

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**CONVERSIÓN DE UN POZO PRODUCTOR EN INYECTOR,
MEDIANTE UNA GESTIÓN INTEGRADA DE RECURSOS**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO**

OPCIÓN: TRABAJO DE DESARROLLO

ING. LUIS EDUARDO BUSTAMANTE GAONA
luis_bustamanteg@hotmail.com

DIRECTOR:
ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, Msc.
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Febrero, 2019

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor **Ing. Luis Eduardo Bustamante Gaona**, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Armando Valencia Tapia, Msc

DIRECTOR DEL TRABAJO

DECLARACIÓN

Yo, **Luis Eduardo Bustamante Gaona**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Ing. Luis Eduardo Bustamante Gaona

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi esposa Tanita y a mis hijos José David y Rafaela Salomé, quienes son mi motor y mi energía para salir adelante siempre, los amo.

Luis Eduardo B. G.

AGRADECIMIENTO

Mis sinceros agradecimientos al Ing. Raúl Valencia Msc, por su acertada dirección, y emprender un nuevo reto y a todos mis amigos que me apoyaron con sus conocimientos para elaborar este documento, en especial a: Oscar Fierro, Pablo Cisneros, Jennifer Arias.

A Jaime González, por su colaboración y confianza.

A Dr. Johnny Zambrano, por sus consejos para depurar este trabajo.

A Ing. Karlita Alvarado, por su dirección en esa área que desconocía.

Al Dr. Alfredo Suquilanda e Ing. Klever Peláez, por sus consejos, estima y por su ayuda para llegar objetivo.

A la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, por permitirme aprender un poquito más.

A mi querida Escuela Politécnica Nacional, por permitirme, seguir formándome en una de las mejores instituciones académicas del Ecuador.

A Schlumberger, gracias por permitirme ser parte del mejor equipo.

Muchas gracias Amigos.

Luis Eduardo B. G.

INDICE

CERTIFICACIÓN.....	ii
DECLARACIÓN	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
INDICE	vi
Índice de Tablas.....	ix
Índice de Figuras.....	x
INTRODUCCIÓN.....	xiii
Pregunta de Investigación	xiii
Objetivo general.....	xiv
Objetivos específicos.....	xiv
Alcance.....	xiv
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Generalidades del campo.....	1
1.1.1. Ubicación geográfica	1
1.1.2. Geología Estructural	2
1.2. Teoría de Inyección de Agua (Recuperación Secundaria)	3
1.2.1. Mecanismo de Desplazamiento.....	5
1.3. Conversión de un Pozo Productor en Inyector SAND 27.....	7
1.4. Gestión Integrada de Recursos, para Conversión de Pozo Inyector a Productor SAND 27.....	7
1.5. Estudio Económico Financiero.....	10
1.5.1. Flujo de caja.....	10
1.5.2. Valor Actual Neto (VAN).....	10
1.5.3. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	11
1.5.4. Relación Beneficio Costo (R.B.C).....	12
1.5.5. Periodo de Recuperación de Capital (P.R.C).....	12
2. METODOLOGÍA.....	13
2.1. Método de investigación	13
2.2. Técnicas de recopilación de información, conversión de pozo Productor en Inyector.....	13
2.3. Muestra.....	14
2.4. Procedimientos y análisis de información.....	14
2.5. Flujo de trabajo	15

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	16
3.1. Estudio y Viabilidad Técnica	16
3.1.1. Estructuras geológicas en el área de inyección Basal Tena, para selección del modelo de Inyección	16
3.1.2. Selección del Pozo Inyector SAND 27.....	18
3.1.2.1 Normativa Ambiental (Viabilidad Ambiental).....	19
3.1.2.2 Análisis de capas impermeables entre la formación receptora	20
3.1.2.3 Análisis Petrofísico	23
3.1.3. Estado actual de los pozos productores	24
3.1.4. Intervalos de Perforación.....	24
3.1.5. Capacidad de recepción de la arenisca basal tena en el sitio del pozo inyector 25	
3.1.6. Datos obtenidos del Modelo Geológico de inyección.....	26
3.1.7. Datos Calculados del Modelo Geológico de inyección.....	28
3.1.8. Datos Calculados durante la inyección de Agua.....	28
(Fuente: Reservorios Pardaliservices).....	29
3.1.9. Procedimiento a realizarse para convertir en pozo inyector	29
3.1.10. Facilidades de Producción asociadas al Pozo SAND 27	30
3.2. Matrices y análisis de Riesgo Conversión Pozo Sand 27.	36
3.2.1. Identificación de Peligro y Condiciones Peligrosas	37
3.2.2. Análisis de Consecuencias.....	37
3.2.3. Estimación de la Probabilidad	38
3.2.4. Caracterización y Jerarquización de Riesgos	39
3.2.5. Informe del Estudio de Riesgo	40
3.3. Estudio Administrativo y Recursos Humanos.....	40
3.3.1. Manuales de Funciones	42
3.4. Estudio Económico y Financiero (Viabilidad Económica).....	43
3.4.1. Inversiones Inicial al Año Cero	43
3.4.2. Vida Útil del proyecto de Inyección.....	47
3.4.3. Ingresos del proyecto	47
3.4.4. Costos del proyecto	48
3.4.5. Resultados e Indicadores Financieros.....	51
3.4.6. Análisis de Sensibilidad y punto de Equilibrio.....	54
4. CONCLUSIONES.....	56
4.1. Analizar las condiciones de Geología, Pozo y Facilidades de Superficie	56
4.2. Determinar los parámetros y condiciones para la conversión mecánica del pozo productor SAND-27 a inyector.....	57

4.3. Planificar las etapas de Gestión Integrada con los recursos disponibles.....	57
4.4. Evaluar la factibilidad económica/financiera del proyecto a través de los indicadores: VAN, TIR, PRI, RBC y PRC.	59
Referencias Bibliográficas	61
Anexos.....	62
Anexo 1. Columna Estratigráfica Campo Limestone	62
Anexo 2. Estado actual del pozo	63
Anexo 3. Perfil de cemento, Enero-1993	64
Anexo 4. Diagrama propuesto de conversión a inyector	65
ANEXO 5 Facilidades de Producción	66
Anexo 5.1 Proyecto tren de tratamiento de agua – Diagrama del proceso	66
Anexo 5.2 P&ID. Sistema de Inyección de Agua	67
Anexo 5.3 P&ID. Sistema de Inyección de Agua, Pilotos Recuperación Secundaria	68
Anexo 5.3 Piping Layout. Ruteo de Tubería y equipos Pozo SAND 27.....	69
Anexo 5.4 Diagrama Unifilar Eléctrico. Pozo SAND 27.	70
ANEXO 6. Estándares y Normas Técnicas.....	71
ANEXO 7. Matrices de Riesgo. Seguridad Industrial.....	74
Anexo 7.1 Matriz de Riesgo de Workover y perforación.....	74
Anexo 7.2 Matriz de Riesgo de Facilidades y operaciones.....	75
Continuación: Anexo 7.2 Matriz de Riesgo de Facilidades y operaciones	76
ANEXO 8. Manual de Funciones. Recursos Humanos	77
ANEXO 9. Cronograma de la Inversión Inicial	82

Índice de Tablas.

TABLA 1. 1. DATOS GEOGRÁFICOS DEL POZO SAND-27	1
TABLA 3. 1. DATOS ACTUALES DEL POZO SAND 27, PREVIO A SER CONVERTIDO EN INYECTOR	19
TABLA 3. 2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ROCA A INYECTARSE	23
TABLA 3. 3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS ASOCIADOS	24
TABLA 3. 4 INTERVALOS PARA INYECCIÓN. POZO SAND 27. BASAL TENA	24
TABLA 3. 5 TOPES FORMACIONALES	25
TABLA 3. 6. DATOS PETROFÍSICOS DEL RESERVORIO BASAL TENA, POZO SAND 27	27
TABLA 3. 7. DISTANCIAS DESDE EL POZO INYECTOR SAND 27 HACIA CADA UNO DE LOS POZOS PRODUCTORES. DATOS DE PRODUCCIÓN ACUMULADA	27
TABLA 3. 8. RESUMEN DATOS CALCULADOS ANTES DE LA INYECCIÓN DE AGUA	28
TABLA 3. 9. RESUMEN DATOS CALCULADOS ANTES DE LA INYECCIÓN DE AGUA	28
TABLA 3. 10. VALORES DE CAUDAL Y TIEMPO DURANTE PRUEBAS DE ADMISIÓN	30
TABLA 3. 11 ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN: "BASAL TENA" POZO PERLITE-6, AGOSTO 2012	31
TABLA 3. 12 ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN: ESTACIÓN SHALE	31
TABLA 3. 13 MATRIZ DE CONSECUENCIA	38
TABLA 3. 14 MATRIZ DE OCURRENCIA	39
TABLA 3. 15 MATRIZ DE RIESGO	39
TABLA 3. 16 ESTÁNDAR PARA ESPECIFICAR MANUAL DE FUNCIONES DEL PROYECTO ..	42
TABLA 3. 17 COSTOS DE COSTOS DE GEOCIENCIAS (RESERVORIOS YACIMIENTOS)	43
TABLA 3. 18. COSTOS ESTIMADOS POR WORKOVER Y COMPLETACIÓN DE POZOS	44
TABLA 3. 19 COSTOS POR FACILIDADES SAND-27	44
TABLA 3. 20. COSTOS DE SEGURIDAD SALUD Y MEDIO AMBIENTE	45
TABLA 3. 21 COSTOS DE RECURSOS HUMANOS Y RELACIONES COMUNITARIAS	45
TABLA 3. 22 COSTOS DE LOGÍSTICA-BODEGA	45
TABLA 3. 23 COSTOS DE ADMINISTRACIÓN FINANZAS, CATERING	45
TABLA 3. 24 COSTOS DE SEGURIDAD FÍSICA	46
TABLA 3. TABLA 3. 25 ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN: ESTACIÓN SHALE	46
TABLA 3. 26. RESUMEN DE LOS COSTOS POR INVERSIÓN AL AÑO 0	46
TABLA 3. 27 VIDA ÚTIL DEL PROYECTO	47
TABLA 3. 28 INGRESOS DEL PROYECTO (ETAPA INICIAL + ETAPA SUBORDINADA)	48
TABLA 3. 29 GASTOS OPERATIVOS OPEX DEL PROYECTO DURANTE LA VIDA ÚTIL	49
TABLA 3. 30. COSTOS OPERATIVOS ESTIMADOS	50
TABLA 3. 31 COSTOS DEL PROYECTO (ETAPA INICIAL + ETAPA SUBORDINADA)	50
TABLA 3. 32 RESULTADOS DEL PROYECTO (ETAPA INICIAL + ETAPA SUBORDINADA)	51
TABLA 3. 33. CALCULO DEL VAN TIR, PRI, RBC (ETAPA INICIAL + ETAPA SUBORDINADA)	52
TABLA 3. 34. VARIACIÓN DEL VAN VS TIR	53
TABLA 3. 35. ESCENARIO CON EL PRECIO ACTUAL \$ 57.00	54
TABLA 3. 36 ESCENARIO CON EL PRECIO OPTIMISTA \$ 90.00	54
TABLA 3. 37 ESCENARIO CON EL PRECIO PESIMISTA Y VALOR MÍNIMO (PUNTO DE EQUILIBRIO)	55

Índice de Figuras.

FIGURA 1. 1. UBICACIÓN DEL POZO SAND-27 Y SU ZONA DE INFLUENCIA.....	1
FIGURA 1. 2 MAPA ESTRUCTURAL LIMESTONE A LA BASE DE LA CALIZA “A”.....	2
FIGURA 1. 3 CICLO DE INYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	3
FIGURA 1. 4 ETAPAS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO (PARIS DE FERRER, 2001)	6
FIGURA 1. 5 ESQUEMA BÁSICO DE UN POZO PRODUCTOR Y UN POZO INYECTOR.....	7
FIGURA 1. 6 GESTIÓN INTEGRADA DE RECURSOS. GERENTE DE PROYECTOS.	8
FIGURA 1. 7 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA LIMESTONE.	62
FIGURA 2. 1 FLUJO DE TRABAJO, ETAPAS PARA LA CONVERSIÓN POZO PRODUCTOR A INYECTOR, GESTIÓN INTEGRADA.	15
FIGURA 3. 1. MODELO GEOLÓGICO ESQUEMÁTICO, POZO INYECTOR SAND 27 Y POZOS PRODUCTORES: SHALE 13, PERLITE 6D, PERLITE 04 Y SAND 09.....	16
FIGURA 3. 2 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE NAPO (BASE DE BT).....	17
FIGURA 3. 3 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE BASAL TENA.	18
FIGURA 3. 4 RESERVORIO “BASAL TENA” CON SUS SELLOS (TENA-NAPO SUP.).....	21
FIGURA 3. 5 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA RESERVORIO BASAL TENA.	22
FIGURA 3. 6 EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL RESERVORIO “BASAL TENA”.....	23
FIGURA 3. 7 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROYECTO PLANTA DE AGUA SHALE.	33
FIGURA 3. 8 FACILIDADES EN PLATAFORMA DEL POZO INYECTOR SAND 27.....	35
FIGURA 3. 9 ESQUEMA DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.	37
FIGURA 3. 10. ORGANIGRAMA DE RECURSOS HUMANOS. CONVERSIÓN POZO INYECTOR SAND 27.	41
FIGURA 3. 11. PERIODO DE RECUPERACIÓN INVERSIÓN (ETAPA INICIAL + ETAPA SUBORDINADA).....	52
FIGURA 3. 12. GRAFICA DEL VAN VS TIR.....	53

RESUMEN

El estudio se enmarcó en determinar la viabilidad: técnica, ambiental y económica para convertir el Pozo SAND-27 de productor a inyector, aplicando una gestión integrada de recursos. La inyección de agua a través de este pozo tiene como finalidad aumentar las reservas de petróleo en esta zona donde la caída de presión ha generado una declinación en la producción.

El desarrollo de este proyecto tiene cuatro etapas de Gestión: la primera una recopilación de información del área de reservorios y facilidades de producción, la segunda etapa un estudio técnico que determina el petróleo recuperado mediante la inyección de agua y las facilidades asociadas al proyecto de recuperación. Seguido como tercera etapa un estudio administrativo y de recursos humanos enfocado en especificar el grupo empresarial, planificación, manual de funciones y organigrama del proyecto. Finalmente, la cuarta etapa, se evalúa si es factible y rentable la ejecución del proyecto, analizando los indicadores financieros: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio Costo (RBC) y Periodo de Recuperación de Capital (PRC). Se describe las acciones de gestión a seguir por el Gerente del Proyecto para la Conversión de Pozo Productor en Inyector.

Los resultados de la inyección de agua del pozo SAND-27 muestran un tiempo de ruptura de 2,89 años en la etapa inicial (antes de la ruptura), una producción incremental de petróleo de 335.075 Bls (factor recobro 2,1%), la etapa subordinada (después de la ruptura) se prevé recuperar 633.019 Bls (factor recobro 3,97%), en un lapso de tiempo de 9,1 años, factor total de recobro por recuperación secundaria 6,08%, factor acumulado de recobro por Recuperación Primaria más Secundaria 43%, el proyecto tiene una vida útil de 12 años de pronóstico. El análisis económico-financiero indica una inversión inicial de \$3.737.913 se considera el precio \$ 32 por barril de petróleo, se obtiene un VAN de \$ 2.164.528; TIR de 29,75%; PRI de 39,2 meses y RBC 1,22; esto indica que por cada dólar invertido se recupera \$1,22. Se realiza un análisis de sensibilidad, considerando el precio actual del petróleo en el mercado de \$57, un valor optimista de \$90 y finalmente un escenario pesimista de \$ 28,10 para determinar el punto de equilibrio. Todos estos factores muestran un proyecto de inversión con alto margen de utilidad.

Palabras Clave: Evaluación, Indicadores, Inyección, Petróleo, Recuperación, Viable.

ABSTRACT

The study was framed in determining the viability: technical, environmental and economic to convert the SAND-27 well from producer to injector, applying an integrated management of resources. The injection of water through this well is intended to increase the oil reserves in this area where the pressure drop has generated a decline in production.

The development of this project has four stages of Management: the first a collection of information from the reservoir area and production facilities, the second stage a technical study to determine the oil recovered through the injection of water and the facilities associated with the recovery project. Followed as a third stage an administrative and human resources study focused on specifying the business group, planning, function manual and project organization. Finally, the fourth stage, assesses whether the execution of the project is feasible and profitable, analyzing the financial indicators: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Cost Benefit Ratio (RBC) and Period of Recovery of Capital (PRC). The management actions to be followed by the Project Manager for the Producer Well Conversion in Injector are described.

The results of the injection of water from the SAND-27 well show a rupture time of 2,89 years in the initial stage (before the rupture), an incremental oil production of 335.075 Bls (recovery factor 2,1%), the subordinated stage (after the rupture) it is expected to recover 633.019 Bls (recovery factor 3,97%), in a time lapse of 9,1 years, total recovery factor by secondary recovery 6,08%, accumulated factor of recovery by Primary Recovery more Secondary 43%, the project has a useful life of 12 years of forecast. The economic-financial analysis indicates an initial investment of \$ 3,737.913, the price is considered \$ 32 per barrel of oil, a NPV of \$ 2,164.528 is obtained; TIR of 29,75%; PRI of 39,2 months and RBC 1,22; this indicates that for every dollar invested \$1,22 are recovered. A sensitivity analysis is carried out, considering the current price of oil in the market of \$ 57, an optimistic value of \$ 90 and finally a pessimistic stage of \$ 28,10 to determine the breakeven point. All these factors show an investment project with high profit margin.

Keywords: Evaluation, Indicators, Injection, Oil, Recovery, Viable.

CONVERSIÓN DE UN POZO PRODUCTOR EN INYECTOR, MEDIANTE UNA GESTIÓN INTEGRADA DE RECURSOS

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto se desarrolló en el Bloque LIMESTONE ubicado en la Provincia de Sucumbíos, Cantón Lago Agrio. Está conformado por las estructuras o campos SHALE, SHIELD, PYRITES, COBBLE, PERLITE y SAND. Fue descubierto por la Corporación Estatal Ecuatoriana (CEPE) en 1981 con la perforación del pozo SHIELD-01 e inició su producción en agosto de 1982, teniendo su pico de producción el 8 de agosto de 1992 con 56.651 BPPD fecha desde la cual empezó a declinar la producción.

Esta disminución en la producción asociada a la reducción de la presión del yacimiento hace necesario implementar nuevas técnicas de recuperación de hidrocarburos. Una de las técnicas más usadas es la Inyección de Agua de Formación que aprovecha los volúmenes de agua producidos; haciendo de este un método amigable con el ambiente (Valencia, 2012).

Con el objeto de incrementar la producción se inyectará agua de formación al reservorio estratigráfico “Basal Tena” BT; (implementando la conversión del pozo productor SAND-27 a pozo piloto inyector de agua y sus facilidades asociadas), la inyección de agua se prevé que será la mejor opción para mantener e incrementar la producción del Campo SHALE del Bloque LIMESTONE.

Mediante el análisis de factibilidad, orientado a la gestión integrada de recursos disponibles de la empresa, se determinará si la conversión del pozo productor SAND-27 en inyector para recuperación secundaria de crudo, será una inversión positiva o negativa, y cuáles serán las estrategias que se deben desarrollar para que sea viable y genere rentabilidad. La Gestión Integrada de Recursos comprende: Evaluación Técnica, Evaluación Administrativa y Evaluación Financiera (índices financieros VAN/TIR/RBC/PRC).

Pregunta de Investigación

¿La recuperación secundaria mediante inyección de agua a través del pozo SAND-27 en la arena Basal Tena permitirá aumentar las reservas de crudo y factor de recobro del campo?

Objetivo general

Estudiar la factibilidad para convertir un pozo productor en inyector, aplicando una Gestión Integrada de Recursos.

Objetivos específicos

- Analizar las condiciones de Geología, Pozo y Facilidades de Superficie.
- Determinar los parámetros y condiciones para la conversión mecánica del pozo productor SAND-27 a inyector.
- Planificar las etapas de Gestión Integrada con los recursos disponibles.
- Evaluar la factibilidad económica/financiera del proyecto a través de los indicadores: VAN, TIR, PRI, RBC y PRC.

Alcance

El estudio se centra en el Yacimiento, Pozo y Facilidades de Superficie.

Este proyecto se enfoca en la inyección de agua por medio del pozo inyector SAND-27 al reservorio Basal Tena, se espera tener influencia sobre los pozos productores cercanos PERLITE-04, PERLITE-06, SAND-09 y SHALE-13.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Generalidades del campo

1.1.1. Ubicación geográfica

El Campo LIMESTONE se encuentra localizado en la Provincia de Sucumbíos, Cantón Lago Agrio, entre las coordenadas geográficas de 00° 04' Sur a 00° 06, Norte y de 76 °33' 00" a 76° 36' 30" Oeste. Este estudio plantea al pozo SAND-27 como piloto de inyección de agua para recuperación secundaria de hidrocarburos en el reservorio Basal Tena de la formación Tena. La información de este pozo se resume en la Tabla 1.1.

Tabla 1. 1. Datos Geográficos del pozo SAND-27.

