

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA



**PROPUESTA DE LA TÉCNICA PERFPAC PARA LA OPTIMIZACIÓN
DE LA PRODUCCIÓN Y CONTROL DE ARENA EN LA FORMACIÓN
YANTATA DEL POZO BQN-N6D**

Proyecto de Grado para obtener el Título de Licenciatura en Ingeniería Petrolera

POSTULANTE: UNIV. WILLY LOPERA ESPINOZA

TUTOR: M.SC. ING. SERGIO EDDY VISCARRA ORTUÑO

LA PAZ - BOLIVIA

2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	xi
AGRADECIMIENTOS	xii
SIMBOLOGÍA	xiii
RESUMEN EJECUTIVO	xviii
ABSTRACT	xix
CAPITULO I	1
GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES	3
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.3.1. Identificación del Problema.....	6
1.3.2. Formulación del problema	6
1.4. OBJETIVOS	7
1.4.1. Objetivo General.....	7
1.4.2. Objetivos Específicos	7
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	8
1.5.1. Justificación Técnica.....	8
1.5.2. Justificación Social	8
1.5.3. Justificación Económica	9
1.5.4. Justificación Ambiental	9
1.6. ALCANCE	9
1.6.1. Alcance Temático	9

1.6.2.	Alcance geográfico	9
1.6.3.	Alcance temporal	10
CAPITULO II	11
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	11
2.1.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA	11
2.1.1.	Porosidad	11
2.1.2.	Permeabilidad.....	13
2.1.2.1.	Permeabilidad absoluta.....	15
2.1.2.2.	Permeabilidad efectiva	15
2.1.2.3.	Permeabilidad relativa.....	15
2.1.3.	Saturación	16
2.2.	PRODUCCIÓN DE ARENA	17
2.2.1.	Invasión	17
2.2.2.	Puenteo	18
2.2.3.	Taponamiento.....	18
2.3.	CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	19
2.4.	EFFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	23
2.4.1.	Limitación en la producción de hidrocarburos	23
2.4.2.	Pérdida de presión de salida del petróleo.....	23
2.4.3.	Contaminación del yacimiento.....	23
2.4.4.	Acumulación de arena en los equipos de superficie.....	24
2.4.5.	Acumulación de arena en el fondo del pozo	24
2.4.6.	Erosión de materiales tubulares y equipos de fondo	25
2.4.7.	Pérdida de presión de fondo y reducción de la porosidad	26
2.5.	PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	26

2.5.1.	Método de intervalo de tiempo de tránsito	27
2.5.2.	Método de combinación del módulo	27
2.5.3.	Método Schlumberger	27
2.5.4.	Método porosidad	28
2.5.5.	Método de control de presión de fondo de pozo.....	28
2.6.	CONTROL DE ARENA	29
2.6.1.	Método de control de arena	29
2.6.1.1.	Restricción de la producción	29
2.6.1.2.	Consolidación química in situ.....	30
2.6.1.3.	Mecánicos	30
2.6.1.4.	Combinados	31
2.7.	TERMINACIÓN DE POZOS.....	32
2.7.1.	Método de control de arena.....	32
2.8.	TERMINACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA.....	33
2.8.1.	Empaque de grava en hoyo abierto.....	34
2.8.2.	Empaque de grava en hoyo entubado.....	35
2.9.	EMPACADURA DE PRODUCCIÓN.....	36
2.10.	QUANTUM PACKERS.....	37
2.10.1.	Empaque de grava en hoyo entubado	37
2.10.2.	Configuraciones y funcionamiento	37
2.10.3.	Recuperación y fresado.....	38
2.11.	TÉCNICAS DE DISPARO.....	38
2.11.1.	Baleos o punzados de pozos petroleros.....	39
2.12.	CAÑONES CARÁCTERÍSTICOS GENERALES	39
2.12.1.	Cañones desechables o no recuperables	39

2.12.2.	Cañones recuperables	40
2.12.3.	Cañones semi recuperables.....	41
2.13.	TIPOS DE BALEOS CON RESPECTO A LAS PRESIONES	42
2.14.	BALEOS Y DISEÑO DE BALEOS	42
2.15.	SISTEMA DE BALEO TCP	43
2.16.	PERFPAC.....	45
2.16.1.	Procedimiento para el sistema Perfpac.....	46
2.17.	CÁLCULOS PARA EL EMPAQUE DE GRAVA	47
2.17.1.	Empaquetado de los punzados	47
2.17.2.	Cálculos previos a empaque de grava	48
2.17.3.	Densidad de la lechada (Slurry)	48
2.17.4.	Volumen anular tubo liso (Black)-revestidor <i>pie3</i>	49
2.17.5.	Volumen anular Rejilla-casing <i>pie3</i>	49
2.17.6.	Grava a inyectar en los punzados <i>pie3</i>	50
2.17.7.	Volumen total de grava (<i>Vg</i>)	52
2.17.8.	Volumen total de grava (<i>Wg</i>)	52
2.17.9.	Volumen del fluido de transporte (<i>VCF</i>)	52
2.17.10.	Volumen de lechada (Slurry).....	53
2.17.11.	Desplazamiento hasta el QUANTUM (<i>DQ</i>)	53
2.17.12.	Cantidad de grava decantada en la zona Blank pipe-casing (<i>WSTL</i>) 54	
2.17.13.	Volumen de grava decantada (<i>VSTL</i>).....	54
2.17.14.	Porcentaje de Blank pipe cubierto (Fracción del ciego cubierto)....	54
2.17.15.	Reagrupando las tres formulas anteriores.....	55
2.17.16.	Colapso para el ensamblaje de fondo de pozo	55

CAPITULO III	57
MARCO REFERENCIAL	57
3.1. INTRODUCCIÓN	57
3.1.1. Historial de producción	58
3.1.2. Facilidades de producción	60
3.1.3. Características petrofísicas de la formación Yantata.....	60
3.1.4. Pronóstico de producción	63
CAPITULO IV	65
MARCO PRÁCTICO	65
4.1. INTRODUCCIÓN	65
4.2. INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD A TRAVÉS DEL FRACTURAMIENTO CON LA TÉCNICA PERFPAC.....	66
4.2.1. Cálculo del volumen del pad y del volumen total de fluido para BQN- N6D) 66	
4.2.2. Determinación del programa de propante para BQN-N6D).....	67
4.2.3. Cálculo del ancho de empaquetado para (BQN-N6D).....	69
4.2.4. Cálculos de esfuerzo sobre el propante y resultante y resultante reducción de su permeabilidad para (BQN-N6D)	71
4.2.5. Cálculo de esfuerzos versus profundidad para (BQN-N6D)	72
4.2.6. Cálculo de presión de iniciación de la fractura para (BQN-N6D).....	76
4.2.7. Requerimientos de potencia para un tratamiento de fracturamiento .	77
4.2.8. Determinación de las propiedades reológicas de los fluidos por la ley de potencia	77
4.2.9. Ancho de la fractura para Perfpac con un Fluido Newtoniano	79
4.2.10. Ancho de la fractura con un Fluido No Newtoniano	80

4.2.11. Penetración de la fractura y presión neta versus tiempo con la técnica Perfpac	80
4.2.12. Cálculo del equivalente efecto Skin de fracturas hidráulicas.....	83
4.3. RESULTADOS OBTENIDOS.....	84
CAPITULO V	86
ANÁLISIS ECONÓMICO	86
5.1. INTRODUCCIÓN	86
5.2. GASTOS ASOCIADOS A LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	86
5.3. FLUJO DE CAJA.....	87
CAPITULO VI.....	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
6.1. CONCLUSIONES.....	89
6.2. RECOMENDACIONES	91
ANEXOS	92

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN DEL ÁREA DE CONTRATO BOQUERÓN Y LAS ESTRUCTURAS EN EL CAMPO	3
FIGURA 2. FLUJO DE GRANOS DE ARENA.....	6
FIGURA 3. ÁRBOL DE PROBLEMAS	7
FIGURA 4. DISTRIBUCIÓN DE POROS EN LA ROCA.....	12
FIGURA 5. PERMEABILIDAD DE ROCA	13
FIGURA 6. ILUSTRACIÓN DE LA SATURACIÓN EN UNA ROCA	16
FIGURA 7. PARTÍCULA CON UN SÉPTIMO (1/7) DEL DIÁMETRO DEL PORO	18
FIGURA 8. PARTÍCULA DESDE 1/3 A 1/7 DEL DIÁMETRO DEL PORO	18
FIGURA 9. PARTÍCULA MAYOR A (1/2) DEL DIÁMETRO DEL PORO.....	19
FIGURA 10. BAJO GRADO DE CONSOLIDACIÓN POR POBRE CEMENTACIÓN	20
FIGURA 11. GEOMETRÍA DE UN ARCO DE ARENA ALREDEDOR DE LOS DISPAROS DE PRODUCCIÓN.....	22
FIGURA 12. ACUMULACIÓN DE ARENA EN LOS EQUIPOS SUPERFICIALES	24
FIGURA 13. EROSIÓN DE FILTROS EN EL FONDO DEL POZO	26
FIGURA 14. FORRO RANURADO	31
FIGURA 15. EMPAQUE DE GRAVA	33
FIGURA 16. TERMINACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA EN HUECO ABIERTO	35
FIGURA 17. TERMINACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA CON CASING	36
FIGURA 18. QUANTUM PACKER	38
FIGURA 19. BAJO GRADO DE CONSOLIDACIÓN POR POBRE CEMENTACIÓN	39
FIGURA 20. CAÑONES DESECHABLES O NO RECUPERABLES.....	40
FIGURA 21. CAÑONES DESECHABLES RECUPERABLES.....	40
FIGURA 22. CAÑONES SEMI RECUPERABLES	41
FIGURA 23. CAÑONES DESECHABLES O NO RECUPERABLES.....	42
FIGURA 24. DIFERENCIA DE ÁREAS PERFORADAS ENTRE CARGAS BIG HOLE Y DEEP	44

FIGURA 25. SECUENCIA DE BALEOS.....	45
FIGURA 26. SISTEMA INTEGRADO PERFPAC.....	46
FIGURA 27. PROCESO DEL SISTEMA PERFPAC	47
FIGURA 28. VOLUMEN ANULAR TUBO LISO (BLANK)-REVESTIDOR <i>pie3</i>	49
FIGURA 29. GRAVA A INYECTAR ENTRE REJILLA Y CASING <i>pie3</i>	50
FIGURA 30. GRAVA A INYECTAR EN LOS PUNZADOS <i>pie3</i>	51
FIGURA 31. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO.....	58
FIGURA 32. BATERÍA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	59
FIGURA 33. ESTRATIGRAFÍA DEL POZO BQN-N6D	62
FIGURA 34. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE BQN-N6D	63

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. EMPAQUE DE GRAVA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL CON BALEOS	5
TABLA 2. CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD DE LA ROCA	12
TABLA 3. CLASIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA ROCA.....	14
TABLA 4. RESUMEN DE FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	57
TABLA 5. SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA.....	61
TABLA 6. DATOS DEL POZO BQN-N6D	61
TABLA 7. RESERVA Y PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	64
TABLA 12. COSTOS INCREMENTALES DE INVERSIÓN EN BS	87
TABLA 13. FLUJO DE CAJA.....	87

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. INICIO DEL SLURRY DE PROPANTE Y CONTINUA ADICIÓN DE PROPANTE	69
GRÁFICO 2. CÁLCULO DE ESFUERZOS VS PROFUNDIDAD	73
GRÁFICO 3. PERFILES DE ESFUERZOS HORIZONTALES ENTRE LA FORMACIÓN Y LUTITAS ENCIMA Y DEBAJO	74
GRÁFICO 4. ESFUERZOS VERTICAL Y HORIZONTAL MÍNIMO PARA UNA FORMACIÓN SOBREPRESURIZADA.....	76
GRÁFICO 5. PENETRACIÓN Y PRESIÓN NETA FRACTURANTE CON LA TÉCNICA PERFPAC PARA $N > 1$	82
GRÁFICO 6. PENETRACIÓN Y PRESIÓN NETA FRACTURANTE CON LA TÉCNICA PERFPAC PARA $N > 0$	83

DEDICATORIA

Este proyecto de grado se lo dedico a mis padres Carmen y Fermín que estuvieron a mi lado ayudándome incondicionalmente en todo este trayecto, me dieron todo su amor y me enseñaron que todo se logra con esfuerzo y dedicación, a mi hermano Ing. Favio Lopera E. por todo su apoyo moral y económica alentándome a seguir siempre hacia adelante.

AGRADECIMIENTOS

- Quiero agradecer primeramente a Dios todo poderoso que es y será el pilar fundamental en mi vida.
- A mis papás, mis hermanos y hermanas, mis cuñados, que me recomendaron, me aconsejaron y que estuvieron en los buenos y malos momentos de mi vida universitaria.
- A Lizeth Huanca por el apoyo incondicional en todo momento a lo largo de la carrera.
- Agradecer también a mis amigos cercanos de la carrera que juntos compartimos metas y objetivos al igual que momentos inolvidables.
- De la misma manera agradecer a mi casa de estudio Universidad Mayor de San Andrés por abrirme las puertas de sus instalaciones para formarme como profesional y adquirir mi tan preciado título.
- A mi tutor ing. Sergio Eddy Viscarra Ortuño por su ayuda desinteresada, y a todos mis docentes de la carrera ingeniería petrolera que me impartieron su conocimiento.

SIMBOLOGÍA

a = mitad de longitud de fractura (Griffith crack) o variable usada en el análisis de tiempo G de Nolte.

a = capacidad relativa de Prats

A = Área, capacidad anular

A_f = Área Total de fractura (usualmente ambas alas, pero para una sola ala en el análisis de la Función-G de Nolte).

A_R = razón de aspecto

B_g = factor de volumen de formación gas

B_o = factor de volumen de formación petróleo

BHA = montaje fondo del pozo

BHP = presión de fondo del pozo

BHTP = presión tratamiento fondo del pozo

c = compresibilidad total reservorio (también llamada c_t)

C = coeficiente almacenamiento en el wellbore

C_A = factor de forma pozo en el reservorio adimensional

C_I = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por viscosidad

C_{II} = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por compresibilidad

C_{III} = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por edificación de pared

c_b = compresibilidad masa del reservorio (i.e. con porosidad)

C_c = coeficiente de pérdida de filtrado compresibilidad controlada

C_D = coeficiente de almacenamiento adimensional

C_{eff} = coeficiente de pérdida de filtrado efectiva o combinada

C_{fD} = conductividad de fractura adimensional (nueva notación API)

C_L = coeficiente de pérdida de filtrado (leakoff)

C_p = concentración de propante en la fractura

$c_{p(t)}$ = concentración del slurry

c_p = concentración promedio del slurry

c_f = concentración del slurry al final del trabajo

c_p' = concentración del propante

c_r = compresibilidad reservorio porosidad zero (i.e. compresibilidad de la roca)

c_t = compresibilidad total reservorio (también llamada c)

C_v = coeficiente de pérdida de filtrado viscosidad controlada

C_w = coeficiente de pérdida de filtrado controlada por edificación de pared

d = diámetro, diámetro de la zona plástica en la punta de la fractura

d_p = diámetro grano propante

D = coeficiente no-Darcy

DCF = factor descuento

E = módulo Young's

E' = módulo plano deformación Young's

E_d = módulo dinámico Young's

f = factor de fricción de Fanning

F = fuerza

F_c = conductividad fractura

F_{CD} = conductividad fractura adimensional (antigua – ahora C_fD)

g = aceleración debido a la gravedad (= 9.81 m/s² o 32.18 ft/s²)

$g_{(\Delta tD)}$ = función pérdida-volumen adimensional (minifrac análisis Nolte)

$g_{(\Delta t_cD)}$ = $g_{(\Delta tD)}$ al cierre de la fractura

G = módulo elástico de corte, o rate de cedencia de energía elástica

$G_{(\Delta tD)}$ = tiempo G de Nolte

p_{frict} = presión fricción (usualmente ΔP_{frict})

P_i = presión estática reservorio

$P_{inicial}$ = presión de circulación superficie pre-frac (frac and packs)

P_m = presión match (análisis Nolte minifrac)

P_{net} = presión neta

P_{nwb} = presión fricción near wellbore (usualmente ΔP_{nwb})

P_{ob} = presión debido a sobrecarga

P_{perf} = presión de fricción por perforaciones (usualmente ΔP_{perf})

P_r = presión a una distancia r desde el wellbore

$P_{r,t}$ = presión a una distancia r desde el wellbore, después de un tiempo t .

P_{res} = presión reservorio (también P_i)

p_{tr} = presión de tratamiento
 P_v = viscosidad plástica (Bingham plástica fluidos)
 P_{wb} = wellbore presión (usualmente fondo del pozo)
 P_{wD} = presión adimensional wellbore
 P_{wDM} = presión match en el wellbore adimensional
 P_{wf} = presión fluyente en el wellbore
 P_{ws} = presión estática en el wellbore
 P_{KN} = Perkins, Kern, Nordgren – módulo frac 2D dimensional
 q = rate de bombeo, rate promedio de bombeo, rate de flujo líquido
 Q_{max} = rate bombeo máximo
 R = frac radius (radial módulo esp.)
 r_d = radio de investigación o radio de disturbancia
 r_e = extensión radia del reservorio (radio de drenaje)
 r_p = radio de zona plástica en la punta fractura o razón de área de fractura en formación permeable sobre área fractura total (i.e. razón área de fractura neta a bruta) para módulos fractura 2-D.
 r_w = radio wellbore
 r_w = radio efectivo del wellbore
 r_{wD} = radio efectivo del wellbore adimensional
 s = skin total (pseudo) del pozo
 s_d = skin efectivo debido al daño radial y daño en la cara de la fractura
 s_f = equivalente skin para fracturas de conductividad finita con no daño radial y no daño en la cara de la fractura
 S = skin factor
 S_p = coeficiente pérdida por goteo
 SG = gravedad específica
 SG_f = gravedad específica, fluido
 SG_p = gravedad específica, propante
 STP = presión tratamiento en superficie
 t = tiempo
 t_D = tiempo adimensional

t_{DM} = match tiempo adimensional

t_{Dxf} = tiempo de fractura del pozo adimensional

t_{DxfM} = match tiempo de fractura del pozo adimensional

t_p = tiempo bombeo, tiempo de producción

t_{pad} = tiempo del pad

T = esfuerzo de tensión, o temperatura

TVD = profundidad vertical real

U = energía

μ = viscosidad

μ_i = viscosidad a condiciones estáticas reservorio

μ_a = viscosidad aparente

μ_f = viscosidad de fluido filtrado frac

μ_r = viscosidad de fluido del reservorio

ν = razón Poisson's

ν = razón dinámica Poisson's

π = Pi, constante matemático usado para hallar perímetro o área de una figura o volumen geometrico (= 3.1415926)

ρ = densidad

ρ_b = densidad propante bruta, densidad formación bruta

ρ = densidad gel o fluido base

ρ_p = densidad absoluta propante

ρ_{sl} = densidad slurry

σ = esfuerzo

$\sigma_{1,2,3}$ = esfuerzos principales (i.e. mutuamente perpendiculares)

σ_c = esfuerzo crítico

σ_H = esfuerzo horizontal absoluto

$\sigma_{H'}$ = esfuerzo horizontal efectivo

$\sigma_{H, max}$ = horizontal esfuerzo máximo

$\sigma_{H, min}$ = esfuerzo horizontal mínimo

σ_v = esfuerzo vertical absoluto

σ_v = esfuerzo vertical efectivo

$\sigma_{xx, yy, zz}$ = esfuerzos principales en las direcciones x-, y- y z-

σ_y = esfuerzo cedencia

τ = esfuerzo de corte

τ'_o = esfuerzo inicial o umbral de corte (fluidos Herschel-Buckley)

ϕ = porosidad

ϕ_p = porosidad del paquete de propante

ω = longitud de parte no mojada de fractura (FracPro, FracproPT), velocidad angular, velocidad rotor viscosímetro.

RESUMEN EJECUTIVO

A través del presente proyecto se pretende realizar una propuesta de diseño de la técnica Perfpac en la formación Yantata que actualmente tiene antecedentes de presentar problemas de arena de baja consolidación, además cuenta con reservorios muy cercanos entre sí de diferentes permeabilidades, que hacen imposible producirlos con un empaque de grava convencional.

La finalidad del proyecto es de asegurar el óptimo rendimiento de la producción de un pozo bajo cualquier circunstancia, esto se refiere a enfrentar situaciones que se adquieren a lo largo de la vida útil del mismo, sean éstas por el envejecimiento de equipos de terminación, arenas poco consolidadas.

El incremento de la producción de hidrocarburos, sea gas o condensado, implica la elevación en los ingresos a la empresa. De este modo se beneficia económicamente a la región donde se encuentra ubicado el pozo BQN-N6D. Así también beneficiara al personal operativo por el manejo de la tecnología y la experiencia de esta técnica del PERFPAC.

En el proyecto se combinan las dos optimizaciones: económica con la técnica operativa. Para cada masa de propante primero se optimiza la fractura físicamente, y luego aplicando el criterio de VAN, se efectúan una serie de estudios de parámetros para el reservorio Yantata y usando variables económicas aplicables se determina el tamaño de fractura óptimo. Luego se deduce cómo en la perforación y completación de pozos, a través de los tratamientos de fractura, se posibilita que ciertos reservorios en áreas maduras se tornen económicamente atractivos.

ABSTRACT

Through this project, it is intended to make a design proposal for the Perfpac technique in the Yantata formation, which currently has a history of presenting low-consolidation sand problems, and also has very close reservoirs of different permeabilities, which make it impossible to produce them with a conventional gravel pack.

The purpose of the project is to ensure the optimal production performance of a well under any circumstance, this refers to facing situations that are acquired throughout its useful life, whether due to the aging of completion equipment, sand little consolidated.

The increase in hydrocarbon production, whether gas or condensate, implies an increase in income for the company. In this way, the region where the BQN-N6D well is located economically benefits. This will also benefit the operational staff through the management of the technology and the experience of this PERFPAC technique.

The project combines two optimizations: economic with operational technique. For each proppant mass, the fracture is first physically optimized, and then applying the NPV criterion, a series of parameter studies are carried out for the Yantata reservoir and using applicable economic variables, the optimal fracture size is determined. Then it is deduced how in the drilling and completion of wells, through fracture treatments, it is possible for certain reservoirs in mature areas to become Economically attractive.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

El empaque de grava es un método de control de la producción de arena utilizado para prevenir la producción de arena de formación. En las operaciones de empaque de grava, se coloca un cedazo (filtro) de acero en el pozo y el espacio anular circundante se empaqueta con grava preparada de un tamaño específico, diseñada para prevenir el pasaje de arena de formación. El objetivo principal es estabilizar la formación, a la vez que se causa un deterioro mínimo de la productividad del pozo. (Energy Glossary, 2024)

Durante los últimos años, los avances en la tecnología de terminaciones y control de arena han permitido el desarrollo de muchas tecnologías de alta gama que permiten realizar operaciones complejas. Durante el ciclo de vida de un pozo, uno de los objetivos operativos clave es maximizar el valor actual neto (VPN) del pozo. Normalmente, la mayor parte del presupuesto de terminación de pozos se asigna a la fase de perforación. Sin embargo, si los costos de perforación no se mantienen dentro del presupuesto planificado y los parámetros de tiempo, es necesario reducir el tiempo y el costo en las estrategias de terminación para permitir que el proyecto se complete dentro de las limitaciones de costos.

Para el método convencional de empaque de grava dentro del revestidor es necesario realizar tres operaciones: colocar un empacador de fondo, disparar y hacer circular grava por detrás de las mallas de empaque. Las desventajas de este sistema consisten en la larga duración de las operaciones y el potencial daño a la formación provocado por la pérdida de fluido o LCM. En la actualidad, se pueden operar los cañones y los accesorios de la operación de empaque de grava en un solo paso. El sistema PERFPAC es un método destinado al control de arena en una

sola operación que limita la pérdida de fluidos, reduce el daño de la formación y permite ahorrar tiempo.

