para que quede aún más evidenciado, se mostrará un breve análisis de sensibilidad sobre las variables que sufren un cambio trascendental entre lo existente y lo proyectado.

### **5.1 Variación porcentual con respecto al AFE**

El AFE es un documento presupuestario que detalla los gastos estimados de la perforación, incluyendo la excavación, la preparación del lugar, la tasa de arriendo del equipo de perforación, los costos de los materiales y herramientas, la cementación y sus registros previos, entre otros ítems. En base a este documento se aprueba la autorización de gastos y posterior ejecución del diseño, pero por políticas de privacidad de la empresa, no se pueden detallar ni publicar los costos en cada uno de los programas en términos absolutos. Sin embargo, es necesario mostrar de manera gráfica como afecta en el presupuesto, las modificaciones pensadas para un pozo esbelto, por lo que se expondrá la Tabla 5-1 con la variación porcentual de cada AFE en relación al diseño actual, asumiendo que para la operación de fractura hidráulica no se altera su modelación y por ende tampoco sus costos, y también considerando que el cambio de válvulas preventoras (BOP) no implica una nueva inversión debido a que son elementos que posee Enap en su inventario.

<b>Costos variables</b>	<b><math>\Delta\%</math> pozo actual-esbelto</b>
<b>Tuberías</b>	-27,71%
<b>Trépanos</b>	-18,68%
<b>BHA y direccional</b>	-9,25%
<b>Lodos y control de sólidos</b>	-18,79%
<b>Cementación</b>	-22,05%
<b>Conjunto cabezal y válvulas</b>	0%
<b>Equipo de perforación</b>	0%
<b>Promedio por pozo</b>	-13,78%

**Tabla 5-1: Variación porcentual del AFE.**

**Fuente: Elaboración propia**

Se debe tener presente que, para elaborar este cuadro comparativo, se reunieron los AFEs referenciales de las diferentes compañías de servicio que trabajan con Enap. Con respecto a los resultados, los valores negativos indican un ahorro para la empresa debido a un menor costo de los elementos para cada programa, por lo mismo es que solo se enfocó el trabajo en los costos que varían de acuerdo al nuevo modelo, dejando los costos fijos como constantes.

A su vez, se asumió de manera conservadora, que dos costos variables no presentan cambio, como el conjunto cabezal y el costo por alquiler del equipo de perforación. En el primer caso, no se consideró variación pese a disminuir el tamaño del conjunto, porque no se recibió información de la compañía, dándole un contexto real en relación al diseño. En lo referido al equipo de perforación, se toma en cuenta el equipo escogido (HH-220) y el mismo tiempo de trabajo que para el equipo HH-300, pero siendo preciso en el detalle, este último debería disminuir. Además, los costos de operación diarios deberían presentar diferencias entre ambos equipos, por sus especificaciones técnicas, pero también se asumen como similares.

Otras especificaciones importantes de explicar tienen relación con los trépanos y las lechadas de cementación. Para este análisis, se consideró en el caso de los trépanos, que uno de ellos es comprado y el otro es arrendado por pozo. Para la broca comprada, esta tiene una duración de 3 pozos como mínimo. Con respecto a las lechadas de aislación de la etapa de producción, la compañía de servicio ofrece cuatro alternativas que serán discutidas más adelante, pero dentro de las cuales existen tres de

ellas que han sido utilizadas previamente en el bloque Arenal, por lo que se incluirá la sensibilidad de estas opciones en la propuesta.

## 5.2 VAN

Para evaluar el impacto económico de esta iniciativa dentro del Proyecto Arenal, se asume una campaña tipo de 20 pozos por año, proyectando los flujos futuros a una tasa de retorno de 9,6% (tasa utilizada por ENAP en la actualidad) durante 20 años y con una inversión inicial de 300.000 USD. Además, se tomó en cuenta como ingreso, la diferencia de costos entre el modelo actual y el modelo propuesto, generando un indicador comparativo respecto de la situación existente.

Finalmente, se obtiene un VAN positivo, lo que indica una buena rentabilidad de la propuesta, independiente de la inversión que es baja por la adquisición de nuevos materiales y herramientas. Esto se manifiesta en el ahorro presupuestario que realizaría la empresa anualmente al producir la cantidad de pozos estimados para los siguientes años, y considerando la utilización de la tasa de retorno para la obtención del VAN. Claramente esta estimación es muy conservadora puesto que el promedio de pozos perforados entre el 2014 y 2015 es superior a 40 y de seguir trabajando en el bloque Arenal, la probabilidad de que esta cantidad de pozos disminuya es baja pues depende solo del presupuesto que tenga el departamento y las proyecciones de la empresa. De todos modos, el resumen de la proyección del VAN se adjunta en el Anexo B. Aquí solo se indicarán valores referenciales, donde la cantidad de pozos perforados anualmente es constante, como se ve en Tabla 5-2:

<i>Tiempo</i>	<i>0 – 20 AÑOS</i>
<i>N° pozos</i>	<i>20</i>
<i>VAN (USD)</i>	<i>21.091.251</i>

**Tabla 5-2: VAN proyectado según número de pozos perforados.**

**Fuente: Elaboración propia**

Las expectativas sobre la óptima factibilidad económica que generaría la realización del modelo propuesto, indican un ahorro por pozo estimado en USD \$ 122.218. Sin duda, otro indicador que corrobora los resultados de esta tesis.

### 5.3 Análisis de sensibilidad

Los análisis de sensibilidad para varias variables permiten visualizar la variación e influencia de una variable respecto de otra considerada en el diseño de un modelo. En este caso, se pretende proyectar económicamente, referido al valor del VAN y al ahorro por pozo para la condición conservadora, la sensibilidad de los pozos esbeltos frente a las condiciones que reciben mayor influencia al modificarse la geometría, como son el tipo de equipo de perforación (pensando en las opciones existentes), la tubería de revestimiento, el tamaño y resistencia del conjunto cabezal, y el tipo de cementación utilizada. Se relacionaron todas estas variables en parejas para mostrar cuales son los indicadores con tendencia a la sensibilidad de cambios en los costos. Estas tablas se pueden ver en el Anexo B junto a unas tablas tipo resumen comparativo respecto al VAN proyectado y al ahorro por pozo donde se pueden apreciar tendencias.

La base de este estudio considera el análisis de las operaciones críticas y como afectan al nuevo diseño de pozos, por eso de estas cuatro variables iniciales es posible obviar el efecto de los costos de casing cuyo valor es relativo de acuerdo a los precios de mercado y esa influencia puede ocurrir para casing de menor diámetro como para los del modelo actual. También se obvió la influencia sobre el costo del equipo de perforación bajo el mismo supuesto referido a que su costo es un valor de mercado fluctuante. Con ello, nuestro análisis de sensibilidad se reduce el costo del conjunto cabezal y los tipos de lechadas empleadas para la cementación como muestra la Tabla 5-3.

Ahorro por pozo(USD)		CONJUNTO CABEZAL				
		80%	90%	100%	110%	120%
CEMENTACIÓN	Convencional	130.730	125.963	122.218	117.749	112.295
	Easy block	122.438	115.716	111.941	107.472	102.018
	Lead tail	118.058	111.337	107.562	103.093	97.639
	Flexstone	115.615	108.894	105.119	100.650	95.196

**Tabla 5-3: Análisis de sensibilidad Cabezal/Cementación.**

**Fuente: Elaboración propia**

La operación crítica dentro del proceso de la perforación de un pozo esbelto es la fractura hidráulica donde se obtienen las mayores presiones en la superficie y en el fondo debido a los caudales bombeados para romper la formación. La estimación de este estudio se basó en una modelación que puede alterarse si se cambia la zona de perforación o incluso en el mismo bloque Arenal, pero en un

sector con anomalías o bolsas de gas, generando mayores presiones en cabeza o problemas de sello y resistencia en los toques del pozo, así como la fragilidad del diseño frente a surgencia provocando un problema de kick tolerance y, en conclusión, posibles roturas en la cementación. Por ello, si se analiza el uso de otras lechadas y cabezales del mismo tamaño, pero con menor resistencia a presiones, lo que modificaría su costo.

En general, se ve una disminución del ahorro por pozo en la mayoría de los casos, sobre todo al utilizar una lechada que no sea la convencional, aunque las disminuciones no son considerables, hay un orden del 2% al 9%. Otro recuadro ejemplificador sobre la Tabla 5-3, muestra la relación porcentual de cambio respecto al ahorro por pozo, que es similar a la proyección del VAN calculado.

<b>Cementación/Cabezal</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
<b>Convencional</b>	1,07	1,00	0,92
<b>Easyblock</b>	1,00	0,92	0,83
<b>Lead_tail</b>	0,97	0,88	0,80
<b>Flexstone</b>	0,95	0,86	0,78

**Tabla 5-4: Análisis de sensibilidad porcentual Cabezal/Cementación.**

**Fuente: Elaboración propia**

La diferencia entre el cambio de un tipo de lechada a otra para un mismo cabezal, oscila de un 2% a 4% sin considerar la Convencional, pues el mayor salto se aprecia desde esta cementación hasta la Easyblock alcanzando un 9% de disminución. Haciendo el mismo análisis al tener un tipo de lechada y considerar las modificaciones del costo del cabezal, la disminución oscila entre un 7% y 9% independiente de la lechada analizada, es una disminución constante.

**CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y COMENTARIOS  
FINALES**

## 6 CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y COMENTARIOS FINALES

En el desarrollo de esta memoria se trabajó un tema amplio y contingente a las necesidades de una empresa estatal como Enap, donde se busca optimizar el diseño de los pozos ZG en el bloque Arenal. Si bien se consiguió elaborar un diseño preliminar y confiable, esta propuesta indica que hay factibilidad técnica y económica, quedando en manos de la empresa su posterior ejecución pensando en el programa de trabajo para los siguientes años.

Con respecto a las metas y proyecciones iniciales, se pueden concluir los siguientes puntos:

- a) Las cargas que controlan el diseño de tuberías (perforación y revestimiento) son las de estallido, colapso y cargas axiales. Estas generan las mayores solicitaciones sobre la sarta en las operaciones y movimientos críticos debido a las altas presiones. Siempre se pensó en el peor caso para resguardar la seguridad que sería al momento de la fractura, por la presión obtenida en el cabezal y durante la fase final de la perforación. Se comprobó el cumplimiento de los factores de diseño de acuerdo al estándar que usa Enap. Y por lo anterior, los tubos utilizados en la primera etapa son K-55 de 20 lb/ft, y en la segunda etapa son P-110 de 13,5 lb/ft para la producción.
- b) En el caso de la perforación, también se realizará un cambio en el drillpipe, junto a la configuración de la sarta. Referido a esto último, la disposición y tipo de piezas de la sarta solo varían en tamaño, sin embargo, debido al análisis de cargas en condiciones normales y bajo las restricciones de seguridad, las tuberías de perforación en la primera etapa serán G-105 y en la segunda etapa serán S-135 para un peso nominal de 9,5 lb/ft. En el caso de trabajar con tubos de 13,3 lb/ft se puede mantener el uso del drillpipe G-105.
- c) Si bien existen servicios como cementación y fluido de perforación, que no sufre cambio en su formulación, la geometría propuesta genera menores volúmenes que impacta positivamente en el costo del pozo. Basados en un modelo de pozos existentes del bloque Arenal, para acotar los márgenes de la investigación, se comprueba que las alteraciones o adecuaciones son menores, pues hay planes y elementos que no sufren cambios porque las solicitaciones son iguales y las características geológicas y petrofísicas son conocidas. Los principales cambios son los mecánicos por el cambio de geometría, lo que implica una modificación de las especificaciones de algunos elementos como el conjunto cabezal, la válvula BOP y el equipo de perforación, así

como las capacidades de los dispositivos, bombas y motores, las que son plenamente atendibles por los proveedores de la empresa, como, por ejemplo, un menor volumen del cabezal requerido.

- d) En cuanto a la fractura, esta operación está bien diseñada por la compañía de servicio y bien planificada por Enap, quien debe visualizar todas las consideraciones medio ambientales que se generan, sobre todo pensando en que el diseño se enfocó en un bloque con múltiples fracturas en un corto plazo y las repercusiones, en cuanto a la contaminación del agua, aire y suelo, podrían alterar las condiciones del ecosistema. Sin embargo, la estatal se ha preocupado y ha trabajado considerando el cumplimiento de las normativas ambientales y las disposiciones impuestas por la autoridad. Por esto, es crucial invertir y tener un equipo capacitado para tener un control de los desechos generados por la fractura, de manera que existan medidas preventivas en todos los casos posibles y ante todas las contingencias del proceso. De acuerdo a las últimas declaraciones de impacto ambiental aprobadas sobre la fractura de pozos ZG en el bloque Arenal, se señala que no se genera exposición a contaminantes sobre recursos naturales, no hay afectación a la salud por las emisiones generadas, los efectos adversos sobre los recursos son mínimos y de corta duración, siendo considerado el suelo por la tasa de no retorno del fluido de fractura, no se contempla la alteración de sistema de vida y costumbres ya sea por ubicación o por accesibilidad a la zona, no existen poblaciones, zonas protegidas o sectores catalogados como Patrimonio Natural cercanos y no hay alteración del valor paisajístico, turístico o del patrimonio cultural, por ende, la empresa se preocupa por mantener altos estándares ambientales en lo referido a fractura hidráulica.
- e) Pese a que la lógica indicaría que ante un pozo de menor tamaño se requieren menores esfuerzos y solicitudes sobre el equipo de perforación, esto pasa a ser contradictorio en este caso, porque por un lado las sartas (perforación y revestimiento) son de menor peso que las actuales y por otra parte, al ser un pozo esbelto, los menores diámetros generan mayores pérdidas de fluidos, ya sea por el interior o por el anular del pozo, por lo que los requerimientos de las bombas aumentan. Pese a presentar requerimientos ajustados a la hidráulica, posee un leve aumento de presión que se visualiza en el trabajo de las bombas, por ejemplo, en el modelo actual, la potencia de éstas alcanza entre 180 y 280 HP, en cambio para el modelo propuesto se llega entre 245 y 455 HP. Considerando principalmente estas variables es que se dimensionó al equipo adecuado para la operación, además de visualizar las diferencias entre un equipo convencional y uno hidráulico, aunque ambos tipos son factibles. Si nos ajustamos a un modelo óptimo, se debería considerar el equipo HH-220 o su equivalente, ya que los otros están un poco sobredimensionados. En cuanto a los equipos de Enap, es necesario considerar un cambio de las bombas, por su larga vida útil y

también porque su capacidad está al límite de lo requerido, si es que se quiere mantener la velocidad de perforación y el caudal bombeado. La disminución de capacidad de izaje generada por el cambio de geometría permite un ahorro en potencia del 4,7% para los equipos de Enap y un 10,5% para el equipo HH-300.

- f) En lo referido al AFE, se estableció la variación porcentual entre el modelo actual y el proyectado, donde las diferencias en promedio alcanzan el 13,8%. A su vez, los programas o materiales de mayor representatividad son los casing y la cementación, con un 27,7% y 20,1% respectivamente, seguido de cerca por el programa de lodos y de trépanos con un 19% aproximadamente. Este promedio es bajo, ya que se asumieron tres programas sin variación, alterando el indicador, pero que muestra de alguna manera, los ahorros que se estiman y cómo influyen en la obtención del VAN.
  
- g) Desde el punto de vista económico, bajo los supuestos establecidos en esta memoria, se obtiene un VAN ampliamente favorable con el nuevo diseño. Por otra parte, las medidas contingentes tienen un costo despreciable en comparación a los beneficios del mismo ya que en la mayoría de las áreas del programa de perforación existe un ahorro por pozo, que tiende a disminuir, aunque la nueva configuración considera otros equipos, herramientas y tipos de materiales. Solo faltó considerar en el cálculo del VAN, lo relacionado con el proceso de fractura hidráulica, que está en constante cambio y prueba de sus aditivos, tipo de fluido, caudal de bombeo, caudal de retorno; además de no conseguir referencia sobre este procedimiento, asumiéndolo como similar al costo actual, igual como se estableció para el equipo de perforación y el conjunto cabezal. Este análisis se proyecta a 20 años, dentro de los que se pueden realizar modificaciones en la programación de la empresa estatal y con ello una alteración de las proyecciones de este estudio, por lo que de manera conservadora se consideró como premisa donde la cantidad de pozos perforados anualmente no superará los 20, con ello se estima un VAN cercano a 21,1 millones de dólares.
  
- h) Frente al análisis, y visualizando el peor caso donde la operación crítica es la fractura hidráulica, se sensibilizó en las variables con mayor incerteza como son la cementación y el conjunto cabezal. Los resultados arrojan una disminución casi global respecto del VAN proyectado, alcanzando en el caso más desfavorable una baja del 22%. De acuerdo a los resultados obtenidos de la compañía de servicio, la presión máxima en cabeza está cercana al límite de su resistencia, por lo que, siendo cautos, lo más razonable es considerar como un escenario real, el aumento del conjunto cabezal. Esto debe relacionarse con el tipo de lechada empleada, donde el mayor cambio

se observa al dejar de utilizar la lechada convencional por cualquier otra, disminuyendo el VAN entre un 9% y 14% respecto la situación esperada. La variable más sensible ante el aumento de costos es la cementación por los valores porcentuales entregados, a diferencia del conjunto cabezal que determina disminuciones constantes y menores a los tipos de lechadas consideradas.

- i) La problemática operativa sobre la perforación y estimulación de pozos se comprendió y vivenció en terreno, donde hay algunas situaciones que al modelarse cumplen los requerimientos técnicos, pero al implementarse no son viables, por el cuidado y manejo sobre los equipos, la expertiz del operador, los tiempos proyectados y los riesgos que se provocan. Por eso se elaboró un plan de acciones y posibles aplicaciones en un futuro cercano tomando en cuenta todas las determinaciones operativas del pozo esbelto. En general, son aplicaciones propias del cambio de geometría y que deben gestionarse con las compañías de servicio involucradas, como la adquisición de nuevos materiales, la modificación de algunas variables o piezas, el perfeccionamiento del modelo en cada uno de sus programas y la decisión sobre modificaciones o adecuaciones, como el tipo de trépano (según la zona a perforar), el tipo de lechada para cementación, el peso del lodo para controlar arremetidas del pozo, el tipo de casing y drillpipe según las condiciones de carga, etc. Salvo lo referido a las decisiones, todo lo anterior es aplicable, ahora bien, ante problemas se definieron medidas de contingencia, y son más que en los pozos ZG actuales, por lo tanto, corresponde analizarlas una a una con la empresa e incluir en el programa de perforación todas las correcciones o posibilidades de cambio, lo que generará un costo extra por materiales o modificaciones en el diseño y que aquí no se incluyen, pero deben agregarse para hacer realmente factible la parte económica.
  