NOMBRE DEL POZO	SAND-27	PLATAFORMA	SAND-27
ÁREA	LIMESTONE	CAMPO	SAND
BLOQUE	LIMESTONE	TIPO DE POZO	VERTICAL
UBICACIÓN POLÍTICO-ADMINISTRATIVA	PROVINCIA: Sucumbíos CANTÓN: Lago Agrio PARROQUIA: PERLITE	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	COORDENADAS E: 325761.02 N:10007245.41

(Fuente: Pardaliservices, 2018)

Los pozos influenciados por el pozo SAND-27 son: SAND-9 al este, el PERLITE-4 al noreste, PERLITE-6D noreste y SHALE-13 al suroeste como se muestra en la Figura 1.1.

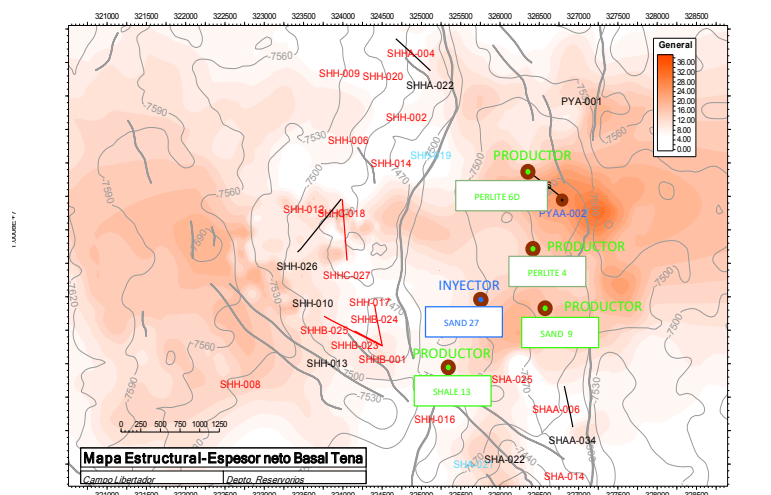


Figura 1. 1. Ubicación del pozo SAND-27 y su zona de influencia.

(Fuente: Pardaliservices, 2018)

1.1.2. Geología Estructural

El campo LIMESTONE presenta 6 subestructuras alineadas en dos ejes NS, asociados a dos fallas inversas de alto ángulo de dirección norte sur. En el eje oriental se encuentra las estructuras PERLITE y SAND y en el occidente las estructuras SHALE y SHIELD; las dos se fusionan hacia el sur para formar el periclinal PYRITES-COBBLE. En su eje mayor, estas estructuras alcanzan los 20 Km de extensión N-S y unos 5 Km E-W, ver Figura 1.2 (Pardaliservices, 2018). El Anexo 1, muestra la Columna Estratigráfica y litológica del Campo.

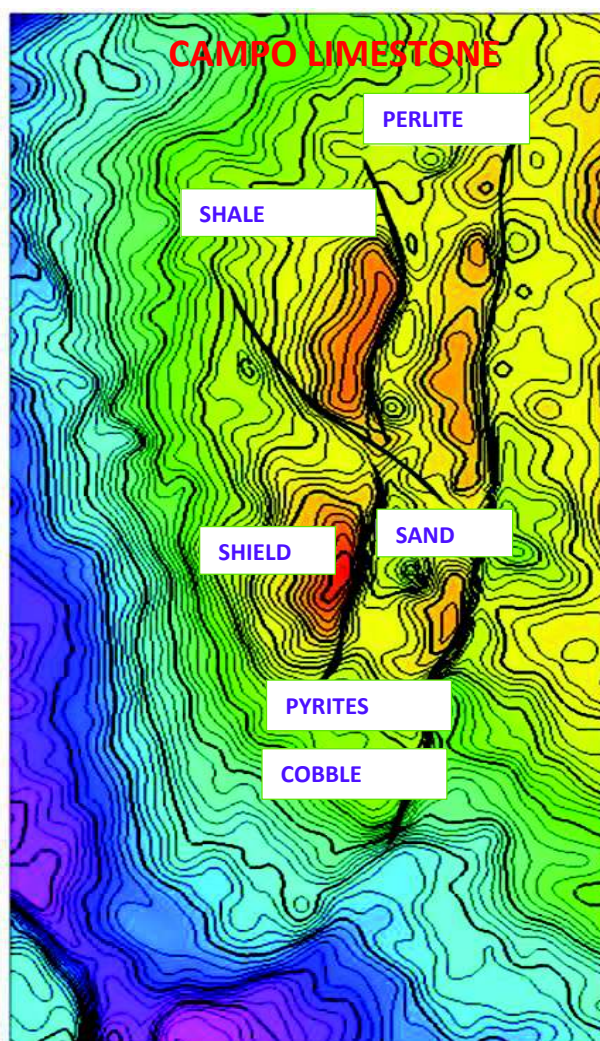


Figura 1. 2 Mapa Estructural LIMESTONE a la base de la Caliza "A".

(Fuente: Petroproducción, 2007)

1.2. Teoría de Inyección de Agua (Recuperación Secundaria)

La Inyección de agua para recuperación secundaria de petróleo es una de las técnicas más usadas actualmente. Se han desarrollado muchos procesos intensificados, complejos y sofisticados de recuperación a través de los años en un esfuerzo por recobrar las enormes reservas de crudo dejadas por los ineficientes mecanismos de recobro primarios. Muchos de estos procesos tienen el potencial en un reservorio en particular para recobrar más petróleo que la inyección de agua; ningún proceso, no obstante, ha sido desarrollado lo que hace gozar de la amplia aplicabilidad a la inyección de agua (Valencia, 2012).

Las razones del por qué la inyección de agua es el proceso más exitoso y más ampliamente usado en el proceso de recuperación de petróleo son:

- Disponibilidad de Agua.
- Bajo Costo relativo a otros fluidos de inyección.
- Facilidad de inyectar agua en una formación.
- Alta eficiencia con la que el agua desplaza el petróleo (Valencia 2012).

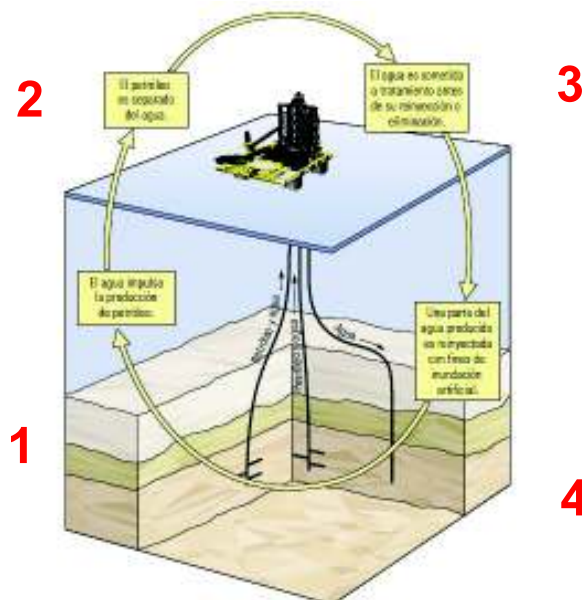


Figura 1. 3 Ciclo de Inyección del Agua de Formación¹

¹Fuente: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/04_managing_water.pdf

El ciclo de Inyección de Agua empieza:

- (1) El flujo multifásico es impulsado desde el fondo pozo por la energía fluyente.
- (2) Seguidamente el flujo multifásico es tratado en la Central de procesamiento de Fluidos (CPF) donde se separa los tres fluidos importantes petróleo, gas y agua de formación o inyección.
- (3) El agua separada es tratada en la Planta de Tratamiento de Agua y se le inyecta químicos para su tratamiento para que se encuentre dentro de especificaciones y pueda ser inyectada al reservorio.
- (4) Mediante presión por bombeo hidráulico (HPS Horizontal Pumping Systems) se inyecta agua a la arena donde se espera aumentar presión consecuentemente empezar el barrido del colchón de petróleo.

Una parte del volumen de agua es utilizada para pozos sumideros reinyección, esto se hace cuando el sistema no tiene capacidad para procesar toda el agua para inyección Figura 1.3.

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión.

Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores). El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 50% según los casos. (Salager J.-L., 2005).

Considerando las principales condiciones petrofísicas de la roca para el siguiente estudio se consideró lo siguiente:

- Espesor neto de la arena productora que contribuye al recobro de petróleo.
- Porosidad efectiva que representa aquellos espacios porosos interconectados entre sí facilitando la identificación del espacio que contiene hidrocarburos recuperables.
- La permeabilidad brindando la capacidad requerida que presenta la roca para permitir el flujo de fluidos a través de la misma.

- 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 indispensables para el presente estudio.
- Por medio de la saturación nos permite conocer la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular.

Considerando las propiedades de los fluidos tenemos:

- La viscosidad considerada como la resistencia interna de los líquidos al flujo.
- Se consideró la gravedad API del crudo a condiciones de superficie la cual está directamente relacionada con la gravedad específica.
- Por medio del factor volumétrico del petróleo siendo la relación que existe entre el volumen del petróleo que se encuentra a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el volumen del petróleo a condiciones estándar se pudo calcular el POES para el arreglo.

Considerando las propiedades roca-fluido tenemos:

- La tensión Superficial como la fuerza ejercida en el límite de las superficies entre una fase líquida y una fase de vapor por unidad de longitud.
- La tensión Interfacial dando a conocer la tensión entre dos fluidos inmiscibles para nuestro caso (agua-petróleo).
- Un parámetro de mucha relevancia en proyecto de recuperación secundaria es la humectabilidad dando la tendencia de un fluido a expandirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido.
- La presión capilar permite al desplazar fluidos inmiscibles que exista una diferencia de presión entre las fases.

1.2.1. Mecanismo de Desplazamiento

En un yacimiento homogéneo el desplazamiento de los fluidos en la inyección de agua se puede presentar en las siguientes etapas: condiciones iniciales, invasión, llenado, ruptura y posterior a la ruptura, se muestra en la Figura 1.4.

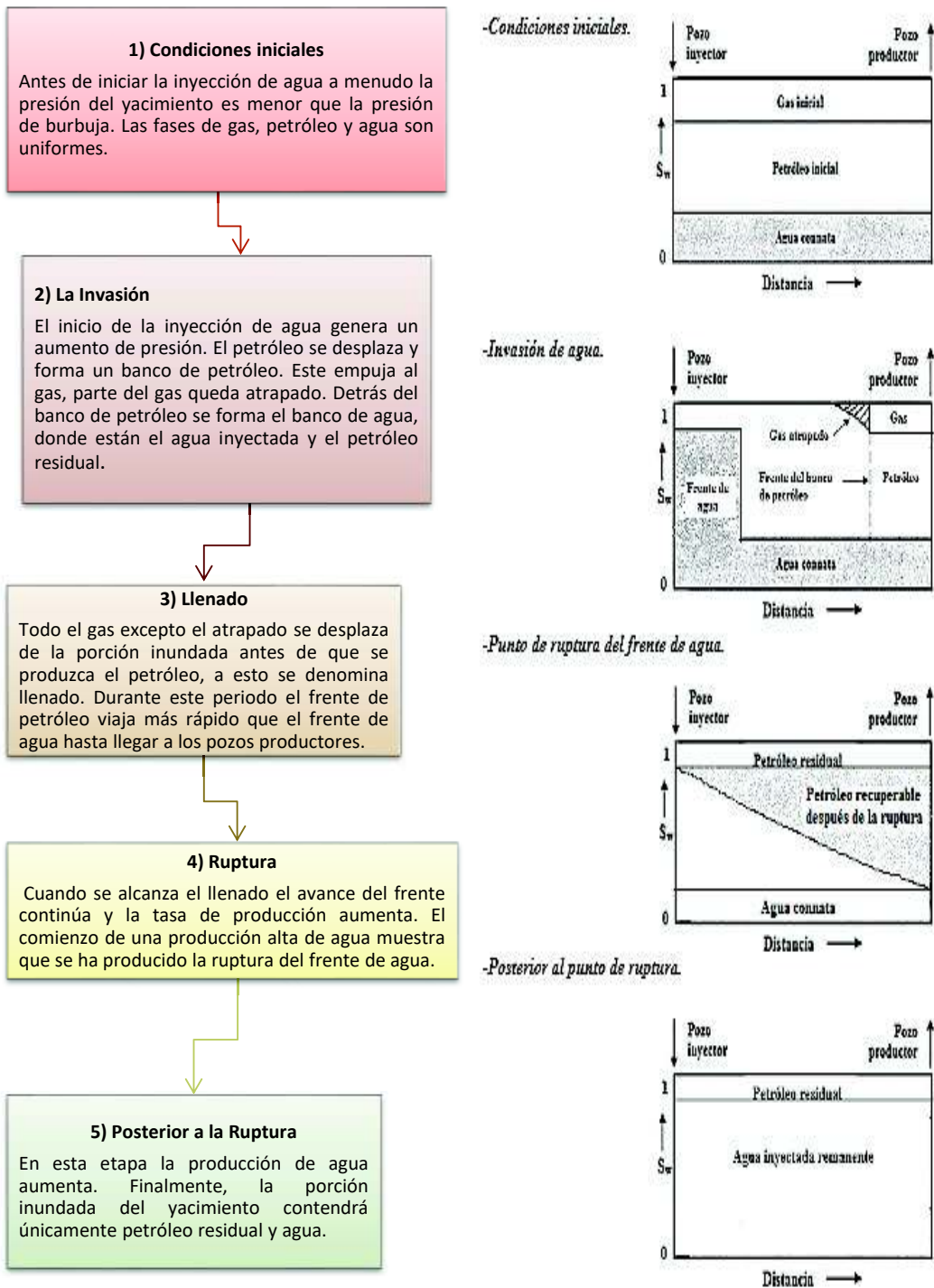


Figura 1. 4 Etapas de la inyección de agua en un yacimiento homogéneo (Paris de Ferrer, 2001)

1.3. Conversión de un Pozo Productor en Inyector SAND 27

Es la Adaptación y Completación de un pozo que anteriormente era productor SAND 27 en un pozo inyector. Es una opción económica, ya que no se perforará un pozo nuevo para inyección si no que el pozo existente se lo completa para ser inyector. La principal desventaja es que tiene una vida útil menor en comparación con un pozo nuevo perforado, debido a que las condiciones óptimas del casing revestido no son las mejores, debido al uso. El Anexo 2 muestra el estado actual del Pozo Productor SAND 27, consecuentemente el Anexo 3, describe el perfil del cemento de las formaciones del pozo en mención y finalmente en el Anexo 4 se describe la Propuesta para la Conversión Mecánica del Pozo.

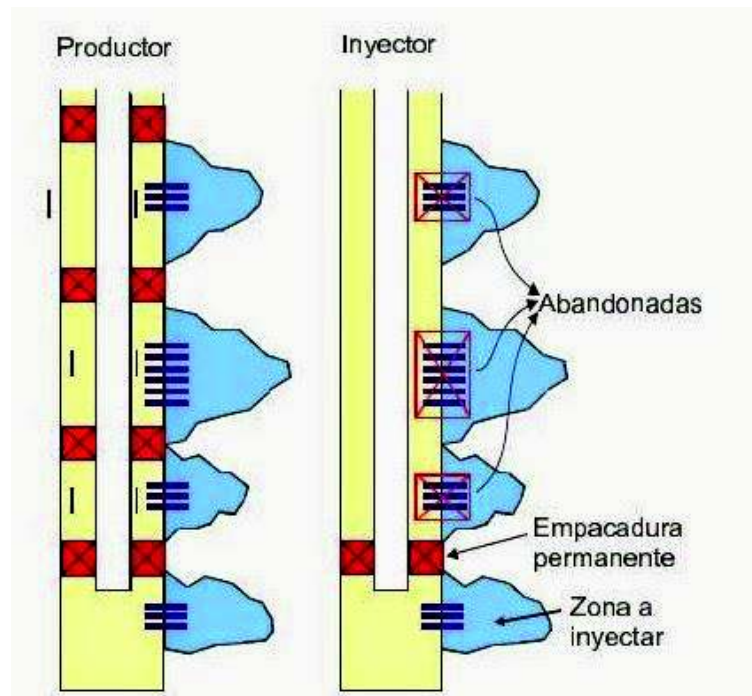


Figura 1. 5 Esquema Básico de un Pozo Productor y un Pozo Inyector.

(Fuente: <http://perfob.blogspot.com/2015/01/conversion-de-pozos-de-productor.html>)

1.4. Gestión Integrada de Recursos, para Conversión de Pozo Inyector a Productor SAND 27

Son todas las actividades, disposición de recursos y responsabilidades que realiza una empresa o un líder de proyecto, para ejecutar eficientemente la conversión del Pozo

Productor en Inyector, a través de una serie procesos. Estos procesos se integran en tareas definibles predecibles y medibles llevando a un resultado óptimo y rentable.

La Gestión Integrada de Recursos en este proyecto comprende las siguientes disciplinas:

- Reservorios / Yacimiento & Ing. Producción
- Workover & Completación Pozos
- Facilidades de Superficie
- Administración & Finanzas & Planeamiento
- Recursos Humanos
- Seguridad & Salud y Medio Ambiente

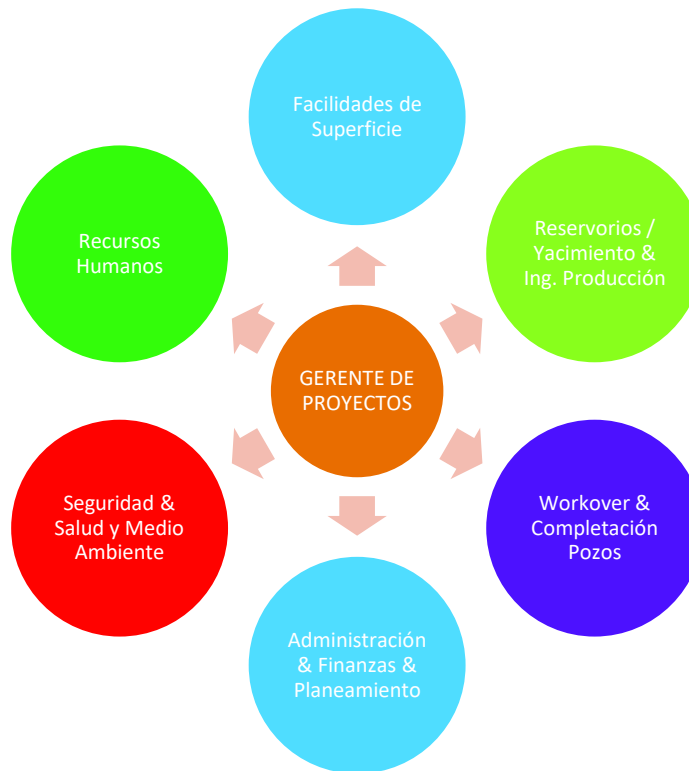


Figura 1. 6 Gestión Integrada de Recursos. Gerente de Proyectos.

El Gerente del proyecto es el encargado de integrar efectivamente las áreas técnicas, financieras y logísticas de la empresa, ejecutando una gestión óptima de recursos, adicionalmente es el encargado de reportar al Gerente General o Presidencia de la Empresa.

El Gerente del proyecto lleva a cabalidad el proyecto, en sus etapas, además es la cara visible ante el estado ecuatoriano, una vez que internamente con el Grupo de trabajo o de proyecto se determina que el proyecto es factible, el Gerente del Proyecto llevará acabo los siguientes pasos técnicos administrativos:

1. Enviar un comunicado a ARCH Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, llenando el documento Control y fiscalización de trabajos en pozos que requieran la conversión de productor a inyector /reinyector / inyector a productor.
2. Por solicitud de ARCH, se debe enviar una copia a la SHE Secretaria de Hidrocarburos, en el cual se indica la selección del pozo inyector, estructuralmente la posición del pozo inyector debe ser favorable para el barrido de hidrocarburos hacia los pozos productores. Cálculo de reservas, factor de recobro.
3. Comprobante de pago (resolución No 002 item 34) valor aproximado \$ 1250.00 actualmente a la fecha Diciembre 2018.
4. Verificar con el MAE, Ministerio del Ambiente del Ecuador, que no tengas reservas considerables de crudo y que no exista peligro de contaminación en sitios de agua subterránea limpia. Cumplir con el RAOHE-DECRETO-EJECUTIVO-1215, Artículo: 29 (literal c), 57 y 61.
5. Selección y proceso de Facilidades de producción.
6. Conversión Mecánica del pozo Productor en Inyector.
7. Monitoreo de los pozos asociados para la recuperación secundaria.
8. Respuesta de producción en los pozos productores.
9. Análisis económico del proyecto.

Para recomendar la aprobación de la conversión del Pozo Inyector SAND 27, es preciso estudiar un mínimo de tres viabilidades que condicionarán el éxito o el fracaso de una inversión: la viabilidad técnica, la ambiental y la económica, En el capítulo 3, se analizará cada una de las vialidades.

La vialidad técnica se refiere a que es el Gerente de Proyectos, usando los datos de Reservorios, Workover y Facilidades de Superficie, proporcionados por los líderes de cada área, evaluará si es factible recuperar petróleo, mediante inyección de agua, es quien revisa y aprueba el factor de recobro por recuperación secundaria, si es conveniente económicamente para el proyecto, es quien decidirá si el proyecto es rentable en la etapa

inicial y subordinada del proyecto, así mismo evaluará los costos para la conversión mecánica del pozo y la inversión inicial para las facilidades de superficie del Pozo SAND 27.

La viabilidad ambiental, se refiere a que el Gerente de proyectos, basándose en los datos proporcionado por reservorios, verificará que, al inyectar agua, no se contaminará posibles fuentes de agua dulce o contaminará al ambiente.

La viabilidad económica, se refiere a que el Gerente de Proyectos en base a los datos recopilados de las áreas en mención Figura 1.6, mediante criterios de evaluación financiera tales como VAN, TIR, PRI, RBC, determinará y aprobará, si el proyecto de la conversión es rentable.