A principios de la década de 1980, se introdujeron los primeros sistemas de empaque de grava y perforado de un solo viaje. Desde entonces, la mayoría de los principales proveedores de servicios han comercializado varias versiones de un sistema de un solo viaje, perforado y empaquetado con grava. Si bien estos sistemas de un solo viaje no se han convertido en métodos de finalización "cotidianos", se están utilizando en pozos que cumplen con ciertos criterios de diseño. Hay varias razones de limitación en el uso de esta técnica a pesar de las ventajas que este tipo de sistema puede ofrecer. No todos los pozos están perforados con suficiente ratonera por debajo del intervalo propuesto a balear para acomodar los disparos. Las longitudes de intervalos más largos y los ángulos de pozo más desviados pueden hacer que el manejo de escombros sea más difícil de lograr. Existe una cuestión de fiabilidad del sistema en función de la complejidad. Los sistemas son complejos y combinan múltiples funciones en un solo sistema que, si ocurriera alguna falla, requeriría que todo el sistema fuera sacado del pozo. Si el sistema se atasca, pescarlo desde el pozo podría ser más difícil que pescar una terminación convencional con empaque de grava. Los sistemas perforados y empaquetados con grava de un solo viaje se están utilizando con éxito hoy en día dentro de los límites operativos designados; sin embargo, las actividades clave, como tener buenos procedimientos operativos y resúmenes previos al trabajo, deben llevarse a cabo si se quiere que se complete con éxito.

Estos sistemas se han diseñado para que puedan utilizarse en una gran variedad de escenarios de control de arena; por ejemplo, paquetes de fracturamiento, paquetes de agua de alta tasa y paquetes de grava. Como la mayoría de los sistemas de terminación avanzados que se utilizan en la actualidad, los mayores ahorros se obtendrán en proyectos con profundidades extendidas, geometría de pozo extrema y/o escenarios donde se necesitan fluidos de terminación de mayor

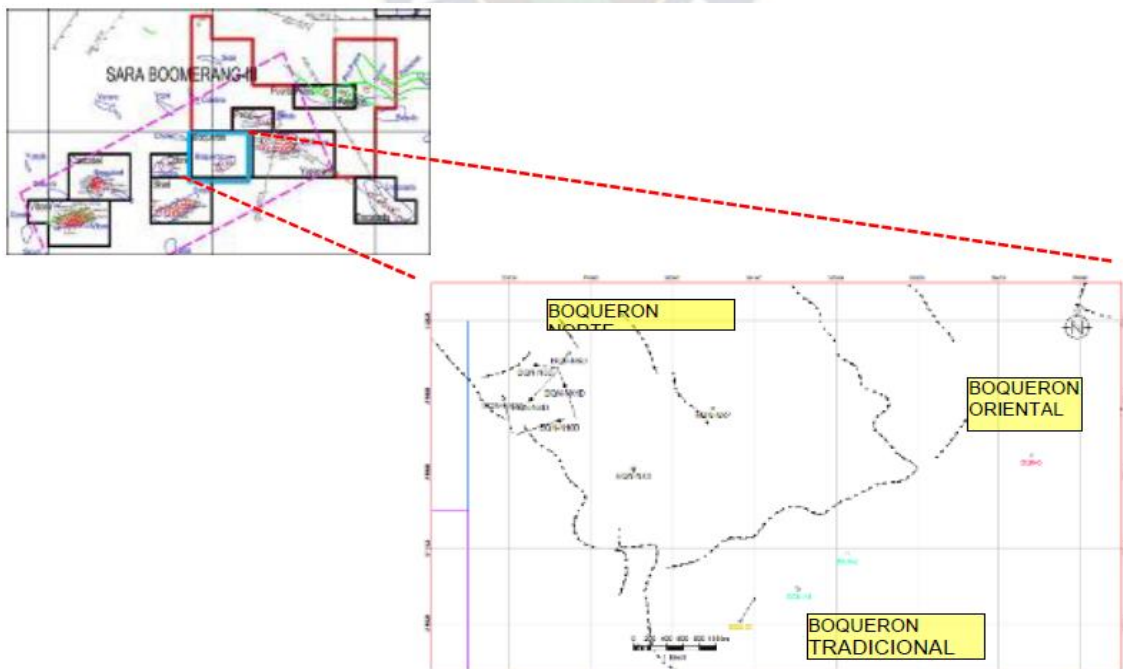
costo. Tomando en cuenta que lo mencionado anteriormente se asocia a un mayor riesgo.

1.2. ANTECEDENTES

El Campo Boqueron Norte fue descubierto en el año 2015 y está ubicado en la provincia Ichilo a 190 Km al Noreste del departamento de Santa Cruz, a una altura promedio de 227 msnm. Y conforma una planicie boscosa con una ligera pendiente regional hacia el Norte y a la fecha, se han perforado 9 pozos: BQN-NX1D, BQN-NX2, BQN-NX3, BQN-N4D, BQN-N5D, BQN-N6D, BQN-N7D, BQN-N10D Y BQN-N23D de acuerdo al siguiente detalle: (YPFB Andina, 2020)

- 2 abandonados (**BQN-NX2, BQN-NX3**)
- 5 cerrados (**BQN-N7D** alta RGP; **BQN-N10D, BQN-N23D** improductivos; **BQN-NX1D** daño de formación; **BQN-N4D** alto corte de agua)
- 2 en producción (**BQN-N5D, BQN-N6D**)

Figura 1. Ubicación del área de contrato Boquerón y las estructuras en el campo



Fuente: YPFB Andina, 2017

Boquerón tradicional ubicada en el área Occidental donde se tiene perforado tres pozos (BQN-X1, BQN-2, BQN-3D) actualmente se tiene producción de gas/condensado de los reservorios **Petaca y Cajones**; Boquerón oriental que se constituye en la zona occidental del campo vecino Yapacaní donde se ubica el pozo BQN-5 (productor de Gas/condensado en el Reservorio **Petaca**, Petróleo del reservorio **Sara** que se encuentra cerrado en reserva); y el Boquerón Norte ubicada al noroeste del área de contrato descubierto con la perforación del pozo BQN-NX1D, donde se tienen pruebas positivas en cuanto a petróleo en el reservorio Yantata y Gas/Condensado del reservorio Cajones. (YPFB Andina, 2017)

En Bolivia la técnica de empaque de grava convencional se ha aplicado en pozos con problemas de arena de baja consolidación, para mantener la productividad y la integridad del pozo y un control en la producción de arena, pero a medida que pasa el tiempo se ha podido notar que existen algunas desventajas en este método tal es el daño a la formación, la pérdida de fluido o la larga duración de las operaciones. Por otro lado, se ha podido desarrollar técnicas de empaque de grava de un viaje que han contribuido ciertos aspectos positivos en el reservorio.

La técnica PERFPAC ha sido considerado por muchas compañías como la solución a muchos problemas como ser el control de arena, daño a la formación, capas productoras cercanas de distintas permeabilidades o tiempo de operación, llevando así a pozos con una vida útil libre de arena.

La técnica de empaque de grava tal como la combinación de PERFPAC e ISO ALLPAC se ha aplicado a campos operados por BG tales como la Vertiente, Escondido y Palo Marcado; aumentando la producción en gran porcentaje en pozos gasíferos de 4 MMscf a 19 MMscf. (Schlumberger, 2011)

La formación Yantata tiene antecedentes de presentar problemas de arena de baja consolidación, además cuenta con reservorios muy cercanos entre sí de diferentes permeabilidades, que hacen imposible producirlos con un empaque de grava convencional. (Apaza, 2019)

Por este motivo se realizará una propuesta de diseño de la técnica PERFPAC en la formación Yantata del campo Boquerón norte en el pozo BQN-N6D.

Tabla 1. Empaque de grava convencional y no convencional con baleos

Fecha	Año	Empresa	Trabajo	Pozo
20 de mayo	1997	ANDINA	Gravel Pack	Sirari-15
3 de septiembre	1998	CHACO	Gravel Pack	Patujusal-10
13 de Julio	2000	MAXUS	ALLPAC-2GRAVEL PACK	PLM-C-3
11 de agosto	2000	MAXUS	PERFPAC	SRB-C-8
24 de octubre	2000	MAXUS	ISO ALLPAC	PLM-D1/SRB-108
05 de abril	2001	MAXUS	ISO ALLPAC	SRB-BB-X3
13 de octubre	2001	MAXUS	ALLPAC- GRAVEL PACK	PLM- C8
04 de octubre	2002	MAXUS	ISO ALLPAC	PLM-B6
	2007	REPSOL	GRAVELPACK	SRB-A1
26 de noviembre	2010	BG	Perfpac e Iso Allpack	EDD-6
26 de noviembre	2010	BG	Perfpac e Iso Allpack	EDD-2

Fuente: Adaptado de Schlumberger (2012)

En la siguiente tabla se muestra el uso de las distintas técnicas de empaque de grava para pozos en Bolivia de acuerdo a la empresa operadora y el año de aplicación al pozo.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

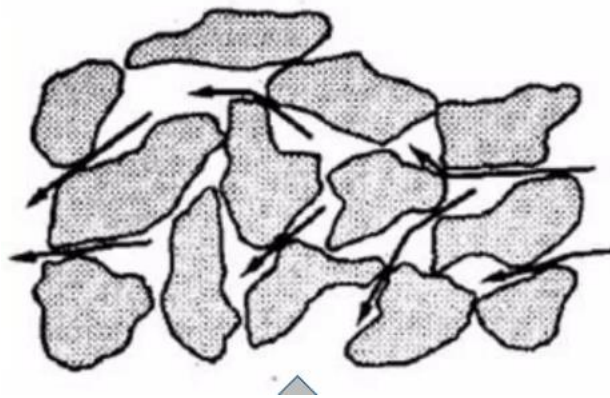
1.3.1. Identificación del Problema

Actualmente el pozo BQN-N6D es productor de los reservorios que se encuentran en las formaciones Cajones y Yantata, en el cual se ha notado una leve disminución de producción de hidrocarburos y un incremento en la producción de arena.

Por otro lado, la formación Yantata en el pozo BQN-N6D, presenta considerables espesores productores de hidrocarburos, separados a una mínima distancia entre zonas productoras, que tienen una marcada heterogeneidad en su permeabilidad con un bajo grado de consolidación en la arena.

Por esta razón se pretende proponer una técnica de control de arena como ser PERFPAC para que haya un incremento en la producción de hidrocarburos y además de un control de la producción de arena.

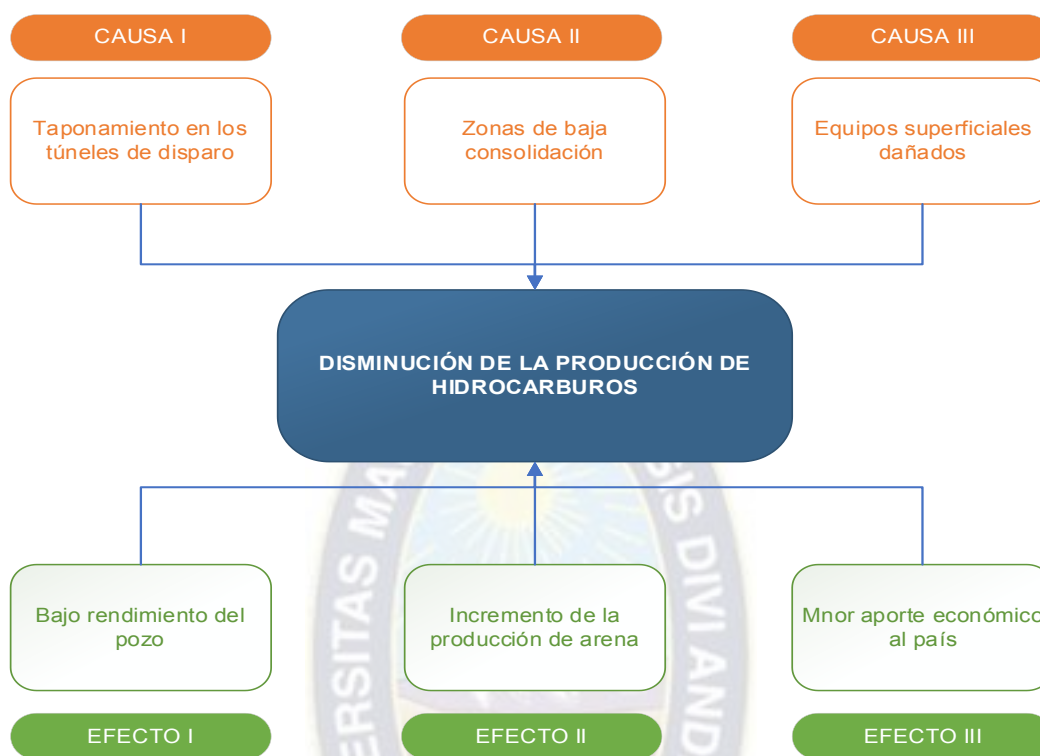
Figura 2. Flujo de granos de arena



Fuente: (Hernandez, 2016)

1.3.2. Formulación del problema

Figura 3. Árbol de problemas



Fuente: Elaboración propia, 2023

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Proponer la técnica perfpac en el pozo BQN-N6D en la formación Yantata para aumentar, optimizar la producción de hidrocarburos y controlar la producción de arena.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Estudiar los fundamentos teóricos de la técnica de control de arena PERFPAC.
- Analizar las características petrofísicas y geológicas del reservorio en el pozo BQN-N6D.

- Determinar el potencial productivo para diagnosticar el comportamiento de la formación Yantata con la implementación de la técnica PERFPAC en el pozo BQN-N6D.
- Realizar una comparación de la producción antes y después de aplicar la técnica PERFPAC en el pozo BQN-N6D.

1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.5.1. Justificación Técnica

Asegurar el óptimo rendimiento de la producción de un pozo bajo cualquier circunstancia, esto se refiere a enfrentar situaciones que se adquieren a lo largo de la vida útil del mismo, sean éstas por el envejecimiento de equipos de terminación, arenas poco consolidadas.

Por este motivo se propone una tecnología adecuada como es PERFPAC, para incrementar la producción, sin problemas de arenamiento y zonas cercanas entre sí de diferentes permeabilidades.

1.5.2. Justificación Social

El incremento de la producción de hidrocarburos, sea gas o condensado, implica la elevación en los ingresos a la empresa. También beneficiará económicamente a la región donde se encuentra ubicado el pozo BQN-N6D. Así también beneficiara al personal operativo por el manejo de la tecnología y la experiencia de esta técnica del PERFPAC.

1.5.3. Justificación Económica

El diseño de la técnica PERFPAC reduce los costos de la terminación y costos de intervenciones durante la vida productiva del pozo que puede significar un ahorro sustancial en la inversión por parte de la empresa operadora YPFB ANDINA.

1.5.4. Justificación Ambiental

El desarrollo del presente proyecto cumple con las normativas establecidas de la Ley del medio ambiente (Ley N° 1333) y el Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos (RASH), con la implementación de una técnica de control de arena en el pozo, se evita limpiezas del fondo del pozo y el manejo de residuos de arena extraídos del pozo, además evitando reparaciones por corrosión o erosión en los equipos de superficie y sub suelo. Donde se pretende reducir o evitar todas las actividades que pueda degradar el medio ambiente.

1.6. ALCANCE

1.6.1. Alcance Temático

Mediante la implementación de la técnica PERFPAC se pretende coadyuvar al incremento de la producción en el campo Boquerón Norte y también se pretende controlar un posterior arenamiento de la formación Yantata en el pozo BQN-N6D.

1.6.2. Alcance geográfico

El campo Boquerón se encuentra ubicado en la Provincia Ichilo del Departamento de Santa Cruz, 260 km por carretera al NW de la capital. Fisiográficamente esta zona corresponde a la Llanura Chaco-Beniana Central, entre los ríos Yapacaní é Ichilo, en el extremo Occidental del lineamiento conocido como Boomerang Hills.

1.6.3. Alcance temporal

La elaboración del proyecto se realizará en un lapso de tiempo de 6 meses de acorde al calendario académico desde el mes de septiembre hasta el mes de diciembre.



CAPITULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA

Las propiedades petrofísicas de roca son el estudio realizado a las rocas y su relación con los fluidos que contiene en su estado estático o de flujo. Entre las propiedades petrofísicas de la roca más importantes se tiene: Porosidad, Permeabilidad y Saturación. (Lavorsen, 1956)

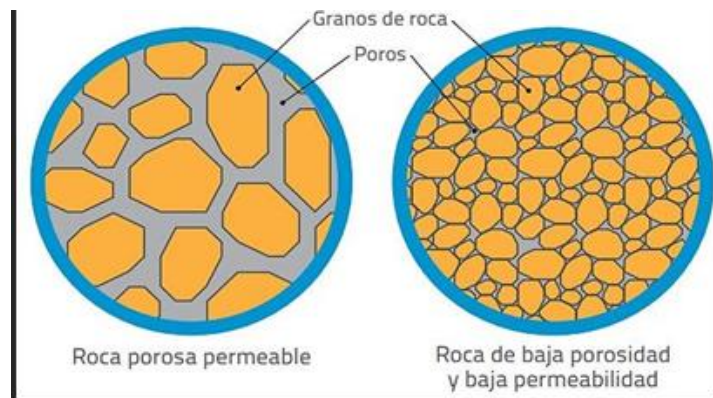
2.1.1. Porosidad

El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas). (Schlumberger, 2023)

La porosidad puede generarse a través del desarrollo de fracturas, en cuyo caso se denomina porosidad de fractura. La porosidad efectiva es el volumen de poros interconectados, presentes en una roca, que contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento. Excluye los poros aislados.

La porosidad total es el espacio poroso total presente en la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos. Por consiguiente, la porosidad efectiva normalmente es menor que la porosidad total. Los yacimientos de gas de lutita tienden a exhibir una porosidad relativamente alta, pero la alineación de los granos laminares, tales como las arcillas, hace que su permeabilidad sea muy baja. (Schlumberger, 2023)

Figura 4. Distribución de poros en la roca



Fuente: Ingeniería de yacimiento recopilación técnica – Halliburton

La porosidad es definida matemáticamente como:

$$\phi = \frac{\text{volumen_espacio_poral}}{\text{volumen_total_roca}} * 100\%$$

Este mismo autor mencionó que la medida de la porosidad es muy importante ya que determina la capacidad de almacenaje que tiene el reservorio para el petróleo y gas, por lo tanto, la siguiente tabla muestra una referencia de la clasificación de la porosidad.

Tabla 2. Clasificación de la porosidad de la roca

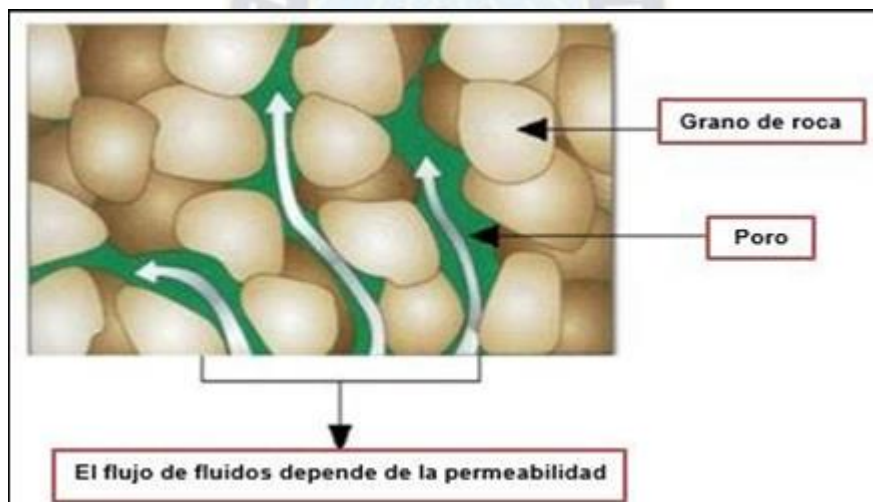
Rango de Porosidad (%)	Calidad
0 – 5	Descartable
5 – 10	Pobre
10 – 15	Regular
15 – 20	Buena
20 – 25	Muy Buena

Fuente: SmithTracy y Farrar, 1999

2.1.2. Permeabilidad

La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados.

Figura 5. Permeabilidad de roca



Fuente: Ingeniería de yacimiento recopilación técnica – Halliburton

La permeabilidad absoluta es la medición de la permeabilidad obtenida cuando sólo existe un fluido, o fase, presente en la roca. La permeabilidad efectiva es la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua). Las saturaciones relativas de los fluidos, como así también la naturaleza del yacimiento, afectan la permeabilidad efectiva.

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado, con una saturación determinada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido con un grado de saturación total. Si existe un solo fluido presente en la roca, su permeabilidad relativa es 1,0. El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las capacidades de flujo de los fluidos en presencia de otros fluidos, ya que la presencia de más de un fluido generalmente inhibe el flujo. (Schlumberger, 2023)

El cálculo de la permeabilidad, se rige por la ley de Darcy donde la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso, es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y la ecuación es:

$$v = -\frac{k}{\mu} * \frac{dp}{dx}$$

Donde:

V: Velocidad de fluido, (cm/s). μ : Viscosidad del fluido, (cp).

K: Permeabilidad, (Darcy)

dp/dx: Gradiente de presión, (atm / cm)

Tabla 3. Clasificación de la permeabilidad de la roca

Rango de Permeabilidad (md)	Calidad
1 – 10	Regular
10 – 100	Buena
100 – 1000	Muy buena

Fuente: Halliburton, 2000

De acuerdo a Halliburton (2000), la mayor parte de los reservorios productores tienen permeabilidades promedio inferior a un Darcy, por consiguiente, la

permeabilidad se mide en milésimas de Darcy o miliDarcy (md), los valores típicos de permeabilidad se muestran en el siguiente cuadro.

2.1.2.1. Permeabilidad absoluta

Por definición, la permeabilidad absoluta de un material poroso dado es la habilidad que tiene un fluido de pasar a través de poros interconectados o de redes de fracturas cuyo fluido que satura la roca ocupa el 100% de la porosidad efectiva. (Schlumberger, 2023)

2.1.2.2. Permeabilidad efectiva

Permeabilidad que la roca ofrece al paso de un fluido cuando la roca está saturada parcialmente con ese fluido. (Schlumberger, 2023)

2.1.2.3. Permeabilidad relativa

Es la relación de la permeabilidad efectiva con respecto a algún valor base, generalmente se utilizan tres tipos de permeabilidad base: La permeabilidad absoluta al aire, la permeabilidad absoluta al agua y la permeabilidad al aceite a la saturación de agua congénita del yacimiento. Las características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en presencia de otros inmiscibles. La permeabilidad relativa es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles (petróleo, agua y gas) dentro del medio poroso y depende de variables tales como: (Schlumberger, 2023)

- Geometría del sistema poroso
- Mineralogía de la roca
- Permeabilidad absoluta y porosidad
- Preferencia de mojabilidad de la roca
- Viscosidad de los fluidos

- Tensión interfacial
- Tasas de desplazamiento
- Presión del reservorio
- Presencia de fases inmóviles o atrapadas (Schlumberger, 2023)

2.1.3. Saturación

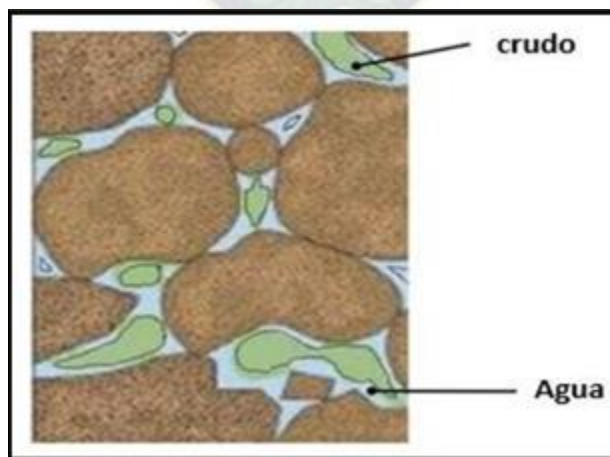
Es la razón del volumen que un fluido ocupa con respecto al volumen poroso. Explicándolo de otra manera, consideremos un volumen representativo del reservorio, con los poros llenos de petróleo, agua y gas. (Schlumberger, 2023)

La saturación puede ser expresada como una fracción o porcentaje, la saturación de todos los fluidos presentes en un medio poroso debe sumar 1 o 100%.