- j) Se identificaron riesgos operativos traducidos en acciones que permitirán contar con un riesgo residual aceptable, en concreto están las recomendaciones mencionadas en el ítem 4.5. Las ideas fundamentales en la prevención son: mantener un set de herramienta de pesca que permita atender potenciales problemas; entrenar al personal concurso de prevención de pega de tuberías; descartar el uso de estabilizadores con tungsteno en el hombro superior; menor volumen de desplazamiento en la cementación por lo que se sugiere shoetrack de tres juntas; y para kick tolerance un peso de lodo mayor a 10 ppg además de todos los sensores de piqueta y estanque bien calibrados, con sensibilidad mínima de 3 barriles.

Por otro lado, si nos referimos a los parámetros del diseño de pozo esbelto, existen algunos temas relacionados con los planes de perforación, donde es importante mencionar las variables

fundamentales que controlan la modelación en cada etapa, para que, en un próximo estudio o aplicación del modelo, se tenga una base y se analice solo lo que sabemos que requiere revisión. Esto se detalla a continuación:

- a) En el diseño de tuberías, lo que determina el tipo de revestimiento a ocupar son las presiones porales y de fractura del pozo y los estados de carga que se generen durante la vida del mismo. La condición más extrema del casing de producción está asociada a la operación de fractura, frente a la cual se realizó un análisis de sensibilidad.
- b) En el plan direccional, se debe considerar que para cambiar la geometría del pozo se comprobó la factibilidad comercial de la sarta de perforación propuesta, y que la relación sarta-revestidor encaja las piezas según sus dimensiones. No existe modificación en relación a la trayectoria, solo hay que tener cuidado y revisar problemas de pata de perro, pues al ser más esbelto, tiende a generar mayor severidad.
- c) Sobre los trépanos, solo hay que decir que lo fundamental en esta pieza, es el tipo de trépano en cuanto al modelo y material de la herramienta y el tamaño de los jets, fundamentales para la optimización hidráulica. La diferencia solo radica en el diámetro de los trépanos y de las boquillas, para generar la circulación y perforación proyectada.
- d) En relación a los fluidos de perforación, no es necesario hacer cambios, por ende, lo único que se modifica es el volumen requerido en cada etapa. Algo importante de medir en el lodo es la cantidad de potasio libre y de arcilla presente, pues el potasio ayuda a la limpieza del pozo y controla a la arcilla y lutitas (inhibición). Por otro lado, lo principal para obtener las pérdidas sobre la sarta son las propiedades reológicas de cada fluido, el caudal y la geometría de la sarta. Con esto se pretende proyectar un fluido turbulento al llegar al fondo y laminar al subir por el espacio anular, además de cumplir con la optimización hidráulica. Este es un parámetro más que nada referencial ya que no se cumple según la teoría, pero es importante al momento de visualizar los tiempos de trabajo y la vida útil del trépano.
- e) Dentro del programa de cementación ocurre algo similar al punto anterior, donde solo se altera el volumen de lechadas, por ende, su tiempo de bombeo y el tiempo de la operación. Lo otro que se debe tener presente, son las condiciones del pozo al cementar ya que esto determinará el tipo de lechada que se usará, por eso se incluyen 4 opciones para la zona de interés. Allí cada lechada

presenta diferencias en su composición, peso, cantidad y tipos de aditivos, etc. Incluye algo sobre la sensibilización al tipo de cemento.

- f) Para la fractura también se genera una acomodación de las variables en torno a los supuestos revisados. Lo fundamental en la estimulación se verifica con las pruebas de inyectividad y Minifrac, que es el gradiente de fractura y las presiones de cierre y rotura. Esto va de la mano con la proyección de la geometría de la fractura, que depende de las propiedades de las rocas, el caudal bombeado, el tipo de fluido usado junto con los aditivos y propantes incorporados.
  
- g) Por último, para dimensionar el equipo de perforación, hay que comprobar el sistema de izaje con ambas sargas, cumpliendo los factores de diseño establecidos. Con respecto a la potencia del equipo, se debe considerar fundamentalmente el caso donde la sarga de perforación penetra, rota y circula el lodo, y cuando se entuba el casing como los puntos críticos. Es importante ver si el equipo entrega la potencia necesaria y no exige sus motores al máximo, pensando siempre en que solo trabaja una bomba (peor caso). Los equipos automáticos no tienen inconvenientes. El equipo de ENAP igualmente puede realizar el trabajo, pero sería ideal contar con mayor potencia en el sistema de circulación, lo que implica aumentar su capacidad en al menos 200 HP.

El estudio ha comprobado la factibilidad para avanzar en el estudio de este diseño, ampliando el campo a otras investigaciones, pensando en las necesidades o proyecciones de la empresa estatal para Chile al aumentar la producción esperada. Lo importante sobre esta propuesta es que, en el caso de aprobarse en la empresa, lo ideal es seguir el plan de acción propuesto incluyendo las gestiones y las decisiones sobre los puntos críticos y las variables con problemas de seguridad en la operación.

En lo referido al sentido vivencial de esta memoria, debo reconocer que fue una gran experiencia de vida y de trabajo, porque pese a entender y comprender los fundamentos generales sobre la perforación de pozos, existía un gran desconocimiento sobre la magnitud y realidad de información que se obtiene respecto de lo estudiado previamente en forma teórica. Está claro que el área hidráulica y estructural eran conocidas bajo supuestos conservadores y bajo situaciones simplificadas como sucede en la ingeniería civil, pero al cambiar el tipo de fluido y las normas estructurales bajo las cuales se rigen estos procedimientos, así como el tipo de suelo, las dimensiones de los equipos requeridos y su capacidad técnica, obviamente se abre un mundo totalmente desconocido en ocasiones. Esta fue una de las motivaciones iniciales para desarrollar este tema pues es una industria compleja en cuanto al área de trabajo y con mucha influencia internacional, ya sea en formas de

funcionamiento, normas, equipos o también en la especialización de empleados y de externalización de trabajos, debido a los años de ventaja que tienen con respecto a Chile y por la tecnología implementada. Esta suma de factores hizo que apreciara el trabajo realizado en Tierra del Fuego y en Punta Arenas, porque la vivencia obtenida generó una cercanía con la industria, algo inexistente hasta hace dos años, y sobre la realidad energética que se vive en la región de Magallanes y en el mundo. Por lo mismo, la optimización para una empresa estatal como Enap, es fundamental ya que influye directamente sobre el presupuesto fiscal año tras año. Quizás para las personas de la zona sur es algo realmente importante, porque requieren del gas como recurso para el transporte, calefacción, alimentación, servicios, etc, como algo cotidiano frente a las diferencias climáticas y la ubicación geográfica con respecto al resto del país, pero a nivel general, poder ahorrar en recursos, equipos y tiempo para la perforación de pozos ZG generaría mejoras en las proyecciones de producción de la empresa, una posibilidad de ampliar opciones para la matriz energética de Chile, crecimiento económico, aumento de posibilidades de trabajo y un auge que para Punta Arenas y sus clientes, se traduciría en mejoras en la calidad de vida, que es una de las misiones de la estatal.

En este aprendizaje durante el estudio, recibí el apoyo de la empresa en todo lo necesario para un gran desempeño profesional, hasta el trabajo par a par con las compañías de servicio que le colaboran en la elaboración de planes direccionales, cementación, lodos, geología, etc. Sin duda, el aporte de todas estas compañías generó una mirada global al diseño de pozos esbeltos, desde un contexto de realidad dentro de cada especialidad, donde se logró comprender cada una de las variables del modelo y su influencia aplicada a la práctica, en la propuesta estudiada.

Los resultados obtenidos tienen alta consistencia y veracidad, además de comprobación técnica basada en estudios realizados en conjunto con ingenieros de Enap y con las compañías de servicio que prestan colaboración con la estatal. Si bien, existen buenas aproximaciones de variables ya conocidas y estudiadas en el bloque Arenal, también hay información y supuestos sobre los procesos de fractura hidráulica que son de tipo experimental, sin un parámetro o una base teórica donde poder comprobar o estimar. De todos modos, tomando todas las consideraciones, los factores de seguridad y estándares de diseño, hay un amplio margen para controlar errores y mitigarlos, haciendo de este estudio una tesis con impacto real, inmediato y aplicable en la zona estudiada.