1.5. Estudio Económico Financiero²

Esta evaluación consiste en decidir si la conversión del Pozo Productor a inyector es factible o no, combinado operaciones matemáticas a fin de obtener coeficientes de evaluación, los indicadores financieros a usar son: Valor Actual Neto VAN, Tasa Interna de Retorno TIR, Análisis de Sensibilidad, se determina además el Periodo de Recuperación de la Inversión PRI y Relación Beneficio Costo RBC.

1.5.1. Flujo de caja

Representa la diferencia entre los ingresos y los egresos, los flujos de caja inciden directamente en la capacidad de la empresa para pagar deudas o compra activos. Para su cálculo no se incluyen como egresos las depreciaciones ni las amortizaciones de activos diferidos ya que ellos no significan desembolsos económicos para la empresa.

1.5.2. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto del proyecto representa el valor presente de los beneficios después de haber recuperado la inversión realizada en el proyecto más sus costos de oportunidad.

² Tomado extracto del Libro de Proyectos de Inversión Formulación y Evaluación. Sapag Nassir 2011.

Los valores obtenidos en el flujo de caja se convierten en valores actuales, mediante la aplicación de una fórmula matemática y luego se suman los resultados obtenidos.

Los criterios de decisión basados en el VAN son:

- Si el VAN es positivo se puede aceptar el proyecto, ya que ello significa que el valor de la empresa aumentará.
- Si el VAN es negativo se rechaza la inversión ya que ello indica que la inversión perderá su valor en el tiempo.
- Si el VAN es igual a cero, la inversión queda a criterio del inversionista ya que la empresa durante su vida útil mantiene el valor de la inversión en términos de poder adquisitivo.

Su fórmula es:

VAN = Σ VAN ACTUALIZADO – INVERSIÓN

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{VF_t}{(1 + i_{cp})^t} - I_0$$

(Ecuación 1. 1)

VAN= VP de los flujos de efectivo - Costo del Proyecto
Esperados futuros

1.5.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa para la cual el VAN se hace cero. El valor presente de los cobros con el valor presente de los pagos se iguala, es decir donde el negocio no tiene ni pérdidas ni ganancias (Fontaine, 2008). Se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

(Ecuación 1.2)

$$0 = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n + VR}{(1 + TIR)^n}$$

(Ecuación 1. 3)

Donde: S_t = flujo de efectivo neto del período t

- I_o = inversión inicial
- TIR = tasa interna de retorno
- VR = valor residual de la inversión

Se deben tomar las siguientes consideraciones:

- Si $TIR > i$: Se acepta realizar la inversión
- Si $TIR < i$: Se rechaza la inversión
- Si $TIR = i$: Es indiferente

1.5.4. Relación Beneficio Costo (R.B.C)

Permite medir el rendimiento que se obtiene por cada cantidad monetaria invertida, permite decidir si el proyecto se acepta o no en base al siguiente criterio:

- Si la Relación ingresos / egresos es igual que uno el proyecto es indiferente.
- Si la Relación es mayor que uno el proyecto es rentable.
- Si la Relación es menor que uno el proyecto no es rentable.

Para encontrar la relación beneficio costo utilizamos la siguiente formula:

$$RBC = \left(\frac{\sum \text{Ingresos Actualizados}}{\sum \text{Costos Actualizados}} \right)$$

(Ecuación 1. 4)

1.5.5. Periodo de Recuperación de Capital (P.R.C)

Permite conocer el tiempo en que se va a recuperar la inversión inicial, para su cálculo se utiliza los valores del flujo de caja y el monto de la inversión.

Es conveniente actualizar los valores por cuanto ellos serán recuperados a futuro y aun con la dolarización en el Ecuador el dinero pierde su poder adquisitivo en el tiempo.

$$PRC = \text{Año supera inversión} \left(\frac{\text{Inversión} - \sum \text{Primeros flujos}}{\text{Flujo neto del año supera Inversión}} \right)$$

(Ecuación 1. 5)

2. METODOLOGÍA

2.1. Método de investigación

Este proyecto de desarrollo es aplicado para la Conversión del pozo Productor en Inyector, para recuperación secundaria por inyección de agua en el CAMPO SHALE del Bloque LIMESTONE, del estado ecuatoriano utilizando una Gestión Integrada de Recursos, se utilizó el Método Inductivo porque este caso de estudio fue realizado en base a la observación, comparación, abstracción y generalización.

2.2. Técnicas de recopilación de información, conversión de pozo Productor en Inyector

Los datos e información fueron obtenidos a través del departamento de Reservorios de Pardaliservices, esta información de apoyo comprende:

- Datos PVT del reservorio Basal Tena
- Build UP de la arena Basal Tena
- Reportes de Laboratorio Permeabilidades Relativas
- Historiales de Producción de los pozos de estudio
- Historiales de Presión de los pozos de estudio
- Historiales de Workover de los pozos de estudio
- Registros eléctricos de los pozos de estudio

Adicionalmente, se recopila información de las Facilidades Existentes y las Facilidades a Instalarse para abastecer de agua de inyección al pozo SAND 27. En el Anexo 5 se muestra las facilidades a instalarse.

El Anexo 6 de describen las normas técnicas usadas para el Diseño, construcción y análisis de riesgos para Facilidades.

Se elabora las matrices de riesgo durante la implementación del proyecto, son dos matrices esenciales que se analizan son las siguientes:

- Matriz de Riesgos Workover y Completación de Pozo Inyector Sand 27.

- Matriz de Riesgos de Construcción para Facilidades y Operaciones para pozo Inyector Sand 27.

2.3. Muestra

El universo corresponde a los tres reservorios del campo SHALE: Basal Tena, U Inferior y U Superior y la muestra está representada por la arena Basal Tena que corresponde al área del proyecto piloto de inyección de agua y de donde se obtuvieron los datos para la investigación.

2.4. Procedimientos y análisis de información

El desarrollo de este estudio de Gestión se ejecutó en 4 etapas:

- Recopilación de información del Reservorio y pozos involucrados en el área piloto de inyección.
- Estudio técnico a través de datos recopilados de Reservorios, Workover y Facilidades, y estudio ambiental.
- Estudio administrativo enfocado en especificar el grupo empresarial del proyecto, presentando el organigrama del recurso humano.
- Estudio financiero a través del: VAN, TIR, RBC y PRC., se determinará si el proyecto es factible y viable. Se realizará un análisis de sensibilidad para determinar cual es el punto de equilibrio del proyecto, haciendo referencia al mínimo valor del precio de barril de petróleo que podría tolerar el proyecto.

2.5. Flujo de trabajo

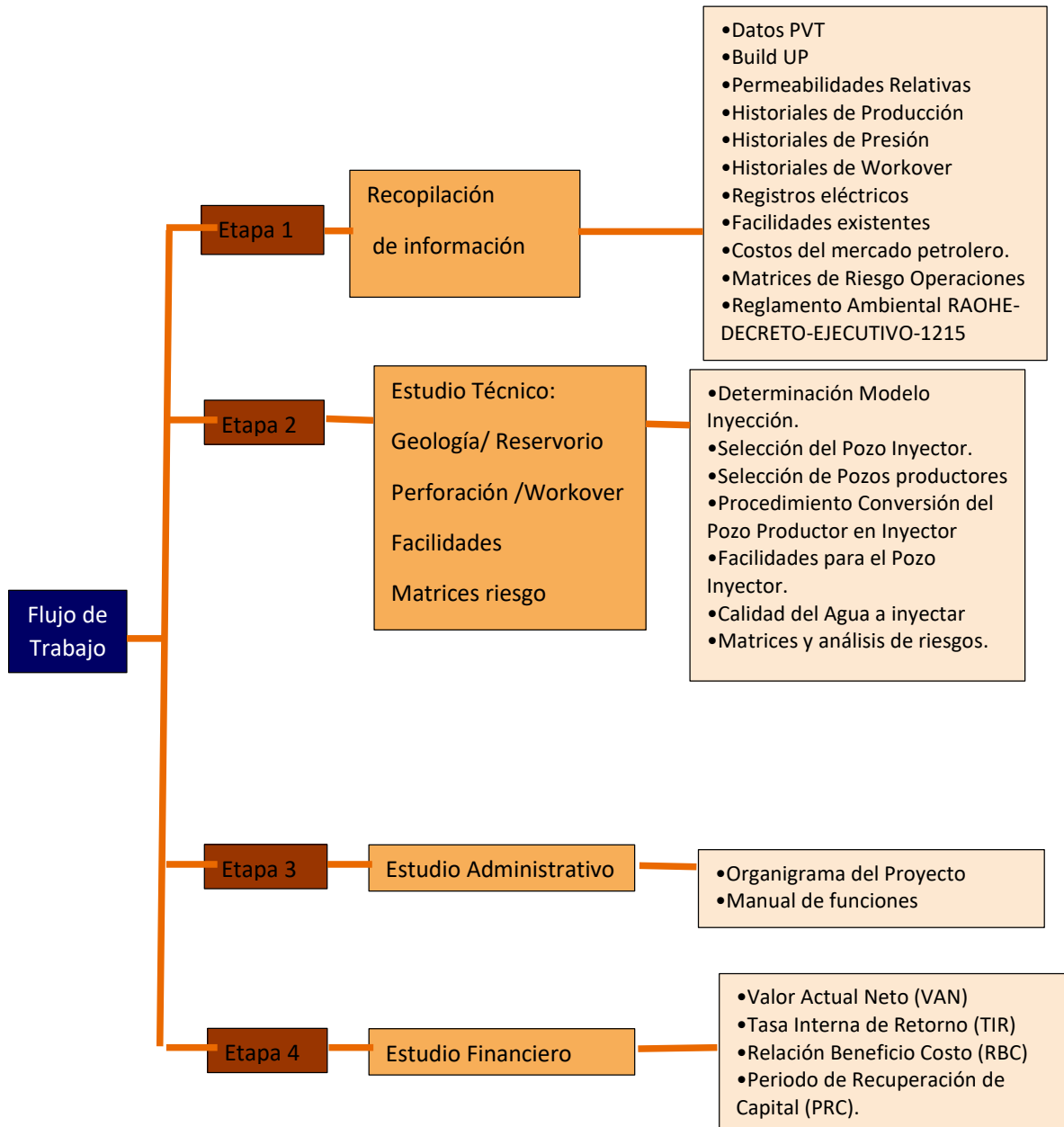


Figura 2. 1 Flujo de trabajo, Etapas para la Conversión Pozo Productor a Inyector, Gestión Integrada.

(Elaborado por: Luis Bustamante)

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Estudio y Viabilidad Técnica

3.1.1. Estructuras geológicas en el área de inyección Basal Tena, para selección del modelo de Inyección

El modelo de inyección a implementar está previsto para el reservorio Basal Tena del campo SHALE del bloque LIMESTONE, de la Amazonía Ecuatoriana, se presentará un arreglo de un pozo inyector (SAND 27) y cuatro pozos productores (SAND 09, PERLITE 04, PERLITE 6D Y SHALE 13) que se verán influenciados por la recuperación secundaria.

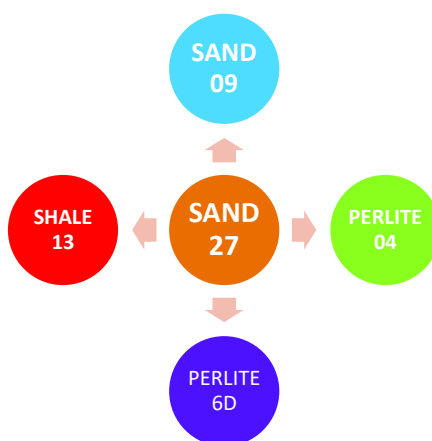


Figura 3. 1. Modelo Geológico esquemático, Pozo Inyector SAND 27 y pozos Productores: Shale 13, Perlite 6D, Perlite 04 y Sand 09

(Fuente: Departamento de Reservorios Pardaliservices, 2017)

Parámetros y condiciones para la conversión mecánica del pozo productor SAND 27 a inyector son las siguientes³:

- Identificar un pozo con alto corte de agua y bajo aporte de petróleo,
- Estructuralmente la posición del pozo inyector sea favorable para el barrido de hidrocarburos hacia los pozos productores.
- Que el futuro pozo inyector no disponga reservas de petróleo significativas.

³ Entrevista Dpto. Reservorios Pardaliservices. Ing. Pablo Cisneros. 2017.

- Verificar que estructuralmente la arena seleccionada, tenga capas impermeables, para evitar contaminar fuentes de agua dulce.
- La presión de fondo fluyente sea relativamente baja, cercana al punto de burbuja.

El pozo SAND-27 fue perforado como pozo de avanzada al norte del pozo SAND-25 y al oeste del alto PERLITE, teniendo como objetivo determinar el alcance de la estructura SAND hacia el norte. El eje PERLITE-SAND cierra contra una falla inversa de alto ángulo en su flanco oriental. Como característica sobresaliente podemos mencionar que poseen cierre en las cuatro direcciones⁴.

Para analizar el comportamiento de la inyección de agua de formación al reservorio Basal Tena en el pozo SAND-27, se han elaborado dos mapas Estructurales al Tope y Base de dicho reservorio, se puede observar que la falla oriental no afecta a dicho reservorio y el pozo SAND-27 fue perforado en el flanco de la estructura PERLITE, lo cual ha permitido proyectar un arreglo periférico, ver Fig. 3.2 y 3.3⁵.

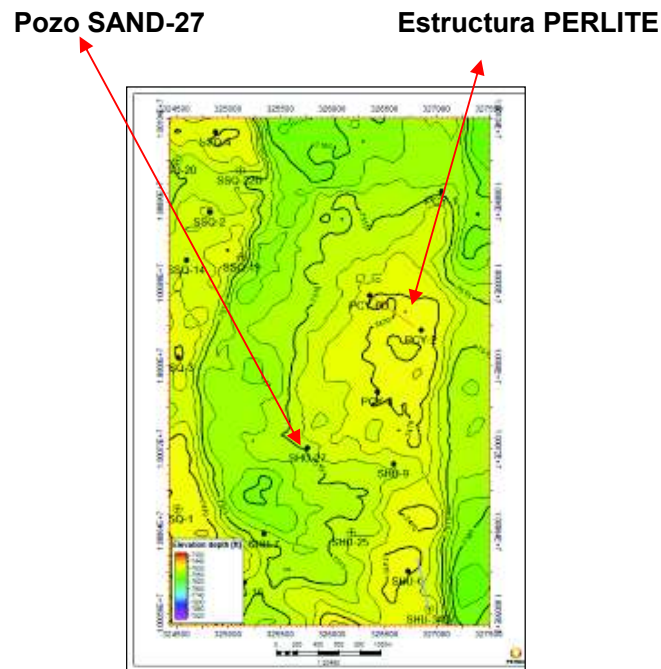


Figura 3. 2 Mapa Estructural al tope de NAPO (Base de BT)

(Fuente: Pardaliservices Feb-2013).

⁴ Entrevista Dpto. Reservorios Pardaliservices. Ing. Pablo Cisneros. 2017.

⁵ Entrevista Dpto. Reservorios Pardaliservices. Ing. Pablo Cisneros. 2017.

Estructura PERLITE

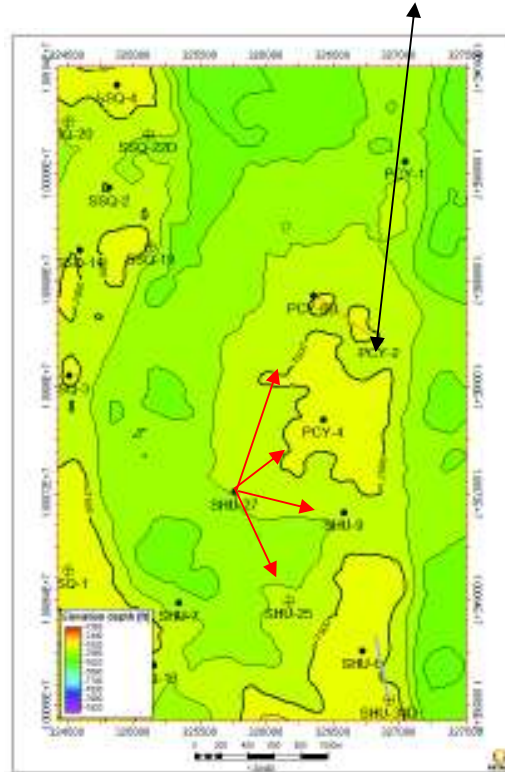


Figura 3. 3 Mapa Estructural al tope de BASAL TENA.

(Fuente: Pardaliseservices Feb-2013).

3.1.2. Selección del Pozo Inyector SAND 27

El pozo SAND-27, se ubica en la provincia de Sucumbíos, cantón Lago Agrio, parroquia PERLITE, a 6 km al este (E) de la Estación SAND. Los pozos cercanos al SAND-27 son: SAND-9 aproximadamente a 0,75 km al este (E), el PERLITE-4 aproximadamente a 0,9 Km al noreste (NE), el SHALE 13 aproximadamente 1 KM al suroeste (SO) y el PERLITE-6D a 1.5 km al NE.

El pozo SAND-27 fue probado en los reservorios “Ui”, “Um” y Basal Tena y fue completado el 15 de febrero de 1993 para Bombeo Mecánico. Inicia su producción en diciembre de 1993 con 293 BFPD, 158 BPPD y 46 % BSW con Bombeo Mecánico.

En enero del 2007 se decide cerrar el pozo por alto corte de agua, siendo su última prueba de producción en “BT” de 216 BFPD, 0 BPPD y 100 % de Bsw, con bombeo hidráulico, la tabla 3.1 presenta el resumen de datos del pozo SAND 27.

Tabla 3. 1. Datos Actuales del Pozo Sand 27, previo a ser convertido en inyector.

POZO	RESERV.	PROD. ACTUAL (BPPD)	BSW (%)	ULTIMA MEDICION Pe(PSI)	FECHA BUILD UP
SAND-27	BT	216	100%	1067	24/07/2003

De la tabla 3.1 se puede concluir que le SAND 27 tiene un alto corte de agua y nula productividad de petróleo, lo que lo hace un candidato ideal para ser convertido de productor a inyector. En el Anexo 1, se muestra el estado actual del pozo SAND 27.

A continuación, se verificará en el punto 3.1.2.1 Normativa Ambiental, que el pozo SAND 27 tenga capas impermeables como sellos, para evitar la contaminación de agua dulce.

3.1.2.1 Normativa Ambiental (Viabilidad Ambiental)

El presente estudio técnico para la inyección de agua a través del pozo SAND-27, se rige a las directrices de la Guía Metodológica para la preparación de los estudios técnicos de reinyección y lo estipulado en el artículo 29 literal c del RAOHE, enunciadas a continuación:

c. Reinyección de aguas y desechos líquidos. - *Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:*

c.1 Que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2 Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3 Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4 Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.”

3.1.2.2 Análisis de capas impermeables entre la formación receptora

En el área LIMESTONE y específicamente en el pozo SAND-27, existe la presencia de zonas impermeables que han permitido el entrapamiento de crudo y la no migración a intervalos superiores.

Siendo el objetivo inyectar agua para recuperación mejorada en el reservorio Basal Tena de la formación Tena, este reservorio tiene dos sellos bien marcados, como son a la base las lutitas y calizas de Napo Superior y al techo las arcillas multicolor de la formación Tena con espesores de aproximadamente 450 y 680 pies respectivamente, los cuales no permitirán la migración del agua a estratos superiores que posiblemente tengan agua apta para el consumo humano y agrícola.

En las figuras 3.4 y 3.5 se observa claramente los sellos al tope y a la base del reservorio Basal Tena que es característico a nivel de pozo y campo.

Para garantizar la no comunicación del agua a inyectarse a estratos superiores, durante el Workover que permitirá convertir de pozo productor en pozo inyector se correrá un registro de corrosión y cemento que permita analizar las condiciones actuales del pozo y se realizará los trabajos necesarios para garantizar su óptima utilización si el caso lo amerita.

La correlación Estratigráfica, tiene una dirección de Sureste-Noroeste e incluye a los pozos SAND-27, PERLITE-4, PERLITE-6D, SAND-9 y SHALE-13 que serán beneficiados con la inyección de agua de la estación SHALE al reservorio Basal Tena en el pozo SAND-27.

En las figuras presentadas se observa claramente los dos sellos impermeables, las lutitas y calizas de Napo Superior y las arcillas y limolitas de la formación Tena.