Los factores que afectan a la saturación son:

- Tamaño de poros
- Permeabilidad
- Área superficial (Schlumberger, 2023)

Figura 6. Ilustración de la Saturación en una roca



Fuente: Ingeniería de yacimiento recopilación técnica – Halliburton

Se lo define matemáticamente como:

$$S_o + S_w + S_G = 1$$

Donde:

S_o , S_w y S_G : saturación de petróleo, agua y gas respectivamente en tanto por uno.

2.2. PRODUCCIÓN DE ARENA

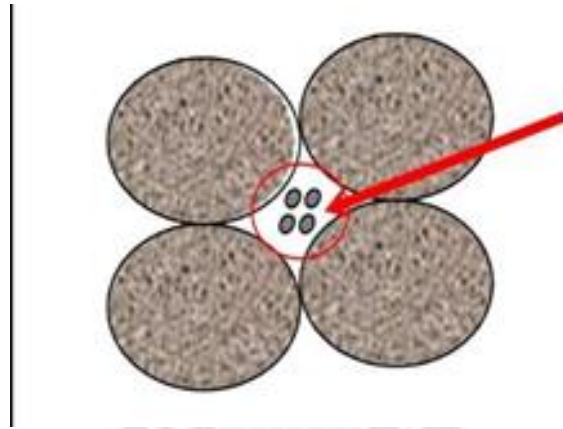
La producción de arena es un problema grave en muchos activos de petróleo y gas en todo el mundo. Este problema afecta drásticamente las tasas de producción; también puede dañar los equipos de fondo de pozo e instalaciones de superficie, lo que incrementa el riesgo de fallas catastróficas; y les cuesta a las empresas productoras decenas de miles de millones de dólares al año para su mantenimiento. la gestión del control de arena es un tema complicado que no se puede abordar con un enfoque único para todos. en cambio, los operadores han adoptado un enfoque multifacético, explotando una amplia gama de tecnologías y la experiencia disponible para manejar este problema. (Schlumberger, 2023)

Según Penberthy y Shoughness (1992), la naturaleza de la producción de arena en reservorios pobremente consolidados solo puede ser comprendida a través de un análisis del comportamiento que presenta la arena dentro de la formación y durante la producción de la misma hacia el pozo tales como invasión, puenteo y taponamiento. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

2.2.1. Invasión

Las partículas tienen un tamaño menor a 1/7 del diámetro poral promedio Estas partículas pueden fluir libremente a través de los espacios porales y no dañan.

Figura 7. Partícula con un Séptimo (1/7) del Diámetro del Poro

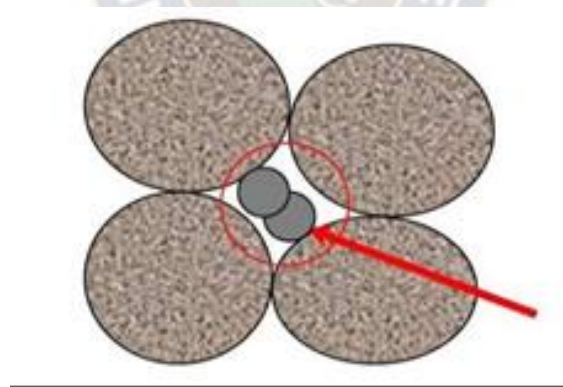


Fuente: Eduardo Aguirre & Yoel Vivas, 2013

2.2.2. Puenteo

El tamaño de las partículas es de $1/3$ a un $1/7$ del diámetro poral promedio, estas son muy difíciles de remover y causan daño permanente.

Figura 8. Partícula desde $1/3$ a $1/7$ del Diámetro del Poro

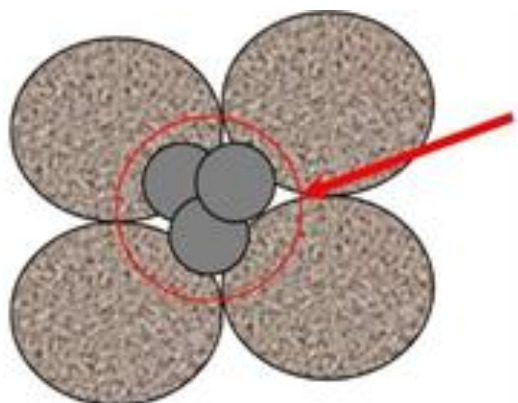


Fuente: Eduardo Aguirre & Yoel Vivas, 2013

2.2.3. Taponamiento

Las partículas son mayores a $1/2$ del diámetro poral promedio y taponan el flujo en la cara de la formación y actúan como reductores o controladores de filtrado.

Figura 9. Partícula Mayor a (1/2) del Diámetro del Poro



Fuente: Eduardo Aguirre & Yoel Vivas, 2013

2.3. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Las areniscas pertenecientes a las formaciones sedimentarias son más propensas a desprenderse de la formación, en granos de arena suelta. Este desprendimiento de granos de arena es a causa de la interacción física entre los fluidos con la formación, debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión que actúan en el reservorio.

Halliburton (2000), menciona que, en campos con formaciones poco consolidadas, el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo puede transportar sólidos que en un futuro pueden generar problemas de producción. Algunas de las causas asociadas con la producción de arena son las que siguen a continuación:

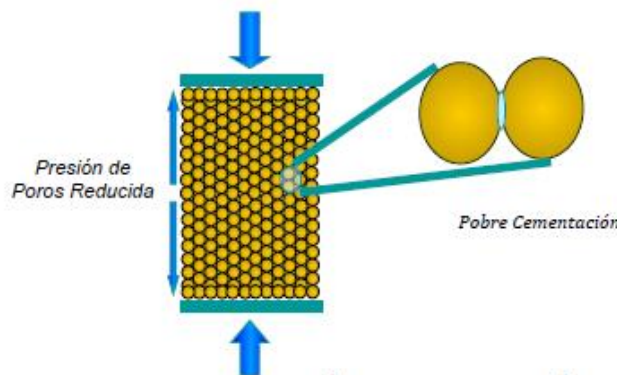
- Bajo grado de consolidación

El grado de consolidación de arena en un hueco perforado dependerá mucho del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema

cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

Estas formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material cementante) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de "poco consolidadas" o "no consolidadas" como se aprecia en la figura a continuación:

Figura 10. Bajo grado de consolidación por pobre cementación



Fuente: Schlumberger (2008)

De acuerdo a Schlumberger (1992), la unidad de medida del grado de consolidación de la roca se llama "Fuerza Compresiva" o UCS por sus siglas en ingles. Siendo este un dato clave para el diseño de un sistema de control de arena óptimo. Las formaciones de arena poco consolidadas generalmente tienen una fuerza compresiva menor a 1000 psi.

- Reducción de la presión de poro

La reducción de la presión de poro ocurre cuando existe disminución en la presión del yacimiento, esto repercute como un esfuerzo sobre la formación, que llega a romper los granos de la misma, pudiendo ser comprimidos, creando así partículas sólidas producidas por los fluidos del yacimiento al pozo.

La presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente. A medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva del pozo, se pierde o son removidos la parte del soporte que poseía la roca suprayacente. Esto crea un gran incremento de sobre peso en la formación y los granos de la arena pueden separarse de la matriz o triturarse originando la producción de arena. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

- Alto caudal de producción

La producción de fluidos del reservorio crea una presión diferencial y una fuerza de arrastre friccional que combinadas pueden exceder la "Fuerza Compresiva" de la formación. Esto nos indica que existe un "caudal critico", en los cuales la presión diferencial y la fuerza de arrastre no son lo suficientemente grandes para exceder la fuerza compresiva de la formación y ocasionar la producción de arena.

Estos mismos autores mencionan que algunos pozos producen por encima del "caudal critico", lo que significa que se debe instalar un método de control de arena en la terminación del pozo para maximizar la producción y así prevenir la intervención prematura del pozo. Una técnica clásica usada para minimizar la producción de arena es reducir el diámetro del choke, así se tiene un caudal crítico, donde no existe producción de arena. Sin embargo, esto reduce la productividad del pozo. Esta técnica es considerada como ineficiente y antieconómica. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

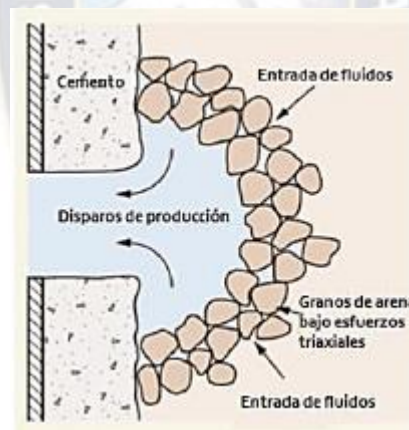
- Incremento del agua producida

La manifestación de arena en el pozo, puede originarse como resultado de la producción de agua de formación. Esto debido a que la arena de formación en los yacimientos es mojable por agua, la cohesión entre los granos es determinada por la tensión superficial del fluido en cada uno de los granos de arena, por lo que al

momento de presentarse la producción de agua la fuerza de tensión superficial es reducida, generando así que el agua producida desestabiliza los arcos de arena generando con ello la producción de sólidos. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

La permeabilidad relativa toma también un papel importante en la producción de arena, debido a que cuando se presenta el agua, la permeabilidad relativa del aceite decrece, resultando en un incremento en la caída de presión requerida para que el aceite sea producido. Este aumento crea una desestabilización en la resistencia de la formación que nuevamente termina en la producción de sólidos por fallas y defectos del arco de arena generados en la formación cercana al pozo, principalmente en la zona de los disparos de producción. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

Figura 11. Geometría de un arco de arena alrededor de los disparos de producción



Fuente: (Modificada, K. Ott & D. Woods, 2001)

- Alta viscosidad del fluido de reservorio

La fuerza de fricción ejerce un arrastre sobre los granos de arena de la formación la cual es creada por la producción de fluidos de reservorio. Esta fuerza de arrastre está relacionada con la velocidad del flujo y la viscosidad del fluido producido. Un fluido de reservorio de alta viscosidad aplicara una mayor fuerza de arrastre a los granos de la formación, que un fluido de menor viscosidad. (Schlumberger, 2023)

2.4. EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los efectos de la producción de arena son perjudiciales para la vida productiva del pozo. Si bien algunos pozos presentan una producción de arena dentro de los límites “manejables”, esto es por que constituyen una excepción y no así la regla de solución. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una masiva producción de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente atractiva o prudente. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

2.4.1. Limitación en la producción de hidrocarburos

Cuando las arenas provocan que los caminos preferenciales del flujo de hidrocarburos sean desviados debido al movimiento de las fallas, provocando el sellado de la formación hacia el pozo y generando la disminución o improductividad del yacimiento hacia el pozo. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

2.4.2. Pérdida de presión de salida del petróleo

Son dos factores importantes en el momento de explotación del yacimiento, ya que la presión a la que está confinado el hidrocarburo representará el caudal y velocidad de recuperación de los fluidos, por lo que un simple cambio en estos repercutirá en los diseños de explotación del campo. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

2.4.3. Contaminación del yacimiento

Conforme aumenta la producción de sólidos, estos se mezclan con los fluidos producidos generando cambios en sus propiedades físicas que dificultarán aún más las labores de explotación. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

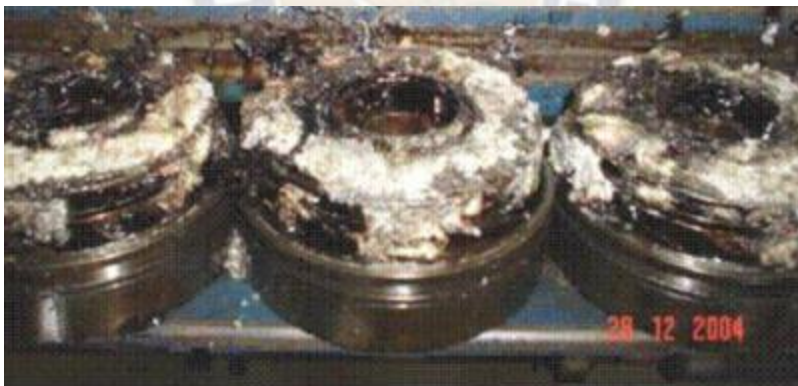
2.4.4. Acumulación de arena en los equipos de superficie

Si la velocidad de producción es suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta podría quedar atrapada en el separador, el calentador o la tubería de producción.

Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer la arena.

En este caso, no solo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también aquellos que genera el diferimiento de la producción. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

Figura 12. Acumulación de arena en los equipos superficiales



Fuente: Repsol YPF (2008)

2.4.5. Acumulación de arena en el fondo del pozo

Ocurre cuando la velocidad de producción no es suficiente para llevar los sólidos hasta superficie lo que provoca que se empiece a llenar el pozo por lo que el intervalo productor puede ser eventualmente cubierto con arena.

Induciendo a que la recuperación del pozo decaiga paulatinamente hasta llegar a un punto en que se detenga la producción. Lo que resultará en intervenciones al pozo para retirar los sólidos depositados en el fondo que solo resultarán en una pérdida de producción y un aumento en los costos de mantenimiento. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

Si la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para poder arrastrar arena hasta la superficie, esta podría quedar bloqueada en la tubería de producción o caer y empezar a llenar el interior de la tubería de revestimiento, hasta quedar completamente arenado el intervalo productor disminuyendo la tasa de producción y la producción se detenga.

Si la producción de arena es continua, es probable que las operaciones de limpieza deban realizarse rutinariamente, mensual o incluso semanalmente, lo cual se traducirá en pérdida de producción y mayores costos de mantenimiento del pozo. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

2.4.6. Erosión de materiales tubulares y equipos de fondo

En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena que pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados.

Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, el equipo de superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo que generaría problemas graves de seguridad, ambientales y diferimiento en la producción. Traduciéndose en un impacto negativo en lo económico para la empresa operadora. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

Figura 13. Erosión de filtros en el fondo del pozo



Fuente: Schlumberger (2005)

2.4.7. Pérdida de presión de fondo y reducción de la porosidad

La presión a la cual se encuentra el fondo del pozo es de gran importancia para la productividad, ya que se puede estimar los niveles de producción que tendrá el yacimiento. Al inicio de la producción se estima una declinación del reservorio (IPR) se puede utilizar un análisis nodal para predecir el comportamiento anticipadamente del caudal de producción vs la declinación de reservorio, pero cuando las condiciones de acumulación de arena se presentan el comportamiento estimado puede variar, una rápida declinación podría indicar posibles problemas de obstrucción por arenamiento del fondo del pozo. La productividad del pozo se ve reducida en gran medida o es nula cuando los tubulares se taponan con la arena producida. (Penbrthy & Shoughness, 1992)

2.5. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Es difícil predecir correctamente la producción de arena en la fase de explotación del pozo usando solo el método de predicción. Por lo tanto, varios métodos se consideraron para alcanzar una predicción con exactitud óptima. Basado en el artículo de Hong'en y Wenxin, (2005), cinco métodos de predicción de la producción de arena se describen en esta parte: método de intervalo de tiempo de tránsito,

método de combinación del módulo, método Schlumberger, método porosidad y método de control de presión de fondo de pozo. (Vallejos, 2016)

2.5.1. Método de intervalo de tiempo de tránsito

El pronóstico de la producción de arena se puede hacer usando datos acústicos de la formación. Un intervalo de valor crítico de tiempo de tránsito de $89.9\mu s/ft$ es definido, así como si Δt es mayor a este valor, entonces el pozo es más probable que produzca arena y viceversa. Sin embargo, este valor puede variar un poco para los diferentes campos petroleros. (Vallejos, 2016)

2.5.2. Método de combinación del módulo

Numerosos análisis de los resultados estadísticos de la producción de arena en pozos de aceite muestran que no se produce arena cuando la combinación de módulos elásticos, E_c es mayor o igual a $2.88 \times 10^6 \text{ psi}$, poca arena es producida cuando E_c está entre $2.16 \times 10^6 \text{ psi}$ y $2.88 \times 10^6 \text{ psi}$, y mucha arena es producida cuando E_c es menor que 2.16×10^6 . E_c se calcula de la ecuación: (Vallejos, 2016)

$$E = \frac{9,94 \times 10^8 * \rho}{\Delta t^6}$$

Donde

ρ : Densidad de la capa

Δt_c : Diferencial de tiempo de la onda de sonido

2.5.3. Método Schlumberger

En el método de Schlumberger $E_s \times E_R$ se calcula. Es una función de la porosidad de la roca, proporción de Poisson y un tiempo de intervalo de tránsito. Se sugiere que no se produce arena cuando $E_s \times E_R$ es mayor que $5.51 \times 10^9 \text{ psi}$ y puede haber

producción de arena cuando $E_S \times E_R$ es menor que 4.79×10^9 *psi*. $E_S \times E_R$ se calcula como: (Schlumberger, 2023)

$$E_S \times E_R = \frac{(9,94 \times 10^3)^2 (1 - 2\mu)(1 + \mu) \rho^2}{6(1 - \mu)^2 (\Delta t_c)^4}$$

2.5.4. Método porosidad

La porosidad de la formación también puede ser un factor determinante para decidir si la producción de arena sucederá o no. La posibilidad de la producción de arena es mayor si la porosidad es mayor al 30%. Y si está en el rango de 20% a 30% de porosidad puede presentarse poca producción de arena. (Vallejos, 2016)

2.5.5. Método de control de presión de fondo de pozo

Investigadores de la Unión Soviética le pusieron mucha importancia al método de control de presión del fondo de pozo y propusieron que la estabilidad de la formación cerca del pozo se relaciona no solo con las propiedades de la formación, sino que también con la presión de fondo de pozo. Esto se basa en las condiciones que el estrés tangencial en el fondo de la formación es menor que las fuerzas de cementación en las partículas de la roca para prevenir la producción de arena. Dedujeron una ecuación de la presión fluyente del fondo de pozo para prevenir la producción de arena: (Vallejos, 2016)

$$P_{wf} \geq \rho g H \beta (\cos \theta) \left(\frac{z\mu}{1 - \mu} - a \right) \times 10^3 - C$$

Donde:

β : Coeficiente del conductor de presión de la roca

θ : Ángulo de inclinación de la formación

C : Cohesión de la partícula

α : Coeficiente de fuerza de la fricción de la partícula

2.6. CONTROL DE ARENA

La producción de arena trae consigo problemas costosos como daño a los equipos de superficie, daños a la tubería y taponamiento, lo que significa un incremento en los costos, pérdida en la producción y riesgos de accidentes por daños irreparables en las válvulas de seguridad. Es por esto que es de suma importancia tener en cuenta al momento de realizar la completación de un pozo si va a existir producción de arena y que método va a ser aplicado para su mitigación. (Br. Ferrigni Carvajal, 2012)

2.6.1. Método de control de arena

Existen cuatro métodos principales disponibles actualmente para reducir la producción de arena en un pozo.

2.6.1.1. Restricción de la producción

En los yacimientos de areniscas los esfuerzos como consecuencia de la caída de presión afectan los minerales que mantienen unidos los granos de arena haciendo que estos se separen y se vayan al pozo.

Este método tiene como función básica la disminución de la producción de los fluidos del yacimiento, para producir a una menor velocidad y lograr que los minerales que mantienen unidos a los granos no sean afectados. Esto resulta mejor para pozos horizontales porque se tiene un gran intervalo de formación y se puede producir un flujo de volúmenes equivalentes, pero a una menor velocidad y así de esta manera controlar la producción; en pozos verticales puede ser antieconómico. (Br. Ferrigni Carvajal, 2012)

2.6.1.2. Consolidación química in situ

Involucra la inyección de químicos (Resinas) en formaciones naturalmente no consolidadas lo cual provee un enlace grano a grano, pero se requiere de una gran adherencia para que su aplicación sea exitosa. El objetivo es cementar los granos en su punto de contacto manteniendo la máxima permeabilidad. Para realizar una consolidación química debe tenerse en cuenta los siguientes criterios: (Br. Ferrigni Carvajal, 2012)

- La zona no debe tener una longitud mayor a 25 pies para que así la resina y químicos endurecedores se puedan dirigir de forma precisa al área deseada.
- La temperatura de la zona no debe exceder los 280°F para que los químicos puedan ubicarse apropiadamente.
- La permeabilidad de la zona debe ser mayor o igual a 100 mD con una presencia de arcillas y feldespatos menor al 15%.
- La formación debe contener menos de 5% de material calcáreo.
- La zona debe estar revestida, correctamente cementada y cañoneada.

2.6.1.3. Mecánicos

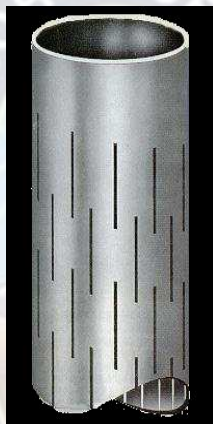
Son los más comunes para el control de arena. Siempre incluyen algún tipo de mecanismo que se instala en el fondo del pozo lo que causa el acumulo de la arena y sirve como filtro para poder producir los fluidos. Hay dos técnicas mecánicas principales que por lo general son usadas en conjunto:

Empaque con Grava: Es una técnica de puenteo que involucra la colocación de un filtro de arena compacto frente a la formación y en los túneles de las perforaciones

Rejillas o Forros Ranurados: Es un equipo filtrante que es colocado para retener la arena y así evitar que esta se produzca con los fluidos de formación. Los Forros Ranurados son fabricados con tubulares usados en pozo abriendo una serie de ranuras longitudinales a través de la pared del tubo y se utilizan en la completación

para evitar la producción de la arena de empaque. Las Rejillas consisten en un espiral de alambre alrededor de una estructura de soporte formando un tubo, es posible controlar que tan apretada este la espiral para regular el tamaño de las aberturas entre las vueltas. El área de flujo de las rejillas es hasta 12 veces mayor que la de los forros ranurados. (Br. Ferrigni Carvajal, 2012)

Figura 14. Forro ranurado



Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MARTORANO, Pedro

2.6.1.4. Combinados

Estos métodos involucran el uso de consolidación química y técnicas mecánicas de control de arena. Generalmente grava con resina es colocada mecánicamente con el objetivo de lograr una resistencia compresiva adecuada de la formación, finalmente la arena se convierte en resina consolidada lo que elimina el uso de rejillas. Este tratamiento es realizado de forma similar a los tratamientos de empaque con grava. (Br. Ferrigni Carvajal, 2012)

2.7. TERMINACIÓN DE POZOS

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería de revestimiento y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponando el mismo si así se determinara. El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. (OilProduction, 2014)

Para que esta se realice debe hacerse un análisis nodal para determinar qué instalación de producción este acorde a los requerimientos del sistema. En la elección del tipo de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente durante la perforación, a partir de muestras de núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de exploración. (OilProduction, 2014)

Después de concluir con el trabajo de perforación prosigue la etapa de terminación del pozo que es el conjunto de operaciones ejecutadas desde el momento en que se baja la cañería de producción, las operaciones principales son:

- Reperforación del cemento.
- Cambio del fluido.
- Registros eléctricos.
- Baleos de cañería (Zona de Interés).
- Prueba de evaluación.
- Empaque de grava en OH (open hole) o en cañería.

2.7.1. Método de control de arena

El criterio de diseño de las terminaciones según Rojas (2006), dependen de las técnicas de producción y las posibilidades de reparación futuras.

La selección del tipo de control de arena debe considerar los siguientes factores:

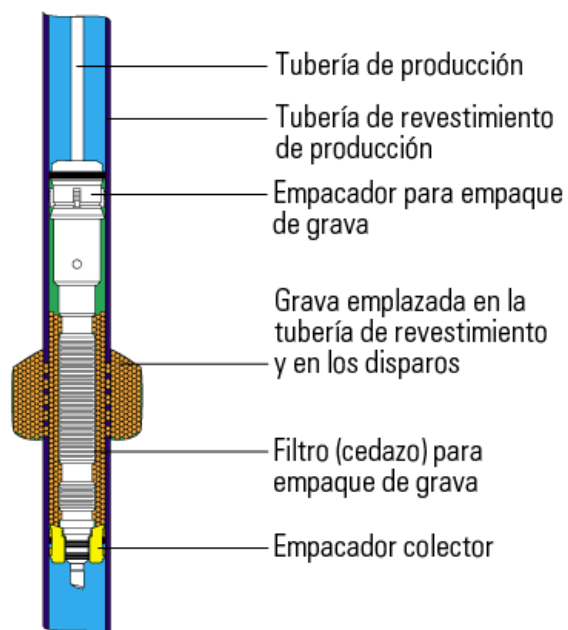
- Costo inicial

- Efecto de la producción
- Tipo de arena
- Presencia de secciones múltiples
- Nivel de agotamiento de la presión del yacimiento
- Historial de producción de arena de campos cercanos o de la misma formación.