## **CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACOSTA, Carla. Model for Kick Tolerance. Master Tesis (Engineerin Petroleum). Noruega. NTNU, Departament of Petroleum Engineering and Applied Geophysics , 2012.
- ALONSO, Alejandro. La expansión de la producción de gas natural en yacimientos no convencionales. En:Expansión-Encuentro del sector gasista (2010, España). Comisión Nacional de Energía, 2010, pp. 01-22.
- American Petroleum Institute (EEUU). Specification for Wellhead and Christmas Tree equipment. API 6A of. 2005. Washington, 2008. 443 p.
- American Petroleum Institute (EEUU). Specification for Cements and Materials for Well Cementign. API 10A of. 2009. Washington, 2011.38 p.
- ANDRADE, Ariel. Propuesta de Fluidos para perforación Esbelto ZG. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). MI SWACO, 2015, 21 p.
- ARIAS, Bastian. Preinforme Minifrac Cabaña ZG-5E. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). Weatherford, 2015, pp. 01-05.
- BLANCO Alberto, VIVAS Julio. Introducción al tight gas en Revista del Instituto Argentino de Petroleo y el Gas: 14-24, junio 2014.
- Cameron. Compacto Slip Lock 3 cañerías.[foto]. ENAP Chile, 2014. 1 plano, byn.
- Cameron (EEUU). T-90 Annular BOP data sheet. Houston, Texas, 2013. 2 p.
- CARPINELLI, Aldo. Gas en reservorios no convencionales de Magallanes: Proyecto "Tight gas" Arenal ZG. En: Seminario: Combustibles Fósiles: Shale Gas, GNL, Petróleo y Carbón (2015, Chile). Colegio de Ingenieros de Chile, 2015, pp. 01-29.
- Comité de estándares IPM WCI, Schlumberger (EEUU). Estandar para el diseño de tuberías de revestimiento y producción. 2005. 12 p. No publicado.
- COSTALES, Carlos. Programa de perforaciones Pad Araucano ZG-1. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). Enap Magallanes, 2015, 57 p.
- ENAP MAGALLANES. Noticias [en línea]. < [https://www.enap.cl/sala\\_prensa/noticias/general.htm](https://www.enap.cl/sala_prensa/noticias/general.htm) > [consulta: mayo-diciembre 2016].
- FÉRNANDEZ, Marcos y ROMERO, Jorge. Curso básico de perforación direccional. 1° ed. Venezuela, AyM Asesoría y Adiestramiento, 2003. 66 p.
- FÉRNANDEZ, Osvaldo. Registro de evaluación de cemento\_200. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). Schlumberger, 2015, 22 p.

- FÉRNANDEZ, Osvaldo. Registro de Inducción 1000 TVD. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). Schlumberger, 2015, 15 p.
- GARCÍA, Juan. Prognosis Pozo Esbelto versión 2.0. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). Schlumberger, 2016, 84 p.
- GODOY Dobson, Edward. Equipo 6 [archivo excel]. Punta Arenas, Enap Magallanes (Chile), 1998. 7 pestañas.
- HAUSER, Arturo. La zona Glauconítica en la plataforma Springhill, Magallanes, Chile. Tesis (Geólogo). Chile. Universidad de Chile, Escuela de Geología, 1964.
- HEINZE, Sandro. Proposed Bit Program - Pozo Esbelto. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). National Oilwell Varco, 2015, 10 p.
- HERRERO, Carlos. Exploración de hidrocarburos en reservorios no convencionales en la cuenca de Magallanes [diapositivas]. Punta Arenas. Oilproduction.net, 2012. 25 diapositivas, col.
- ICELAND DRILLING. Odinn Drillmec HH-220 [en línea].<<https://www.jardboranir.is/equipment/odinn/>>[consulta: octubre 2016]
- IDM Servicios de Cementación y Estimulación. Curso de Fractura hidráulica [diapositivas]. Oilproduction.net, 2014. 126 diapositivas, col.
- IVELIC, Petar. DrillMec HH-300 [diapositivas]. Punta Arenas, 2014. 42 diapositivas, col.
- John M. Phillips. BHA propuesto etapa 12\_25 y 8\_5. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). John M. Phillips, 2015, 2 p.
- John M. Phillips. BHA's Slimhole. En: Enap Magallanes (2015, Punta Arenas). John M. Phillips, 2015, 4 p.
- MMA S.A. (Argentina). Quality valves & Wellhead equipment. 2010. 62 p.
- MUNDACA, Fernando. Resumen de gestión Campaña de perforaciones 2015. En: Gerencia de Perforaciones y Completación de Pozos (2015, Punta Arenas). Enap Magallanes, 2015, pp 01-16.
- Outlook for energy: A view to 2040 (Exxon mobile). Texas, EEUU. (76). 2015.
- Revista energética de Chile. Enap: reservas de gas no convencional cubrirán demanda de Magallanes hasta 2035 [en línea]. < <http://www.revistaei.cl/2015/05/19/enap-reservas-de-gas-convencional-cubriran-demanda-de-magallanes-hasta-2035/>> [consulta: septiembre 2015]
- ROJAS, Lisandro. El futuro del petróleo y del gas natural en Chile [diapositivas]. Enap Magallanes, 2011. 29 diapositivas, col.

- RUIZ, Mariano. Gas No Convencional y Gas Plus [diapositivas]. Argentina. Apache, 2011. 37 diapositivas, col.
- SCHIUMA Mario, HINTERWIMMER Gerardo y VERGANI Gustavo. Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. En: V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Argentina) Mar del Plata, NETLOG, 2002, 775 P.
- Schlumberger. (Texas, EEUU). Cementing services and products catalog. 2003. 116 p.
- Schlumberger. Rig sizing and selection [diapositivas]. EEUU. IPM, 2005. 111 diapositivas, col.
- Schlumberger. Presiones de formación [diapositivas]. México. Pemex, 2012. 53 diapositivas, col.
- SCHNEIDER, Lucas. Tight gas sands y sus desafíos. En: Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (2008, Argentina) Buenos Aires, CLICET, 2008, pp 01-10.
- SHIGLEY, Joseph., y MISHCKE, Charles. Diseño en Ingeniería mecánica. 9 na ed. EEUU, McGraw-Hill, 2011. 1106 p.
- TENARIS. OCGT y Conexiones Premium [en línea]. < <http://www.tenaris.com/es-ES/products.aspx> >[consulta: octubre 2016].
- ICELAND DRILLING. Odinn Drillmec HH-220 [en línea].<<https://www.jardboranir.is/equipment/odinn/>>[consulta: octubre 2016]
- VALDÉS, Claudia. El fracking: Impactos ambientales y socioeconómicos. En: Instituto Universitario de Ciencias Ambientales (2014, España) Madrid, Universidad Complutense, 2014, pp 01-09.
- Weatherford. Simulación Pozo Esbelto. [foto]. ENAP Magallanes, 2015. 1 imagen, col.

## **CAPÍTULO VIII: ANEXOS**

## ANEXO A: Diseño de tuberías para pozo esbelto

Para desarrollar un modelo de pozo esbelto, lo primero que se requería es un análisis de cargas sobre la sarta para así definir si es factible técnicamente. Los casing se diferencian en sus propiedades de resistencia, su diámetro y el peso lineal que tienen, además de su disponibilidad comercial. Por ello, se consideraron:

Tubería	Pnom (lb/ft)	e (in)	Ptub (lb/ft)	OD (in)	ID (in)	P int (psi)	P ext (psi)	Tracción (lbs)	Fluencia (psi)
<b>K55</b>	20	0,272	19,56	7	6,456	3740	2270	316000	55000
<b>N80</b>	11,6	0,25	11,36	4,5	4	7780	6350	267000	80000
<b>N80</b>	13,5	0,29	13,05	4,5	3,92	9020	8540	307000	80000
<b>N80</b>	15,1	0,337	14,65	4,5	3,826	11090	10480	353000	80000
<b>P110</b>	11,6	0,25	11,36	4,5	4	10690	7580	367000	110000
<b>P110</b>	13,5	0,29	13,05	4,5	3,92	12410	10690	422000	110000

Siendo escogido para cada etapa de perforación, las tuberías en amarillo, se obtuvieron las áreas de cada tramo.

<b>A pozo1 (sq in)</b>	60,13
<b>A casing1 (sq in)</b>	38,48
<b>A pozo2 (sq in)</b>	29,46
<b>A casing2 (sq in)</b>	15,90

Partiendo con el análisis axial, se asume que la diferencia de temperaturas entre el fondo del pozo y la superficie es de 80°C. Así se obtiene un gradiente de temperaturas con el que se proyecta esta fuerza, sumado a la deformación inicial y la calculada por la ecuación (39), con el resultado de:

<b>yt (°C/ft)</b>	<b>0,010</b>
$\Delta T1$	22,13
$\Delta T2$	80,00
E (psi)	30000000
Def. inicial	0,0008929
T operación (hrs)	360
Def. temp	0,0010567
<b>Def. total</b>	<b>0,0019496</b>
Tensión (lbs)	195235,07
<b>FS</b>	<b>1,88</b>

Finalmente, y desarrollando las ecuaciones (29) hasta (41) del capítulo 2, se obtienen las presiones, fuerzas y factores de seguridad para cada carga sobre la sarta analizados por etapa como lo muestran las siguientes tablas:

Etapa 8 ¾"