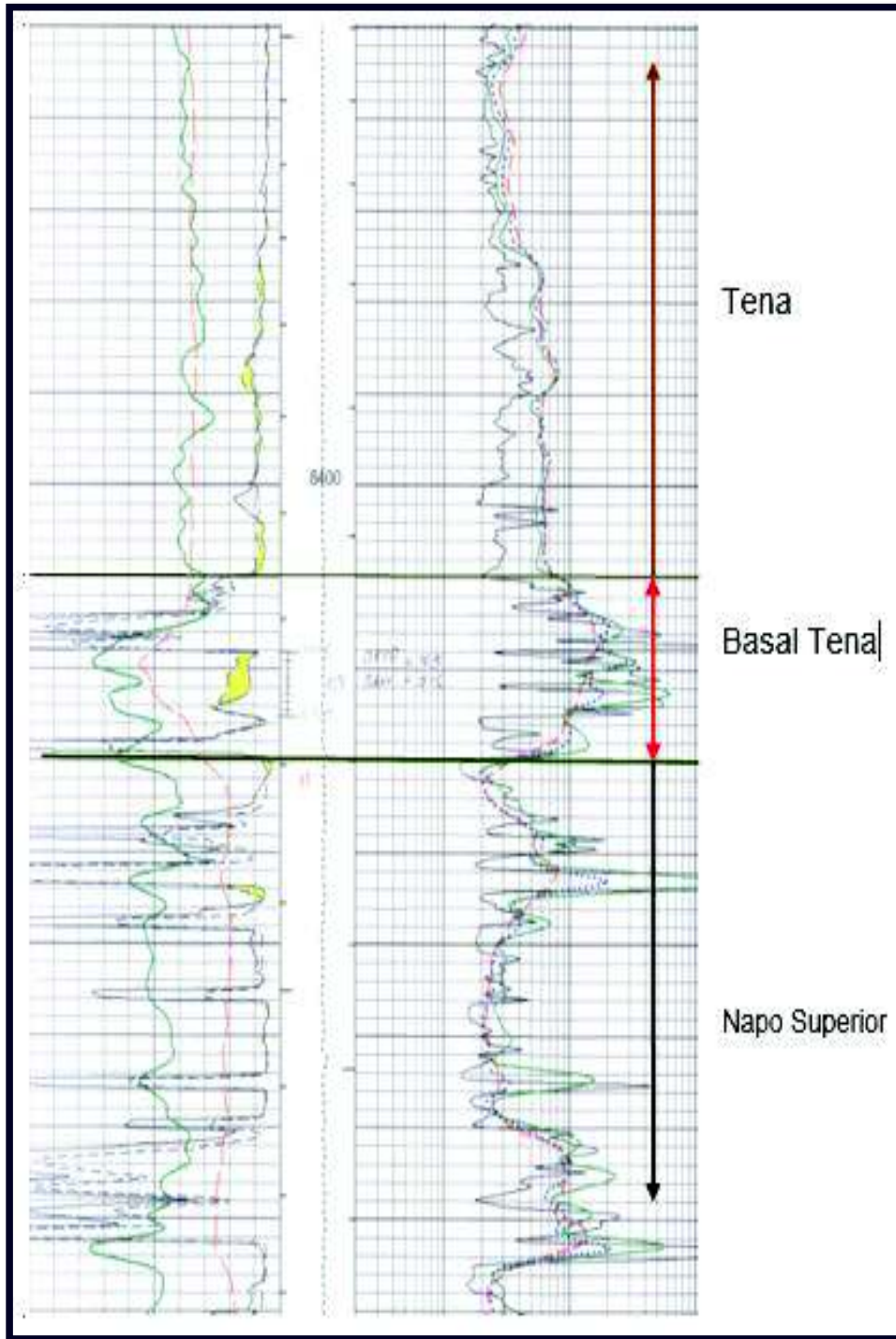


Figura 3. 4 Reservorio “Basal Tena” con sus sellos (Tena-Napo Sup.)

(Fuente: Perfil eléctrico original Pozo SAND-27, 1993 Empresa Estatal)

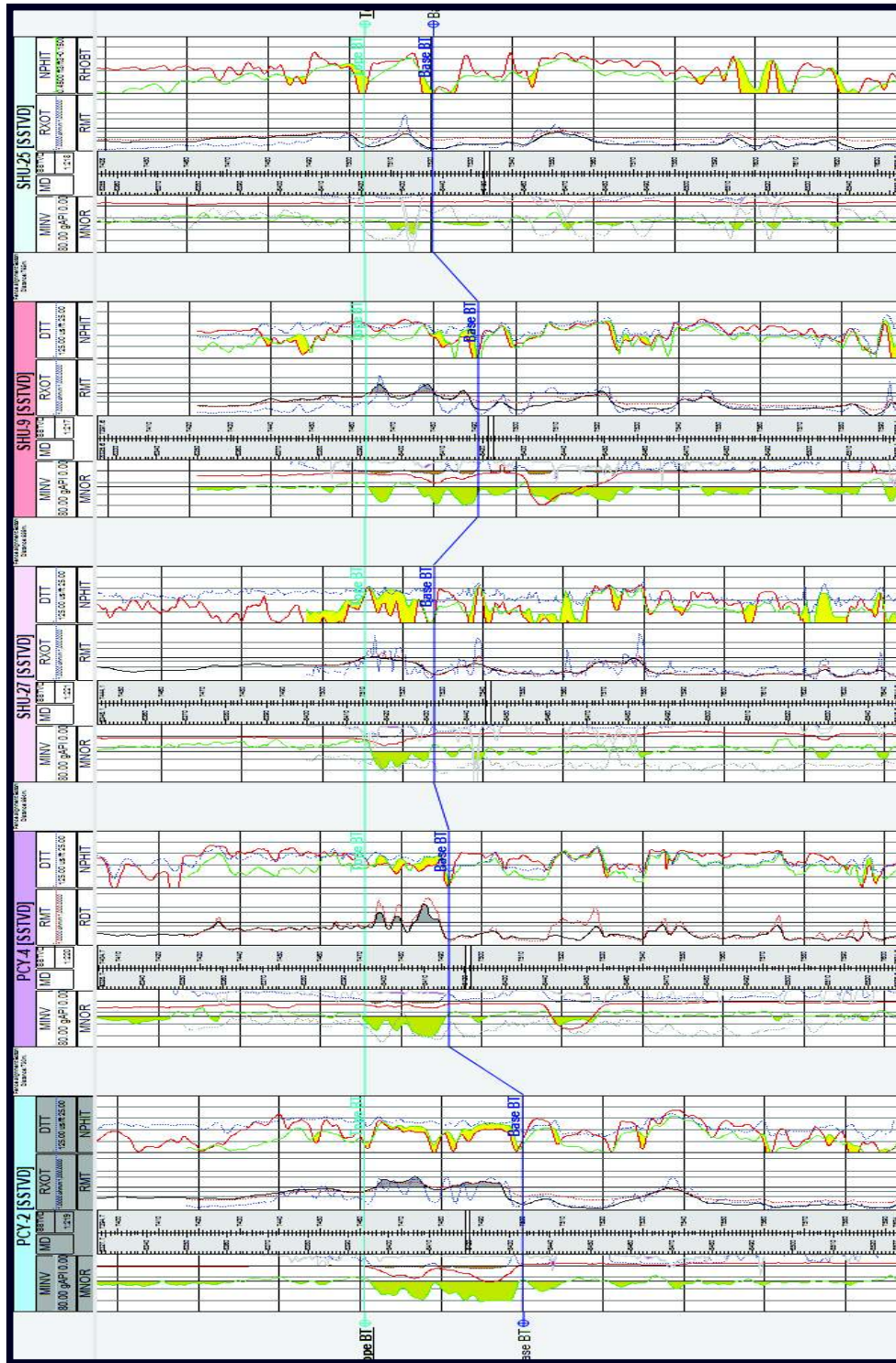


Figura 3. 5 Correlación Estratigráfica Reservoirio Basal Tena.

(Fuente: Dpto. Reservorios Pardaliservices)

3.1.2.3 Análisis Petrofísico

En la Figura 3.6. se presenta la evaluación petrofísica del reservorio Basal Tena:

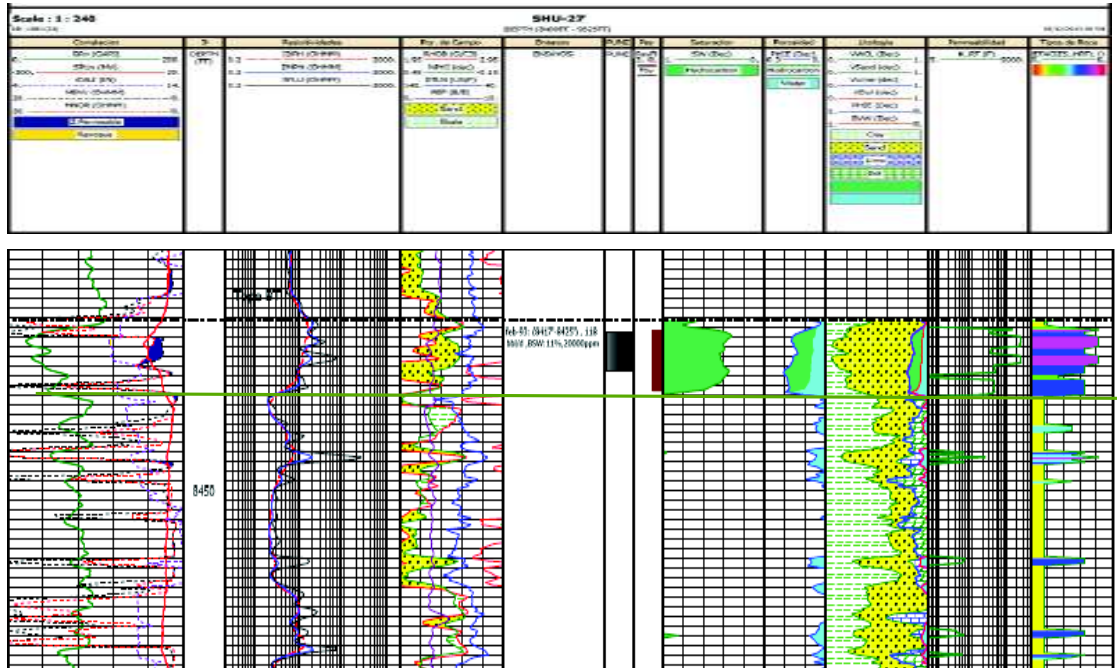


Figura 3. 6 Evaluación Petrofísica del reservorio “Basal Tena”.

(Fuente: Nova-Empresas Estatal de Petróleos)

La evaluación petrofísica realizada por la compañía Nova y supervisada por la empresa Estatal de Petróleos del Ecuador arrojó los siguientes resultados para el pozo SAND-27, en la arenisca Basal Tena:

Tabla 3. 2 Parámetros Petrofísicos de la roca a inyectarse.

SUMARIO PETROFÍSICO SAND-27						
RESER.	ESPESOR total (Pies)	ESPESOR neto (Pies)	POROS. (%)	Sw (%)	K (mD)	Vsh (fr)
Basal Tena	22.69	4.27	14.7	39.5	196.7	19.5

(Fuente: Valores tomados del log análisis petrofísico realizado por la empresa Nova utilizando el modelo de Simandoux (saturación de agua) y supervisado por EPE, 2012)

En la interpretación petrofísica del perfil se puede observar que el reservorio BT presenta características de arena sucia, con desarrollos de arena limpia limitado a espesores de menos de 4 pies. Presenta un contenido de arcilla medio en general e intercalaciones

arcillosas bien definidas en 8421.0 pies y 8426.0 pies. En la zona de reservorio limpio el contenido de arcilla es del orden del 10% siendo el promedio para toda la capa un 20%. La saturación de agua al momento de la perforación del pozo muestra un promedio del 40%.

En amparo de la normativa ambiental y con los antecedentes expuestos en el punto 3.1.2 de que existen capas impermeables en los topos formacionales, que existe un nulo aporte de petróleo y estructuralmente se puede hacer un barrido hacia pozos inyectores, se decide utilizar el pozo SAND-27 como pozo inyector de agua de producción de la estación SHALE al reservorio Basal Tena de la formación Tena para recuperación secundaria, y así evitar la utilización de agua de cuerpos hídricos superficiales para realizar este proyecto.

3.1.3. Estado actual de los pozos productores

La conversión del SAND-27 en pozo inyector de agua al reservorio **Basal Tena (8411-8425 pies)** permitirá desplazar reservas hacia los productores asociados como son PERLITE-4, PERLITE-6D, SAND-9 y SHALE-13. En la tabla 3.3, se muestra las últimas mediciones.

Tabla 3. 3 Estado Actual de los Pozos asociados.

POZO	RESERV.	PROD. ACTUAL (BPPD)	BSW (%)	ULTIMA MEDICION Pe(PSI)	FECHA BUILD UP
SAND-27	BT	216,00	100	1067	24/07/2003
PERLITE-4	US	31,60	90	2967	20/10/2012
PERLITE-9	BT	186,00	1	726	24/09/2012
SHALE-13	BT	45,60	86	3160	12/12/2013
PERLITE-6D	BT	155,00	60	954	16/03/2010

(Fuente: Dpto Reservorios Pardaliservices)

3.1.4. Intervalos de Perforación

Con la información petrofísica y observando la calidad de roca se consideran los siguientes intervalos para punzar para la inyección del agua de producción de la estación SHALE.

Tabla 3. 4 Intervalos para Inyección. Pozo Sand 27. Basal Tena.

RESERVORIO	INTERVALO (pies)	ESPESOR (pies)
BASAL TENA	407-8430'	22.69'

Tabla 3. 5 Topes Formacionales.

SAND-27			
FORMACIÓN/UNIDAD	TOPE	TVD	TVDSS
ORTEGUAZA	OR	5178'	-4274'
TIYUYACU	TY	5752'	-4848'
TENA	TE	7628'	-6724'
BASAL TENA	BT	8322'	-7418'
NAPO	NA	8353'	-7449'
CALIZA M2	CM2	8842'	-7938'
CALIZA A	CA	8912'	-8008'
U SUPERIOR	US	9018'	--8114'
U INFERIOR	UI	8963'	-8059'
BASE U INFERIOR	BUI	9071'	-8167'
MARCADOR CALIZA B	SCB	9130''	-8226'
T SUPERIOR	TS	9167'	-8263'
T INFERIOR	TI	9206'	-8302'
BASE T INFERIOR	BTI	9264'	-8360'
HOLLIN SUPERIOR	HS	9345'	-8441'
PT	PT	9555'	-8651'

3.1.5. Capacidad de recepción de la arenisca basal tena en el sitio del pozo inyector

La arena BASAL TENA fue evaluada en los ensayos de build up llevados a cabo en los pozos SHALE 13, PERLITE-4, PERLITE-6D, y SHALE-9. En términos generales los siguientes valores se pueden tomar como representativos de la arena⁶.

K: 300 - 2000 mD

Pavg: 800 psi

Para estimar el caudal de inyección factible de ser alcanzado en el reservorio Basal Tena de la formación Tena, se utilizó un modelo en condiciones de flujo estacionario.

⁶ Datos recopilados Dpto Reservorios Pardaliservices. Ing. Pablo Cisneros.

$$P_{wh} = P_e - 141.2 \frac{Q_i \mu_w B_w}{k_{eff} w h} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) - Depth \gamma_w$$

(Ecuación 3. 1)

Donde:

- P_{wh}: presión de boca de pozo [psi],
- P_e: presión del reservorio [psi]
- Q_i: caudal de inyección [bpd]
- μ_w : viscosidad del agua [cP]
- B_w: factor volumétrico de formación [bbl/stb]
- K_{eff w}: permeabilidad efectiva al agua [mD]
- r_e: radio de drenaje [ft]
- r_w: radio del pozo [ft]
- S: daño de formación
- Depth: profundidad media de los punzados [ft]
- γ_w: gradiente de presión del agua de inyección [psi/ft]

En análisis de sensibilidad incluye un límite de presión de boca de 840 psi por gradiente de fractura y de 1500 psi por limitaciones de facilidades (presión de descarga de las bombas que se prevén instalar)

Dada la incertidumbre asociada a las variables desconocidas (daño de formación y permeabilidad efectiva al agua) se seleccionó **4000 bapd** como caudal de inyección más probable. (Escenario sin estimular el pozo y sin superar los límites de presión establecidos por la bomba y la formación)⁷.

3.1.6. Datos obtenidos del Modelo Geológico de inyección.

En base a los historiales de producción, modelo PVT y simulación en programa Petrel, del modelo geológico seleccionado se obtuvieron los siguientes datos petrofísicos:⁸

⁷ Datos recopilados Dpto Reservorios Pardaliservices. Ing. Pablo Cisneros.

⁸ Datos obtenidos de Simulación Petrel Dpto Reservorios Pardaliservices.

Tabla 3. 6. Datos petrofísicos del reservorio Basal Tena, Pozo Sand 27.

ITEM	PARAMETRO	NOMENCLATURA	VALOR	UNIDAD
1	AREA MODELO	A_{mod}	721,00	Acre
2	CAUDAL DE INYECCION	Q_{iny}	4000,00	Bls/dia
3	POROSIDAD	ϕ	0,18	%
4	PERMEABILIDAD	K	196,70	mD
5	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	β_o	1,09	BY/BN
6	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA	β_w	1,00	BY/BN
7	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	μ_o	5,00	cP
8	VISCOSIDAD DEL AGUA	μ_w	0,35	cP
9	DENSIDAD DEL PETRÓLEO	ρ_o	54,37	lb/pie ³
10	DENSIDAD DEL AGUA	ρ_w	62,40	lb/pie ³
11	ESPESOR NETO DE PETRÓLEO	h	22,69	pies
12	SATURACION DE PETRÓLEO	S_o	0,76	%
13	SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE	S_{wirr}	0,25	%
14	SATURACION RESIDUAL DE PETRÓLEO	S_{or}	0,25	%

(Fuente: Departamento reservorios Pardaliservices, 2017)

La distancia de los pozos productores hacia el pozo inyector y la producción de petróleo recuperada hasta el momento se presenta en la tabla 3.7⁹.

Tabla 3. 7. Distancias desde el pozo inyector Sand 27 hacia cada uno de los pozos productores. Datos de Producción acumulada.

Pozos	Barriles producidos	Unidad	Distancia al pozo Inyector	Unidad
PERLITE-4	1.173.137,73	bls oil	2.398,29	ft
SAND-09	766.263,79	bls oil	2.765,75	ft
PERLITE-6	2.385.605,70	bls oil	1.847,11	ft
SHALE-13	1.556.225,35	bls oil	2.696,19	ft
Total producido	5.881.232,57	bls oil		

(Fuente: Departamento reservorios Pardaliservices, 2017)

⁹ Datos obtenidos simulación de Petrel, Dpto de reservorios Pardaliservices.

3.1.7. Datos Calculados del Modelo Geológico de inyección¹⁰

A continuación, se resumen los datos calculados del modelo geológico Figura 3.1, antes de la inyección en la siguiente tabla:

Tabla 3. 8. Resumen datos calculados antes de la Inyección de Agua

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
POES	15.928.656,08	BBLS OIL
PETRÓLEO PRODUCIDO	5.881.232,57	BBLS OIL
PETRÓLEO REMANENTE	10.047.423,50	BBLS OIL
FACTOR DE RECOBRO	36,92	%

(Fuente: Reservorios Pardaliservices)

3.1.8. Datos Calculados durante la inyección de Agua¹¹

Los datos aquí expuestos fueron calculados por el Dpto de Reservorios de Pardaliservices, basándose en el Modelo Geológico usando Programa Petrel, además usando la teoría del flujo fraccional, Modelo de Buckley-Leverett.

Tabla 3. 9. Resumen datos calculados durante la Inyección de Agua

DATOS CALCULADOS POR RESEVORIOS			
Tiempo TOTAL	t	4.379,55	Días
Volumen TOTAL de Agua Inyectada	W_{iny}	17.518.190,71	Barriles de Agua
Petróleo Producido Etapa Inicial y subordinada	N_{prs}	968.094,00	Barriles de crudo
Incremento Petróleo Producido Etapa inicial	AN_{p1}	335.075,00	Barriles de crudo incrementados al momento ruptura
Incremento Petróleo Producido Etapa Subordinada	AN_{p2}	633.019,00	Barriles de crudo incrementados después ruptura

¹⁰ Datos calculados por Reservorios Pardaliservices.

¹¹ Datos calculados por Reservorios Pardaliservices

Continuación Tabla 3.9 Resumen datos calculados durante la Inyección de Agua			
Petróleo Producido total Recuperación Primaria + Secundaria (etapa inicial+Subordinada)	N_{pt}	6.849.326,57	Barriles de crudo
Agua producida durante la etapa subordinada	W_p	970.393,84	Barriles de agua incrementados después ruptura
Relación Agua - Petróleo	RAP	17,08	
Factor de recobro por Etapa Inicial (ruptura)	FR_1	2,10%	
Factor de recobro Etapa subordinada (hasta la máxima saturación)	FR_2	3,97%	
FR por incremento petróleo etapas: inicial y subordinada	AF_{rs}	6,08%	
FR Factor recobro total, Recuperación Primaria Secundaria (etapa inicial+Ruptura)	FR_{total}	43,00%	
Relación de Movilidad	M	0.73	

(Fuente: Reservorios Pardaliservices)

3.1.9. Procedimiento a realizarse para convertir en pozo inyector

Para lograr el objetivo de convertir el pozo productor SAND-27 a inyector de recuperación secundaria se prevé la realización de los siguientes pasos:

- (Ver perfil de cemento corrido en enero-1993 mostrando buen estado en las zonas de interés de acuerdo a la interpretación realizada por Ingeniería de Petróleos del D.A.) Ver Anexo 3.
- Retirar tubería de producción del pozo (actual: packer 1 tubing)
- Calibrar el pozo hasta 9250 pies. (tapón EZ-Drill en 8360 pies y 9085pies)
- Correr perfil de corrosión y cemento.
- Punzar los siguientes intervalos:
 - ✓ Arena BT: 8416 / 8425 pies
- Bajar tapón y packer y probar admisión a los siguientes intervalos:
 - ✓ Arena BT: 8416 / 8425 pies

- Las pruebas de admisión se realizarán según el siguiente programa SRT:
(Con el objeto de evaluar la presión de fractura de la capa y la inyektividad)

Tabla 3. 10. Valores de caudal y tiempo durante pruebas de admisión

Caudal	Tiempo [min]
0.3	30
0.5	30
1	30
1.5	30
2	30
3	30

Para el reservorio BT prever un step adicional de 2 hrs de inyección a una tasa de 0.5 bapd para luego cerrar el pozo y registrar el fall off durante 10 hrs.