La importancia del diseño de la terminación se manifiesta en el desempeño del pozo a lo largo de su vida productiva. Mientras que el incentivo inicial es producir el pozo a la tasa de producción diseñada, la terminación tiene que dar la flexibilidad para ejecutar reacondicionamientos futuros. Sin embargo, un diseño deficiente llevará a elevados costos operativos, abandono prematuro, y reservas no recuperadas.

2.8. TERMINACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA

Figura 15. Empaque de grava



Fuente: (Schlumberger, 2023)

Un método de control de la producción de arena utilizado para prevenir la producción de arena de formación. En las operaciones de empaque de grava, se coloca un cedazo (filtro) de acero en el pozo y el espacio anular circundante, se empaca con grava preparada de un tamaño específico, diseñada para prevenir el pasaje de arena de formación.

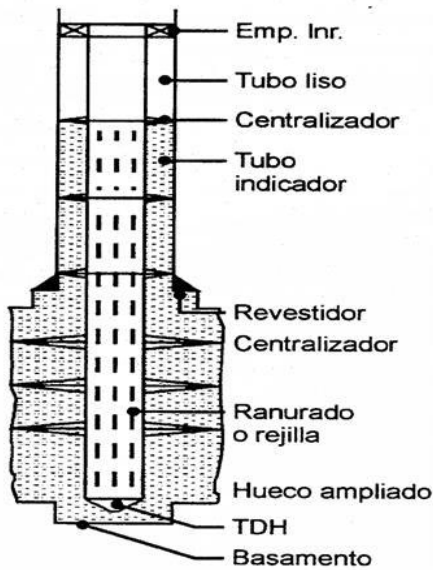
El objetivo principal es estabilizar la formación, a la vez que se causa un deterioro mínimo de la productividad del pozo. (Schlumberger, 2023)

2.8.1. Empaque de grava en hoyo abierto

En este tipo de terminación la tubería de revestimiento está asentada por encima de la zona productora (Figura 16) entonces el pozo es perforado en forma de un telescopio con una broca pequeña, lo cual no proporciona un calibre suficiente para colocar la malla con un diámetro adecuado, por lo tanto, se procede a raspar los intervalos donde será instalado el control de arena. (Schlumberger, 2023)

Luego que el calibre del pozo ha sido ampliado no debe acidificarse previo al empaquetamiento con grava debido a que la matriz de la arenisca puede causar derrumbamiento, lo cual puede impedir la instalación de la malla, posteriormente circular la grava al espacio entre la rejilla o liner ranurado y el hoyo ampliado, de tal forma que la rejilla o liner ranurado funcione como un dispositivo de retención de la grava como filtro de la arena de la formación, reduciendo las operaciones de colocación de grava y además que los fluidos de producción convergen radialmente, eliminando la fuerte caída de presión que ocurre a través del empaque de los fluidos de perforación. (Schlumberger, 2023)

Figura 16. Terminación con empaque de grava en hueco abierto



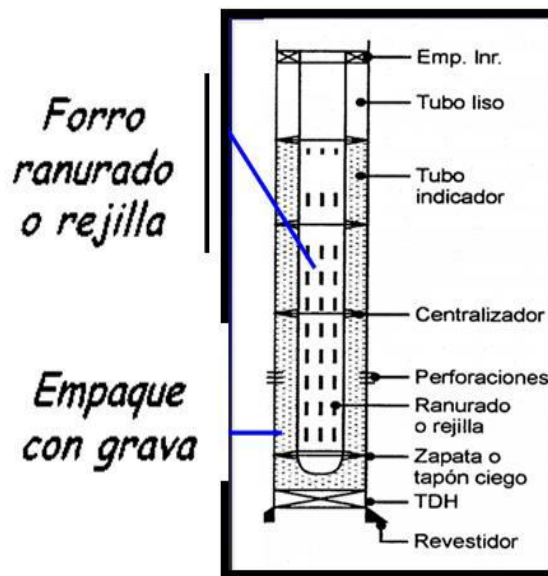
Fuente: (Schlumberger, 2023)

2.8.2. Empaque de grava en hoyo entubado

El mecanismo de empaquetadura de grava en hueco entubado crea un empaquetamiento detrás de la tubería de revestimiento en las cavidades formadas por los canales producto de los cañones TCP. En todo caso, las cavidades deberán ser puestas en comunicación con el pozo mediante los disparos hechos, a través del empaquetamiento que penetran el cemento y el espesor de la tubería de revestimiento a la profundidad de la zona de interés. (Schlumberger, 2023)

Estos mismos autores reportan que para empaquetar la formación y las cavidades producto de los disparos, se deben usar fluidos de transporte viscosos con alta concentración de grava. La lechada formada por el fluido de transporte, la grava, los aditivos necesarios, debe ser inyectada a la formación sin fracturarla. La presión con la que es desplazada la lechada conduce a los fluidos polimerizados hacia la formación deshidratándose y compactando la grava.

Figura 17. Terminación con empaque de grava con casing



Fuente: (Schlumberger, 2023)

Estos mismos autores reportan que para empaquetar la formación y las cavidades producto de los disparos, se deben usar fluidos de transporte viscosos con alta concentración de grava. La lechada formada por el fluido de transporte, la grava, los aditivos necesarios, debe ser inyectada a la formación sin fracturarla. La presión con la que es desplazada la lechada conduce a los fluidos polimerizados hacia la formación deshidratándose y compactando la grava. (Schlumberger, 2023)

2.9. EMPACADURA DE PRODUCCIÓN

Es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la tubería productora y el revestimiento de producción, a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde la empaadura por el espacio anular, hacia arriba. Estas empaaduras son utilizadas bajo las siguientes condiciones:

- a) Para proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.
- b) Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.

- c) Para aislar perforaciones o zonas de producción en completaciones múltiples.
- d) En instalaciones de levantamiento artificial por gas.

Para proteger la tubería de revestimiento del colapso, mediante el empleo de un fluido sobre la empaadura en el espacio anular entre la tubería productora y el revestimiento de producción. (Schlumberger, 2023)

2.10. QUANTUM PACKERS

El empacador de grava QUANTUM está diseñado específicamente para aumentar la confiabilidad y mejorar todos los aspectos de las operaciones de control de arena. El robusto empacador QUANTUM es el componente central del sistema de terminación de empaque de grava QUANTUM, que está diseñado específicamente para el empaque de grava de producción de un solo viaje en pozos verticales, desviados y horizontales. (QUANTUM, 2023)

2.10.1. Empaque de grava en hoyo entubado

- Conjunto hidráulico
- Recuperable
- Para uso en terminaciones con grava y arena.

2.10.2. Configuraciones y funcionamiento

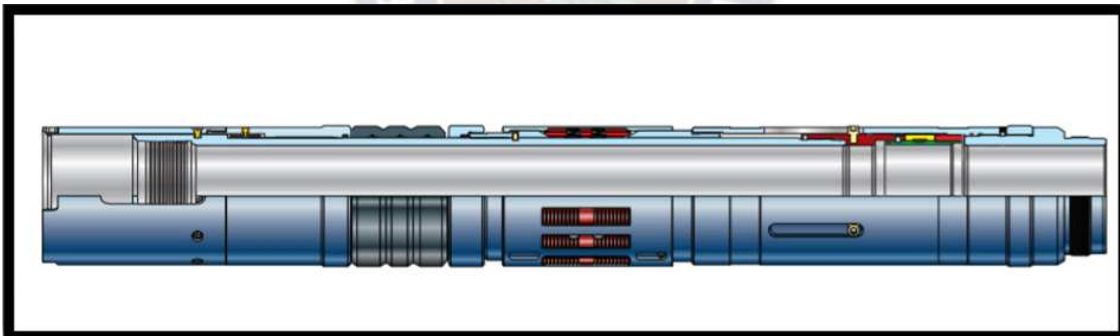
El empacador QUANTUM está disponible en configuraciones estándar y de gran diámetro, lo que permite que los ID del conjunto de sellos coincidan con los ID de los tubos de producción. El diseño de gran diámetro permite múltiples terminaciones en las que la tubería de producción inferior debe pasar a través de un conjunto de obturador superior sin dañar los orificios de sellado. Todas las operaciones se completan con presión y movimiento vertical y no requieren rotación. (Schlumberger, 2023)

2.10.3. Recuperación y fresado

Los packers QUANTUM están diseñados para recuperarse con tracción recta o fresarse si es necesario. Estos empacadores se pueden colocar en cables y recuperarse utilizando una herramienta de recuperación interna. Cuentan con elementos de empaque auto energizantes de una pieza y cuñas bidireccionales de una pieza que reducen el riesgo de pérdida durante la recuperación o el fresado. Las cuñas están ubicadas debajo del elemento de empaque para una máxima protección contra la suciedad. (Schlumberger, 2023)

El empacador QUANTUM se puede configurar con una variedad de herramientas de servicios QUANTUM, incluido el Tipo 3, las herramientas de empaque de grava y fractura para pozos revestidos, y varias herramientas de configuración con cable. (Schlumberger, 2023)

Figura 18. Quantum Packer



Fuente: (Schlumberger, 2023)

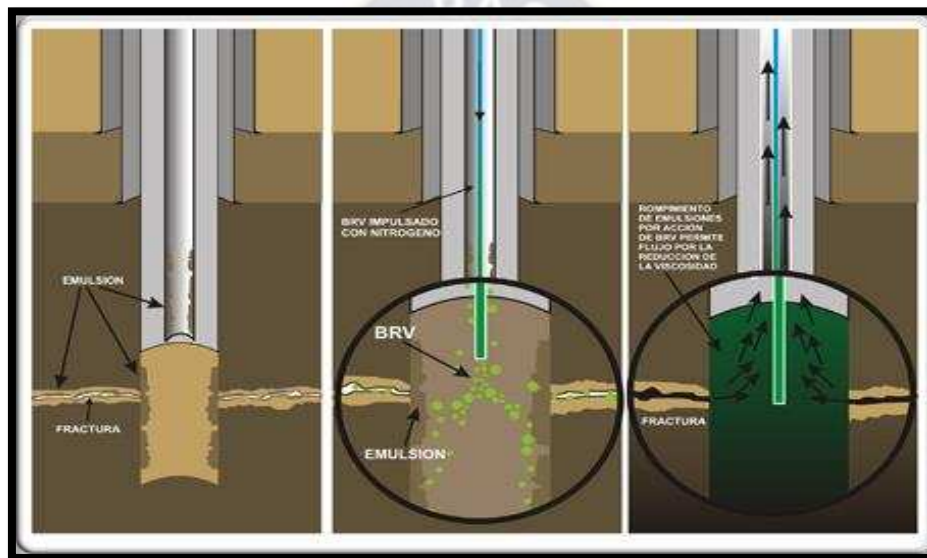
2.11. TÉCNICAS DE DISPARO

De acuerdo a Schlumberger (2023), para establecer la comunicación del fluido entre el pozo y la formación productora y permitir así las operaciones de producción. Se deben efectuar agujeros a través de la cañería y del cemento.

2.11.1. Baleos o punzados de pozos petroleros

Baleos o también llamado cañoneo es un proceso en el cual se crea una abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas necesarias para realizar este tipo de trabajo son los cañones. (Schlumberger, 2023)

Figura 19. Bajo grado de consolidación por pobre cementación



Fuente: Schlumberger (2008)

2.12. CAÑONES CARÁCTERÍSTICOS GENERALES

2.12.1. Cañones desechables o no recuperables

En los cañones desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema portador (Lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura.

Consisten en cargas cubiertas, selladas a presión, individualmente, fabricadas por lo común de un material perecedero, tal como: aluminio, cerámica, vidrio o hierro colado. Cuando la carga se detona, fragmenta la cubierta en pequeños pedazos. Estos desechos quedan en el pozo. (Schlumberger, 2023)

Figura 20. Cañones Desechables o No Recuperables



Fuente: Schlumberger (2008)

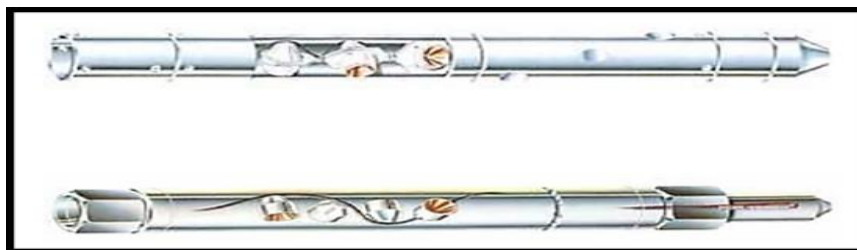
2.12.2. Cañones recuperables

En los sistemas recuperables (no expuestas), los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo. En este sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, lo cual lo hace más adecuado para ambientes hostiles. Consisten en un tubo de acero en el cual se fija la carga moldeada. (Schlumberger, 2023)

Características

- El tren de explosivos es protegido o cubierto del entorno del fluido del pozo.
- Posee un tubo de acero a prueba de presiones.
- Las cargas explosivas se colocan en el tubo y en forma radial con respecto a su eje.
- El tubo se cierra herméticamente y el detonante es rodeado de aire a presión atmosférica.
- La detonación causa una pequeña expansión del tubo, el cual puede ser extraído del pozo junto con los residuos generados durante el proceso de cañoneo. (Schlumberger, 2023)

Figura 21. Cañones desechables recuperables



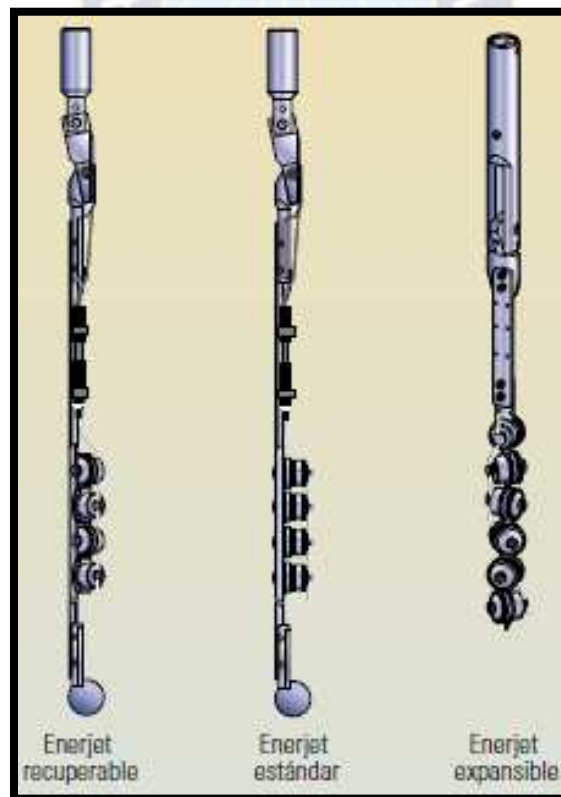
Fuente: Schlumberger (2008)

2.12.3. Cañones semi recuperables

Consiste en tiras de acero inoxidable, en las cuales se colocan las cargas, las cuales están interconectadas por primacord. La ventaja es que se recupera la regleta, reduciendo la cantidad de residuos en los perforados. (Schlumberger, 2023)

Constan de un fleje recuperable de acero o alambre donde van montadas las cargas. Estas se encuentran recubiertas de cerámica o de vidrio, y los desechos después de la detonación se parecen a la arena o grava. Soportan la presión y desgaste, y las cubiertas de cerámica son resistentes a las sustancias químicas. (Schlumberger, 2023)

Figura 22. Cañones semi recuperables



Fuente: Schlumberger (2008)

2.13. TIPOS DE BALEOS CON RESPECTO A LAS PRESIONES

- **Presión positiva (Overbalance)**

$PH > PF$, Se utiliza esta técnica en formaciones de baja permeabilidad, luego podríamos realizar un frac-hidráulico y producir por swab. La desventaja es que solo el 10% de los perforados está en contacto con el pozo, el resto está taponeado. (Schlumberger, 2023)

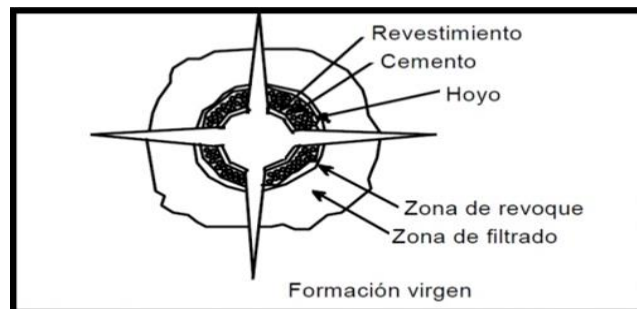
- **Presión negativa (Under balance)**

$PH < PF$, Se utiliza esta técnica en formaciones de alta permeabilidad, que se aprovecha para que los fluidos que tienen mayor presión que el pozo limpien los perforados causados por el baleo, aprox. el 50% de los perforados están en contacto con el pozo. (Schlumberger, 2023)

2.14. BALEOS Y DISEÑO DE BALEOS

Las terminaciones de pozos deben diseñarse de modo de minimizar las futuras intervenciones, y con la tecnología actual todo esto es posible. Cuando hablamos de un diseño óptimo de una terminación, tenemos que tener conocimiento de baleos, porque balear un pozo no significa perforar la cañería y cemento, sino aplicar una alta tecnología para una efectiva comunicación del fluido de la formación hacia el pozo.

Figura 23. Cañones Desechables o No Recuperables



Fuente: (Schlumberger, 2023)

El baleo de un pozo es básicamente el proceso mediante el cual se establece una comunicación entre el reservorio productivo y el interior del pozo mismo (“wellbore”); sin embargo, su efectividad depende del manejo de algunos factores que resultan de vital importancia.

Los baleos tienen como objetivo principal establecer una comunicación efectiva entre el yacimiento y el interior del pozo a través de orificios creados en el revestidor, cemento y la formación. Es decir, una vez que se ha completado el pozo (perforado, entubado y cementado) se requiere establecer una comunicación entre el pozo y la formación, para esto se realizará una operación de cañoneo o disparos los cuáles tienen la finalidad de atravesar el casing, el cemento y la formación a fin de permitir al fluido confinado en el reservorio fluir hacia el pozo y consecuentemente hacia la superficie, también te permite: Evaluar zonas productoras, Mejorar la zona de producción y Efectuar trabajos de cementación. (Schlumberger, 2023)

Los factores que afectan la eficiencia del cañoneo son tres:

- Temperatura
- Resistencia de la formación
- Estado del cemento

Existen especificaciones sobre las presiones y temperaturas de operación para todos los cañones. Las presiones en el fondo del pozo pueden limitar el uso de algunos cañones con cargas expuestas. Como regla general, las cargas de alta temperatura no deben ser empleadas en pozos con un rango de temperatura de 300 – 400 F. (Schlumberger, 2023)

2.15. SISTEMA DE BALEO TCP

Según Dowell Sand Control (2005), el sistema de baleo TCP fue diseñado para reducir los daños causados a las formaciones sensibles durante la terminación bajo balance. Con este método, el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería de producción con una empaquetadura, la cual debe ser asentada antes de iniciar

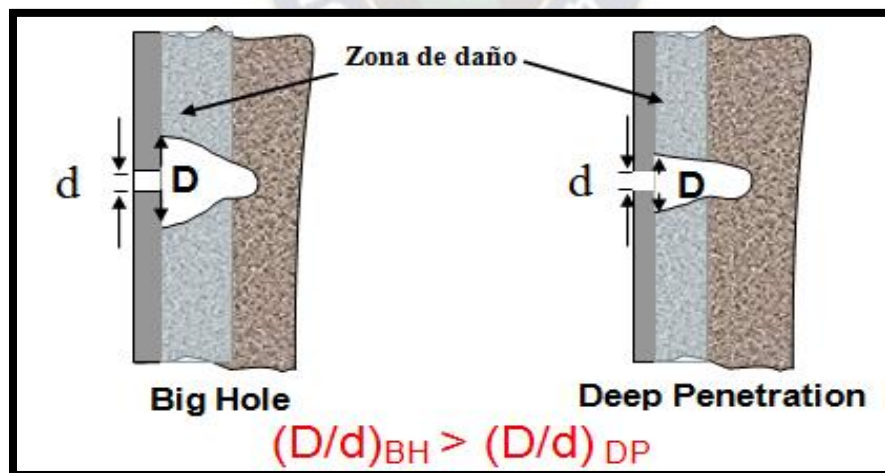
la operación de cañoneo, que debe estar combinado con un diferencial óptimo a favor de la formación. La ventaja de este sistema es que inmediatamente después del baleo, se pone el pozo en producción.

Para empaques de grava normalmente necesitan cargas de tipo “Big Hole” y disparadores de alta densidad (12 balas/pie), el criterio primordial es convertir el área del casing en una zona abierta al flujo. (Schlumberger, 2023)

Como mínimo, el tamaño del agujero tiene que ser lo suficientemente grande para emplazar la grava sin que ocurra un puenteo en su interior, y al tener un agujero con diámetro más grandes se evitaría una alta caída de presión en las perforaciones y altas velocidades de flujo que desprenderían los granos de la formación.

Por otra parte, las cargas “Deep Penetration” realizan un túnel profundo y de diámetro pequeño que dificulta el emplazamiento de grava eficiente en su interior elevando la caída de presión y disminuyendo la productividad del pozo.