D (m)	D (ft)	ρmud (ppg)	ECD (ppg)	γ (psi/ft)	PH (psi)	P Poral (psi)	ΔP (psi)	Pcol (psi)	Pint (psi)	Pext (psi)	Pest (psi)	Pcol (psi)	P col K55	P est K55
50	164	8,9	9,47	0,433	75,9	71,0	4,9	75,9	2774,9	71,0	2703,87	75,90	2270	3740
100	328	8,9	9,45	0,434	151,8	142,4	9,4	151,8	2807,7	142,4	2665,33	151,80	2270	3740
150	492	8,9	9,43	0,435	227,7	214,0	13,7	227,7	2824,1	214,0	2610,06	227,70	2270	3740
200	656	8,9	9,42	0,436	303,6	286,0	17,6	303,6	2840,5	286,0	2554,46	303,60	2270	3740
250	820	8,9	9,40	0,437	379,5	358,3	21,2	379,5	2856,9	358,3	2498,54	379,50	2270	3740
300	984	9	9,58	0,438	460,5	431,0	29,5	460,5	2873,3	431,0	2442,29	460,51	2270	3740
350	1148	9	9,56	0,439	537,3	504,0	33,3	537,3	2889,7	504,0	2385,71	537,26	2270	3740
400	1312	9	9,54	0,44	614,0	577,3	36,7	614,0	2906,1	577,3	2328,80	614,02	2270	3740
450	1476	9	9,52	0,441	690,8	650,9	39,9	690,8	2922,5	650,9	2271,56	690,77	2270	3740
500	1640	9	9,50	0,442	767,5	724,9	42,6	767,5	2938,9	724,9	2214,00	767,52	2270	3740
550	1804	9,1	9,68	0,443	853,7	799,2	54,5	853,7	2955,3	799,2	2156,11	853,65	2270	3740
600	1968	9,1	9,66	0,444	931,3	873,8	57,5	931,3	2971,7	873,8	2097,89	931,26	2270	3740
650	2132	9,1	9,64	0,445	1008,9	948,7	60,1	1008,9	2988,1	948,7	2039,34	1008,86	2270	3740

D (m)	ESTALLIDO	COLAPSO	CARGA BIAIXIAL						TENSIÓN - COMPRESIÓN						PANDEO			
	FS	FS	σθ (psi)	σz (psi)	σyield (psi)	σz/σyield	σθ/σyield	σyc (psi)	BF	Peso (lbs)	Pten (psi)	P boy (lbs)	F temp (lbs)	F neta (lbs)	FS	P pandeo (psi)	Fp (lbs)	n (ft)
50	1,38	29,91	32931,3	16465,6	55000	0,30	1,12	28519,3	0,864	3280	570,5	2834,3	41727,47	44561,8	7,09	2703,9	15544,54	777,23
100	1,40	14,95	33320,6	16660,3	55000	0,30	1,12	28856,4	0,864	6560	1141,1	5668,6	45373,55	51042,2	6,19	2665,3	15322,97	766,15
150	1,43	9,97	33515,2	16757,6	55000	0,30	1,12	29025,0	0,864	9840	1711,6	8503,0	49019,64	57522,6	5,49	2610,1	15005,23	750,26
200	1,46	7,48	33709,8	16854,9	55000	0,31	1,12	29193,6	0,864	13120	2282,1	11337,3	52665,73	64003,0	4,94	2554,5	14685,61	734,28
250	1,50	5,98	33904,4	16952,2	55000	0,31	1,12	29362,1	0,864	16400	2852,7	14171,6	56311,82	70483,4	4,48	2498,5	14364,11	718,21
300	1,53	4,93	34099,1	17049,5	55000	0,31	1,12	29530,7	0,863	19680	3423,2	16975,9	59957,91	76933,8	4,11	2442,3	14040,71	702,04
350	1,57	4,23	34293,7	17146,9	55000	0,31	1,12	29699,2	0,863	22960	3993,7	19805,2	63604,00	83409,2	3,79	2385,7	13715,44	685,77
400	1,61	3,70	34488,3	17244,2	55000	0,31	1,12	29867,8	0,863	26240	4564,3	22634,5	67250,09	89884,6	3,52	2328,8	13388,27	669,41
450	1,65	3,29	34683,0	17341,5	55000	0,32	1,12	30036,3	0,863	29520	5134,8	25463,8	70896,18	96360,0	3,28	2271,6	13059,22	652,96
500	1,69	2,96	34877,6	17438,8	55000	0,32	1,12	30204,9	0,863	32800	5705,3	28293,1	74542,27	102835,4	3,07	2214,0	12728,29	636,41
550	1,73	2,66	35072,2	17536,1	55000	0,32	1,12	30373,4	0,861	36080	6275,9	31067,4	78188,36	109255,7	2,89	2156,1	12395,46	619,77
600	1,78	2,44	35266,8	17633,4	55000	0,32	1,12	30542,0	0,861	39360	6846,4	33891,7	81834,45	115726,1	2,73	2097,9	12060,76	603,04
650	1,83	2,25	35461,5	17730,7	55000	0,32	1,12	30710,5	0,861	42640	7416,9	36716,0	85480,54	122196,5	2,59	2039,3	11724,17	586,21

Etapa 6 1/8”

D (m)	D (ft)	ρmud (ppg)	ECD (ppg)	γ (psi/ft)	PH (psi)	P Poral (psi)	ΔP (psi)	Pcol (psi)	Pfr (psi)	P cabeza (psi)	Pint (psi)	Pext (psi)	Pest (psi)	Pcol (psi)	P col P110	P est P110
50	164	8,9	9,45	0,434	75,9	71,2	4,7	75,9	119,6	4750,0	4869,6	75,9	4798,47	75,90	7580	10690
100	328	8,9	9,43	0,435	151,8	142,7	9,1	151,8	239,3	4750,0	4989,3	151,8	4846,62	151,80	7580	10690
150	492	8,9	9,42	0,436	227,7	214,5	13,2	227,7	358,9	4750,0	5108,9	227,7	4894,43	227,70	7580	10690
200	656	8,9	9,40	0,437	303,6	286,7	16,9	303,6	478,6	4750,0	5228,6	303,6	4941,92	303,60	7580	10690
250	820	8,9	9,38	0,438	379,5	359,2	20,3	379,5	598,2	4750,0	5348,2	379,5	4989,08	379,50	7580	10690
300	984	9	9,56	0,439	460,5	432,0	28,5	460,5	717,9	4750,0	5467,9	460,5	5035,91	460,51	7580	10690
350	1148	9	9,54	0,44	537,3	505,1	32,1	537,3	837,5	4750,0	5587,5	537,3	5082,41	537,26	7580	10690
400	1312	9	9,52	0,441	614,0	578,6	35,4	614,0	957,2	4750,0	5707,2	614,0	5128,59	614,02	7580	10690
450	1476	9	9,50	0,442	690,8	652,4	38,4	690,8	1076,8	4750,0	5826,8	690,8	5174,44	690,77	7580	10690
500	1640	9	9,48	0,443	767,5	726,5	41,0	767,5	1196,5	4750,0	5946,5	767,5	5219,96	767,52	7580	10690
550	1804	9,1	9,66	0,444	853,7	801,0	52,7	853,7	1316,1	4750,0	6066,1	853,7	5265,15	853,65	7580	10690
600	1968	9,1	9,64	0,445	931,3	875,8	55,5	931,3	1435,8	4750,0	6185,8	931,3	5310,01	931,26	7580	10690
650	2132	9,1	9,62	0,446	1008,9	950,9	58,0	1008,9	1555,4	4750,0	6305,4	1008,9	5354,55	1008,86	7580	10690
700	2296	9,1	9,60	0,447	1086,5	1026,3	60,2	1086,5	1675,1	4750,0	6425,1	1086,5	5398,76	1086,47	7580	10690
750	2460	9,1	9,58	0,448	1164,1	1102,1	62,0	1164,1	1794,7	4750,0	6544,7	1164,1	5442,64	1164,07	7580	10690
800	2624	9,1	9,57	0,449	1241,7	1178,2	63,5	1241,7	1914,4	4750,0	6664,4	1241,7	5486,19	1241,68	7580	10690
850	2788	9,1	9,55	0,45	1319,3	1254,6	64,7	1319,3	2034,0	4750,0	6784,0	1319,3	5529,41	1319,28	7580	10690
900	2952	9,1	9,53	0,451	1396,9	1331,4	65,5	1396,9	2153,7	4750,0	6903,7	1396,9	5572,31	1396,89	7580	10690
950	3116	9,1	9,51	0,452	1474,5	1408,4	66,1	1474,5	2273,3	4750,0	7023,3	1474,5	5614,88	1474,49	7580	10690
1000	3280	9,1	9,49	0,453	1552,1	1485,8	66,3	1552,1	2393,0	4750,0	7143,0	1552,1	5657,12	1552,10	7580	10690
1050	3444	9,1	9,47	0,454	1629,7	1563,6	66,1	1629,7	2512,6	4750,0	7262,6	1629,7	5699,03	1629,70	7580	10690
1100	3608	9,1	9,45	0,455	1707,3	1641,6	65,7	1707,3	2632,3	4750,0	7382,3	1707,3	5740,61	1707,31	7580	10690
1150	3772	9,1	9,43	0,456	1784,9	1720,0	64,9	1784,9	2751,9	4750,0	7501,9	1784,9	5781,87	1784,91	7580	10690
1200	3936	9,1	9,41	0,457	1862,5	1798,8	63,8	1862,5	2871,5	4750,0	7621,5	1862,5	5822,80	1862,52	7580	10690
1250	4100	9,1	9,39	0,458	1940,1	1877,8	62,3	1940,1	2991,2	4750,0	7741,2	1940,1	5863,40	1940,12	7580	10690
1300	4264	9,1	9,37	0,459	2017,7	1957,2	60,5	2017,7	3110,8	4750,0	7860,8	2017,7	5903,67	2017,72	7580	10690
1350	4428	9,1	9,35	0,46	2095,3	2036,9	58,4	2095,3	3230,5	4750,0	7980,5	2095,3	5943,61	2095,33	7580	10690
1400	4592	9,1	9,35	0,46	2172,9	2112,3	60,6	2172,9	3350,1	4750,0	8100,1	2172,9	5987,82	2172,93	7580	10690
1450	4756	9,1	9,35	0,46	2250,5	2187,8	62,8	2250,5	3469,8	4750,0	8219,8	2250,5	6032,03	2250,54	7580	10690
1500	4920	9,1	9,35	0,46	2328,1	2263,2	64,9	2328,1	3589,4	4750,0	8339,4	2328,1	6076,24	2328,14	7580	10690
1550	5084	9,1	9,35	0,46	2405,7	2338,6	67,1	2405,7	3709,1	4750,0	8459,1	2405,7	6120,44	2405,75	7580	10690
1600	5248	9,1	9,35	0,46	2483,4	2414,1	69,3	2483,4	3828,7	4750,0	8578,7	2483,4	6164,65	2483,35	7580	10690
1650	5412	9,1	9,35	0,46	2561,0	2489,5	71,4	2561,0	3948,4	4750,0	8698,4	2561,0	6208,86	2560,96	7580	10690
1700	5576	9,1	9,35	0,46	2638,6	2565,0	73,6	2638,6	4068,0	4750,0	8818,0	2638,6	6253,07	2638,56	7580	10690
1750	5740	9,2	9,55	0,46	2746,0	2640,4	105,6	2746,0	4187,7	4750,0	8937,7	2746,0	6297,27	2746,02	7580	10690
1800	5904	9,2	9,55	0,46	2824,5	2715,8	108,6	2824,5	4307,3	4750,0	9057,3	2824,5	6341,48	2824,47	7580	10690
1850	6068	9,2	9,55	0,46	2902,9	2791,3	111,7	2902,9	4427,0	4750,0	9177,0	2902,9	6385,69	2902,93	7580	10690
1900	6232	9,2	9,55	0,46	2981,4	2866,7	114,7	2981,4	4546,6	4750,0	9296,6	2981,4	6429,90	2981,39	7580	10690
1950	6396	9,2	9,55	0,46	3059,8	2942,2	117,7	3059,8	4666,3	4750,0	9416,3	3059,8	6474,11	3059,85	7580	10690
2000	6560	9,3	9,75	0,46	3172,4	3017,6	154,8	3172,4	4785,9	4750,0	9535,9	3172,4	6518,31	3172,42	7580	10690
2050	6724	9,3	9,75	0,46	3251,7	3093,0	158,7	3251,7	4905,6	4750,0	9655,6	3251,7	6562,52	3251,73	7580	10690
2100	6888	9,4	9,95	0,46	3366,9	3168,5	198,4	3366,9	5025,2	4750,0	9775,2	3366,9	6606,73	3366,85	7580	10690
2150	7052	9,4	9,95	0,46	3447,0	3243,9	203,1	3447,0	5144,9	4750,0	9894,9	3447,0	6650,94	3447,02	7580	10690
2200	7216	9,5	10,15	0,46	3564,7	3319,4	245,3	3564,7	5264,5	4750,0	10014,5	3564,7	6695,14	3564,70	7580	10690
2250	7380	9,5	10,15	0,46	3645,7	3394,8	250,9	3645,7	5384,2	4750,0	10134,2	3645,7	6739,35	3645,72	7580	10690
2300	7544	9,6	10,35	0,46	3766,0	3470,2	295,7	3766,0	5503,8	4750,0	10253,8	3766,0	6783,56	3765,96	7580	10690
2350	7708	9,8	10,75	0,46	3928,0	3545,7	382,3	3928,0	5623,4	4750,0	10373,4	3928,0	6827,77	3928,00	7580	10690