Bajar instalación selectiva de inyección según el siguiente detalle:

- ✓ Packer# 1: 9000 pies
- ✓ Mandril # 1: 8450 pies
- ✓ Packer # 3: 8350 pies

Bajar válvulas reguladas para los siguientes caudales:

- ✓ Mn#1:0 bapd
- ✓ Mn#2: 0 bapd
- ✓ Mn#3: 4000 bapd.

El esquema de la conversión mecánica a pozo inyector SAND 27 propuesto, se muestra en el Anexo 4.

3.1.10. Facilidades de Producción asociadas al Pozo SAND 27

3.1.10.1. Análisis de la calidad de agua de la formación receptora

La calidad del agua de la formación receptora (Basal Tena) en el bloque SAND-PERLITE se caracteriza por una alta cantidad de cloruros lo cual genera salinidades altas (123943 ppm ClNa, como podemos observar en la tabla 3.11.

Al no poseer información del pozo SAND-27, se presenta el análisis físico-químico del agua de formación de Basal Tena del pozo PERLITE-06, que se encuentra dentro del área de influencia de este proyecto.

Tabla 3. 11 Análisis físico-químico del agua de formación: “BASAL TENA” Pozo PERLITE-6, agosto 2012.

POZO PCY-6, BT, AGOSTO 2012						
test	unidades	método	resultado	incertidumbre+/-	otras unidades	
pH	[]	Sm 4500 +H D	6.34	0.08		
dureza total	ppm CaCO3	Sm 2340 C	18120			
dureza cálcica	ppm CaCO3	Sm 2340 C	14120	N/A	7248	ppm Ca
dureza magnésica	ppm CaCO3	Sm 2340 C	4000	N/A	3431.16	ppm Mg
alkalinidad total	ppm CaCO3	Sm 2340 B	323.4	N/A	394.548	ppm HCO3
hierro	ppm	AOAC 974.27/200	11.3	1.1		
sulfatos	ppm	Sm 4500 SO4 A-E	74.6	24.71		
cloruros	ppm	Sm 4500 Cl- B	74633.4	3581.53		
densidad	ppm	Sm 2520 C	1.04	N/A		
oxígeno	ppb	Sm 4500 O D	2.06	N/A		
dióxido de carbono	ppm	Sm 4500 CO2 C	47.5	N/A		
Sodio	ppm		44416.6			
TDS	ppm		126150.5			

(Fuente: Tabla confeccionada por Pardaliservices en base a información histórica de Empresa Estatal Petróleos y análisis realizados por Pardaliservices desde febrero 2012).

Con el objetivo de comparar las salinidades del reservorio Basal Tena de la formación Tena y la del agua de producción de la Estación SHALE, se presenta el análisis físico-químico de esta última:

Tabla 3. 12 Análisis físico-químico del agua de producción: ESTACIÓN SHALE.

ESTACIÓN SHUSHUQUI						
test	unidades	método	resultado	incertidumbre+/-	otras unidades	
pH	[]	Sm 4500 +H D	6.34	0.08		
dureza total	ppm CaCO3	Sm 2340 C	25570			
dureza cálcica	ppm CaCO3	Sm 2340 C	10190	N/A	10228	ppm Ca
dureza magnésica	ppm CaCO3	Sm 2340 C	15380	N/A	2476.17	ppm Mg
alkalinidad total	ppm CaCO3	Sm 2340 B	634	N/A	773.48	ppm HCO3
hierro	ppm	AOAC 974.27/200	10.2	1.1		
sulfatos	ppm	Sm 4500 SO4 A-E	198.6	24.71		
cloruros	ppm	Sm 4500 Cl- B	40392.11	3581.53		
densidad	ppm	Sm 2520 C	1.03	N/A		
oxígeno	ppb	Sm 4500 O D	0.37	N/A		
dióxido de carbono	ppm	Sm 4500 CO2 C	54.6	N/A		
Sodio	ppm		20660.4			
TDS	ppm		69848.1			

(Fuente: Tabla confeccionada por Pardaliservices en base a información histórica de EPPETROECUADOR y análisis realizados por Pardaliservices desde febrero 2012. Agua a ser utilizada para inyección)

Al analizar las salinidades del agua de formación del reservorio Basal Tena en el pozo cercano PERLITE-6D (126150 ppm) y la del agua de producción de la estación SHALE (69848.1 ppm), podemos concluir que son aguas no aptas para el consumo humano y agrícola.

Al comparar las salinidades del agua de formación de Basal Tena del PERLITE-6D y el agua de producción de la estación SHALE, se espera no tener ningún problema con la compatibilidad de las dos aguas en el reservorio.

3.1.10.2. Tratamiento del agua de formación para la inyección

La Figura 3.7 incluye un diagrama de las mejoras previstas en el tratamiento de agua para inyección en la Estación.

El proceso de tratamiento de agua para la inyección consistirá básicamente en la separación y acondicionamiento del agua de producción en la estación SHALE a través del apropiado tiempo de residencia en los tanques Skimmer y tanque pulmón.

Además, el agua de producción de la estación SHALE será tratada químicamente para maximizar los volúmenes a ser inyectados en el reservorio Basal Tena del pozo SAND-27 y así evitar el taponamiento por sólidos y prolongar el tiempo de vida útil de las instalaciones de superficie y de fondo mediante el control de las incrustaciones y de los mecanismos de corrosión natural.

En general los valores de aceite varían entre **2 y 15 ppm** y de los sólidos totales en suspensión están aproximadamente entre **30 y 70 ppm** en el agua de producción de la estación SHALE y que con las mejoras previstas en las facilidades se prevé por diseño bajar el contenido de aceite y sólidos a la mitad.

Actualmente en la planta SHALE se inyecta demulsificante y surfactante a la salida de los separadores; antiescala, biocida y anticorrosivo en las bombas de transferencia del agua de producción a los pozos re-inyectores o sumideros (SHALE-5 y SHALE-19). Para evitar la incorporación de oxígeno en los tanques Skimmer también se incluye gas de blanketing en la estación.

Dentro del plan de mejoras de la estación SHALE se realizarán mejoras necesarias para continuar y ampliar, de ser necesaria, la inyección de químicos. Una vez construida la

planta está previsto un plan de evaluación de químicos para buscar la optimización de los productos y resultados.

Juntamente a las mejoras de la Estación SHALE se diseñará las facilidades asociadas al piloto de inyección de agua:

- Se contempla el envío de agua a baja presión desde el tanque pulmón, que se ubicaría en la estación SHALE hacia la plataforma del Pozo SAND-27
- Sistemas de lanzador (pig launcher) y receptor (pig receiver), en la Estación SHALE y Plataforma SAND-27, respectivamente.
- Control local para el arranque, parada y protección de la bomba HPS (Horizontal Pumping Systems).
- Se incluirá transmisión de datos a la Estación SHALE, mediante fibra óptica.

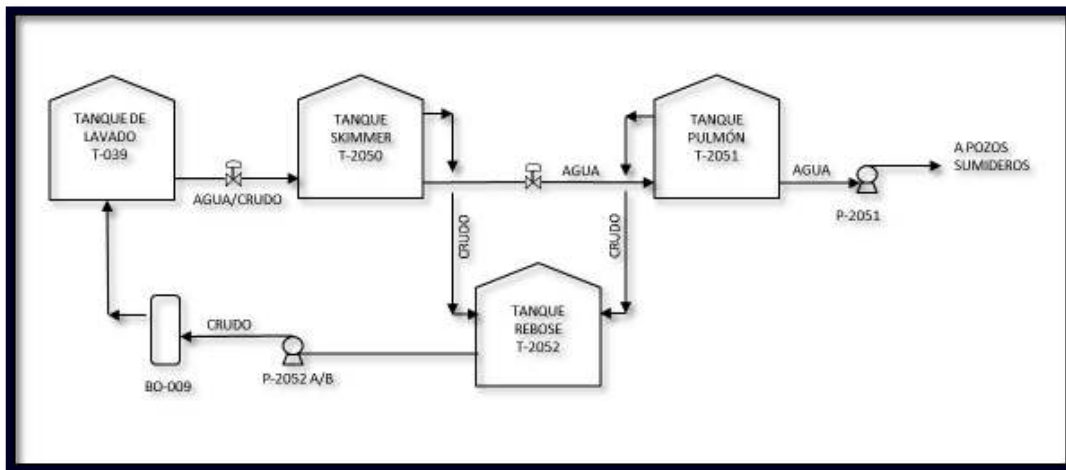


Figura 3. 7 Diagrama de Flujo del Proyecto Planta de Agua Shale.

3.1.10.3. Cabezal de descarga estación SHALE.

El agua de formación de la Planta Tratamiento de la Estación SHALE es transferida al nuevo pozo de Piloto Recuperación Secundaria SAND-27 y a los pozos sumideros existentes (SHALE-05 y SHALE-19) a través de las tres, (dos bombas principales y una de respaldo). El trasvase de agua se realiza por líneas independientes con control de flujo y

presión, manteniendo prioridad de inyección de agua al pozo de Piloto Recuperación Secundaria y el remanente a los pozos sumideros.

El proceso básicamente se basa en la prioridad de suministro de agua hacia el pozo nuevo de Piloto Recuperación Secundaria SAND-27, por ejemplo: cuando se tenga flujo de pronóstico máximo (8.000 BWPD) para la Estación SHALE, el mayor volumen de agua es distribuido hacia el pozo de recuperación secundaria SAND-27 (5.000 BWPD) y el remanente de agua (3.000 BWPD) se envía hacia los pozos sumideros existente (SHALE-05 y SHALE-19).

En el caso que se tenga un flujo igual o menor de 5.000 BWPD no habrá envío de agua hacia los pozos sumideros existentes (SHALE-05 y SHALE-19) siempre que se esté trabajando con máximo flujo hacia el pozo de Piloto Secundaria.

3.1.10.4. Plataforma Pozo SAND-27

El pozo SAND-27 cuenta con una bomba multietapa para inyección (HPS-001) de 5.000 BWPD a una presión de descarga de 2.000 psig y facilidad para conexión de una segunda bomba ver Figura 3.8. Previo a la bomba de inyección de agua el esquema cuenta con un medidor de flujo magnético (FQIT-001) para cuantificar y controlar el caudal de inyección al pozo y un sistema de filtrado para eliminar sólidos suspendidos en una malla de 10 mesh.

La operación y control de la bomba HPS-001 es automática (puntualmente asistida) y las variables principales monitoreadas desde la sala de control de la Estación SHALE.

Adicional la tubería de suministro de agua desde la Estación SHALE al pozo SAND-27 cuenta con sistema de limpieza interna mecánica, provisto de una trampa lanzadora SL-001 para el lanzamiento de la herramienta de limpieza y una trampa de recibo ST-001.

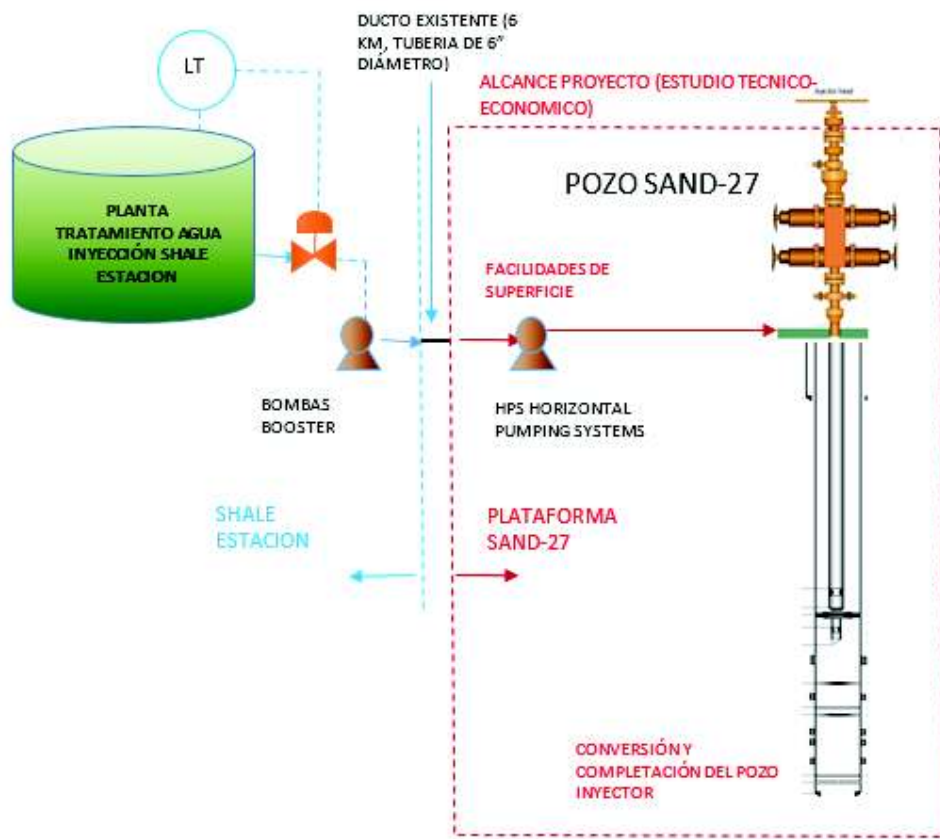


Figura 3. 8 Facilidades en Plataforma del Pozo Inyector Sand 27.

3.1.10.5. Límites de Batería

Los límites de batería en el alcance de este Proyecto son los siguientes:

Entrada:

Descarga de las bombas de la Estación SHALE

Salida:

Cabezal de inyección de agua en los pozos SAND-27

3.1.10.6. Equipos Electromecánicos a Instalarse.

- Seccionador de barras de media tensión de 13.8 KV.
- Poste de media tensión 13.8 KV.
- Transformador reductor 13.8KV/480V; 400kVA.
- Variador de Frecuencia 480KV.
- HPS, Bomba Horizontal, 5000 BFPD, 350 HP; 480 VAC, 60 Hz; 3F.

- Transformador reductor Auxiliar 13.8KV/220V; 250kVA.
- Tablero de distribución 220 VAC, 3 ϕ , 60 Hz, 125 A, 10kA.
- UPS 127v, 1kVA.
- PLC 127 V, 1kVA.
- Tubería de baja presión Instalación para Lanzador y receptor, ANSI150#
- Tubería de baja presión para tubería de succión de la HPS, ANSI150 #.
- Tubería de alta presión para tubería de descarga de la HPS, ANSI 2500#

En el Anexo 5 Facilidades de Producción se describe los planos para las facilidades mecánicas, civiles, eléctricas y electrónicas y químicas de para el pozo inyector Sand 27.

En el Anexo 6. Estándares y Normas técnicas, se describe las principales normas usadas para la construcción de las Facilidades de producción, que son los reglamentos de calidad para inspección y fiscalización.

3.2. Matrices y análisis de Riesgo Conversión Pozo Sand 27.

Para el análisis de riesgo para la conversión del Pozo productor en Inyector Sand 27 se realizarán en base a los siguientes estándares:

- API RP 750 (Management of Process Hazards)
- API RP 14C (Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems)
- API RP 580 (Risk-Based Inspection) / API 581 En función de las dimensiones y tipo del proyecto, se efectuarán análisis de riesgo y operatividad en las distintas fases:
- Fase de ingeniería Básica: HAZID (Hazard Identification)
- Fase Ingeniería de Detalle: Lineamientos de Norma API 14C.
- Análisis Funcional de Riesgo y Operación: HAZOP (Hazard and Operability).

EL análisis y evaluación de riesgo se realizará de acuerdo a las siguientes etapas:

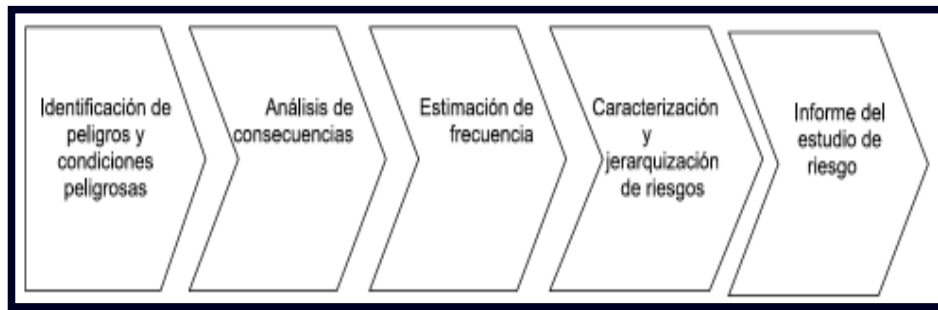


Figura 3. 9 Esquema de análisis y evaluación de riesgos.

3.2.1. Identificación de Peligro y Condiciones Peligrosas

En esta etapa se debe realizar un análisis preliminar de peligros para definir el alcance y objetivo del estudio y metodologías a utilizar. En la identificación y reconocimiento de peligros y condiciones peligrosas, se debe aplicar las metodologías reconocidas para el desarrollo de escenarios; extrapolando experiencias; siguiendo la secuencia lógica de accidentes o con simulación.

Los análisis deben considerar la complejidad de las instalaciones y los procesos, así como las premisas causales de los eventos como tamaños de las fugas; cantidades de producto necesarias para causar una nube explosiva; o si las fugas potenciales pueden trasladarse fuera de los límites de propiedad, entre otras. Se describirá en el estudio de análisis y evaluación de riesgos en forma clara y sistemática los eventos específicos y representativos que se consideran en la definición de escenarios; ya sea de fuego, explosión, fuga de gases tóxicos y/o derrames, así como los relacionados con fenómenos naturales que pudieran afectar las operaciones bajo estudio.

3.2.2. Análisis de Consecuencias

Se debe simular los escenarios de riesgo identificados en el punto anterior para evaluar los impactos y efectos indeseables de los eventos o escenarios de riesgo definidos (fuego, explosiones, nubes tóxicas), derivados de la carencia o pérdida de controles, de ingeniería o administrativos. La evaluación de consecuencias debe incluir las condiciones y cantidades de fugas o derrames; áreas afectadas y efectos sobre la seguridad y la salud de las personas.

Se debe determinar el nivel cualitativo de las siguientes categorías de consecuencia:

- Consecuencias catastróficas: Equivalen a categoría C4
- Consecuencias graves: Equivalen a categoría C3
- Consecuencias moderadas: Equivalen a categoría C2
- Consecuencias menores: Equivalen a categoría C1

Las áreas de afectación que se deben considerar en el análisis y evaluación de las consecuencias son:

- La seguridad del personal (proveedor y/o contratista y vecinos)
- Al ambiente por fugas y derrames dentro y fuera de las instalaciones
- Al negocio por pérdida de producción, daños a terceros y a instalaciones
- A la reputación e imagen y a la relación con las comunidades vecinas

Tabla 3. 13 Matriz de Consecuencia

	Daños a la Persona	Daños al Medio Ambiente	Daños a la Propiedad	Daños a Terceros
Catastrófica C4	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Daños a instalaciones o propiedades de un valor mayor a USD. 2.000.000.	Muertes o incapacidades permanentes de una o más personas que ocasionen daños mayores a los que están contemplados en la legislación.
Grave C3	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Daños a instalaciones o propiedades de un valor mayor a USD. 100.000 pero menor a USD. 2.000.000.	Graves incapacidades o lesiones que ocasionen daños mayores a los que están contemplados en la legislación.
Moderada C2	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Daños a instalaciones o propiedades de un valor mayor a USD. 25.000 pero menor a USD. 100.000.	Graves incapacidades o lesiones que ocasionen daños mayores a los que están contemplados en la legislación.
Menor C1	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Todos los recursos humanos que operan en planta ocasionarían la pérdida o incapacitación permanente de una o más personas.	Daños a instalaciones o propiedades de un valor menor a USD. 25.000.	Graves incapacidades o lesiones que ocasionen daños mayores a los que están contemplados en la legislación.

(Fuente: Departamento de Seguridad Salud y medio Ambiente Empresa Estatal)

3.2.3. Estimación de la Probabilidad

Se debe estimar la probabilidad con que los eventos identificados y seleccionados pudieran presentarse; es decir, debe estimarse cada cuando ocurrirían, de acuerdo a como se indican las siguientes categorías de frecuencia:

- Probabilidad alta: Equivale a categoría P4
- Probabilidad media: Equivale a categoría P3

- Probabilidad baja: Equivale a categoría P2
- Probabilidad remota: Equivale a categoría P1

Para estimar la probabilidad con que ocurrirían los eventos identificados, se debe evaluar bajo criterios cualitativos y/o cuantitativos utilizando las metodologías AAF Árbol de fallas, AAE Árbol de eventos, ACH Análisis de confiabilidad humana, FCC Análisis de las fallas con causas común, o la combinación de ellas según sea el caso.

Tabla 3. 14 Matriz de Ocurrencia


Remota (P1)	Bajo (P2)	Medio (P3)	Alto (P4)
Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización, ni se genere de eventos similares en otras Organizaciones.	Es improbable que este tipo de evento ocurra en la Organización, pero se genere de su entorno o en otras Organizaciones.	Puede ocurrir en alguno de los procesos o actividades de la Organización durante la duración de las operaciones.	Ha ocurrido anteriormente en alguno de los procesos o actividades de la Organización, el proceso que ocurre nuevamente durante la duración de las operaciones.