Figura 24. Diferencia de áreas perforadas entre cargas Big Hole y Deep

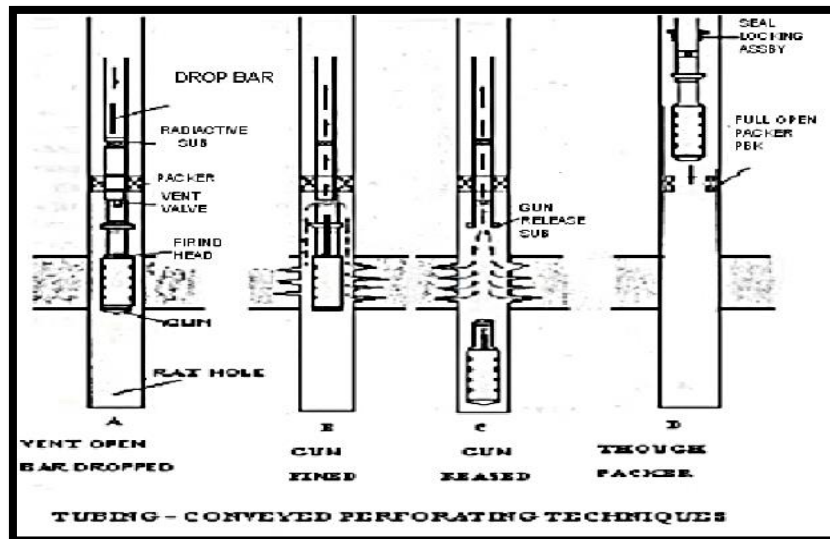


Fuente: Schlumberger (2005)

Este sistema se lo hace bajando el cañón juntamente con la sarta de tubería es decir con arreglos de producción. Es un sistema desarrollado especialmente para yacimientos donde se conocen las presiones en pozos en desarrollo. La ventaja de

este sistema es que inmediatamente después del baleo se pone el pozo en producción. (Schlumberger, 2023)

Figura 25. Secuencia de baleos



Fuente: Schlumberger (2010)

2.16. PERFPAC

El PERFPAC es un sistema integrado TCP, empaque de grava y el sistema de herramienta de prueba. Permite cañonear, estimular y empaquetar en un solo viaje (Figura 25) reduciendo el tiempo de operación del taladro y minimizando el daño a la formación ya que los tiempos de exposición son menores. (Schlumberger, 2023)

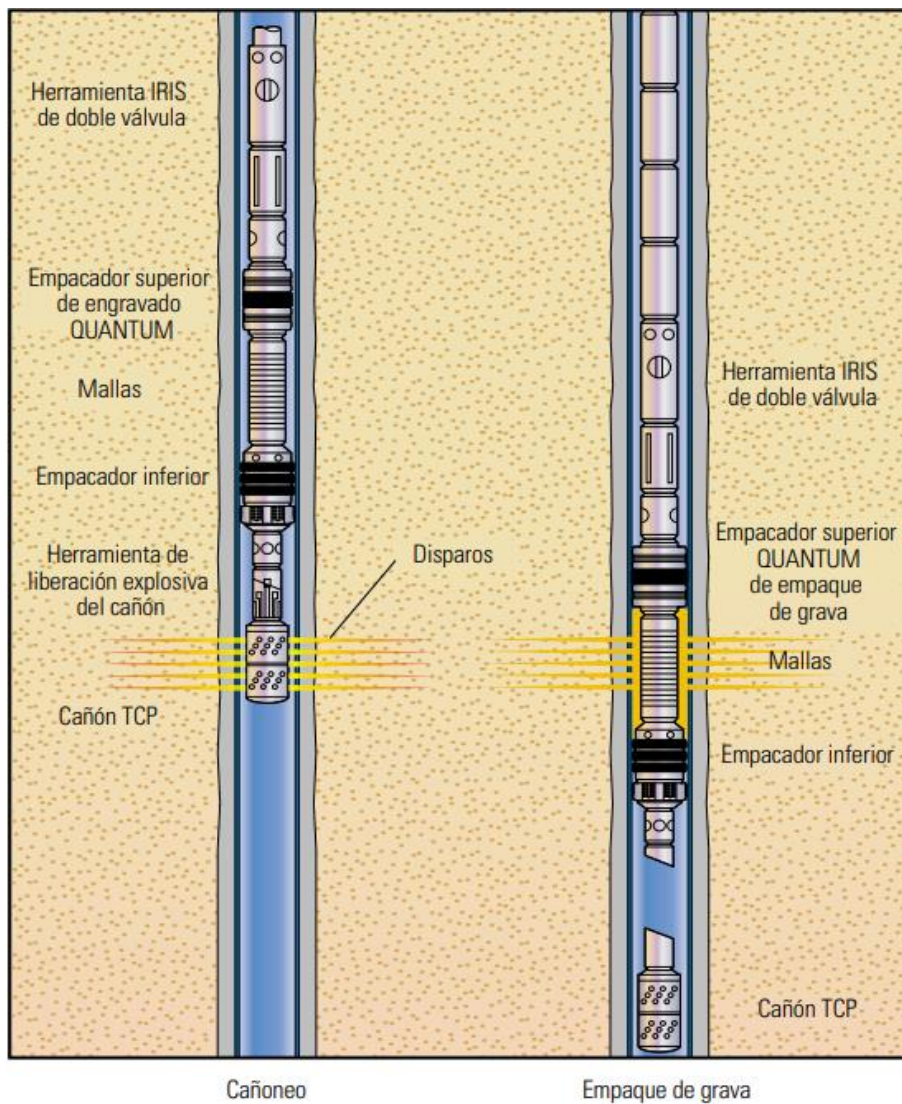
El objetivo es reducir los costos de terminación, evitar el deterioro de la formación y mejorar la producción de hidrocarburos

Beneficios:

- Mínima pérdida de fluido de terminación hacia formación.
- Mínima contaminación de los punzados.
- Mínimo daño a la formación y menor tiempo del equipo.
- Eliminación de tratamientos LCM y reducción de la pérdida de fluido.

Permite perforar underbalance y empaquetar sin matar el pozo.

Figura 26. Sistema integrado PERFPAC



Fuente: (Schlumberger, 2023)

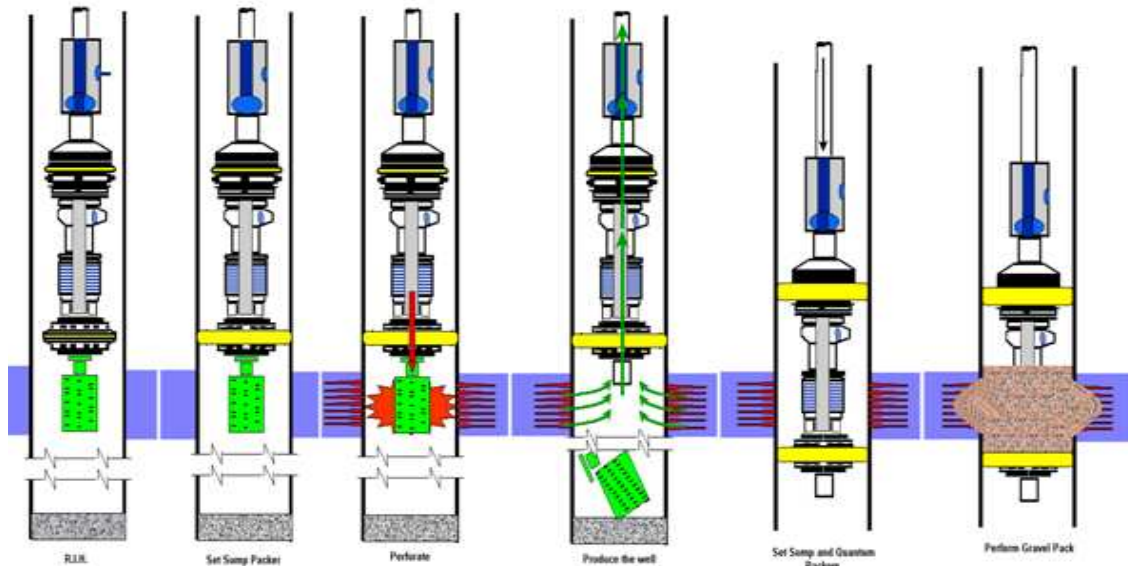
2.16.1. Procedimiento para el sistema Perfpac

El sistema perfpac tiene el siguiente procedimiento

- Bajar herramienta
- Colocar un empacador de fondo
- Balear formación
- Desechar disparador

- Producir pozo
- Colocar empaque
- Hacer circular grava

Figura 27. Proceso del sistema Perfpac



Fuente: (Schlumberger, 2023)

2.17. CÁLCULOS PARA EL EMPAQUE DE GRAVA

2.17.1. Empaquetado de los punzados

La productividad y la vida útil del empaque de grava dependen del llenado de los punzados (túneles formados por el disparo) con grava. Si los punzados no se empaquetan bien, los finos provenientes de la formación pueden invadir los túneles reduciendo la permeabilidad y el área de flujo de los mismos. (Schlumberger, 2023)

2.17.2. Cálculos previos a empaque de grava

De acuerdo a Schlumberger y S.O.P (2011), la siguiente sección proporciona una perspectiva general de los cálculos mínimos a realizar antes del trabajo.

- PPA y YIELD

El PPA es la concentración de grava en libras por galón y el YIELD es el rendimiento en porcentaje que da la mezcla del fluido de base grava “slurry”.

$$YIELD = \frac{PPA}{\rho_{Grava}} + 1$$

Donde:

YIELD: Rendimiento que tiene la mezcla del fluido con la grava

PPA: Concentración de la grava que se bombeara a la formación $\left[\frac{lb}{gal}\right]$

ρ_{Grava} : Densidad que tiene el grano o grava $\left[\frac{lb}{gal}\right]$

2.17.3. Densidad de la lechada (Slurry)

Slurry es todo tipo de fluido (Viscoelástico, polimérico, etc.) que contenga grava

$$\delta_{SL} = \frac{m_{SL}}{V_{SL}} = \frac{m_{Fluido} + m_{Grava}}{V_{Fluido} + V_{Grava}}$$

Luego:

$$\delta_{SL} = \frac{\delta_{BFL} + PPA}{YIELD}$$

Donde:

δ_{SL} : Densidad de la lechada (Slurry) $\left[\frac{lb}{gal}\right]$

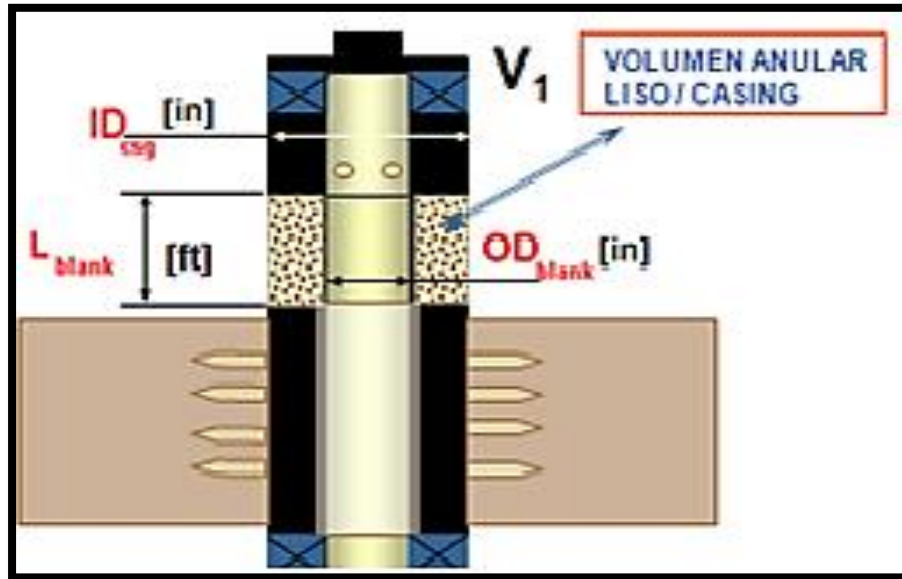
δ_{BFL} : Densidad del fluido base que se utilizara para bombear la grava $\left[\frac{lb}{gal}\right]$

PPA: Concentración de la grava que se bombeara a la formación $\left[\frac{lb}{gal}\right]$

2.17.4. Volumen anular tubo liso (Blank)-revestidor [pie^3]

El 100% ó menos de este volumen pueden ser considerados como exceso de grava.
Esto asegura una completa cobertura del volumen anular entre formación.

Figura 28. Volumen anular tubo liso (Blank)-revestidor [pie^3]



Fuente: (Schlumberger, 2023)

$$V_1 = \frac{\pi}{4 * 144} (ID_{csg}^2 - OD_{Blank}^2) * L_{Blank}$$

ID_{csg} : diámetro interno del casing [in]

OD_{Blank} : diámetro externo Blank [in]

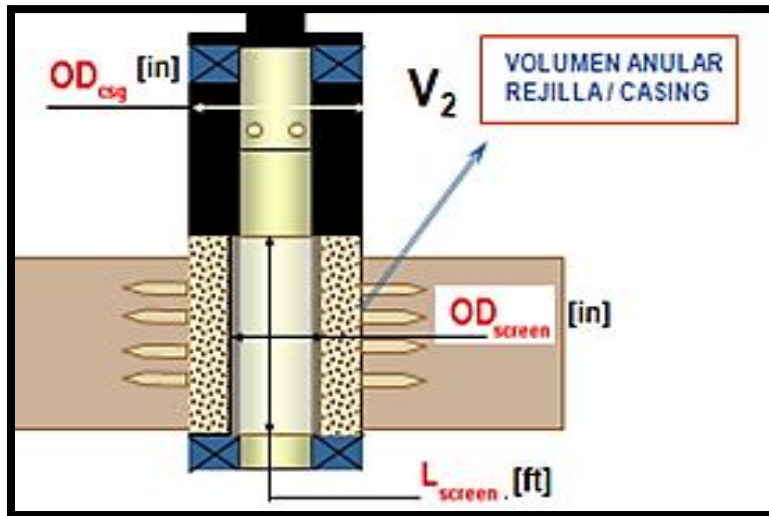
L_{Blank} : longitud tubo liso [ft]

V_1 : volumen entre blank y revestidor [ft^3]

2.17.5. Volumen anular Rejilla-casing [pie^3]

Este volumen siempre debe ser llenado totalmente con grava

Figura 29. Grava a inyectar entre rejilla y casing [pie^3]



Fuente: (Schlumberger, 2023)

$$V_2 = \frac{\pi}{4 * 144} (ID_{csg}^2 - OD_{Screen}^2) * L_{Screen}$$

ID_{csg} : diámetro interno del casing [in]

OD_{Screen} : diámetro externo de la rejilla [in]

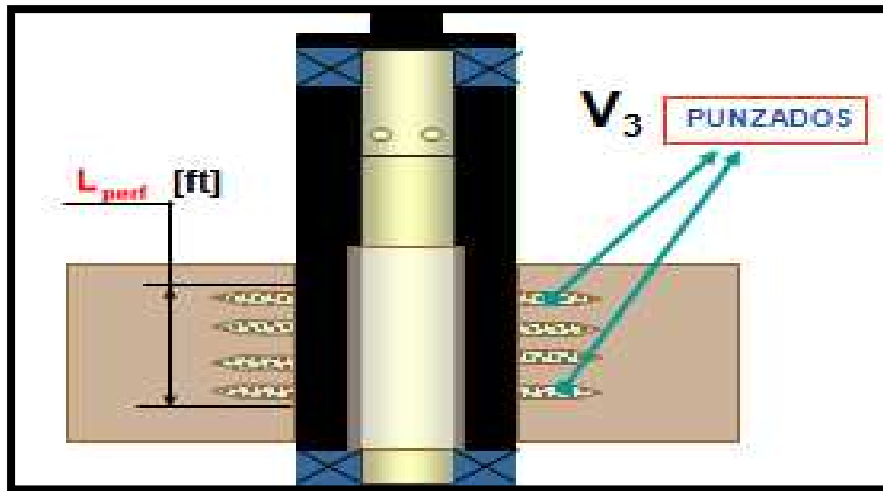
L_{Screen} : longitud de rejilla [ft]

V_2 : volumen entre rejilla y revestidor [ft^3]

2.17.6. Grava a inyectar en los punzados [pie^3]

Este es el volumen de grava que se requiere para empaquetar los punzados.

Figura 30. Grava a inyectar en los punzados [pie^3]



Fuente: (Schlumberger, 2023)

$$V_3 = C_p * L_{perf}$$

Donde

L_{perf} : longitud donde están los punzados [ft]

V_3 : volumen en los punzados [ft^3]

C_p : capacidad lineal de las perforaciones y es dada por:

Para zonas nuevas

- Formaciones limpias: $0,25 \left[\frac{ft^3}{ft_{perforacion}} \right]$
- Formaciones sucias, con baja permeabilidad: $0,25 - 0,5 \left[\frac{ft^3}{ft_{perforacion}} \right]$

Para re- terminaciones

- Las zonas han producido arena: $0,5 - 1,5 \left[\frac{ft^3}{ft_{perforacion}} \right]$

2.17.7. Volumen total de grava (V_g)

$$V_{Grava} = [V_1 * \%] + V_2 + V_3$$

Donde:

$\%$: Fracción de llenado del anular entre tubo liso y casing

V_{Grava} : volumen total de grava [ft^3]

2.17.8. masa de grava (W_g)

$$W_{Grava} = \rho_{Bulk} * V_{Grava}$$

Donde:

W_{Grava} : Masa de la grava [lb]

V_{Grava} : Volumen de grava [gal] o [ft^3]

ρ_{Bulk} : Densidad del Bulk (Grava) [lp_g] o [$\frac{lb}{ft^3}$]

2.17.9. Volumen del fluido de transporte (V_{CF})

$$V_{CF} = \frac{W_{Grava}}{PPA}$$

Donde:

W_{Grava} : Masa de la grava [lb]

PPA : Concentración de la grava que se bombeara a la formación $\left[\frac{lb}{gal} \right]$

V_{CF} : Volumen del fluido de transporte $[gal]$

2.17.10. Volumen de lechada (Slurry)

Se llama “lechada” a cualquier fluido que contiene grava, la relación entre los volúmenes del fluido de transporte y el de lechada esta expresada por:

$$V_{SL} = V_{CF} * YIELD$$

Donde:

V_{SL} : Volumen total de la mezcla del fluido y grava que se utiliza para bombear

V_{CF} : Volumen del fluido que se utilizara para transportar la grava

$YIELD$: Rendimiento que tiene la mezcla del fluido con la grava

2.17.11. Desplazamiento hasta el QUANTUM (D_Q)

$$D_Q = C_{TUB} * D$$

Donde:

C_{TUB} : Capacidad del tubing $\left[\frac{Bbl}{ft} \right]$

D : Profundidad media (MD) del QUANTUM $[ft]$

2.17.12. Cantidad de grava decantada en la zona Blank pipe-casing (W_{STL})

$$W_{STL} = \frac{V_{S1}}{YIELD} * PPA$$

Donde:

$V_{S1} = V_1$: Volumen de Slurry (lechada) entre Blank pipe-casing [gal]

$YIELD$: Rendimiento que tiene la mezcla del fluido con la grava

PPA : Concentración de la grava que se bombea a la formación $\left[\frac{lb}{gal} \right]$

W_{STL} : cantidad de grava decantada en la zona Blank pipe-casing [lb]

2.17.13. Volumen de grava decantada (V_{STL})

$$V_{STL} = \frac{W_{STL}}{\rho_{Bulk}}$$

Donde:

W_{STL} : cantidad de grava decantada en la zona Blank pipe-casing [lb]

ρ_{Bulk} : Densidad del Bulk (Grava) [lpg]

V_{STL} : volumen de grava decantada [gal]

2.17.14. Porcentaje de Blank pipe cubierto (Fracción del ciego cubierto)

$$Blank\% = \frac{V_{STL}}{V_{S1}}$$

Donde:

V_{STL} : volumen de grava decantada [gal]

V_{SI} : volumen total de la mezcla del fluido y grava [gal]

Blank%: porcentaje de Blank pipe cubierto %

2.17.15. Reagrupando las tres formulas anteriores

$$BLANK\% = \frac{PPA}{YIELD * \rho_{Bulk}} + 1$$

Una vez alcanzada la presión de cierre (screen out) se debe presurizar el espacio anular antes de desplazar la herramienta de servicio a la posición de reversa evitando de esta manera que la grava remanente existente en la tubería de trabajo encima del packer Quantum entre al anular pudiendo provocar esta que la herramienta quede aprisionada en el packer.

$$\rho_{SL} = \frac{\rho_{FB} + PPA}{YIELD} \quad [lpg] \quad \text{Ec. 1}$$

Presión que se debe colocar en el anular antes de cambiar la herramienta de servicio a posición de revesado (RO) agregando un factor de seguridad (500 psi)

$$\Delta P_{Hdr} = Hx(\rho_{SL} - \rho_{FL})x0.052 \quad [psi] \quad \text{Ec. 2}$$

$$P_{TOT} = Fs + \Delta P_{Hdr} \quad [psi] \quad \text{Ec. 3}$$

Fs=factor de seguridad

ρ_{SL} = densidad del slurri

ρ_{FL} = densidad del fluido

2.17.16. Colapso para el ensamblaje de fondo de pozo

Para establecer la presión de alivio de la válvula de disparo, se obtiene la limitación más pequeña de presión P en la línea de retorno/ revestidor.

$$P_{MASP} = (P_{collapse} \times SF) - PH + P_{reservorio} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

P_{MASP} = Máxima presión de superficie permitible

$P_{collapse}$ = Presión de colapso

SF = Factor de seguridad, generalmente 0.8

PH = Columna hidrostática dentro workstring

$P_{reservorio}$ = Presión del reservorio



CAPITULO III

MARCO REFERENCIAL

3.1. INTRODUCCIÓN

El campo Boquerón Norte está ubicado en la Provincia Ichilo a 190 km, al noroeste del departamento de Santa Cruz, a una altura promedio de 227 msnm. Y conforma una planicie boscosa con una ligera pendiente regional hacia el Norte. (YPFB Andina, 2020)

A la fecha se han perforado 9 pozos: BQN-NX1D, BQN-NX2, BQN-NX3, BQN-N4D, BQN-N5D, BQN-N6D, BQN-N7D, BQN-N10D y BQN-N23D de acuerdo al siguiente detalle. (YPFB Andina, 2020)

- 2 abandonados (BQN-NX2 y BQN-NX3).
- 5 cerrados (BQN-N7D – alta RGP; BQN-N10D y BQN-N23D – improductivos; BQN-NX1D – daño de formación; BQN-N4D – alto corte de agua.
- 2 en producción (BQN-N5D y BQN-N6D)

A continuación, se presenta el resumen de los factores de recuperación de producción del campo:

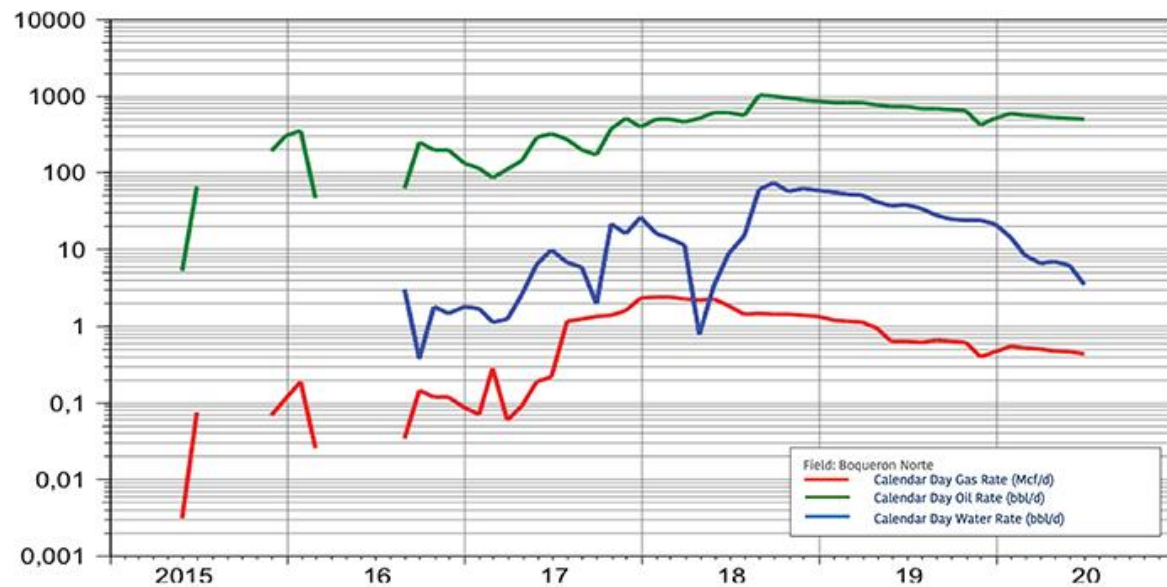
Tabla 4. Resumen de factor de recuperación

Volumen in situ	MMBbbs	39,21
Producción Acumulada	MMBbbs	0,79
Factor de Recuperación Actual	%	2

Fuente: (YPFB ANDINA, 2020)

El gráfico a continuación muestra la producción histórica del campo y los hitos más relevantes que se identificaron:

Figura 31. Producción histórica del campo



Fuente: (YPFB ANDINA, 2020)

3.1.1. Historial de producción

La estructura Boquerón Norte fue descubierta el año 2015 con la perforación del pozo BQN-NX1D (BQN-4D), Propuesto inicialmente para investigar la acumulación comercial de hidrocarburos de los reservorios Petaca, Cajones, Yantata y el Carmen (Arenisca Sara). En la etapa de terminación del pozo se obtuvieron pruebas positivas en cuanto a petróleo de 43° API en el reservorio Yantata y Gas/Condensado de 64°API en el reservorio Cajones, así mismo fue baleada la arenisca Sara con resultados negativos.