D (m)	ESTALLIDO	COLAPSO	CARGA BIAIXIAL						TENSIÓN/COMPRESIÓN						PANDEO			
	FS	FS	σθ (psi)	σz (psi)	σyield (psi)	σz/σyield	σθ/σyield	σyc (psi)	BF	Peso (lbs)	Pten (psi)	P boy (psi)	F temp (lbs)	F neta (lbs)	FS	P pandeo (psi)	Fp (lbs)	n (ft)
50	2,23	99,87	38957,2	19478,6	110000	0,18	1,08	33737,9	0,864	1902	569,9	1643,91	24227,71	25871,82	16,31	4793,7	18388,82	1362,13
100	2,21	49,93	39914,4	19957,2	110000	0,18	1,08	34566,9	0,864	3805	1139,8	3287,81	26344,92	29632,73	14,24	4837,5	18556,64	1374,57
150	2,18	33,29	40871,5	20435,8	110000	0,19	1,08	35395,8	0,864	5707	1709,8	4931,72	28461,92	33393,64	12,64	4881,2	18724,46	1387,00
200	2,16	24,97	41828,7	20914,4	110000	0,19	1,08	36224,7	0,864	7610	2279,7	6575,62	30578,92	37154,54	11,36	4925,0	18892,28	1399,43
250	2,14	19,97	42785,9	21393,0	110000	0,19	1,08	37053,7	0,864	9512	2849,6	8219,53	32695,92	40915,45	10,31	4968,7	19060,10	1411,86
300	2,12	16,46	43743,1	21871,5	110000	0,20	1,08	37882,6	0,863	11414	3419,5	9846,01	34812,93	44658,93	9,45	5007,4	19208,29	1422,84
350	2,10	14,11	44700,3	22350,1	110000	0,20	1,09	38711,6	0,863	13317	3989,5	11487,01	36929,93	48416,94	8,72	5050,3	19372,84	1435,03
400	2,08	12,34	45657,5	22828,7	110000	0,21	1,09	39540,5	0,863	15219	4559,4	13128,01	39046,93	52174,94	8,09	5093,2	19537,39	1447,21
450	2,07	10,97	46614,6	23307,3	110000	0,21	1,09	40369,5	0,863	17122	5129,3	14769,01	41163,93	55932,95	7,54	5136,1	19701,94	1459,40
500	2,05	9,88	47571,8	23785,9	110000	0,22	1,09	41198,4	0,863	19024	5699,2	16410,02	43280,93	59690,95	7,07	5179,0	19866,48	1471,59
550	2,03	8,88	48529,0	24264,5	110000	0,22	1,09	42027,4	0,861	20926	6269,1	18019,07	45397,94	63417,00	6,65	5212,5	19995,05	1481,11
600	2,01	8,14	49486,2	24743,1	110000	0,22	1,09	42856,3	0,861	22829	6839,1	19657,17	47514,94	67172,10	6,28	5254,5	20156,33	1493,06
650	2,00	7,51	50443,4	25221,7	110000	0,23	1,09	43685,2	0,861	24731	7409,0	21295,26	49631,94	70927,20	5,95	5296,6	20317,60	1505,01
700	1,98	6,98	51400,6	25700,3	110000	0,23	1,10	44514,2	0,861	26634	7978,9	22933,36	51748,94	74682,30	5,65	5338,6	20478,88	1516,95
750	1,96	6,51	52357,7	26178,9	110000	0,24	1,10	45343,1	0,861	28536	8548,8	24571,46	53865,95	78437,40	5,38	5380,6	20640,16	1528,90
800	1,95	6,10	53314,9	26657,5	110000	0,24	1,10	46172,1	0,861	30438	9118,8	26209,55	55982,95	82192,50	5,13	5422,7	20801,43	1540,85
850	1,93	5,75	54272,1	27136,1	110000	0,25	1,10	47001,0	0,861	32341	9688,7	27847,65	58099,95	85947,60	4,91	5464,7	20962,71	1552,79
900	1,92	5,43	55229,3	27614,6	110000	0,25	1,10	47830,0	0,861	34243	10258,6	29485,75	60216,95	89702,70	4,70	5506,8	21123,99	1564,74
950	1,90	5,14	56186,5	28093,2	110000	0,26	1,10	48658,9	0,861	36146	10828,5	31123,84	62333,95	93457,80	4,52	5548,8	21285,26	1576,69
1000	1,89	4,88	57143,7	28571,8	110000	0,26	1,10	49487,9	0,861	38048	11398,4	32761,94	64450,96	97212,90	4,34	5590,9	21446,54	1588,63
1050	1,88	4,65	58100,8	29050,4	110000	0,26	1,11	50316,8	0,861	39950	11968,4	34400,04	66567,96	100968,00	4,18	5632,9	21607,82	1600,58
1100	1,86	4,44	59058,0	29529,0	110000	0,27	1,11	51145,7	0,861	41853	12538,3	36038,14	68684,96	104723,10	4,03	5674,9	21769,10	1612,53
1150	1,85	4,25	60015,2	30007,6	110000	0,27	1,11	51974,7	0,861	43755	13108,2	37676,23	70801,96	108478,20	3,89	5717,0	21930,37	1624,47
1200	1,84	4,07	60972,4	30486,2	110000	0,28	1,11	52803,6	0,861	45658	13678,1	39314,33	72918,97	112233,30	3,76	5759,0	22091,65	1636,42
1250	1,82	3,91	61929,6	30964,8	110000	0,28	1,11	53632,6	0,861	47560	14248,1	40952,43	75035,97	115988,39	3,64	5801,1	22252,93	1648,37
1300	1,81	3,76	62886,8	31443,4	110000	0,29	1,11	54461,5	0,861	49462	14818,0	42590,52	77152,97	119743,49	3,52	5843,1	22414,20	1660,31
1350	1,80	3,62	63843,9	31922,0	110000	0,29	1,11	55290,5	0,861	51365	15387,9	44228,62	79269,97	123498,59	3,42	5885,2	22575,48	1672,26
1400	1,79	3,49	64801,1	32400,6	110000	0,29	1,11	56119,4	0,861	53267	15957,8	45866,72	81386,97	127253,69	3,32	5927,2	22736,76	1684,20
1450	1,77	3,37	65758,3	32879,1	110000	0,30	1,12	56948,4	0,861	55170	16527,7	47504,82	83503,98	131008,79	3,22	5969,2	22898,04	1696,15
1500	1,76	3,26	66715,5	33357,7	110000	0,30	1,12	57777,3	0,861	57072	17097,7	49142,91	85620,98	134763,89	3,13	6011,3	23059,31	1708,10
1550	1,75	3,15	67672,7	33836,3	110000	0,31	1,12	58606,2	0,861	58974	17667,6	50781,01	87737,98	138518,99	3,05	6053,3	23220,59	1720,04
1600	1,73	3,05	68629,8	34314,9	110000	0,31	1,12	59435,2	0,861	60877	18237,5	52419,11	89854,98	142274,09	2,97	6095,4	23381,87	1731,99
1650	1,72	2,96	69587,0	34793,5	110000	0,32	1,12	60264,1	0,861	62779	18807,4	54057,20	91971,99	146029,29	2,89	6137,4	23543,14	1743,94
1700	1,71	2,87	70544,2	35272,1	110000	0,32	1,12	61093,1	0,861	64682	19377,4	55695,30	94088,99	149784,29	2,82	6179,5	23704,42	1755,88
1750	1,70	2,76	71501,4	35750,7	110000	0,33	1,12	61922,0	0,860	66584	19947,3	57231,74	96205,99	153437,73	2,75	6191,7	23751,20	1759,35
1800	1,69	2,68	72458,6	36229,3	110000	0,33	1,12	62751,0	0,860	68486	20517,2	58866,94	98322,99	157189,93	2,68	6232,8	23909,21	1771,05
1850	1,67	2,61	73415,8	36707,9	110000	0,33	1,12	63579,9	0,860	70389	21087,1	60502,13	100439,99	160942,12	2,62	6274,0	24067,21	1782,76
1900	1,66	2,54	74372,9	37186,5	110000	0,34	1,13	64408,9	0,860	72291	21657,0	62137,32	102557,00	164694,32	2,56	6315,2	24225,22	1794,46
1950	1,65	2,48	75330,1	37665,1	110000	0,34	1,13	65237,8	0,860	74194	22227,0	63772,51	104674,00	168446,51	2,51	6356,4	24383,22	1806,16
2000	1,64	2,39	76287,3	38143,7	110000	0,35	1,13	66066,7	0,858	76096	22796,9	65291,53	106791,00	172082,53	2,45	6363,5	24410,38	1808,18
2050	1,63	2,33	77244,5	38622,2	110000	0,35	1,13	66895,7	0,858	77998	23366,8	66923,82	108908,00	175831,82	2,40	6403,8	24565,11	1819,64
2100	1,62	2,25	78201,7	39100,8	110000	0,36	1,13	67724,6	0,856	79901	23936,7	68434,12	111025,00	179459,13	2,35	6408,4	24582,45	1820,92
2150	1,61	2,20	79158,9	39579,4	110000	0,36	1,13	68553,6	0,856	81803	24506,7	70063,50	113142,01	183205,51	2,30	6447,8	24733,91	1832,14
2200	1,60	2,13	80116,0	40058,0	110000	0,36	1,13	69382,5	0,855	83706	25076,6	71565,09	115259,01	186824,10	2,26	6449,8	24741,44	1832,70
2250	1,59	2,08	81073,2	40536,6	110000	0,37	1,13	70211,5	0,855	85608	25646,5	73191,57	117376,01	190567,58	2,21	6488,4	24889,63	1843,68
2300	1,58	2,01	82030,4	41015,2	110000	0,37	1,13	71040,4	0,853	87510	26216,4	74684,45	119493,01	194177,46	2,17	6487,8	24887,34	1843,51
2350	1,57	1,93	82987,6	41493,8	110000	0,38	1,13	71869,4	0,850	89413	26786,3	76035,01	121610,02	197645,02	1,86	6445,5	24724,75	1831,46