(Fuente: Departamento de Seguridad Salud y medio Ambiente Empresa Estatal)

3.2.4. Caracterización y Jerarquización de Riesgos

Se debe caracterizar y posicionar los riesgos detectados en la Matriz de con los resultados de las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a los eventos o escenarios seleccionados.

Tabla 3. 15 Matriz de Riesgo

PROBABILIDAD	Alta P4	B	B	A	A
	Media P3	C	B	B	A
	Baja P2	D	C	B	B
	Remota P1	D	D	C	B
		Menor C1	Moderada C2	Grave C3	Catastrófica C4
CONSECUENCIA					

(Fuente: Departamento de Seguridad Salud y medio Ambiente Empresa Estatal)

Tipo A – Riesgo Intolerable: El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Tipo “A” representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos.

Tipo B – Riesgo Indeseable: El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo.

Tipo C – Riesgo Aceptable con Controles: El riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos.

Tipo D – Riesgo Razonablemente Aceptable: El riesgo requiere control, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención conjuntamente con otras mejoras operativas.

3.2.5. Informe del Estudio de Riesgo

Una vez concluida la caracterización y jerarquización de riesgos, se debe entregar el informe del estudio de análisis, evaluación de riesgos y acciones a tomar. Estas acciones deben verse reflejada en los documentos que aplique

En el Anexo 7 Matrices de Riesgo, se describe a detalle las matrices de riesgo implementadas en la conversión del pozo inyector SAND 27, tanto para Workover y Completación de Pozos como para las Facilidades de Superficie.

3.3. Estudio Administrativo y Recursos Humanos.

Este estudio se refiere a la selección adecuada de funciones para un proyecto de recuperación secundaria, en especial dando énfasis al proyecto de Conversión de un pozo productor en inyector con una gestión Integrada de recursos. Es el gerente de Proyectos quien diseña el organigrama óptimo para la administración del proyecto.

En la figura 3.10, se indica el organigrama propuesto del recurso humano necesario para desarrollar el proyecto de inyección de los miembros del Grupo de trabajo para la conversión del pozo inyector Sand 27.

El estudio Administrativo y de Recursos Humanos es útil para determinar la existencia de problemas en cuanto se refiere a la integración de un empleado/a en la organización. Identifica los tipos de insuficiencias y problemas del personal evaluado, sus fortalezas, posibilidades, capacidades y los caracteriza.

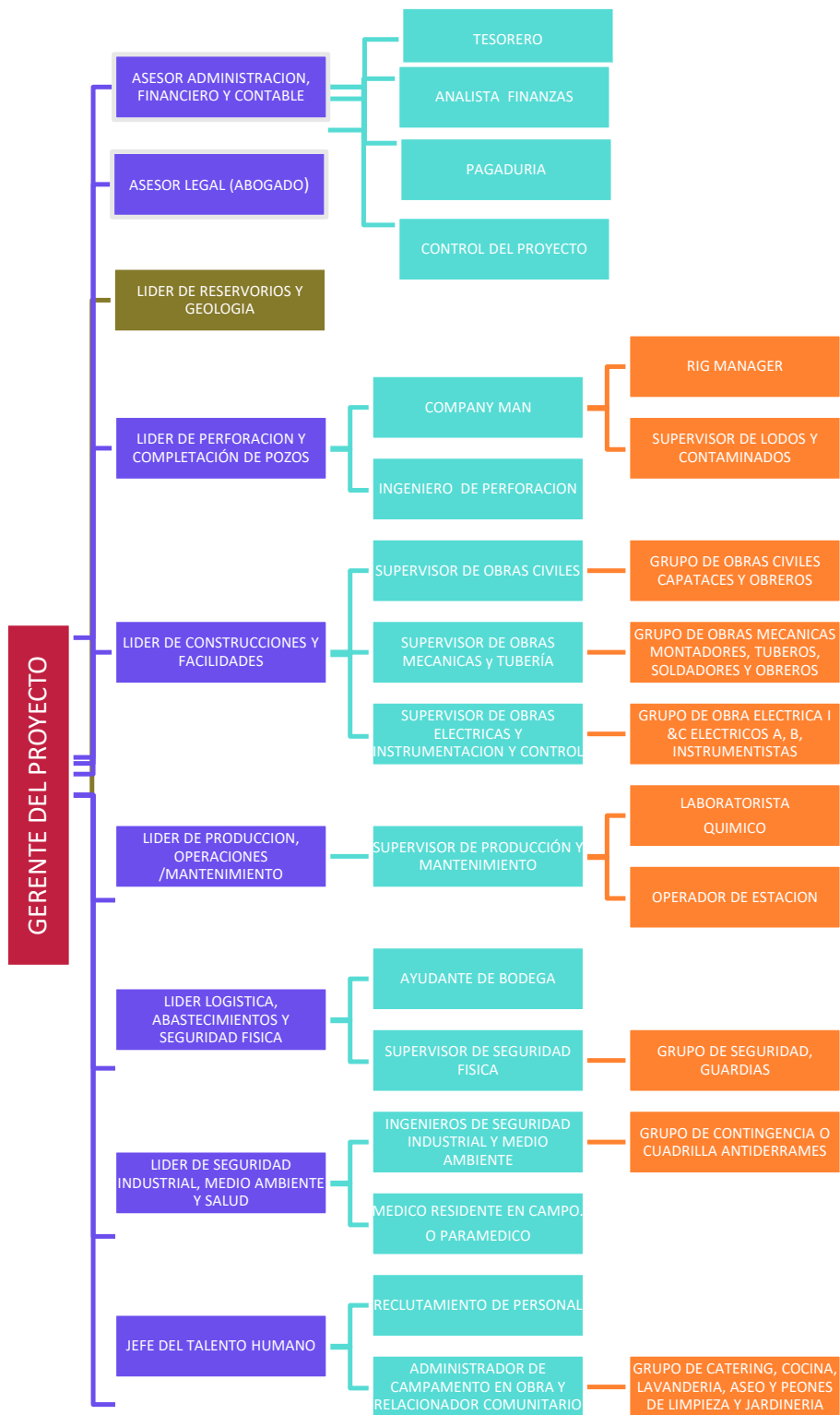


Figura 3. 10. Organigrama de Recursos Humanos. Conversion Pozo Inyector Sand 27.

3.3.1. Manuales de Funciones

Los Manuales de funciones, cuyo propósito es describir la estructura de funciones y departamentos de una organización, así como las tareas específicas y la auditoría asignada a cada miembro del organismo. Son documentos que sirven como medio de comunicación y coordinación, que facilitan el cumplimiento de las funciones y la asignación adecuada del recurso humano con la finalidad de lograr los objetivos que trata de alcanzar un determinado organismo social.

Para el presente proyecto para la Conversión del Pozo Productor en Inyector, requiere un personal que ejecuten las diferentes actividades, todas estas actividades se conocen con el nombre de funciones y constituyen el soporte técnico – financiero.

Los manuales de funciones seguirán el siguiente cuadro estándar:

Tabla 3. 16 Estándar para especificar Manual de Funciones del Proyecto.

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo:		
2. Jefe Inmediato:		
3. Número de personas a cargo:		
4. Objetivo del Puesto:		
5. Funciones		
6. Perfil del Cargo:		
7. Requisitos:		

Descripción:

1. Nombre del Cargo o posición.
2. Jefe inmediato Superior: a quien debe rendir cuentas el subordinado.

3. Número de personas en el cargo: detalla el número de personas que se encuentran realizando la misma actividad dentro de la empresa.
4. Objetivo del cargo: Describe la función en general que se debe desempeñar.
5. Funciones: detalla el perfil profesional y aptitudes de la persona, que ocupará el cargo.
6. Perfil del Cargo: Cualidades, desempeño en el Cargo.
7. Requisitos: Lo que por su puesto de trabajo debe reunir.

En el Anexo 8, se presentan los manuales de funciones de los principales puestos necesarios, para la Conversión del Pozo Productor en Inyector.

3.4. Estudio Económico y Financiero (Vialidad Económica)

En el punto 3.1 Estudio Técnico se determinó las variables, para realizar el estudio Económico y Financiero para poder calcular si el proyecto es rentable y por tal es viable.

Se usarán los índices financieros tales como:

- ✓ Flujo de caja.
- ✓ VAN, Valor Actual Neto.
- ✓ TIR, Tasa Interna de Retorno
- ✓ RBC, Relación Beneficio Costo.
- ✓ PRC Periodo de Recuperación de Capital.

3.4.1. Inversiones Inicial al Año Cero

El proyecto de Conversión del pozo productor en inyector requiere una alta inversión, debido a varios costos especificados en las Tablas 3.17 hasta 3.25:

Tabla 3. 17 Costos de costos de Geociencias (Reservorios Yacimientos)

COSTOS DE GEOCIENCIAS (RESERVORIOS Y YACIMIENTOS)		
Item	Valor (MUSD)	Actividad
Geofísica	50.000	Reprocesamiento sísmica. Modelos de atributos.
Geología	50.000	Análisis Geológico, estructural, petrofísico. Generación de modelo estático del yacimiento.
Reservorista	50.000	Modelo de simulación del sistema de inyección.
Total	\$150.000,00	

Tabla 3. 18. Costos estimados por Workover y Completación de Pozos.

COSTOS ESTIMADO POR WORKOVER y COMPLETACION DE POZOS		
COMPAÑÍA	SERVICIO	INVERSIÓN
CCDC 51 o SES 47	MOVIMIENTO DE LA TORRE	15.000,00
CCDC 51 o SES 47	TRABAJO DE LA TORRE	199.500,00
PARDALISERVICES	SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	110.000,00
SLB	QUÍMICOS	75.000,00
PETROTECH	UNIDAD DE SLICK LINE	20.000,00
SLB	REGISTROS Y PUNZADOS	300.000,00
SLB	EQUIPO DE FONDO Y SUPERFICIE	489.000,00
SERTECPET	HERRAMIENTAS VARIAS	65.000,00
TIW	APRIETE COMPUTARIZADO	26.810,00
ORIENTOIL	VACUUM	12.000,00
SERTECPET	MTU	25.000,00
TENARIS	TENARIS THS BLUE	202.690,00
SLB/WELL SERVICES	TRATAMIENTO ÁCIDO	45.000,00
MISSION PETROLEUM	CABEZAL	5.000,00
TOTAL		\$1.590.000,00

Tabla 3. 19 Costos por Facilidades Sand-27

COSTOS POR FACILIDADES SAND-27	
Ingeniería y diseño	100.000,00
Trabajos civiles	367.990,00
Montaje eléctrico	98.057,00
Montaje mecánico	465.839,00
Montaje instrumentos	35.260,00
Supervisión y viáticos	11.500,00
Materiales eléctricos	65.631,00
Materiales instrumentos	12.588,00
Mat. Mecánicos	158.048,00
Conducción	50.000,00
Bombas de superficie	277.000,00
TOTAL	\$ 1.641.913,00

Tabla 3. 20. Costos de Seguridad Salud y Medio Ambiente

COSTOS DE SEGURIDAD SALUD Y MEDIO AMBIENTE	
Item	Valor (USD)
Permisos Ambientales	15.000
Eventos No deseados	25.000
Personal Medico	10.000
TOTAL	\$50.000

Tabla 3. 21 Costos de recursos Humanos y Relaciones Comunitarias

COSTOS DE RECURSOS HUMANOS Y RELACIONES COMUNITARIAS	
Item	Valor (USD)
Personal de Comunidad	15.000
Ayuda Social Comunidad	5.000
TOTAL	20.000

Tabla 3. 22 Costos de Logística-Bodega

COSTOS DE LOGISTICA-BODEGA	
Item	Valor (MUSD)
Bodeguero	4.000
Transporte Materiales	25.000
TOTAL	29.000

Tabla 3. 23 Costos de Administración Finanzas, Catering

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN FINANZAS, CATERING	
Item	Valor (MUSD)
Administrador	5.000
Catering	100.000
TOTAL	105.000

Tabla 3. 24 Costos de Seguridad Física

COSTOS DE SEGURIDAD FÍSICA	
Item	Valor (MUSD)
Guardias o Custodios	50.000
Camionetas	12.000
Accesorios Radios, Central Operaciones	10.000
TOTAL	72.000

Tabla 3. 25 Análisis físico-químico del agua de producción: ESTACIÓN SHALE.

Costos de Legal

COSTOS DE LEGAL	
Item	Valor (MUSD)
Control documentos	5.000
Abogaduría	10.000
Trámites Legales	25.000
TOTAL	40.000

En la tabla 3.26¹² se presenta el resumen de los costos por Inversión al Año 0, para empezar con los trabajos para la implementación del pozo inyector SAND 27:

Tabla 3. 26. Resumen de los Costos por Inversión al Año 0

AREA	PRESUPUESTO
FACILIDADES	1.641.913,00
PERFORACION Y WORKOVER	1.590.000,00
RESEVORIOS Y YACIMIENTOS	150.000,00
SEGURIDAD SALUD MEDIO AMBIENTE	50.000,00
RECURSOS HUMANOS Y RRCC	20.000,00
LOGISTICA Y BODEGA	29.000,00
ADMINSITRACION CATERING	105.000,00
SEGURIDAD FISICA	72.000,00
LEGAL	40.000,00
IMPREVISTOS	40.000,00
GRAN TOTAL PROYECTO	3.737.913,00

¹² Los datos fueron recopilados del Análisis de Costos de Empresas dedicadas a la Industria del petróleo, es especial Pardaliservices.

Se necesita una inversión inicial de \$3.737.913,00, para empezar con la implementación. Esta inversión inicial se estima instalar en aproximadamente 5 meses (150 días), en el Anexo 9, se muestra el Cronograma de la inversión.

3.4.2. Vida Útil del proyecto de Inyección

En la tabla 3.27 se presenta el resumen de datos de producción de petróleo recuperado tanto en la Etapa Inicial como en la etapa subordinada, el tiempo que representa mantener activo es proyecto es de 12 años.

Tabla 3. 27 Vida útil del proyecto

DATOS	Barriles crudos producidos	Porcentaje %	Agua de inyección	Tiempo (días)	Tiempo (Años)
Producción etapa inicial	335.075,00	34,61	4.228.528,79	1.057,13	2,9
Etapa subordinada	633.019,00	65,39	13.289.661,92	3.322,42	9,1
PRODUCCION TOTAL	968.094,00	100,00	17.518.190,71	4.379,55	12,0

Se puede observar que el 34.61% del petróleo recuperado por inyección de agua es en la etapa inicial que aproximadamente dura 3 años, mientras que el 65.39% del petróleo recuperado es en la etapa subordinada, en un lapso de 9 años.

Es decir, durante el periodo de recuperación secundaria que dura aproximadamente 12 años se recuperaran **968.094,00** barriles de crudo.

3.4.3. Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto son los valores de producción representados en la tabla anterior distribuidos por años. El precio de barril de crudo vendido se estima en aproximadamente \$32,00¹³ considerando un escenario al que venden las empresas de servicios al estado ecuatoriano, en los siguientes ítem se analizará dos escenarios más.

¹³ Precio referencial venta al estado ecuatoriano, Pardaliservices.

Tabla 3. 28 Ingresos del proyecto (Etapa Inicial + Etapa Subordinada)

INGRESOS			
Año	Producción Petróleo (BBLs) ¹⁴		Ingresos (\$)
0	acumulada	por año Δ producción	
1	123.801,00	123.801,00	3.961.632,00
2	234.170,00	110.369,00	3.531.808,00
3	335.075,00	100.905,00	3.228.960,00
4	423.880,00	88.805,00	2.841.760,00
5	510.838,00	86.958,00	2.782.656,00
6	589.038,00	78.200,00	2.502.400,00
7	665.173,00	76.135,00	2.436.320,00
8	735.198,00	70.025,00	2.240.800,00
9	800.782,00	65.584,00	2.098.688,00
10	862.344,00	61.562,00	1.969.984,00
11	917.844,00	55.500,00	1.776.000,00
12	968.094,00	50.250,00	1.608.000,00
TOTAL		968.094,00	30.979.008,00

De la tabla 3.28 se obtiene un rédito económico de **30.979.008,00**, para los 12 años de vida útil del proyecto

3.4.4. Costos del proyecto

Los costos totales Tabla 3.31 del proyecto de inyección de agua se consideran tres ítems principales:

- Costo de producción por barril de petróleo recuperado.
- Costo de tratamiento de barril de agua inyectado.
- Costos operativos OPEX (mantenimiento) distribuidos en los 12 años de vida útil del proyecto. Se estima un valor total de **5.076.866,00** divididos en 12 años, resulta un valor de **423.072,17** anual, ver tabla 3.29.
- La tasa de interés del proyecto es 12%¹⁵.

¹⁴ Los valores de producción son calculados por Dpto. Reservorios Pardaliseservices, usando Ecuación del Avance frontal en reservorios.

¹⁵ Se escoge una tasa de interés del 12%, representa la rentabilidad del proyecto, Fuente Planeamiento de Pardaliseservices

Tabla 3. 29 Gastos Operativos OPEX del Proyecto durante la vida útil.

TRABAJO O SERVICIO POR OPEX A LO LARGO D ELA VIDA UTIL DEL PROYECTO DE CONVERSIÓN DE POZO PRODUCTOR A INYECTOR	COSTO TOTAL
- Preparación de la locación	100.000
- Transporte terrestre para abastecimiento de materiales.	150.000
- Transporte aéreo	500.000
- Movilización de equipo de Workover y Completación de pozos	340.000
- Montaje, desmontaje. y movilización.	320.000
- Costo del equipo en operación (60 días)	600.000
- Brocas	150.000
- Lodo aditivos y químicos	250.000
- Cementación materiales y servicios	200.000
- Combustibles	200.000
- Registros eléctricos y punzonamiento	450.000
- Pruebas de producción	350.000
- Alquiler de herramientas especiales	250.000
- Toma de núcleos y análisis	230.000
- Muestreo de Fluidos y análisis	150.000
- Alimentación y gastos de campamento	130.000
- Tubería de revestimiento superficie (100') 20"	120.600
- Tubería de revestimiento (4.000') 13"	150.000
- Tubería de revestimiento (8.000') 9 5/8"	70.000
- Tubería de producción	75.000
- Materiales de Completación	60.000
- Ensamble superficial	86.000
-Perforación vertical	50.000
- Liner 7" (3.000')	25.000
- Liner 5" (1.000')	10.000
- Equipo direccionamiento	10.000
- Contingencias	50.266
TOTAL	5.076.866,00

Tabla 3. 30. Costos Operativos estimados¹⁶

Costo Operativos	Valor
Costo de Petróleo Producido (\$/bbl)	10,0
Costo de tratamiento del agua de inyección (\$/bbl)	0,4

Tabla 3. 31 Costos del proyecto (Etapa Inicial + Etapa Subordinada)

COSTOS				
Año	OPEX	Δproducción (BBLs)	Inyección Agua (BBLs)	Costos Año
0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	423.072,17	123.801,00	1.409.509,60	2.224.886,01
2	423.072,17	110.369,00	1.409.509,60	2.090.566,01
3	423.072,17	100.905,00	1.409.509,60	1.995.926,01
4	423.072,17	88.805,00	1.476.629,10	1.901.773,81
5	423.072,17	86.958,00	1.476.629,10	1.883.303,81
6	423.072,17	78.200,00	1.476.629,10	1.795.723,81
7	423.072,17	76.135,00	1.476.629,10	1.775.073,81
8	423.072,17	70.025,00	1.476.629,10	1.713.973,81
9	423.072,17	65.584,00	1.476.629,10	1.669.563,81
10	423.072,17	61.562,00	1.476.629,10	1.629.343,81
11	423.072,17	55.500,00	1.476.629,10	1.568.723,81
12	423.072,17	50.250,00	1.476.629,10	1.516.223,81
TOTAL	507.6866	968.094,00	17.518.190,71	21.765.082,28

Para obtener los valores de costo total se debe multiplicar los valores de producción de barriles de petróleo y barriles de agua por los valores indicados en la tabla 3.30.

De la tabla 3.31 se obtiene un costo económico de **21.765.082,28**, para los 12 años de vida útil del proyecto.

¹⁶ Datos tomados de Pardaliservices, como referenciales, Fuente Reservorios y Facilidades

3.4.5. Resultados e Indicadores Financieros

Calculado los ingresos totales, los costos totales y la inversión inicial, se procede a obtener los flujos de caja efectivos al valor presente y por lo tanto se evalúa el proyecto con los indicadores financieros, VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de retorno), RBC (Relación Beneficio costo) y PRI (Periodo recuperación Inversión), con las ecuaciones descritas en el Capítulo 1, presentado en la Tabla 3.32 y 3.33.

Tabla 3. 32 Resultados del proyecto (Etapa Inicial + Etapa Subordinada)

FLUJOS DE CAJA					
Año	INGRESOS (\$)	COSTOS (\$)	FLUJO NETO (\$)	VALOR PRESENTE (VP)	VAN (ACUMULADO)
0	CAPEX (INVERSION)		-	-	-3.737.913,00
			3.737.913,00	3.737.913,00	
1	3.961.632,00	2.224.886,01	1.736.745,99	1.550.666,07	-2.187.246,93
2	3.531.808,00	2.090.566,01	1.441.241,99	1.148.949,29	-1.038.297,64
3	3.228.960,00	1.995.926,01	1.233.033,99	877.649,24	-160.648,40
4	2.841.760,00	1.901.773,81	939.986,19	597.378,22	436.729,82
5	2.782.656,00	1.883.303,81	899.352,19	510.316,59	947.046,41
6	2.502.400,00	1.795.723,81	706.676,19	358.024,15	1.305.070,56
7	2.436.320,00	1.775.073,81	661.246,19	299.114,20	1.604.184,76
8	2.240.800,00	1.713.973,81	526.826,19	212.776,26	1.816.961,02
9	2.098.688,00	1.669.563,81	429.124,19	154.746,49	1.971.707,50
10	1.969.984,00	1.629.343,81	340.640,19	109.677,03	2.081.384,53
11	1.776.000,00	1.568.723,81	207.276,19	59.586,95	2.140.971,48
12	1.608.000,00	1.516.223,81	91.776,19	23.556,66	2.164.528,15
TOTAL	30.979.008,00	21.765.082,28	9.213.925,72	2.164.528,15	

Usando las fórmulas del programa Excel y comparando con las fórmulas del capítulo 1, se calcula el TIR, VAN, PRI, RBC.