El pozo BQN-NX1D quedó terminado con arreglo doble y con sistema de control de arena en los reservorios Cajones y Yantata. Con estos resultados, luego del descubrimiento de esta nueva estructura con acumulación comercial de hidrocarburos líquidos se efectuó una reinterpretación sistémica del área, se propuso la perforación de 2 nuevos pozos BQN-NX3 y BQN-NX2 con la finalidad de delimitar la acumulación de hidrocarburos ubicados al sur y este respectivamente

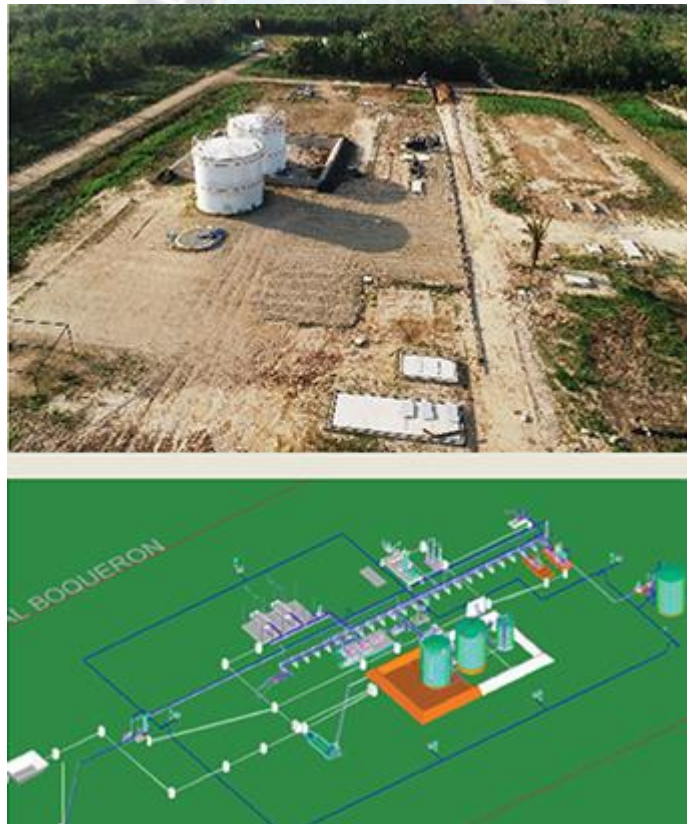
del pozo descubridor, los resultados no fueron los esperados, por lo cual estos fueron abandonados.

La producción promedio del campo a septiembre de 2020 es de 470 BPD de petróleo, 0,40 MMpcsd de gas natural sin producción de agua, con una producción acumulada de 790,40 MBbls de petróleo.

Se tiene previsto realizar estimulaciones ácidas y la perforación de 4 pozos adicionales. Estos trabajos están en función al pago de incentivos a producción de petróleo de nuevos descubrimientos.

Actualmente los pozos en producción son BQN-N5D y BQN-N6D

Figura 32. Batería de producción de petróleo



Fuente: (YPFB ANDINA, 2020)

3.1.2. Facilidades de producción

El campo boquerón Norte cuenta con una batería de producción de petróleo provisional, con una capacidad de separación de 33 MMpcsd de gas natural, capacidad nominal de almacenamiento de petróleo de 5072 barriles, con las siguientes facilidades de superficie instaladas, líneas de recolección, colectores, sistemas de separación, Almacenamiento-transferencia de custodia (Bombeo), Generación eléctrica y sistema de seguridad contra incendio (RCI).

Las facilidades de superficie existentes, se encuentran en proceso de traslado a la nueva ubicación (definitiva).

La producción de hidrocarburos líquidos se envía a la planta del campo Yapacani, para su posterior entrega al sistema de transporte y la producción de gas natural se envía al quemador por baja la presión de producción.

3.1.3. Características petrofísicas de la formación Yantata

La formación Yantata que pertenece al sistema cretácico, presenta grano suelto de cuarzo cristalino, fino, escaso medio, sub angular – sub redondeado, buena selección a areniscas gris blanquecina en algunos casos tono verdoso, grano fino a medio, cuarzo cristalino, lechoso, sub redondeado - redondeado, buena selección, friable. Fluorescencia directa parcial, amarilla ocre medio. Hacia la parte media superior presenta niveles calcáreos.

El campo Boquerón Norte es una estructura independiente al norte del campo Boquerón (Boquerón Tradicional) dentro del Área de Contrato Boquerón.

El pozo BQN-N6D presenta la siguiente secuencia estatigrafica:

Tabla 5. Secuencia estratigráfica

FORMACION	PERIODO
YECUA	(Terciario)
UPPER PETACA	(Terciario)
LOWER PETACA	(Terciario)
NARANJILLOS	Cretácico Terciario)
YANTATA	(Cretácico)
ICHOA	(Cretácico)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB ANDINA

El pozo BQN-N6D es productora de la formación Yantata (2354-2440m.) principalmente, donde los niveles que tienen un alto porcentaje de hidrocarburo son 2382-2394m. y 2413-2421m. como se muestra en la figura a continuación.

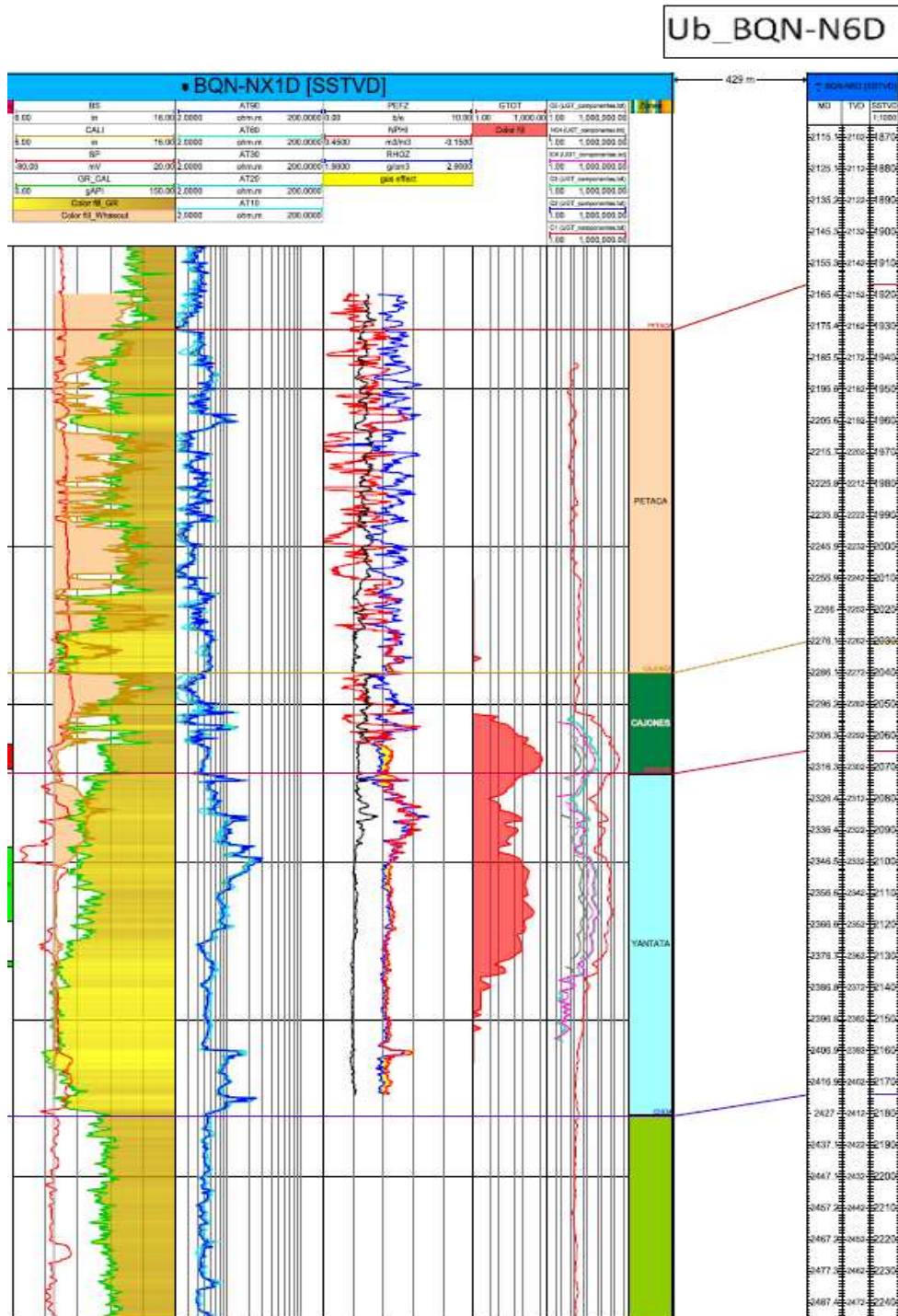
- **Datos del pozo BQN-N6D**

Tabla 6. Datos del pozo BQN-N6D

CARACTERISTICAS POZO	PROPIEDADES BQN-N6D
Reservorios	Formación Yantata
Profundidad final propuesta	2500m
Profundidad según perforación	2495 m MD inclinación max 17,22° @2121.53m
Profundidad según registro	2493,5 m MD
Tipo de completación	Simple
Falla por arenamiento	3750 - 3780 m (Petaca/Areniscas)
Fluido de terminación	9,9 LPG
Permeabilidad	30 md
Porosidad	20%
Grava	40/60
temperatura	95 °F
Viscosidad	0,001 cp
Factor Z	0,52
Presión de reservorio	25030 psi
Radio de drenaje	984,3 ft
Radio de pozo	0,354 ft

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB ANDINA

Figura 33. Estratigrafía del pozo BQN-N6D



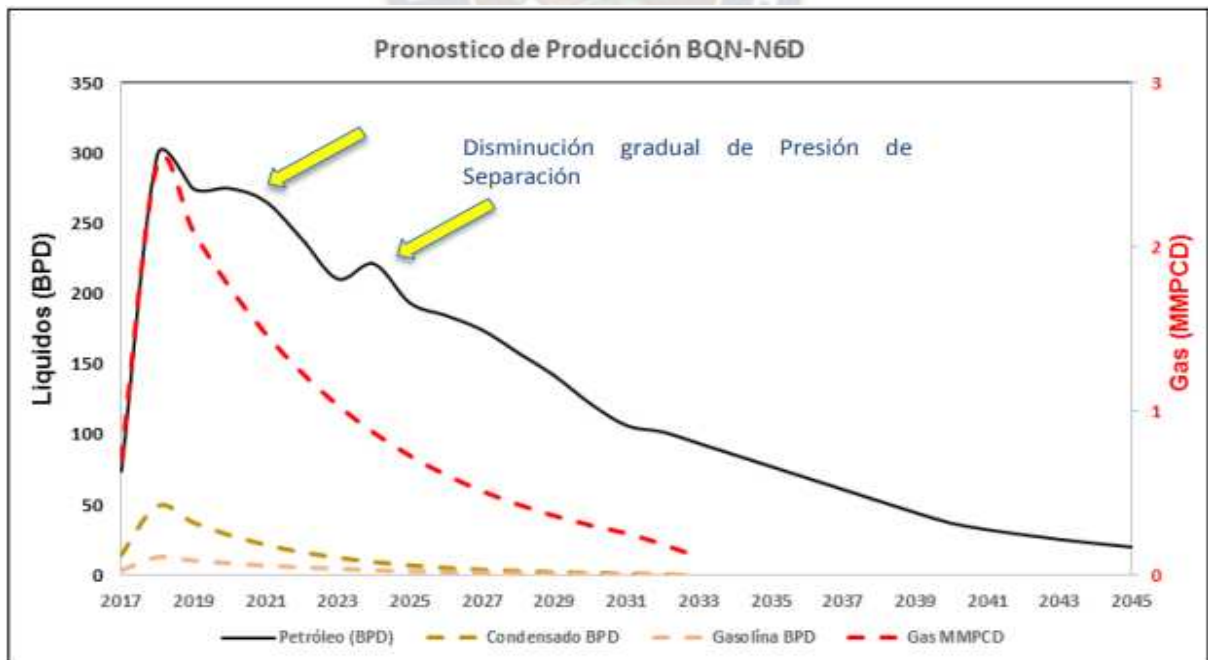
Fuente: (YPFB ANDINA, 2020)

De acuerdo a la interpretación sísmica 3D fue actualizado con datos de los pozos existentes en el área hasta la fecha, la estructura Boquerón Norte para los reservorios Petaca, Cajones y Yantata presenta un anticlinal asimétrico de dirección Este- Oeste cuyo cierre occidental se encuentra afectado por una falla de dirección NW-SE con buzamiento este, hacia la parte oriental de la estructura presenta una falla NW-SE que delimita. Hacia el sur está separado de la estructura tradicional de Boquerón por una falla de dirección Este-Oeste.

La Formación Yantata del periodo cretácico es el reservorio principal del pozo BQN-N6D donde la producción proviene de un casquete de gas, la cual presenta una porosidad del 20% y una permeabilidad de 30 md, con una saturación de agua del 29%, dándole una clasificación de regular a buena.

3.1.4. Pronóstico de producción

Figura 34. Pronóstico de producción de BQN-N6D



Fuente: Programa de perforación BQN-N6D

Tabla 7. Reserva y pronóstico de producción

Campo	Reservorio	Intervalo Perf Metros	Producción estimada				Reservas				Presión
			ck #/64	Pet BPD	Gas MMPCD	Agua BPD	Pet MBBL	Condensado MBBL	Gas BCF	Gasol MBBL	Inicial PSI
TRAMO Y RESERVORIO A HABILITAR											
Boquerón	Yantata	Por definir		300			1389.3				

Fuente: Programa de perforación BQN-N6D



CAPITULO IV

MARCO PRÁCTICO

4.1. INTRODUCCIÓN

De todas las variables que pueden ser controladas para un fracturamiento, la posición, número, tamaño y fases de las perforaciones probablemente tienen la más significativa influencia en el éxito del tratamiento. Cuando es usada efectivamente para el fracturamiento, ellas pueden utilizarse para controlar el punto de iniciación de la fractura. Está claro que, en formaciones de baja permeabilidad, muchas fracturas empaquetadas se conectan al “wellbore” a través de menos de 20 perforaciones, por lo que no hay necesidad de perforar el resto de la arena neta. Sin embargo, en formaciones de gas de alta permeabilidad, la fractura puede volverse restringida debido a los efectos de turbulencia, y puede ser necesario perforar mayores intervalos, si estos conectan a la fractura durante la colocación del propante.

Ya que una cierta proporción de los tratamientos son realizados sobre pozos existentes que ya han sido perforados, estos casos están fuera del control del ingeniero de la fracturación. Sin embargo, si un pozo o un intervalo es nuevo el ingeniero de la fracturación puede incrementar grandemente la efectividad del tratamiento, perforando para el fracturamiento a través de la técnica Perfpac, más que en una manera convencional.

Cuando se perfora para el fracturamiento, es a menudo deseable perforar solamente una muy limitada sección del “wellbore”, usualmente localizada hacia el centro del intervalo productivo bruto. Esto controla el punto de iniciación de la fractura y ayuda a reducir la tortuosidad. Sin embargo, hay razones completamente legítimas para querer perforar toda la arena neta (que puede a menudo resultar en algunos juegos de perforaciones). Una de estas razones es el well testing, que es usado por los ingenieros de reservorios para ayudar a determinar las reservas

recuperables en la formación – obviamente una muy importante tarea. El análisis de los resultados del “well testing” pueden ser errados si el intervalo entero no es perforado, especialmente si la formación Yantata contiene algunos intervalos discretos. Entonces la necesidad de reducir el número de perforaciones y reducir la longitud del intervalo perforado, deben ser balanceados con los intereses de otras compañías operadoras. Un compromiso debe ser alcanzado.

4.2. INCREMENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD A TRAVÉS DEL FRACTURAMIENTO CON LA TÉCNICA PERFPAC

El objetivo principal del fracturamiento hidráulico es incrementar la productividad del pozo (BQN-N6D), vía remoción del daño en la vecindad del “wellbore”, o estableciendo un canal conductivo en la formación. El incremento del índice de productividad puede ya sea aumentar el rate de producción o disminuir el diferencial de presiones (drawdown). No hay necesidad de explicar los beneficios del incremento del rate de producción; sin embargo, los beneficios de la disminución del drawdown son menos obvios, pero se muestran en la reducción de la producción de arena, evitar la conificación de agua y/o elevar el equilibrio de fases en las cercanías del pozo para reducir la liberación de gas o evitar la formación de condensados. En el caso de pozos inyectores el objetivo, del fracturamiento hidráulico, es lograr un incremento en el rate de inyección, y una reducción del diferencial de presión al momento de la inyección.

Para entender cómo el fracturamiento incrementa la productividad, se indican conceptos básicos de Ingeniería de Producción e Ingeniería de Reservorios.

4.2.1. Cálculo del volumen del pad y del volumen total de fluido para BQN-N6D)

Teniendo en cuenta los siguientes datos de campo:

$$C_L = 1,7 \times 10^{-3} \frac{ft}{min^{0,5}}$$

El área de fractura es de $2 \times 240 \times 243,6 = 1,17 \times 10^5 \text{ ft}^2$ se asume $K_L = 1,5$

$$q_i t_i = A_f \bar{w} + K_L C_L (2A_f) r_p \sqrt{t_i}$$

$$(20,7) (5,615) t_i = 1,17 \times 10^5 (0,281334/12) + (1,5) (1,7 \times 10^{-3}) (2,34 \times 10^5) (0,7) t_i^{0,5}$$

$$t_i - 21,9752 \sqrt{t_i} - 23,58234 = 0$$

Por tanto:

$$t_i = 45,88 \text{ min}$$

El volumen total requerido es:

$$V_i = (20,7) (42) (45,88)$$

$$V_i = 4 \times 10^4 \text{ galones}$$

De este modo la eficiencia " η " es de:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{(1,17 \times 10^5) \left(\frac{0,28}{12}\right) (7,48)}{4 \times 10^4}$$

$$\eta = 0,51$$

Donde 7,48 es un factor de conversión y se asume $K_L = 1,5$

$$V_{pad} = (4 \times 10^4) \left(\frac{1 - 0,51}{1 + 0,51}\right) = 1,28 \times 10^4$$

$$V_{pad} = 1,28 \times 10^4 \text{ galones}$$

Este volumen representa el 32% del volumen total, a un rate de inyección de 20,7 bpm, lo cual puede requerir 14,7 minutos de bombeo.

4.2.2. Determinación del programa de propante para BQN-N6D)

Donde:

$$t_i = 54,81 \text{ min}$$

$$\eta = 0,313$$

$$t_{pad} = 26,4 \text{ min}$$

$$C_f = 8 \text{ ppg}$$

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta}$$

$$\varepsilon = \frac{1 - 0,013}{1 + 0,013}$$

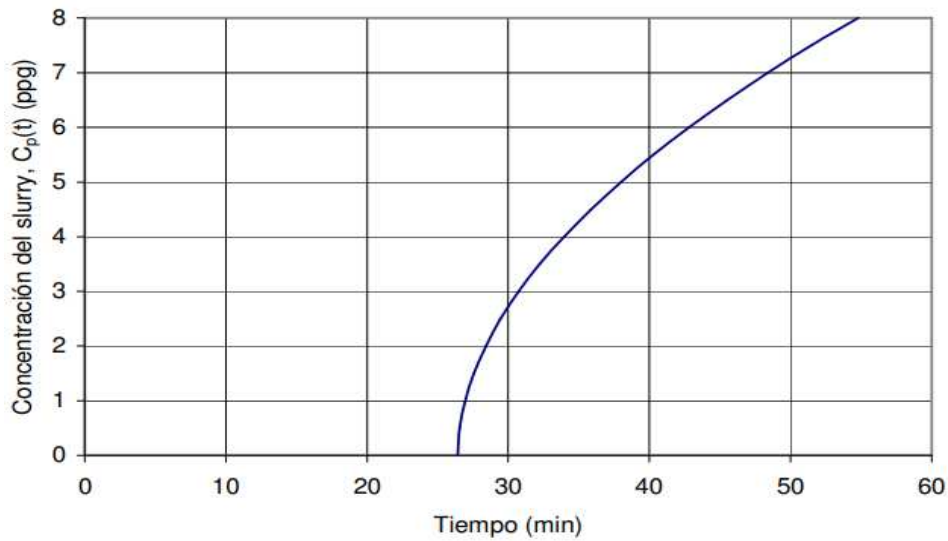
$$\varepsilon = 0,52$$

$$C_p(t) = C_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon$$

$$C_p(t) = 8 \left(\frac{40,3 - 26,4}{54,81 - 26,4} \right)^{0,52}$$

$$C_p(t) = 5,5 \text{ ppg}$$

Gráfico 1. Inicio del Slurry de propante y continua adición de propante



Fuente: Elaboration propia, 2023

4.2.3. Cálculo del ancho de empaquetado para (BQN-N6D)

Donde:

Se tiene una inyección de arena de 20/40

$$\phi_p = 0,38$$

$$\rho_p = 165 \frac{lb}{ft^3}$$

$$X_f = 221,4 \text{ ft}$$

$$h_f = 240 \text{ ft}$$

$$C_f = 8 \text{ ppg}$$

$$\varepsilon = 0,523$$

$$V_{pad} = (4,75 \times 10^4) - (2,73 \times 10^4) = 2,02 \times 10^4 \text{ galones}$$

Se procede al cálculo de la concentración promedio de slurry con la expresión a continuación:

$$\bar{C}_p(t) = \frac{C_f}{\varepsilon + 1}$$

$$\bar{C}_p(t) = \frac{8}{0,523 + 1}$$

$$\bar{C}_p(t) = 5,25 \text{ ppg}$$

A continuación, se determina la masa de propante:

$$M_p = \bar{C}_p(V_i - V_{pad})$$

$$M_p = (5,25)(2,02 \times 10^4)$$

$$M_p = 1,06 \times 10^4 \text{ lb}$$

Para la concentración de propante en la fractura se calcula a continuación:

$$C_p = \frac{M_p}{2X_f H_F}$$

$$C_p = \frac{1,06 \times 10^4}{2(221,4)(240)}$$

$$C_p = 1 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2}$$

Finalmente se calcula el ancho del empaquetado de la fractura:

$$\omega_p = \frac{C_p}{(1 - \varphi_p)\rho_p}$$

$$\omega_p = \frac{0,99}{(1 - 0,38)(165)}$$

$$\omega_p = 0,0097 \text{ ft}$$

$$\omega_p = 0,117 \text{ in}$$

4.2.4. Cálculos de esfuerzo sobre el propante y resultante de reducción de su permeabilidad para (BQN-N6D)

Donde:

La profundidad es de 5000 ft

Densidad de formación $165 \frac{lb}{ft^3}$

Razón de poisson 0,25

Constante de Biot 0,7

Presión inicial de reservorio 2100 psi

Asumiendo la conductividad de la fractura con arena de 20/40 a 500 y 1000 psi de caída de presión.

$$\sigma_v = \frac{\rho_H}{144} \quad 1$$

$$\sigma_H = \frac{V}{1 - V} \sigma_v \quad 2$$

Sustituyendo 1 y 2 se obtienen los siguientes resultados

$$\sigma_{H,min} = \frac{0,25}{0,75} \left[\frac{(165)(5000)}{144} - (0,7)(2100) \right]$$

$$\sigma_{H,min} = 1419,722 \text{ psi}$$

Este es el esfuerzo que los propantes pueden experimentar sin caída de presión (drawdown), para 500 y 1000 Psi de caída de presión ($P_{wf} = 1600$ y 1100 Psi respectivamente), podrían resultar en un esfuerzo efectivo de 350

Psi (0,7 por 500) y 700 Psi (0,7 por 1000) respectivamente, en consecuencia, el esfuerzo efectivo sería 1769,722 y 2119,722 Psi para propantes a $1 \frac{lb}{ft^2}$ a 1770 psi.