## ANEXO B: VAN y Análisis de sensibilidad de varias variables

Dentro de la evaluación económica para analizar la factibilidad de la propuesta, se utilizó el indicador VAN y un análisis de sensibilidad entre todas las variables que modifican sus costos en relación al pozo esbelto, que son seis. Por ello, se adjuntan todas las tablas de desarrollo de cada par de variables, para visualizar la tendencia frente a cambios en los precios de mercado o de los requerimientos del diseño.

### VAN

<b>Año</b>	<b>Flujo neto (USD)</b>
<b>Io</b>	-300.000
<b>1</b>	2.444.360
<b>2</b>	2.444.360
<b>3</b>	2.444.360
<b>4</b>	2.444.360
<b>5</b>	2.444.360
<b>6</b>	2.444.360
<b>7</b>	2.444.360
<b>8</b>	2.444.360
<b>9</b>	2.444.360
<b>10</b>	2.444.360
<b>11</b>	2.444.360
<b>12</b>	2.444.360
<b>13</b>	2.444.360
<b>14</b>	2.444.360
<b>15</b>	2.444.360
<b>16</b>	2.444.360
<b>17</b>	2.444.360
<b>18</b>	2.444.360
<b>19</b>	2.444.360
<b>20</b>	2.444.360

Casing/Cabecal		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>VAN</b>	<b>21.091.251</b>	98.320	104.465	110.610	116.755	122.900	129.045	135.190	141.335	147.480
<b>80%</b>	34.048	26.883.192	25.162.342	24.474.002	23.561.952	22.581.068	21.505.537	20.322.452	19.015.682	17.565.866
<b>85%</b>	36.176	27.290.306	24.415.960	23.893.122	22.965.273	21.985.141	20.909.610	19.726.526	18.419.756	16.969.940
<b>90%</b>	38.304	27.051.935	24.177.589	23.654.751	22.726.903	21.746.771	20.671.240	19.488.155	18.181.385	16.731.569
<b>95%</b>	40.432	26.736.094	23.861.748	23.338.910	22.411.062	21.430.930	20.355.398	19.172.314	17.865.544	16.415.728
<b>100%</b>	42.560	26.396.416	23.522.070	22.999.232	22.071.384	21.091.251	20.015.720	18.832.636	17.525.866	16.076.050
<b>105%</b>	44.688	26.023.962	23.149.616	22.626.778	21.698.930	20.718.797	19.643.266	18.460.182	17.153.412	15.703.596
<b>110%</b>	46.816	25.614.263	22.739.917	22.217.078	21.289.230	20.309.098	19.233.567	18.050.483	16.743.712	15.293.897
<b>115%</b>	48.944	25.161.731	22.287.385	21.764.547	20.836.698	19.856.566	18.781.035	17.597.951	16.291.181	14.841.365
<b>120%</b>	51.072	24.659.663	21.785.317	21.262.479	20.334.630	19.354.498	18.278.967	17.095.883	15.789.113	14.339.297

Casing/Cabecal		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>Ahorro por pozo</b>	<b>122.218</b>	98.320	104.465	110.610	116.755	122.900	129.045	135.190	141.335	147.480
<b>80%</b>	34.048	155.310	145.478	141.545	136.334	130.730	124.585	117.825	110.359	102.076
<b>85%</b>	36.176	157.636	141.214	138.226	132.925	127.325	121.180	114.421	106.955	98.671
<b>90%</b>	38.304	156.274	139.852	136.864	131.563	125.963	119.818	113.059	105.593	97.309
<b>95%</b>	40.432	154.470	138.047	135.060	129.759	124.159	118.014	111.254	103.788	95.505
<b>100%</b>	42.560	152.529	136.106	133.119	127.818	122.218	116.073	109.313	101.847	93.564
<b>105%</b>	44.688	150.401	133.978	130.991	125.690	120.090	113.945	107.185	99.719	91.436
<b>110%</b>	46.816	148.060	131.638	128.650	123.349	117.749	111.604	104.845	97.379	89.095
<b>115%</b>	48.944	145.474	129.052	126.065	120.764	115.164	109.019	102.259	94.793	86.510
<b>120%</b>	51.072	142.606	126.183	123.196	117.895	112.295	106.150	99.391	91.924	83.641

Casing/Equipo		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>Ahorro por pozo</b>	<b>122.218</b>	98.320	104.465	110.610	116.755	122.900	129.045	135.190	141.335	147.480
<b>80%</b>	345.600	233.198	223.366	219.433	214.222	208.618	202.473	195.713	188.247	179.964
<b>85%</b>	367.200	204.369	187.946	184.959	179.658	174.058	167.913	161.153	153.687	145.404
<b>90%</b>	388.800	190.545	174.122	171.135	165.834	160.234	154.089	147.329	139.863	131.580
<b>95%</b>	410.400	172.228	155.806	152.818	147.517	141.917	135.772	129.013	121.547	113.263
<b>100%</b>	432.000	152.529	136.106	133.119	127.818	122.218	116.073	109.313	101.847	93.564
<b>105%</b>	453.600	130.929	114.506	111.519	106.218	100.618	94.473	87.713	80.247	71.964
<b>110%</b>	475.200	107.169	90.746	87.759	82.458	76.858	70.713	63.953	56.487	48.204
<b>115%</b>	496.800	80.925	64.502	61.515	56.214	50.614	44.469	37.709	30.243	21.960
<b>120%</b>	518.400	51.808	35.386	32.398	27.097	21.497	15.352	8.593	1.127	- 7.157