Tabla 3. 33. Calculo del VAN TIR, PRI, RBC (Etapa Inicial + Etapa Subordinada)

VAN	2.164.528,15	DOLARES
TIR	29,75	%
PRI	39,2	MESES
PRI	1176,80	DIAS
RBC	1,22	ADIMENSIONAL

Se presenta la gráfica del Van Acumulado vs tiempo Figura 3.11, en la cual se aprecia de los 1176.80 días (39.2 meses) el VAN se dispara linealmente hasta llegar al tiempo de la etapa subordinada donde el VAN adopta una línea recta y constante que indica que esta última etapa no es rentable de haber cambios el precio del crudo.

El Gerente de Proyecto evalúa, un VAN positivo 2.164.528,15 dólares, un TIR positivo 29,75% (mayor a la tasa de interés 12%) y una RBC:1.22 que indica que por cada dólar que gasto gano 1.22 dólares, o por cada dólar que gasto se recupera 2.22 dólares en inversión.

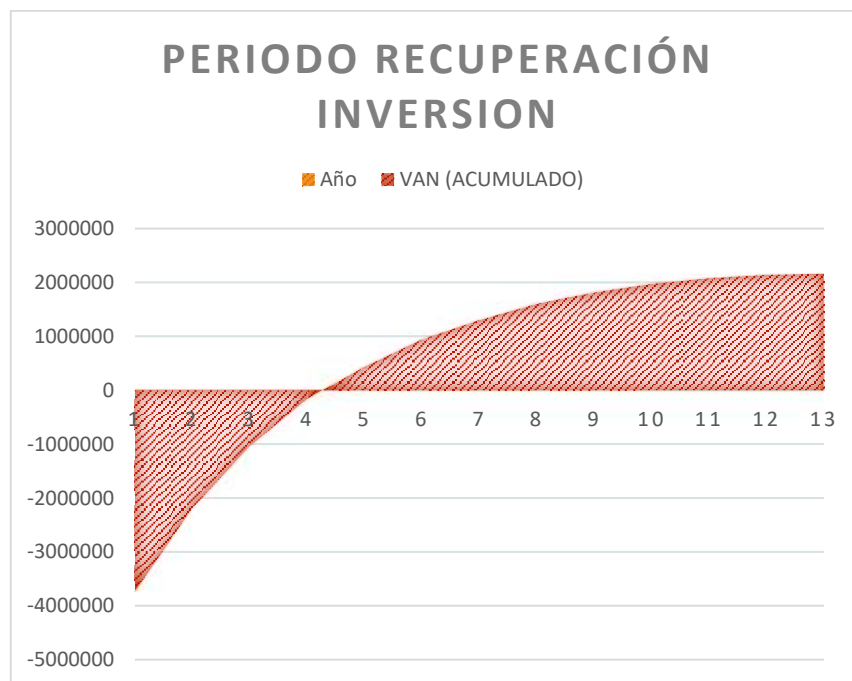


Figura 3. 11. Periodo de recuperación inversión (Etapa Inicial + Etapa Subordinada)

En la tabla 3.34 y figura 3.12 se presenta la variación del VAN vs TIR, en la cual se aprecia que variación de la tasa haría cambiar el Van a partir de una tasa de 30%, lo que indica que es altamente rentable invertir en el proyecto.

Tabla 3. 34. Variación del VAN vs TIR.

TIR	VAN
12%	2.164.528,15
15%	1.651.618,06
30%	-19.525,53
45%	-917.219,31
60%	-1.469.360,87
75%	-1.841.437,74
90%	-2.108.756,15
100%	-2.248.686,24
115%	-2.418.623,76
130%	-2.553.719,10
150%	-2.695.947,06

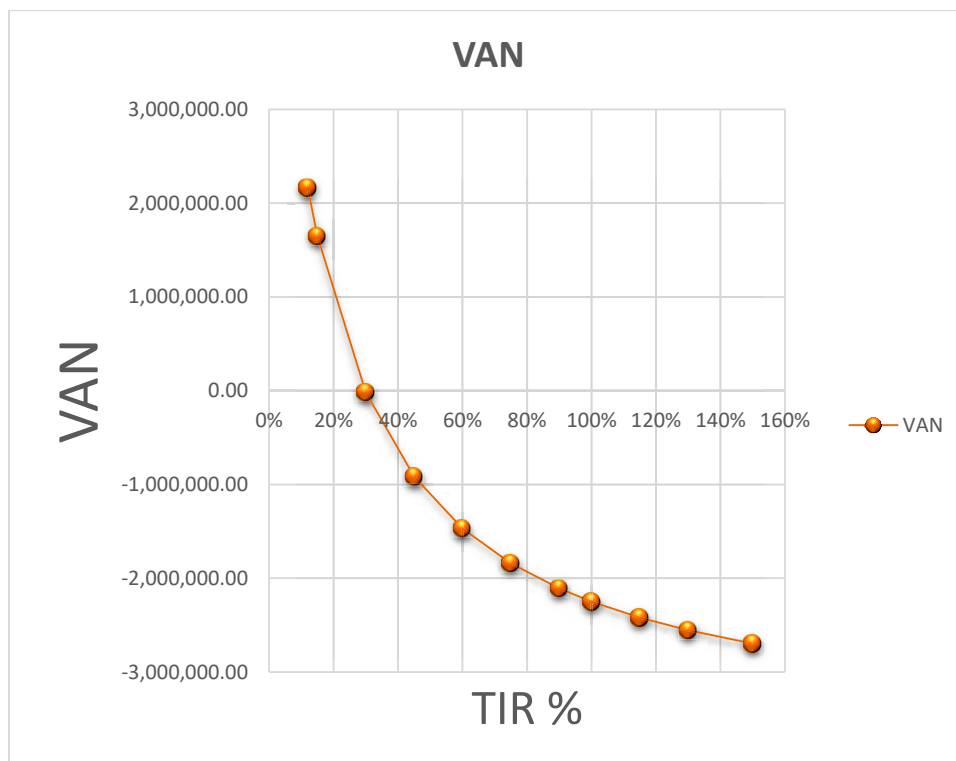


Figura 3. 12. Grafica del VAN vs TIR

De la tabla 3.33 se obtiene los 4 indicadores son positivos, lo que indica que el proyecto es rentable económicamente y por lo tanto es viable. La inversión inicial se recupera en 1176.80 días después de implementarse, siempre y cuando se mantenga un precio de \$32,00, lo cual condiciona el proyecto, que de descender el precio del crudo no sería rentable, con esta antesala se realizará un Análisis de Sensibilidad y Punto de equilibrio.

3.4.6. Análisis de Sensibilidad y punto de Equilibrio

Se realizará un análisis de sensibilidad con un precio actual \$ 57.00¹⁷, optimista & 90.00 y pesimista \$ 28.1 para determinar el punto de equilibrio del proyecto.

- **Precio Actual: \$57.00**

Tabla 3. 35. Escenario con el precio Actual \$ 57.00

VAN	15.934.234,83	DOLARES
TIR	116,98%	
PRI	10,4	MESES
PRI	311,9	DIAS
RBC	2,164	ADIMENSIONAL

- **Precio optimista: \$90.00**

Tabla 3. 36 Escenario con el precio Optimista \$ 90.00

VAN	34.110.247,65	DOLARES
TIR	227,02%	
PRI	5,6	MESES
PRI	169,0	DIAS
RBC	3,416	ADIMENSIONAL

¹⁷ Tomado de la Actualización de la Pagina del Banco Central del Ecuador.

- **Precio Pesimista (punto de equilibrio): \$28.1**

Tabla 3. 37 Escenario con el precio pesimista y valor mínimo (Punto de equilibrio)

VAN	16.453,90	DOLARES
TIR	12,16%	
PRI	105,4	MESES
PRI	3162,5	DIAS
RBC	1,067	ADIMENSIONAL

De las tablas anteriores 3.35; 3.36; 3.37, se determina que al precio actual de \$57.00 del petróleo en el mercado el proyecto es altamente rentable, si el precio del crudo subiera es evidente que aún más sería rentable.

El precio mínimo que podría soportar el proyecto para no ganar y perder es de \$ 28.10 ya que aquí el VAN es casi cero, y el TIR es casi igual a la tasa de Interés, aunque con este precio la RBC es de 1.067, es decir por cada dólar invertido se gana 6, 7 centavos de dólar.

4. CONCLUSIONES

4.1. Analizar las condiciones de Geología, Pozo y Facilidades de Superficie

- La incorporación de nuevas tecnologías para la recuperación de hidrocarburos ha permitido, considerar el Pozo SAND-27 como pozo inyector de agua de formación en el Reservorio Basal Tena y recuperar reservas remanentes en su área de influencia.
- De acuerdo al análisis estratigráfico, litológico, geológico, las características de las capas entre la formación receptora y los estratos de agua dulce y las condiciones en las cuales se efectuará la conversión del pozo SAND-27, se concluye que la inyección no afectará estratos de agua dulce aptos para consumo humano o agrícola.
- El pozo en la actualidad se encuentra cerrado por bajo alto corte de agua en Basal Tena y las reservas remanentes en el reservorio productor Ui+Um no tiene interés económico.
- Como se observa en el registro de cemento existe un buen sello sobre la zona a inyectar el agua, lo que garantiza el éxito de la operación. Sin embargo, se prevé registrar un perfil de corrosión para estudiar la integridad del casing.
- El análisis estructural y estratigráfico de la Arenisca Basal Tena en el sector del pozo SAND-27, garantiza el éxito de la inyección de agua en dicho reservorio y en su zona de influencia porque se aplicará un arreglo periférico.
- Se estima que Basal tena permita la inyección continua de un caudal de 4000 bapd con una presión máxima de 1500 psi.
- El valor de la relación de movilidad $M:0,73$ al ser menor que 1, indica que el petróleo fluye mejor que el agua y es más fácil desplazar el petróleo en este sistema hidrófilo.

- La planta de agua de la estación SHALE para abastecer al piloto de recuperación secundaria, los valores de aceite varían entre 2 y 15 ppm y de los sólidos totales en suspensión están aproximadamente entre 30 y 70 ppm en el agua de producción
- Las facilidades a instalarse en la plataforma del Pozo inyector SAND 27 son al menos las siguientes:
 - Seccionador de barras de media tensión de 13.8 KV.
 - Poste de media tensión 13.8 KV.
 - Transformador reductor 13.8KV/480V; 400kVA.
 - Variador de Frecuencia 480KV.
 - HPS, Bomba Horizontal, 5000 BFPD, 350 HP; 480 VAC, 60 Hz; 3F.
 - Transformador reductor Auxiliar 13.8KV/220V; 250kVA.
 - Tablero de distribución 220 VAC, 3 ϕ , 60 Hz, 125 A, 10kA.
 - UPS 127v, 1kVA.
 - PLC 127 V, 1kVA.
 - Tubería de baja presión Instalación para Lanzador y recibidor, ANSI150#
 - Tubería de baja presión para tubería de succión de la HPS, ANSI150 #.
 - Tubería de alta presión para tubería de descarga de la HPS, ANSI 2500#.

4.2. Determinar los parámetros y condiciones para la conversión mecánica del pozo productor SAND-27 a inyector.

- Se identificó que el pozo Sand 27 tiene un alto corte de agua y bajo aporte de petróleo,
- Estructuralmente el pozo Sand 27 su posición es favorable para el barrido de hidrocarburos hacia los pozos productores.
- El pozo Sand 27 no dispone reservas de petróleo significativas.
- Se verificó que el pozo Sand 27, estructuralmente la arena Basal Tena donde se va inyectar, tiene capas impermeables, para evitar contaminar fuentes de agua dulce.
- La presión de fondo fluyente del pozo Sand 27 es sea relativamente baja, cercana al punto de burbuja

4.3. Planificar las etapas de Gestión Integrada con los recursos disponibles.

- Se realizó 4 etapas de Gestión: la primera etapa fue la recopilación de Información, la segunda etapa de gestión fue determinar si el estudio técnico es viable, la tercera etapa fue el estudio administrativo y de recursos humanos, donde se seleccionó el personal requerido e idóneo para el proyecto, así como el manual de funciones de los líderes de cada área ver Anexo 8.
- En el anexo 9. Cronograma de la Inversión se describe paso a paso las actividades a desarrollarse para la implementación de la Inversión inicial que tendrá una duración de 5 meses (150 días).

Las acciones a seguir por el Gerente de Proyectos para la conversión del Pozo Productor a Inyector son las siguientes:

- Enviar un comunicado a ARCH Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, llenando el documento Control y fiscalización de trabajos en pozos que requieran la conversión de productor a inyector /reinyector / inyector a productor.
- Por solicitud de ARCH, se debe enviar una copia a la SHE Secretaria de Hidrocarburos, en el cual se indica la selección del pozo inyector, estructuralmente la posición del pozo inyector debe ser favorable para el barrido de hidrocarburos hacia los pozos productores. Cálculo de reservas, factor de recobro.
- Comprobante de pago (resolución No 002 item 34) valor aproximado \$ 1250.00 actualmente a la fecha Diciembre 2018.
- Verificar con el MAE, Ministerio del Ambiente del Ecuador, que no tengas reservas considerables de crudo y que no exista peligro de contaminación en sitios de agua subterránea limpia. Cumplir con el RAOHE-DECRETO-EJECUTIVO-1215, Artículo: 29 (literal c), 57 y 61.
- Selección y proceso de Facilidades de producción.
- Conversión Mecánica del pozo Productor en Inyector.
- Monitoreo de los pozos asociados para la recuperación secundaria.
- Respuesta de producción en los pozos productores.
- Análisis económico del proyecto

4.4. Evaluar la factibilidad económica/financiera del proyecto a través de los indicadores: VAN, TIR, PRI, RBC y PRC.

- Los datos obtenidos antes de la implementación de la inyección de agua son: POES: 15.928.656.08 BBLS OIL, Petróleo Producido del Arreglo Geológico es: 5.881.232,57 BBLS OIL, quedando por recuperar un crudo remanente de 10.047.423,50 BBLS OIL, esto representa un factor de recobro por recuperación primaria de 36.92%.
- El proyecto de recuperación secundaria tiene una vida útil de 12 años recuperándose 968.094,00 BBLS OIL, la etapa primaria representa el 34.61% del volumen recuperado en un lapso de 2.89 años, mientras que la etapa subordinada representa el porcentaje restante de 65.39% en un lapso de 9.1 años, lo que hace que la etapa inicial sea atractiva y rentable, la etapa subordinada es rentable, pero el tiempo es mayor, por lo cual se debería pensar en una alternativa para bajar los costos de agua de inyección.
- El proyecto en la etapa inicial recuperará 335.075,00 BBLS OIL, usando 4.228.528,79 BLS de Agua de Inyección, incrementado el factor de recobro en un valor de 2.10%, el factor de recobro acumulado hasta esta etapa es de 39.02%.
- El proyecto en la etapa subordinada recuperará 633.019,00 BBLS OIL, usando 13.289.661,92 BLS de Agua de Inyección, incrementado el factor de recobro en un valor de 3.97%, el factor de recobro acumulado hasta esta etapa es de 43.00%. Danto un valor incremental por factor de recobro de 6.08% (43,00%-36.92%).
- La Inversión inicial para implementar el proyecto de recuperación secundaria es de \$3.737.913,00, según los cálculos financieros el proyecto es rentable y se recuperaría en aproximadamente 39.2 meses con un precio de crudo de \$32,00: manteniendo los precios por costos operacionales de \$ 10.,00 por barril de crudo levantado y el valor de \$ 0.4 dólares por cada barril de agua inyectado.
- Los ingresos económicos del proyecto son producto de los valores de petróleo recuperado a lo largo de los 12 años de vida útil del proyecto multiplicado por un

valor de \$ 32.00, que nos da un valor de \$30.979.008,00; mientras que los costos representan un valor de 21.765.190,71, obteniéndose un VAN acumulado y positivo de 2.164.528,15.

- El proyecto se analiza económica y financieramente se obtiene los valores de los 4 indicadores económicos VAN: \$ 2.164.528,15; TIR: 29.75%; PRI: 39.2 meses y RBC:1.22 este último indica que por cada dólar invertido gana 1.22 dólares, con estos valores positivos el proyecto es altamente viable y rentable, con el valor de \$ 32.00 por barril vendido.
- Debido a que el precio tiene altibajos en su valor se realizó un análisis de sensibilidad con el precio actual de \$57.00 del petróleo en el mercado, se determina que el proyecto es altamente rentable con un VAN: 15.934.234,83; TIR:116,98%; PRI: 10.4 meses y RBC: 2164; si el precio del crudo subiera es evidente que aún más, sería aún más rentable.
- El precio mínimo que podría soportar el proyecto para no ganar y perder es de \$ 28.10 ya que aquí el VAN (\$16.453,90) es casi cero, y el TIR (12.16%) es casi igual a la tasa de Interés, aunque con este precio la RBC es de 1.067, es decir por cada dólar invertido se gana 6, 7 centavos de dólar.
- Se concluye que el Proyecto es altamente rentable y se debe implementar, se debe pensar en un plan adicional para reducir costos o aumentar la presión de inyección o a su vez implementar un proyecto de recuperación terciaria usando algún método químico o miscible para bajar la viscosidad del petróleo 5cP, para generar mejor movilidad y obtener mayor producción.
- El proyecto de Conversión cumple con las tres viabilidades descritas en el capítulo 1, que es viabilidad técnica, viabilidad ambiental y viabilidad económica.

Referencias Bibliográficas

- Craig, F.F Jr (1971), "The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding" Monograph Series, SPE, Dallas Texas.
- Cobb, W. M and Marek, F. J.: "Net Pay determination for primary and waterflood depletion mechanism, SPE Paper 48952
- Escobar, F. (2007). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.
- Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- Pardaliservices. (2012). Registro de Presiones Versus Tiempo. Quito: Ingeniería en Yacimientos.
- Patrice Baby, Marco Rivadeneira y Roberto Barragán, 2004: La cuenca Oriente "GEOLOGIA Y PETROLEO"
- Rivera, J. (2004). Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos.
- Sapag Nassir (2011). Proyectos de Inversión Formulación y Evaluación.
- Salager, J. L. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. Mérida - Venezuela: Laboratorio FIRP.
- Schlumberger. (2015). Glosario de términos. Obtenido de Glosario de términos:http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx
- Schlumberger. (08 de septiembre de 2017). Petrel Geology and Modeling. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Stephen C, Rose John F; Buckwalter, and Robert J. Woodhall (1989), "The Design Engineering Aspects of Waterflooding", Monograph Volume 11 SPE.
- Vaca Andrés, (2015), "Estimación del factor de recobro mediante la inyección de agua de baja salinidad, utilizando un modelo de simulación numérica para el análisis de oportunidad en un yacimiento de petróleo negro. Tesis de Grado, FIGEMPA, Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Valencia Raúl (2012), "Recuperación Secundaria por inyección de agua", Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Willhite, G. P. "Waterflooding", Textbook Series, SPE, Dallas (1986)