En ese sentido y considerando que después de un tiempo de producción el pozo podría declinar, considerando $P = 1700 \text{ Psi}$ se obtiene el siguiente resultado:

$$\sigma_{H,min} = \frac{0,25}{0,75} \left[\frac{(165)(5000)}{144} - (0,7)(1700) \right] + (0,7)(1700)$$

$$\sigma_{H,min} = 2703 \text{ Psi}$$

Para un $P_{wf} = 1600 \text{ Psi}$

$$\sigma_{H,min} = 2703 - (0,7)(1600) = 1583 \text{ Psi} < 1769,722 \text{ inicial}$$

Y finalmente para un $P_{wf} = 1100 \text{ Psi}$

$$\sigma_{H,min} = 2703 - (0,7)(1100) = 1933 \text{ Psi} < 2119,722 \text{ inicial}$$

4.2.5. Cálculo de esfuerzos versus profundidad para (BQN-N6D)

Se considera la formación Yantata:

Con una profundidad de 5000 ft

Densidad de formación $165 \frac{lb}{ft^3}$

La constante poroelástica es de 0,72

Razón de poisson de 0,25

Presión hidrostática del reservorio $\rho_o = 60 \frac{lb}{ft^3}$

$$\sigma'_v = 1,15H - \frac{(0,72)(60)H}{144}$$

$$\sigma'_v = 0,85H$$

$$\sigma'_H = \frac{V}{1-V} \sigma'_v$$

$$\sigma'_H = \frac{0,25}{1-0,25} (0,85H)$$

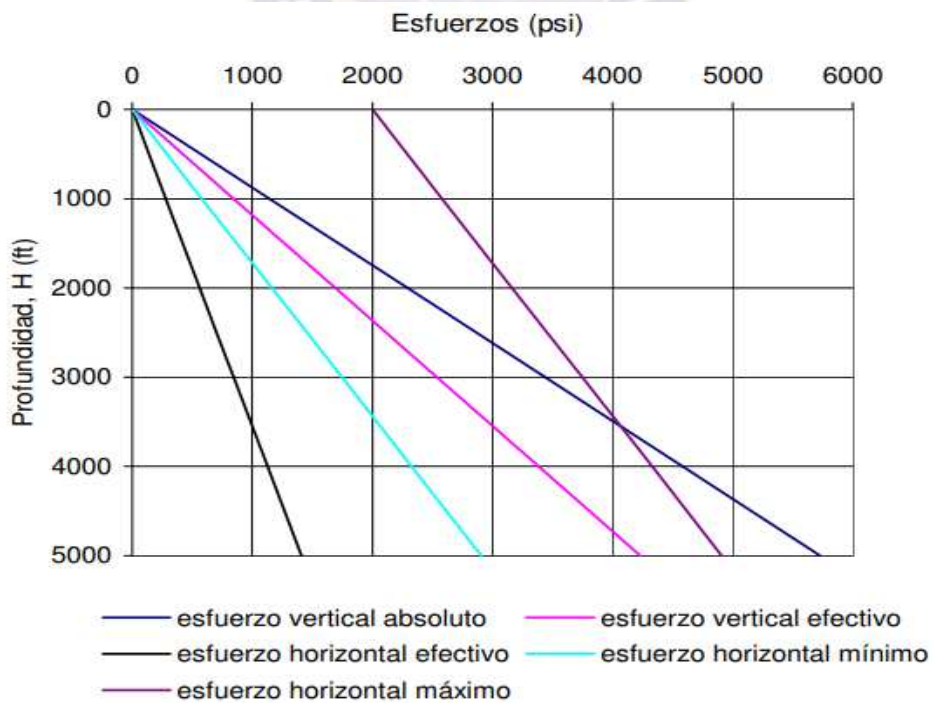
$$\sigma'_H = 0,282H$$

Por tanto

$$\sigma_{H,min} = 0,282H + \frac{(0,72)(60)(H)}{144}$$

$$\sigma_{H,min} = 0,582H$$

Gráfico 2. Cálculo de esfuerzos vs profundidad

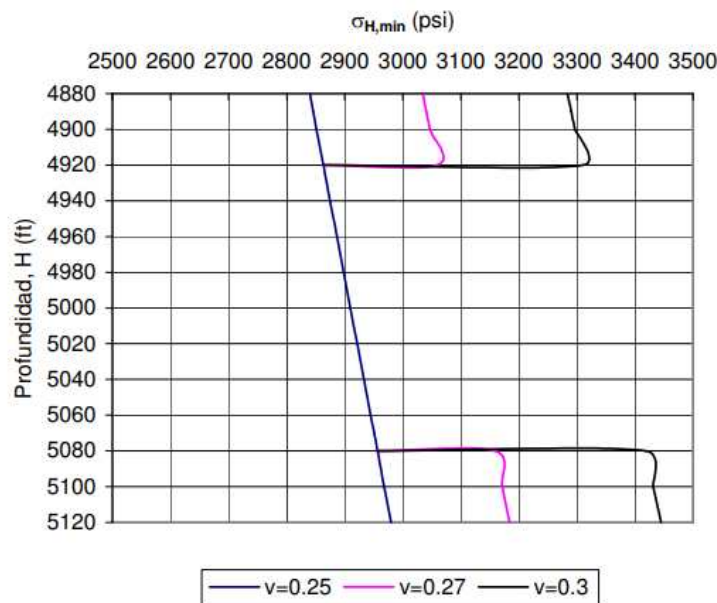


Fuente: Elaboración propia, 2023

En gráfico anterior se aprecia que a 5000 ft los esfuerzos $\sigma_v, \sigma'_v, \sigma_{H,min}, \sigma'_{H,min}$ Y $\sigma_{H,max} = \sigma_{H,min} + 2000$. Estos esfuerzos son 5,729, 4,229, 1410, 2919 y 4,910 Psi respectivamente, de los tres esfuerzos principales $\sigma_{H,min}$ es el más pequeño, por lo que, a cualquier profundidad, una fractura hidráulica podría ser vertical y normal a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

Se entiende que, si se tiene un punto medio de 160 ft de formación, la diferencia entre los esfuerzos horizontales al tope y fondo de la formación serán solamente de $0,57\Delta H = 0,582 \times 160 = 93,12$ Psi.

Gráfico 3. Perfiles de esfuerzos horizontales entre la formación y lutitas encima y debajo



Fuente: Elaboración propia, 2023

Cuando las dos formaciones de 50 ft de lutitas son consideradas el esfuerzo absoluto vertical al tope y fondo de secuencia lutita/arenisca y arenisca/lutita será entre $1,15 \times 50 = 58$ y $1,15 \times 160 = 184$ Psi, respectivamente, y los esfuerzos absolutos horizontales serán entre $0,582 \times 50 = 29,1$ y $0,582 \times 160 = 93,12$ Psi respectivamente (donde $\nu = 0,25$ es usado para todas las arenas). Sin embargo, si $\nu = 0,27$ para las lutitas, mientras el esfuerzo horizontal en las areniscas permanece

las mismas, de la ecuación de σ'_H y similarmente a la ecuación de $\sigma_{H,min} = 0,61H$, que a 10.000 ft resulta en un adicional contraste de aproximadamente $(0,614 - 0,582) (5000) = 217$ Psi. Para $\nu = 0,3$ este contraste de esfuerzos es aproximadamente $(0,66 - 0,582) (5000) = 390$ Psi.

La única razón importante para la contención de la altura de la fractura es el contraste de los esfuerzos naturales resultantes de las diferencias en las razones de Poisson. Sin esta diferencia, las fracturas podrían ser de una altura largamente incontrolable.

La migración de la altura de la fractura y sus cálculos serán presentados posteriormente.

Finalmente, mientras σ'_v no es afectada por la presión del reservorio (σ'_v si lo es), $\sigma_{H,min}$ es una fuerte función de la sobrepresión, ΔP . (Sobrepresión es la diferencia de la presión encima de la hidrostática)

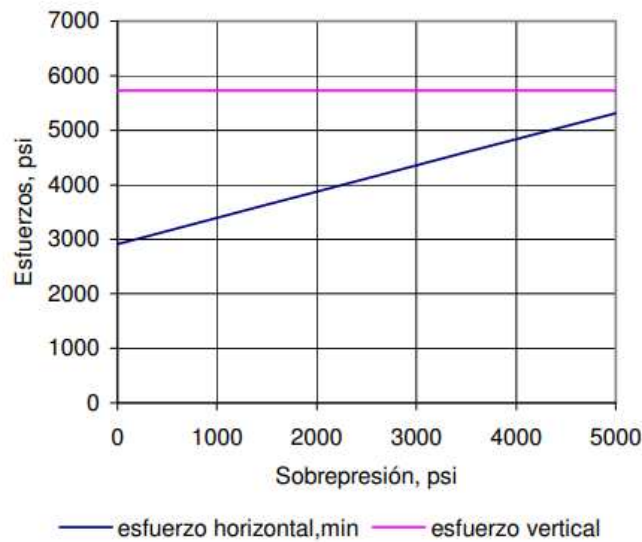
$$\sigma'_v = 0,88H - 0,72\Delta p$$

$$\sigma_{H,min} = \frac{1}{3} x (0,85H - 0,72\Delta p) = 0,283H - 0,24\Delta p$$

$$\sigma_{H,min} = 0,583H + 0,48$$

En el gráfico a continuación se pueden ver los esfuerzos verticales versus horizontal a 5000 ft mientras la diferencia a Δp (sobrepresión) = 0 es $(5729 - 2915) = 2814$ Psi, esta es 894 cuando $\Delta p = 4000$ Psi, en ese sentido la dirección de fractura en formaciones sobrepresurizadas someras puede no ser necesariamente vertical. Cuando los pozos continúan produciendo, la presión del reservorio declina, lo que puede causar que las fracturas hidráulicas se incrementen verticalmente. Adicionalmente, si durante un fracturamiento, una contención de la fractura conduce a una adicional presión neta, entonces la fractura puede empezar vertical y tornarse en horizontal.

Gráfico 4. Esfuerzos vertical y horizontal mínimo para una formación sobrepresurizada



Fuente: Elaboración propia, 2023

4.2.6. Cálculo de presión de iniciación de la fractura para (BQN-N6D)

Tomando en cuenta que el esfuerzo de tensión es de 1000 Psi

$$P_{bd} = 3\sigma_{H,min} - \sigma_{H,max} + T_o - p$$

$$P_{bd} = 3(2910) - 4910 + 1000 - 2100$$

$$P_{bd} = 2720 \text{ Psi}$$

Esta presión de ruptura es en el fondo. La presión de tratamiento P_{tr} en la cabeza será:

$$P_{tr} = P_{bd} - \Delta P_{PE} + \Delta P_F$$

Dónde:

ΔP_{PE} y ΔP_F son las caídas de presión hidrostática y fricción, respectivamente.

4.2.7. Requerimientos de potencia para un tratamiento de fracturamiento

La presión máxima de fracturamiento es 3910 Psi (1000 + 2910) la presión hidrostática será:

$$\Delta P_{PE} = \frac{(22,6)(5000)}{144}$$

$$\Delta P_{PE} = 2083 \text{ Psi}$$

$$P_{tr} = 3910 + 279 - 2083$$

$$P_{tr} = 2106 \text{ Psi}$$

$$HHP = \left(\frac{(22,6)(2106)}{40,8} \right)$$

$$HHP = 1166 \text{ HHP}$$

El número de bombas disponible para el trabajo debe ser hábil de al menos proporcionar esa potencia para que cualquier capacidad adicional esté garantizada en el evento de una rotura u otros problemas mecánicos.

4.2.8. Determinación de las propiedades reológicas de los fluidos por la ley de potencia

Se calculará la viscosidad aparente en la fractura calculando K'_{pipe} y el K'_{slot} para un fluido entrelazador (crosslinker) de de 40 lb / 1000 galones.

$$K = K' \left[\frac{B^{\frac{2}{n'}}(B^2 - 1)}{n' \left(B^{\frac{2}{n'}} - 1 \right) B} \right]^{-n'}$$

$$K = 0,07 \left[\frac{1,3^{2/0,45}(1,3^2 - 1)}{0,3 \left(1,3^{2/0,45} - 1 \right) 1,3} \right]^{-0,3}$$

$$K = 0,055 \frac{lb_f \text{ seg}^n}{ft^2}$$

$$K'_{pipe} = (0,055) \left(\frac{(3)(0,45) + 1}{(4)(0,45)} \right)^{0,45}$$

$$K'_{pipe} = 0,062 \frac{lb_f \text{ seg}^n}{ft^2}$$

$$K'_{slot} = (0,055) \left(\frac{(2)(0,45) + 1}{(3)(0,45)} \right)^{0,3}$$

$$K'_{slot} = 0,064 \frac{lb_f \text{ seg}^n}{ft^2}$$

Para el rate de esfuerzo se utiliza la siguiente ecuación:

$$u = \left(\frac{\left(\frac{20,7}{2}\right)(5,615)}{(60)(240)\left(\frac{0,2813}{12}\right)} \right)$$

$$u = 0,172 \frac{ft}{seg}$$

$$\gamma = \left(\frac{(2n') + 1}{(3n')} \right) \frac{(6u)}{(w)}$$

$$\gamma = \left(\frac{(2)(0,45) + 1}{(3)(0,45)} \right) \frac{(6)(0,172)}{\left(\frac{0,281}{12}\right)}$$

$$\gamma = 49,84 \text{ seg}^{-1}$$

La viscosidad aparente es entonces:

$$\mu_a = \frac{47,880K'}{\gamma^{1-n'}}$$

$$\mu_a = \frac{(47,880)(0,064)}{49,84^{0,7}}$$

$$\mu_a = 357,39 \text{ cp}$$

4.2.9. Ancho de la fractura para Perfpac con un Fluido Newtoniano

A partir de la ecuación de G a continuación:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} = \frac{2 \times 10^6}{2(1+0,25)}$$

$$G = 0,8 \times 10^6 \text{ Psi}$$

A través de la ecuación de ancho promedio de fractura a continuación y considerando $x_f = 243,6'$

$$\bar{w} = 0,3 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right)$$

$$\bar{w} = 0,3 \left[\frac{(20,7)(357,393)(1-0,25)(243,6)}{0,8 \times 10^6} \right]^{\frac{1}{4}}$$

$$\bar{w} = (0,342)(0,67)$$

$$\bar{w} = 0,23'' \text{ que es el ancho promedio}$$

Con el volumen de los 243,6', se determina que la mitad de la longitud de fractura es:

$$V = 2x_f h_f \bar{w}$$

$$V = (2)(243,6)(260)\left(\frac{0,23}{12}\right)$$

$$V = 2419 \text{ pies}^3$$

4.2.10. Ancho de la fractura con un Fluido No Newtoniano

Para ello se necesita aplicar la siguiente ecuación:

$$W_{max} = 12 \left[(13,59)(n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} (0,0068)(0,0935)^{n'} \right]^{\frac{1}{2n'+2}} x \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{\frac{1}{2n'+2}}$$

$$W_{max}$$

$$= 12[(13,59)(1,45)(4,22)^{0,45}(0,0068)(0,0935)^{0,45}]^{0,345} x \left(\frac{40^{0,45}(0,07)(243,6)(240)^{0,55}}{2x10^6} \right)^{0,345}$$

$$W_{max} = 0,42''$$

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} \gamma \cdot W_{max}$$

$$\bar{w} = 0,2813''$$

4.2.11. Penetración de la fractura y presión neta versus tiempo con la técnica Perfpac

Para el cálculo se utiliza la siguiente expresión

$$W_{max} = 12 \left[(13,59)(n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} (0,0068)(0,0935)^{n'} \right]^{\frac{1}{2n'+2}} x \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{\frac{1}{2n'+2}}$$

$$12[(13,59)(1,5)(4)^{0,5}(0,0068)(0,0935)^{0,5}]^{\frac{1}{3}} = 0,431$$

$$\left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{\frac{1}{2n'+2}} = 1,23 \times 10^{-2}$$

$$C_1 = (0,67)(0,431)(1,23 \times 10^{-2})$$

$$C_1 = 3,56 \times 10^{-3}$$

Ahora para $\eta \rightarrow 1$

$$x_f = \frac{1}{C_1} \left(\frac{5,615 q_i t}{2 h_f} \right)^{\frac{2n'+2}{2n'+3}}$$

$$x_f = 97,92 t^{0,7436}$$

Ahora para $\eta \rightarrow 0$

$$x_f = \frac{5,615 q_i \sqrt{t}}{2 \pi h C_L}$$

$$x_f = 68 t^{0,5}$$

En ambas ecuaciones el tiempo está en minutos

para $\eta \rightarrow 1$

$$\Delta P_f = C t^{\frac{1}{(2n'+3)}}$$

$$\Delta P_f = 117,26 t^{\frac{1}{3,9}}$$

para $\eta \rightarrow 0$

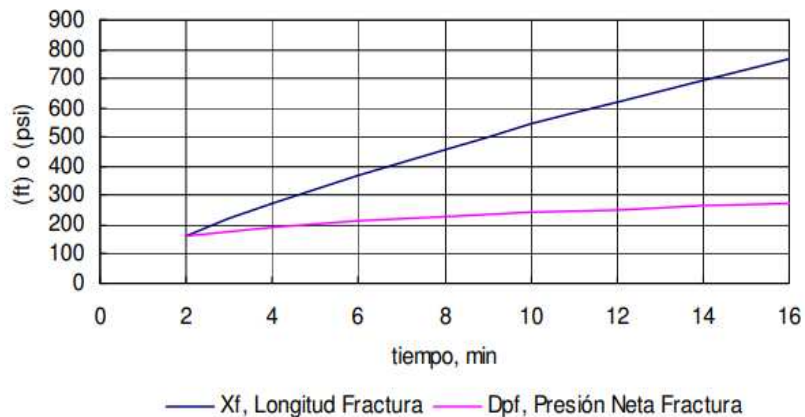
$$\Delta P_f = C t^{\frac{1}{4(n'+1)}}$$

$$\Delta P_f = 91,05 t^{\frac{1}{5,8}}$$

Los resultados obtenidos se pueden ver que la presión neta se incrementa con el tiempo, esto debe esperarse de la técnica Perfpac.

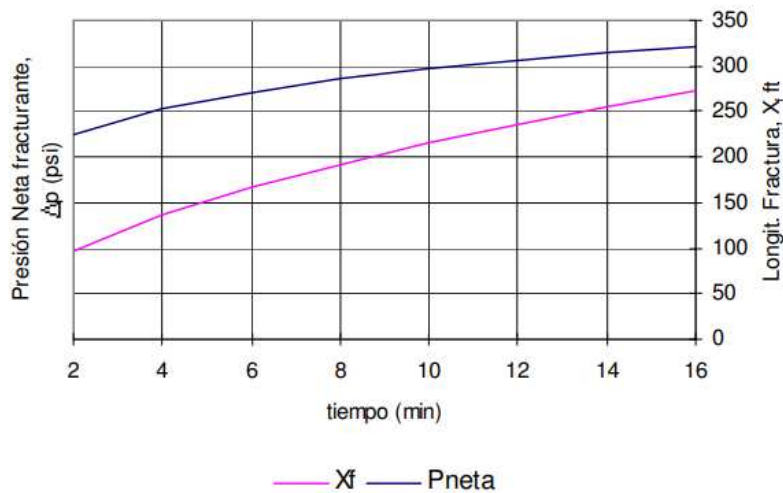
El interés principal se centra en los valores calculados de penetración de la fractura, mostrando el enorme impacto de la eficiencia sobre la propagación de la fractura. Entonces el control del filtrado del fluido debe ser de gran importancia para un efectivo tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Gráfico 5. Penetración y presión neta fracturante con la técnica Perfpac para $n > 1$



Fuente: Elaboración propia, 2023

Gráfico 6. Penetración y presión neta fracturante con la técnica Perfpac para $n > 0$



Fuente: Elaboración propia, 2023

4.2.12. Cálculo del equivalente efecto Skin de fracturas hidráulicas

Se calculará el efecto skin equivalente y las veces que el índice de productividad se incrementa (a flujo en estado pseudo estable).

A partir de:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

$$F_{CD} = \frac{366,67}{(1)(221,4)}$$

$$F_{CD} = 1,66$$

Las veces del incremento bajo estado pseudoestable, denotado como J/J_0 , son los índices de productividad después y antes de la estimulación, respectivamente, puede ser calculado:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 - 5,154}$$

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{745}{0,328}\right) - 0,75}{\ln\left(\frac{745}{0,348}\right) - 0,75 - 5,154}$$

$$\frac{J}{J_o} = 3,83$$

El resultado denota el impacto de las longitudes de fractura en reservorios de baja permeabilidad.

4.3. RESULTADOS OBTENIDOS

Las mejoras en las capacidades de los fracturamientos modernos, la técnica de facturamiento de mayor permeabilidad más conocido como "PERFPAC" y el concepto de Diseño de Fractura Unificado (UFD) ha dado lugar a dos nociones importantes. En primer lugar, en términos de obtención de beneficios por el fracturamiento no hay diferencia entre reservorios de alta y baja permeabilidad. Se deben resolver temas de ejecución apropiados.

En segundo lugar, y lo más importante, es que para cualquier masa de propante que vaya a inyectarse en cualquier pozo para maximizar la producción, existe solo una geometría de fractura óptima. Esta geometría, consistente en longitud y ancho de fractura adecuados, puede ser determinada rápidamente (siendo la altura una variable secundaria), y si esto ocurre, puede darse como resultado un índice de productividad máximo. Todas las demás configuraciones darán como resultado valores de productividad más bajos. A esto se le conoce como optimización física.

Los resultados obtenidos como producto de los cálculos realizados incluyen requerimientos de fluido y propante, rates de inyección, concentraciones de

propante adicionados e información adicional sobre la evolución de las dimensiones de la fractura.

La optimización económica debe completar el diseño del tratamiento de fracturamiento, requiere un proceso de prueba y error para determinar el diseño de tratamiento óptimo a partir de un conjunto de diseños físicos calculados. Viene asociada a una optimización física rigurosa tal como el enfoque de la técnica Perfpac.



CAPITULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realizará un análisis económico que se tendrá con la optimización de la producción en la formación Yantata utilizando la técnica Perfpac en el pozo BQN-N6D y de ese modo ver si el proyecto presenta factibilidad.

El análisis se llevará a cabo tomando en cuenta que para la implementación de la nueva técnica.

5.2. GASTOS ASOCIADOS A LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

Los gastos administrativos están compuestos principalmente por:

- Gastos de Soporte Técnico Interno cargados al proyecto a través del llenado de la planilla a través de las cuales el personal interno distribuye sus horas según los proyectos donde ha trabajado.
- Gastos de Soporte Técnico Externo se calcula en base al número total de supervisores o fiscales que se contratarán para el proyecto según las especialidades necesarias, Mecánicos, Eléctricos, de Instrumentación, Supervisores, etc.
- Gastos de Administración relacionados con pasajes, hospedaje, alimentación y otros gastos de oficina, en los cuales se incurre durante la movilización al lugar de la obra y otros gastos asociados a actividades de supervisión de avance o inspecciones de Gerencia a ser realizadas.

Tabla 8. Costos incrementales de inversión En Bs

	Costos de implementación de técnica PERFPAC	Costos de movilización de equipo	Total, Presupuesto
Estudios preliminares	102.549,216	4.861,116	107.410,332
Ingeniería	38.641,733	3.240,744	41.882,477
Trabajo de ingeniería y Workover	804.639,788	56.713,019	861.352,807
Equipos necesarios (Cañones, Packers)	1.288.850,432	29.166,696	1.318.017,128
Administración de proyecto	84.120,081	14.421,311	98.541,392
Imprevistos o Contingencias	69.555,120	3.240,744	72.795,864
Total, Costos	2.388.356,371	111.643,629	2.500.000,000

Fuente: Elaboración propia 2024

5.3. FLUJO DE CAJA

A continuación, realizaremos la evaluación económica del proyecto mediante la realización de un flujo de caja, el cual nos muestra el estado de ingresos y egresos del proyecto, y muestra también si el proyecto es capaz de generar los ingresos necesarios para que el proyecto sea rentable.

Tabla 9. Flujo de caja

Año	Caudales (MMpcd)	Tarifa de transporte (Bs/Mpc)	Ingresos (Bs)	Costos de Operación y Mantenimiento (Bs)	Flujo (Ingresos - Egresos) (Bs)	Impuestos de Ley (Bs)	Flujo Neto (Bs)
							- 2.500.000
2021	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2022	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2023	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2024	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980
2025	16	0,071	414.640	9.078,755	405.561	1.582	403.980

TIR	45.03%
VAN	Bs 2.082.621,95

Fuente: Elaboración Propia, 2024

Como se puede apreciar en la anterior tabla, se puede determinar que para que el proyecto sea FACTIBLE, para obtener un TIR > al 15% (TIR = 45,03 %), y un VAN mayor a cero (VAN = 2.082.621,95 Bs).

Se utilizarán los denominados indicadores económicos, los cuales miden la factibilidad y rentabilidad de un determinado proyecto, estos indicadores son: VAN (Valor Actual Neto) que es la sumatoria de los beneficios actualizados de un proyecto a una tasa de actualización determinada, y el TIR (Tasa Interna de Retorno) el cual se define como la tasa de rendimiento financiero del proyecto. El TIR es aquella tasa de actualización que aplicado al flujo neto hace que el Van sea cero. También se hallará el tiempo en el cual se recupera el total de la inversión a partir del flujo neto del proyecto.