Casing/Equipo		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>VAN</b>	<b>21.091.251</b>	98.320	104.465	110.610	116.755	122.900	129.045	135.190	141.335	147.480
<b>80%</b>	345.600	40.515.570	38.794.721	38.106.381	37.194.330	36.213.446	35.137.915	33.954.831	32.648.061	31.198.245
<b>85%</b>	367.200	35.469.733	32.595.387	32.072.549	31.144.700	30.164.568	29.089.037	27.905.953	26.599.183	25.149.367
<b>90%</b>	388.800	33.050.182	30.175.836	29.652.997	28.725.149	27.745.017	26.669.486	25.486.402	24.179.632	22.729.816
<b>95%</b>	410.400	29.844.276	26.969.930	26.447.092	25.519.244	24.539.112	23.463.581	22.280.497	20.973.726	19.523.910
<b>100%</b>	432.000	26.396.416	23.522.070	22.999.232	22.071.384	21.091.251	20.015.720	18.832.636	17.525.866	16.076.050
<b>105%</b>	453.600	22.615.867	19.741.521	19.218.683	18.290.835	17.310.703	16.235.172	15.052.088	13.745.317	12.295.501
<b>110%</b>	475.200	18.457.264	15.582.918	15.060.080	14.132.231	13.152.099	12.076.568	10.893.484	9.586.714	8.136.898
<b>115%</b>	496.800	13.863.897	10.989.551	10.466.713	9.538.865	8.558.733	7.483.202	6.300.117	4.993.347	3.543.531
<b>120%</b>	518.400	8.767.718	5.893.372	5.370.533	4.442.685	3.462.553	2.387.022	1.203.938	- 102.832	- 1.552.648

Equipo/Cabecal		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>VAN</b>	<b>21.091.251</b>	345.600	367.200	388.800	410.400	432.000	453.600	475.200	496.800	518.400
<b>80%</b>	34.048	37.703.262	31.654.384	29.234.833	26.028.928	22.581.068	18.800.519	14.641.916	10.048.549	4.952.369
<b>85%</b>	36.176	40.633.075	30.529.597	28.691.793	25.430.357	21.985.141	18.204.593	14.045.989	9.452.622	4.356.443
<b>90%</b>	38.304	40.394.705	30.291.226	28.453.422	25.191.987	21.746.771	17.966.222	13.807.618	9.214.252	4.118.072
<b>95%</b>	40.432	40.078.864	29.975.385	28.137.581	24.876.146	21.430.930	17.650.381	13.491.777	8.898.411	3.802.231
<b>100%</b>	42.560	39.739.186	29.635.707	27.797.903	24.536.468	21.091.251	17.310.703	13.152.099	8.558.733	3.462.553
<b>105%</b>	44.688	39.366.732	29.263.253	27.425.449	24.164.013	20.718.797	16.938.249	12.779.645	8.186.279	3.090.099
<b>110%</b>	46.816	38.957.032	28.853.554	27.015.750	23.754.314	20.309.098	16.528.549	12.369.946	7.776.579	2.680.400
<b>115%</b>	48.944	38.504.501	28.401.022	26.563.218	23.301.782	19.856.566	16.076.018	11.917.414	7.324.048	2.227.868
<b>120%</b>	51.072	38.002.433	27.898.954	26.061.150	22.799.714	19.354.498	15.573.950	11.415.346	6.821.979	1.725.800

Equipo/Cabecal		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>Ahorro por pozo</b>	<b>122.218</b>	345.600	367.200	388.800	410.400	432.000	453.600	475.200	496.800	518.400
<b>80%</b>	34.048	217.130	182.570	168.746	150.429	130.730	109.130	85.370	59.126	30.009
<b>85%</b>	36.176	233.869	176.144	165.643	147.009	127.325	105.725	81.965	55.721	26.604
<b>90%</b>	38.304	232.507	174.782	164.281	145.647	125.963	104.363	80.603	54.359	25.242
<b>95%</b>	40.432	230.703	172.977	162.477	143.843	124.159	102.559	78.799	52.555	23.438
<b>100%</b>	42.560	228.762	171.036	160.536	141.902	122.218	100.618	76.858	50.614	21.497
<b>105%</b>	44.688	226.634	168.908	158.408	139.774	120.090	98.490	74.730	48.486	19.369
<b>110%</b>	46.816	224.293	166.568	156.067	137.433	117.749	96.149	72.389	46.145	17.028
<b>115%</b>	48.944	221.708	163.982	153.482	134.848	115.164	93.564	69.804	43.560	14.443
<b>120%</b>	51.072	218.839	161.113	150.613	131.979	112.295	90.695	66.935	40.691	11.574

Casing/Cementación		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>VAN</b>	<b>21.091.251</b>	98.320	104.465	110.610	116.755	122.900	129.045	135.190	141.335	147.480
Convencional	102.596	25.393.376	23.672.526	22.984.186	22.072.136	21.091.251	20.015.720	18.832.636	17.525.866	16.076.050
Easyblock	112.873	24.597.713	21.723.367	21.200.529	20.272.681	19.292.549	18.217.018	17.033.933	15.727.163	14.277.347
Lead_tail	117.253	23.831.197	20.956.851	20.434.012	19.506.164	18.526.032	17.450.501	16.267.417	14.960.646	13.510.831
Flexstone	119.696	23.403.597	20.529.251	20.006.413	19.078.565	18.098.433	17.022.902	15.839.817	14.533.047	13.083.231

Casing/Cementación		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>Ahorro por pozo</b>	<b>122.218</b>	98.320	104.465	110.610	116.755	122.900	129.045	135.190	141.335	147.480
Convencional	102.596	146.798	136.966	133.033	127.822	122.218	116.073	109.313	101.847	93.564
Easyblock	112.873	142.252	125.830	122.842	117.541	111.941	105.796	99.037	91.570	83.287
Lead_tail	117.253	137.873	121.450	118.463	113.162	107.562	101.417	94.657	87.191	78.908
Flexstone	119.696	135.429	119.007	116.020	110.719	105.119	98.974	92.214	84.748	76.465

Equipo/Cementación		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>VAN</b>	<b>21.091.251</b>	345.600	367.200	388.800	410.400	432.000	453.600	475.200	496.800	518.400
Convencional	102.596	36.213.446	30.164.568	27.745.017	24.539.112	21.091.251	17.310.703	13.152.099	8.558.733	3.462.553
Easyblock	112.873	37.940.483	27.837.005	25.999.200	22.737.765	19.292.549	15.512.000	11.353.397	6.760.030	1.663.850
Lead_tail	117.253	37.173.966	27.070.488	25.232.684	21.971.248	18.526.032	14.745.483	10.586.880	5.993.513	897.334
Flexstone	119.696	36.746.367	26.642.888	24.805.084	21.543.649	18.098.433	14.317.884	10.159.280	5.565.914	469.734

Equipo/Cementación		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
<b>Ahorro por pozo</b>	<b>122.218</b>	345.600	367.200	388.800	410.400	432.000	453.600	475.200	496.800	518.400
Convencional	102.596	208.618	174.058	160.234	141.917	122.218	100.618	76.858	50.614	21.497
Easyblock	112.873	218.485	160.760	150.259	131.625	111.941	90.341	66.581	40.337	11.220
Lead_tail	117.253	214.106	156.380	145.880	127.246	107.562	85.962	62.202	35.958	6.841
Flexstone	119.696	211.663	153.937	143.437	124.803	105.119	83.519	59.759	33.515	4.398

Cabezal/Cementación		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
Ahorro por pozo	122.218	34.048	36.176	38.304	40.432	42.560	44.688	46.816	48.944	51.072
Convencional	102.596	130.730	127.325	125.963	124.159	122.218	120.090	117.749	115.164	112.295
Easyblock	112.873	122.438	116.751	115.716	113.880	111.941	109.813	107.472	104.887	102.018
Lead_tail	117.253	118.058	112.371	111.337	109.501	107.562	105.434	103.093	100.507	97.639
Flexstone	119.696	115.615	109.928	108.894	107.058	105.119	102.991	100.650	98.064	95.196
Cabezal/Cementación		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
VAN	21.091.251	34.048	36.176	38.304	40.432	42.560	44.688	46.816	48.944	51.072
Convencional	102.596	22.581.068	21.985.141	21.746.771	21.430.930	21.091.251	20.718.797	20.309.098	19.856.566	19.354.498
Easyblock	112.873	21.129.716	20.134.336	19.953.278	19.631.966	19.292.549	18.920.095	18.510.395	18.057.864	17.555.795
Lead_tail	117.253	20.363.199	19.367.819	19.186.761	18.865.450	18.526.032	18.153.578	17.743.878	17.291.347	16.789.279
Flexstone	119.696	19.935.600	18.940.220	18.759.162	18.437.850	18.098.433	17.725.979	17.316.279	16.863.747	16.361.679