Para este efecto realizamos el análisis para 5 Años:

VAN	2.082.621,95
TIR	45,3%

La elaboración de la evaluación hecha en el anterior cuadro trajo consigo la siguiente conclusión.

Que la implementación de la técnica Perfpac, en este caso aplicado para el pozo BQN-N6D cuenta con un capital de inversión de 2.500.000,00 Bs el cual genera un Valor Actual Neto (VAN) = 2.082.621,95 Bs y una Taza Interna de Retorno (TIR) = 45,3% que se encuentra por encima de la tasa de descuento, lo que nos da como resultado un proyecto rentable.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- ✓ A través del presente proyecto se ha logrado aplicar la técnica Perfpac para la optimización de la producción en la formación Yantata del pozo BQN-N6D.
- ✓ Todas las magnitudes importantes como permeabilidades, tamaño de la fractura y el volumen del reservorio, están relacionadas con el Número de Propante. Para cada masa de propante inyectado hay una correspondiente Número de Propante y la conductividad óptima y el PI adimensional puede ser rápidamente determinado.
- ✓ Al incrementar la masa de propante o la permeabilidad de la fractura empaquetada resultaría en un aumento del J_D , que tiene un límite máximo de aproximadamente 1.9. Este valor puede nunca darse en la realidad y existen tres razones para que ello no ocurra, una económica y dos físicas. La razón económica es obvia. Incrementar el tamaño del trabajo podría resultar en un diferencial mínimo de los beneficios, no justificando los costos incrementales. De la misma manera, usar un mejor (y más costoso) propante puede no justificarse por similar decrecimiento incremental de los beneficios.
- ✓ La evaluación, precisión del volumen del “pad” es de suma importancia, ya que, si bien es necesario tener mayor cuidado en controlar la eficiencia del fluido que es “pad”, permite crear mayores longitudes de fractura. Asimismo, en lo posible aumentar la concentración final del propante y evitar el crecimiento exagerado de la altura de la fractura manteniendo una razón de aspecto de 2 ($x_f = h_f$) con el objeto de tener mayor área de fractura empaquetada.
- ✓ De la optimización física y económica del proyecto, se concluye que la masa de propante óptima - dato de entrada para el diseño UFD - es de 60,000 lbm

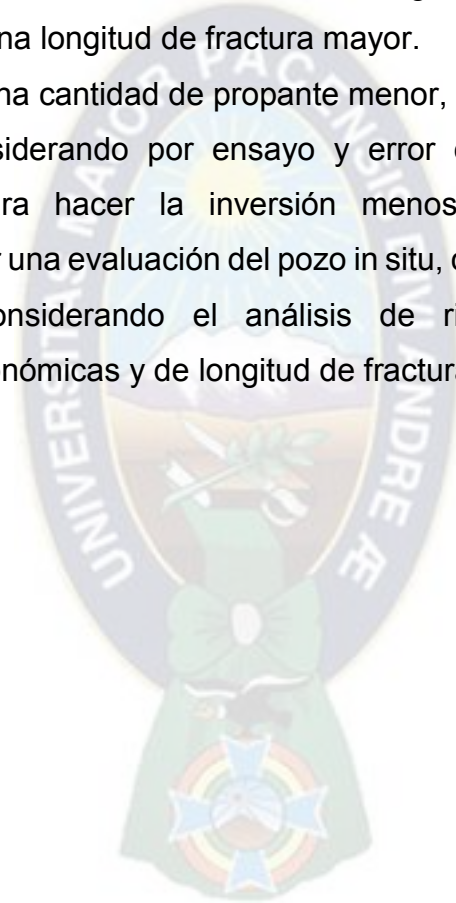
para la formación Yantata de una permeabilidad de 1.7 md, en el pozo BQN-N6D.

- ✓ Los resultados obtenidos del análisis económico muestra viabilidad de la ejecución del proyecto estos se pueden apreciar a través de los valores obtenidos de las ratios financieras como el del Valor Actual Neto (VAN) = 2.082.621,95 Bs y una Taza Interna de Retorno (TIR) = 45,3% que se encuentra por encima de la tasa de descuento, lo que indica que se tiene un proyecto rentable.



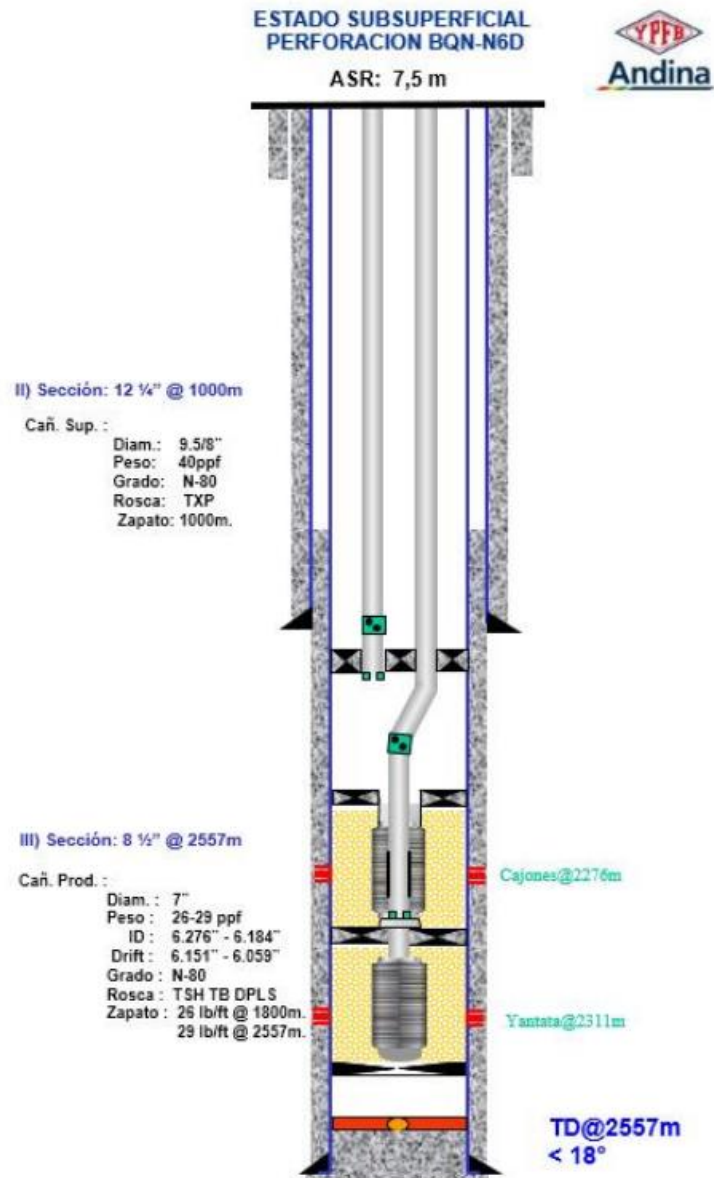
6.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Para el caso de el pozo BQN-N6D se recomienda seguir los siguientes parámetros por etapas de un espesor promedio de 150 ft 1.7 md de permeabilidad de formación, 350 a 400 sacos, se emplea 35,000 a 40,000 lbm, por debajo del óptimo físico incrementando límites en el diseño del fracturamiento hidráulico, considerando el riesgo, a 60,000 lbm y en donde se puede lograr una longitud de fractura mayor.
- ✓ Se ha escogido una cantidad de propante menor, y por tanto menor longitud de fractura, considerando por ensayo y error el análisis de riesgo por incertidumbre para hacer la inversión menos riesgosa. Entonces se recomienda hacer una evaluación del pozo in situ, con una optimización física y económica considerando el análisis de riesgo con variables de incertidumbre económicas y de longitud de fractura.

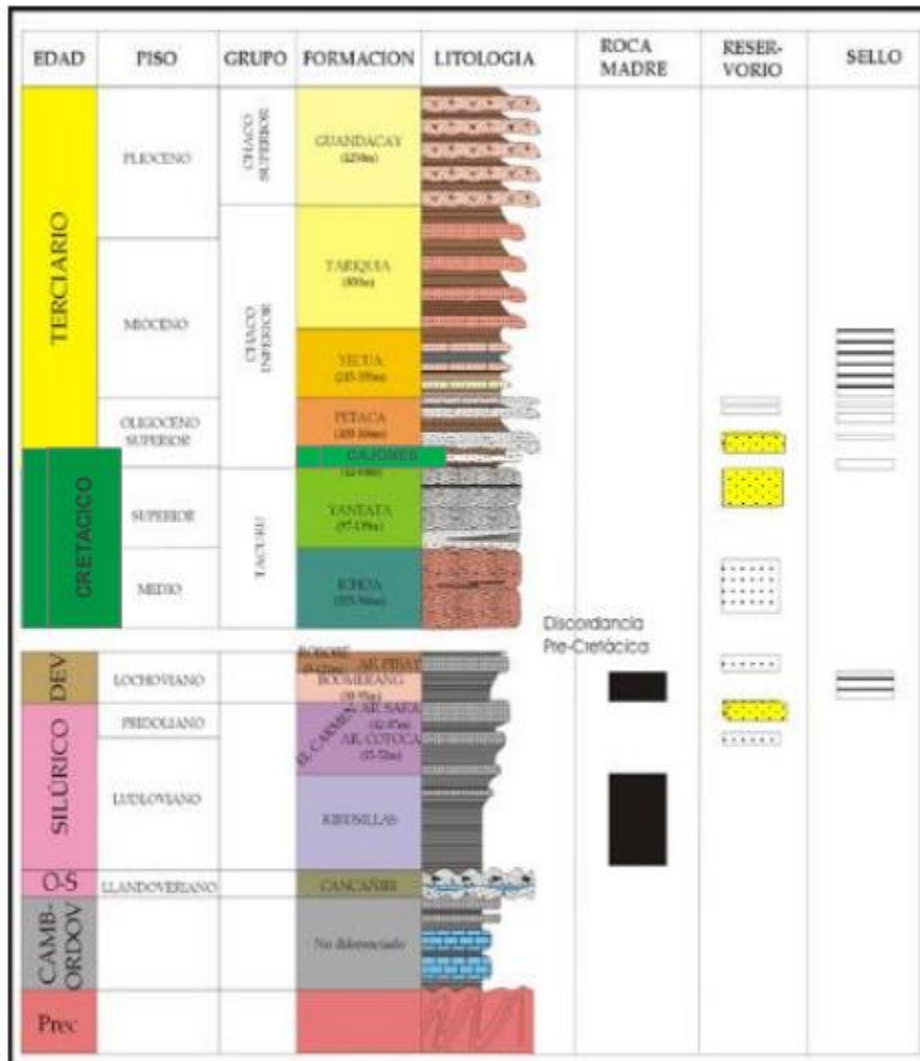


ANEXOS

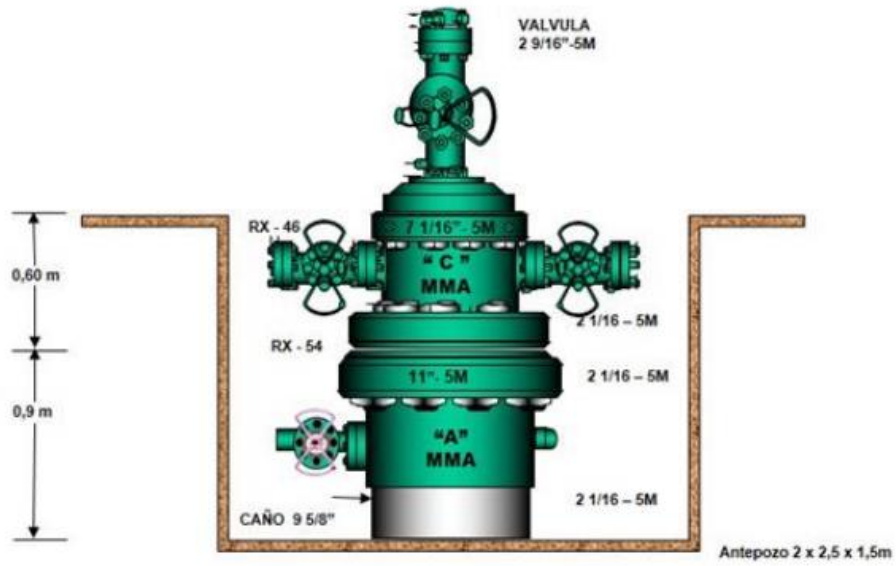
Anexo 1. Estado Subsuperficial



Anexo 2. Estratigrafía General y sedimentación



Anexo 3. Estado Superficial



Anexo 4. Estado superficial del pozo BQN-N6D

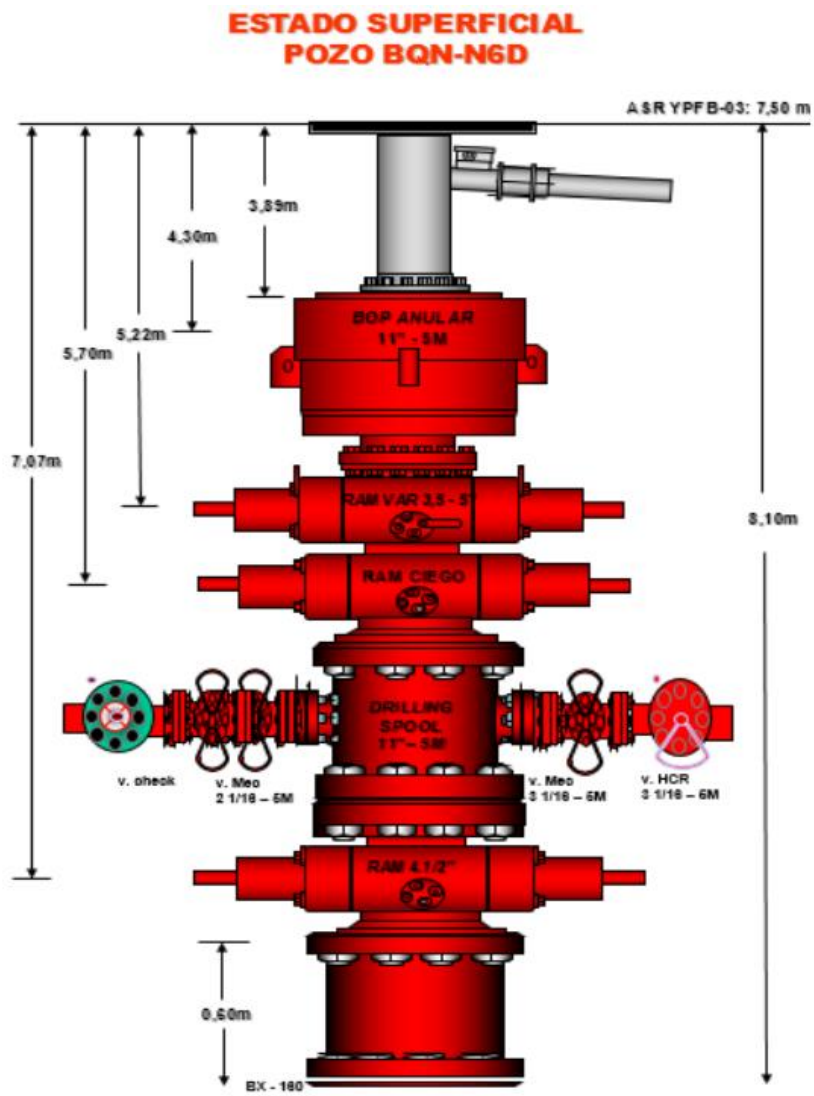
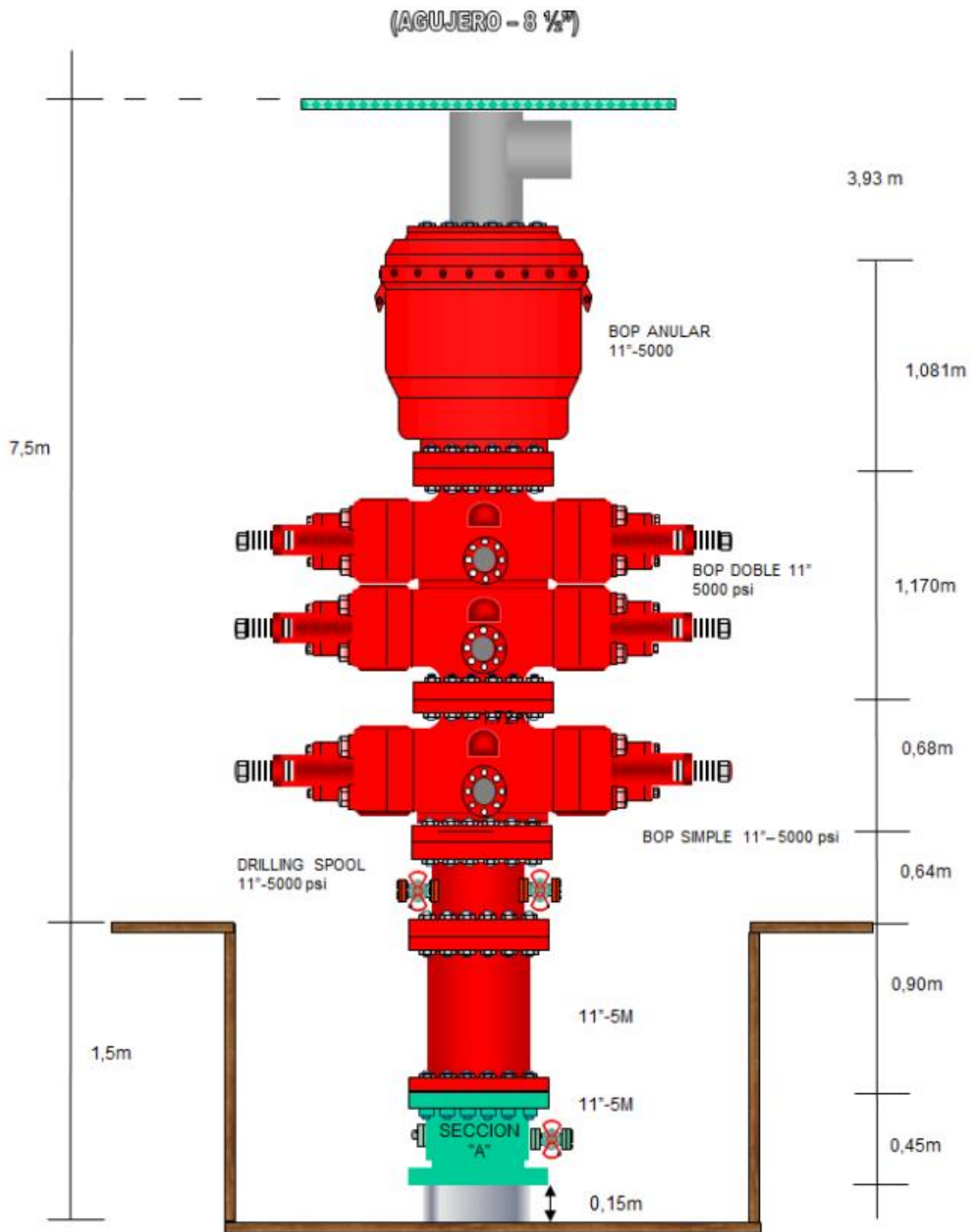


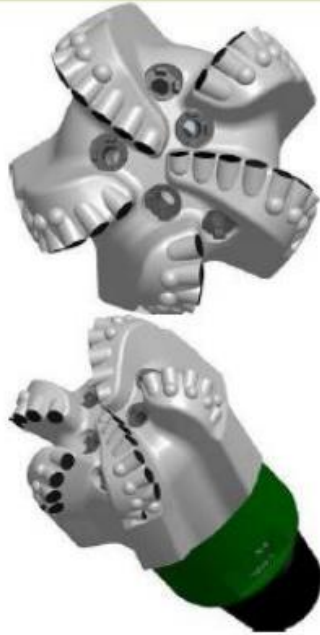
DIAGRAMA CONJUNTO BOP

Anexo 5. Cabeza de pozo



Anexo 6. Trépano tramo 8 1/2"

8 1/2" (215.9mm)	R519DX	Raider SERIES
Assembly: A09768		
Tool #:		
IADC Code: M222		



PRODUCT SPECIFICATIONS

Body Type:	Matrix
Profile:	Short Parabolic
Cutter Type:	Thor
Cutter Size:	19 mm / 13 mm
Cutter Back Up:	Shock Studs
Total Cutter Count:	24
Face Cutter Count:	19
Gage Cutter Count:	5
Connection:	4 1/2" API Regular
Shank Diameter:	5 3/4"
Nozzle 1 Qty/Type:	5 - Series 65
Nozzle 2 Qty/Type:	-
Open Face Volume:	69.3 in ³
OFV Ratio:	52.4 %
Junk Slot Area:	16.7in ² (107.7 cm ²)
Gage Length:	3"
Gage Type:	TCI
Trimmer Length:	0.8"
Effective Gage Length:	3.8"
Gage Pad Area:	20.6 in ²
Shank/Sleeve Length:	4.6"
Make Up Length:	11.6"

OPERATING PARAMETERS*

Rotary Speed:	For all rotary and motor applications
Flowrate:	400 - 700 gpm
TFA, Max:	1.855
WOB, Max:	26 klbs (11.8 t)
Makeup Torque:	17600 - 19500 Ft-Lbs.

*Operating parameters shown are typical for the bit type specified.
For recommendations on your specific application, contact your
Varel International representative.

Willy Lopera Espinoza

wloperae@gmail.com

78798920



2024-TTES-560-D-1

DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-128-D/2024
La Paz, 06 de junio de 2024

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **03 de junio de 2024** via On-Line, por **WILLY LOPERA ESPINOZA** con C.I. N° **9114320 LP**, con número de trámite **DA 129-DIG/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"PROPUESTA DE LA TÉCNICA PERFPAC PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y CONTROL DE ARENA EN LA FORMACIÓN YANTATA DEL POZO BQN-N6D"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"

Que, el Decreto Supremo, N° 4218 del 14 de abril de 2020, regula el teletrabajo como una modalidad especial de prestación de servicios caracterizada por la utilización de Tecnologías de la Información y Comunicación - TIC, en los sectores públicos y privados, estableciendo a través



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Elmar.
Telfs.: 2119700
2119706 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 7121712 - 7204296

Oficina - Cochabamba
Calle Bolivia, N° 737,
entre 16 de Julio y Antrosana.
Telfs.: 4049403 - 7204297

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2540
Edif. Multicentro El Cerro
Isla. Piso 2, Of. 58,
Zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141201 - 7204329

Oficina - Oruro
Calle Kilómetro T, N° 356
casales, Urilogolita,
Zona Parque Realiza.
Telfs.: 72003973

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Tilgo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telfs.: 72015286

Oficina - Sucre
Calle 6 de Octubre, N° 9837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telfs.: 63201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AN. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 12.
Telfs.: 72018160

de su Artículo 12 que "con el objeto de implementar y, promover el teletrabajo, las entidades públicas, deben desarrollar e implementar una estrategia de digitalización para la atención de trámites y servicios en línea en el marco del Plan de Implementación del Gobierno Electrónico ...".

Que, mediante Resolución Administrativa N° 14/2020 del 22 de abril de 2020, el Director General Ejecutivo del SENAPI, Resuelve: "... Aprobar el Reglamento para trámites On-Line de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos del Servicio Nacional de Propiedad Intelectual ..."

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: "... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: "**PROPUESTA DE LA TÉCNICA PERFPAC PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y CONTROL DE ARENA EN LA FORMACIÓN YANTATA DEL POZO BQN-N6D**" a favor del autor y titular: **WILLY LOPERA ESPINOZA** con C.I. N° 9114320 LP bajo el seudónimo **WILL**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:

Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA



Firma



U4uxp1Wq8QsM9M

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Tel: 2115700
2119216 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Tel: 3121712 - 73042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Tel: 4989403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2500
Edif. Multicentro El Centro
11da. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Tel: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 306
casasq. Urulagolá,
Zona Parque Bolívar
Tel: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Tago y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 242.
Tel: 72015266

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5037,
entre Apacutcho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Tel: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alca y San Alberto,
Edif. Av. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 1X
Tel: 72018160