Anexos

Anexo 1. Columna Estratigráfica Campo Limestone

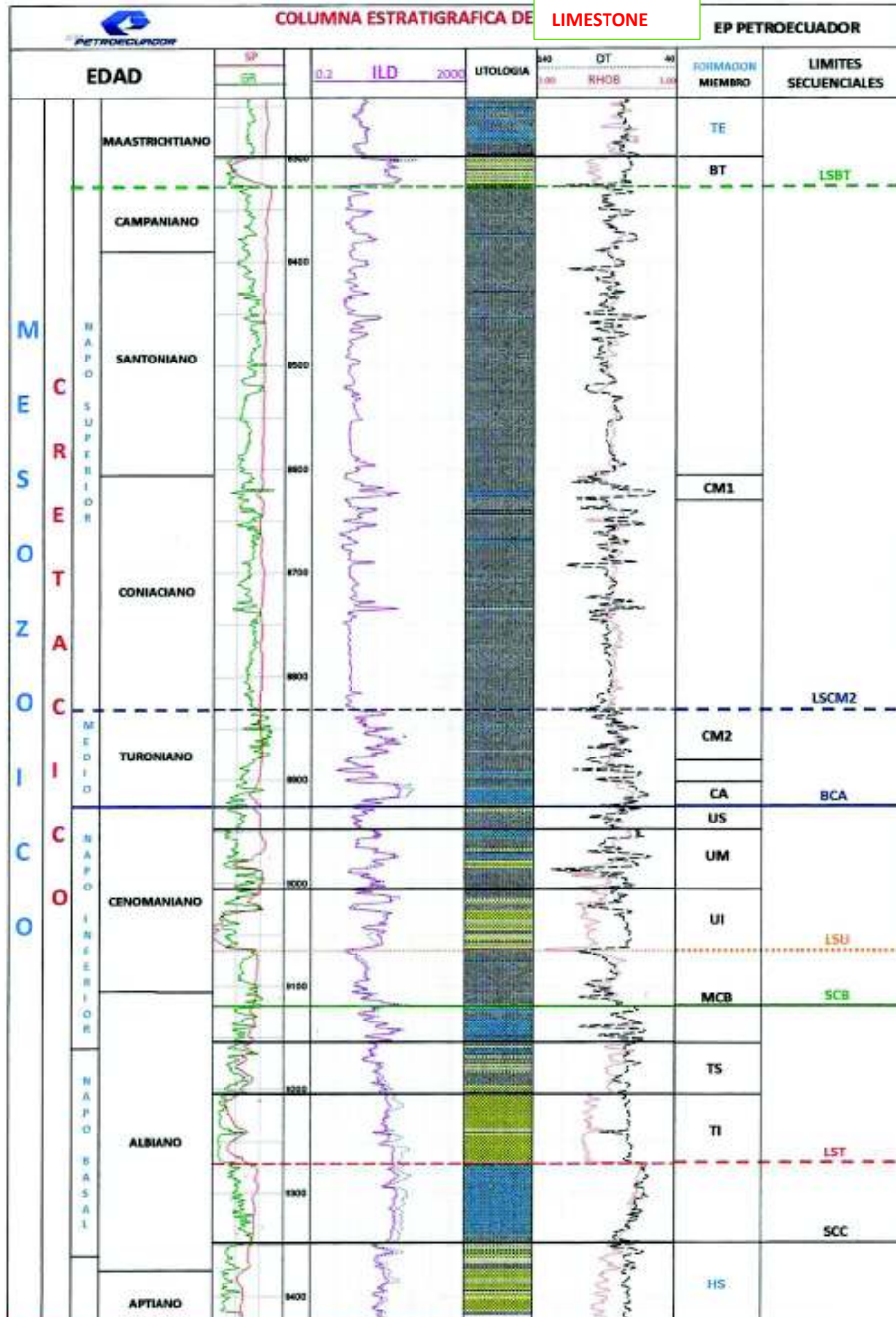
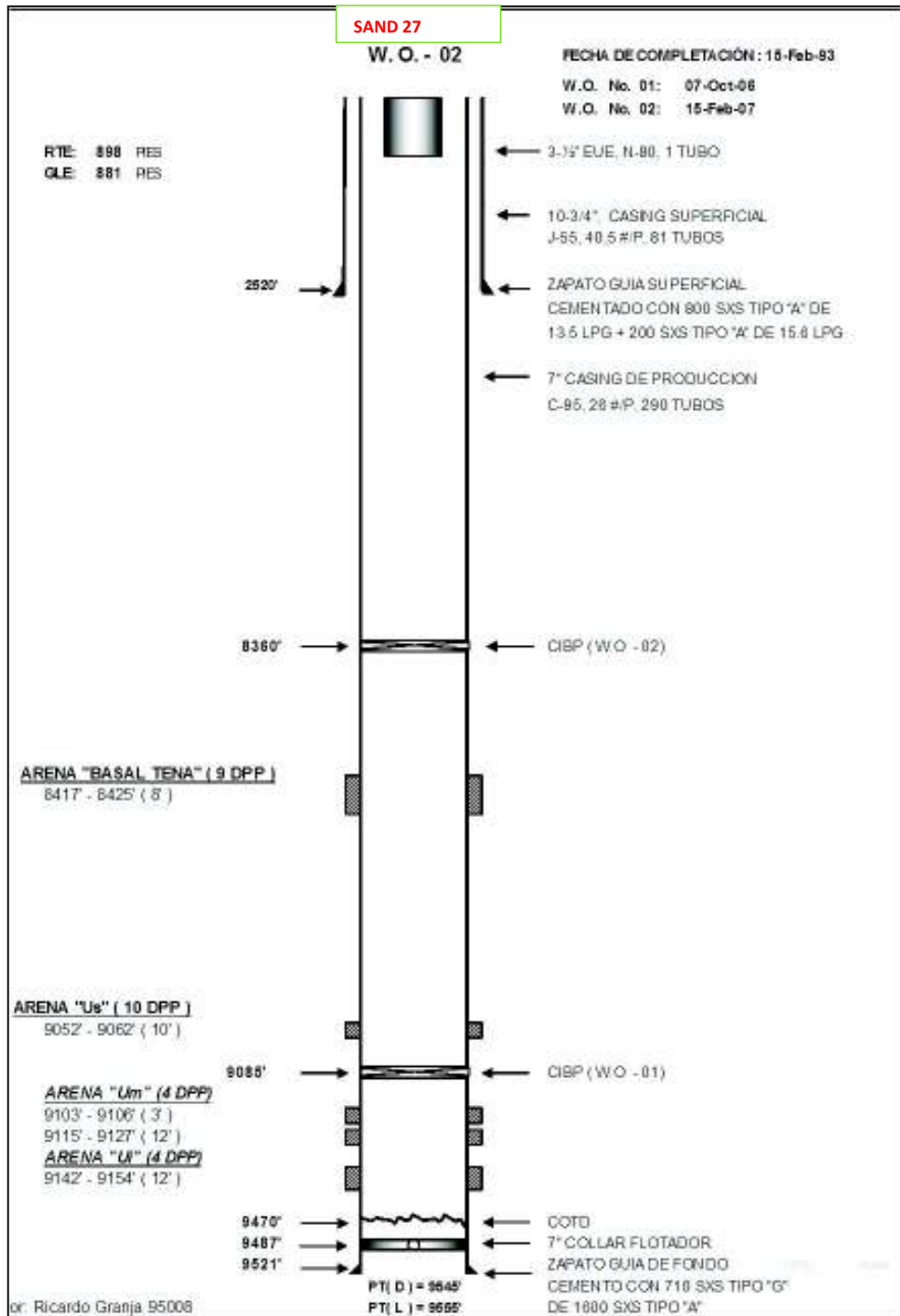


Figura 1. 7 Columna Estratigráfica LIMESTONE.

(Fuente: Petroproducción, 2007)

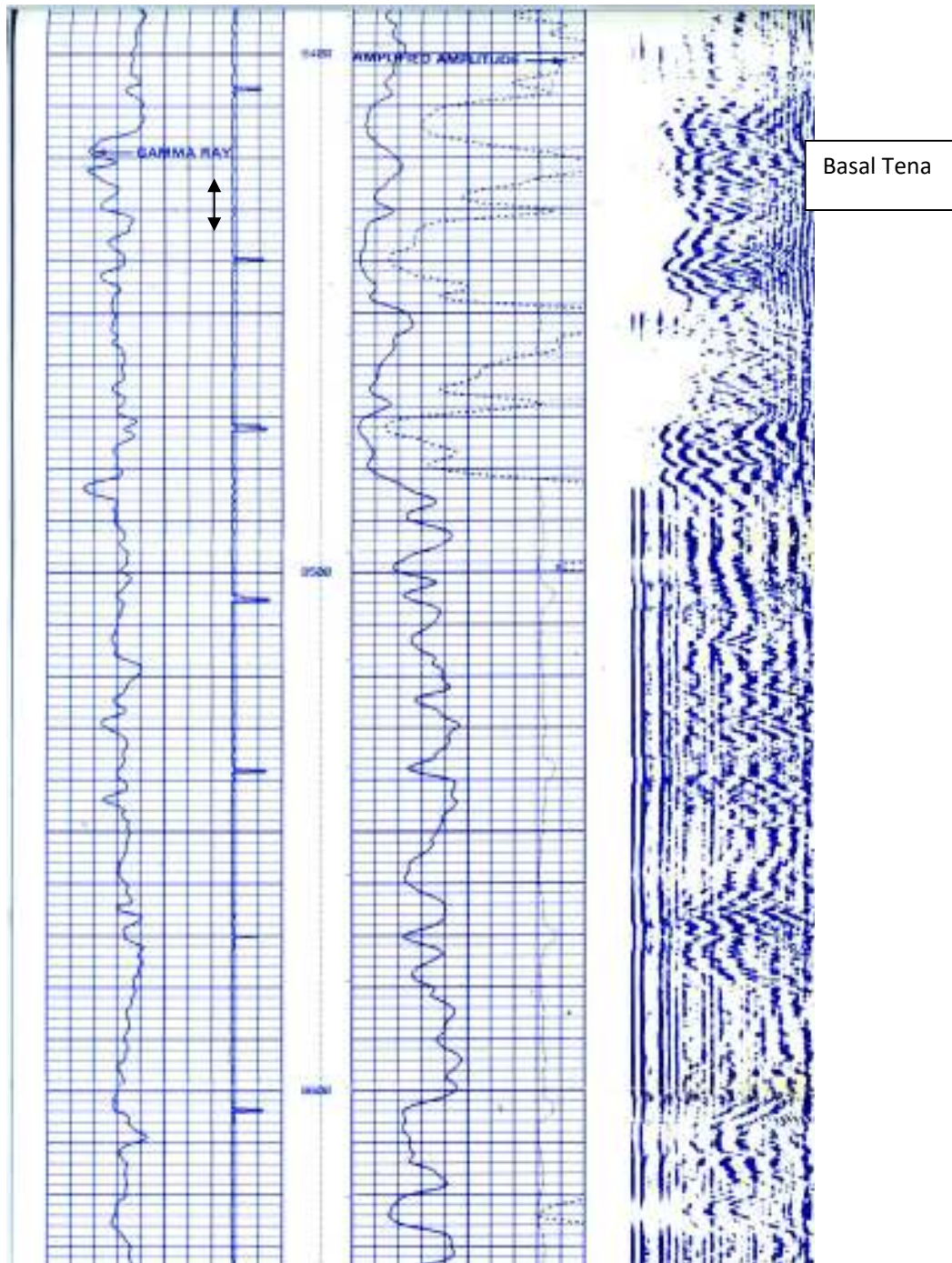
Anexo 2. Estado actual del pozo



(Fuente: Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador, 2017)

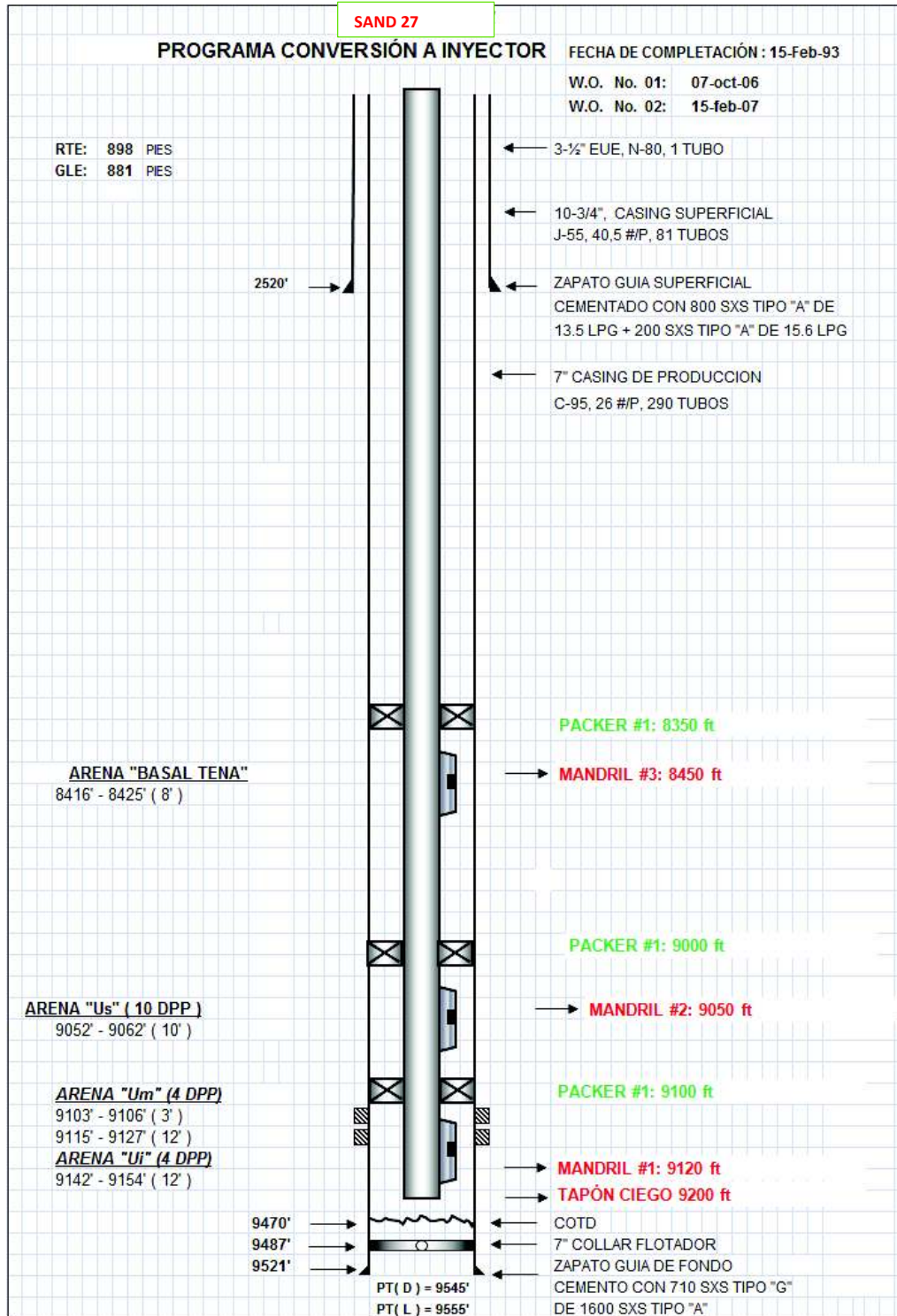
Anexo 3. Perfil de cemento, Enero-1993

Se observa buen cemento en BT; US Y UI.



(Fuente: Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador, 2017)

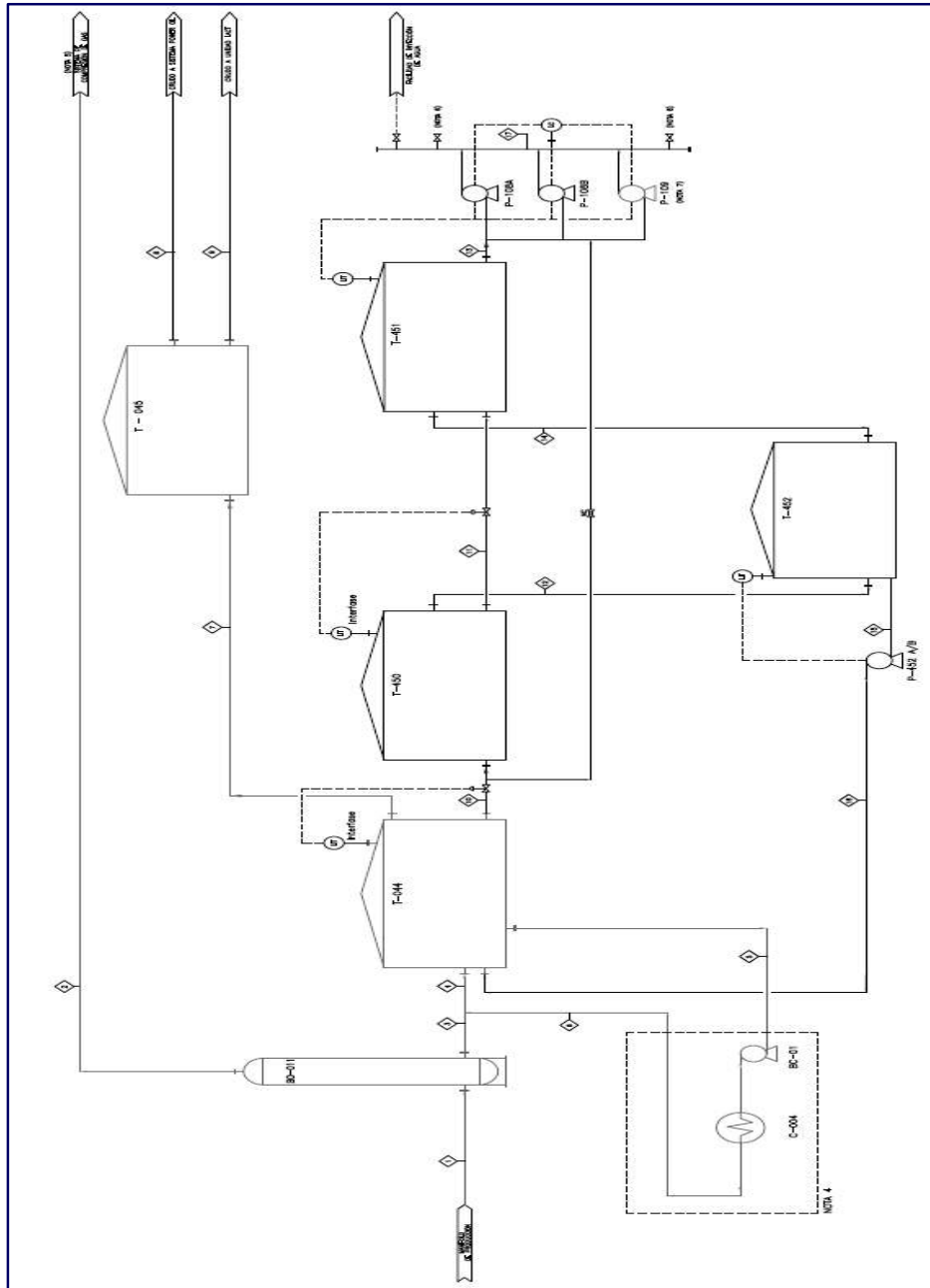
Anexo 4. Diagrama propuesto de conversión a inyector



(Fuente: Pardaliservices, 2017)

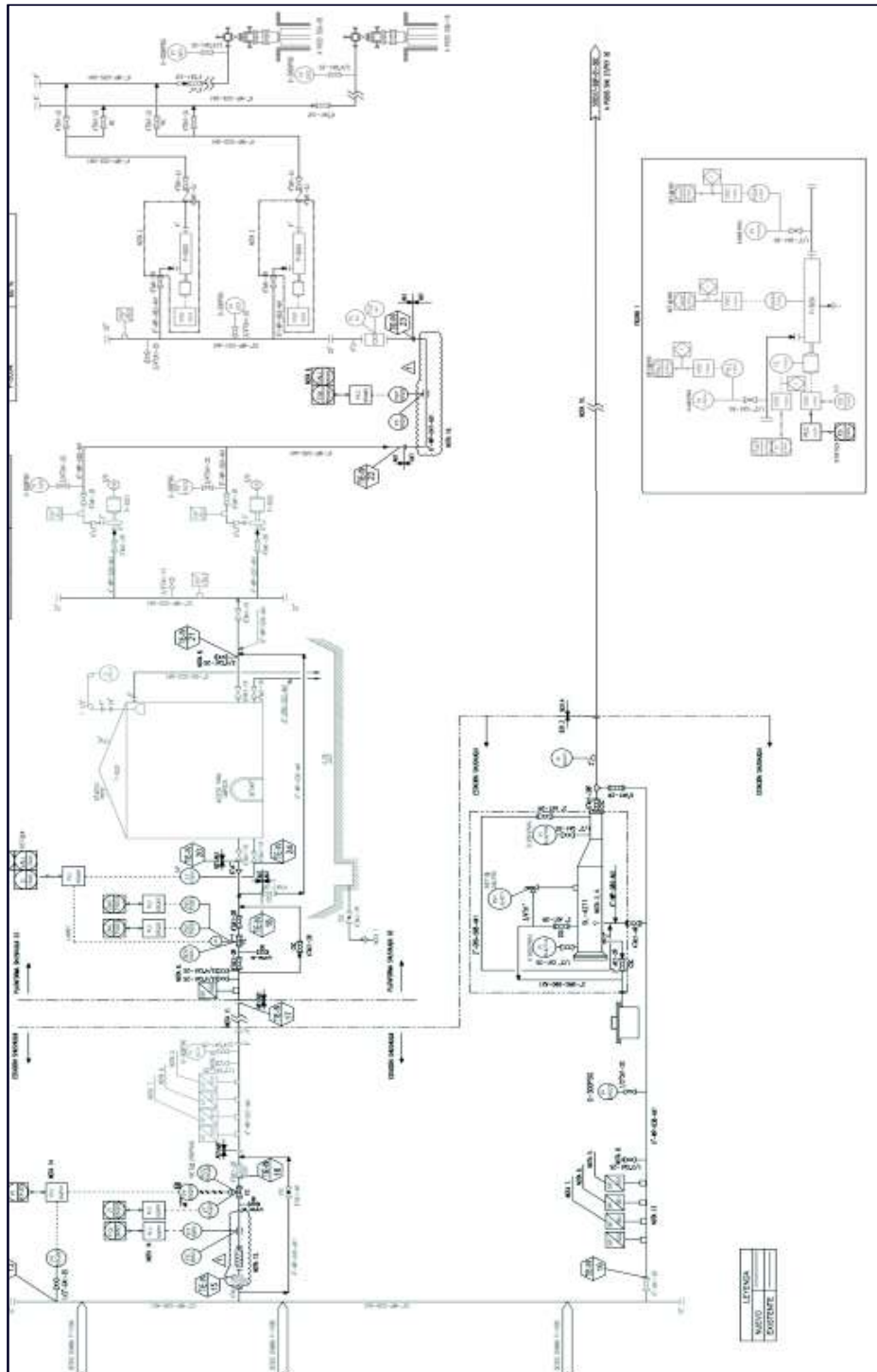
ANEXO 5 Facilidades de Producción

Anexo 5.1 Proyecto tren de tratamiento de agua – Diagrama del proceso



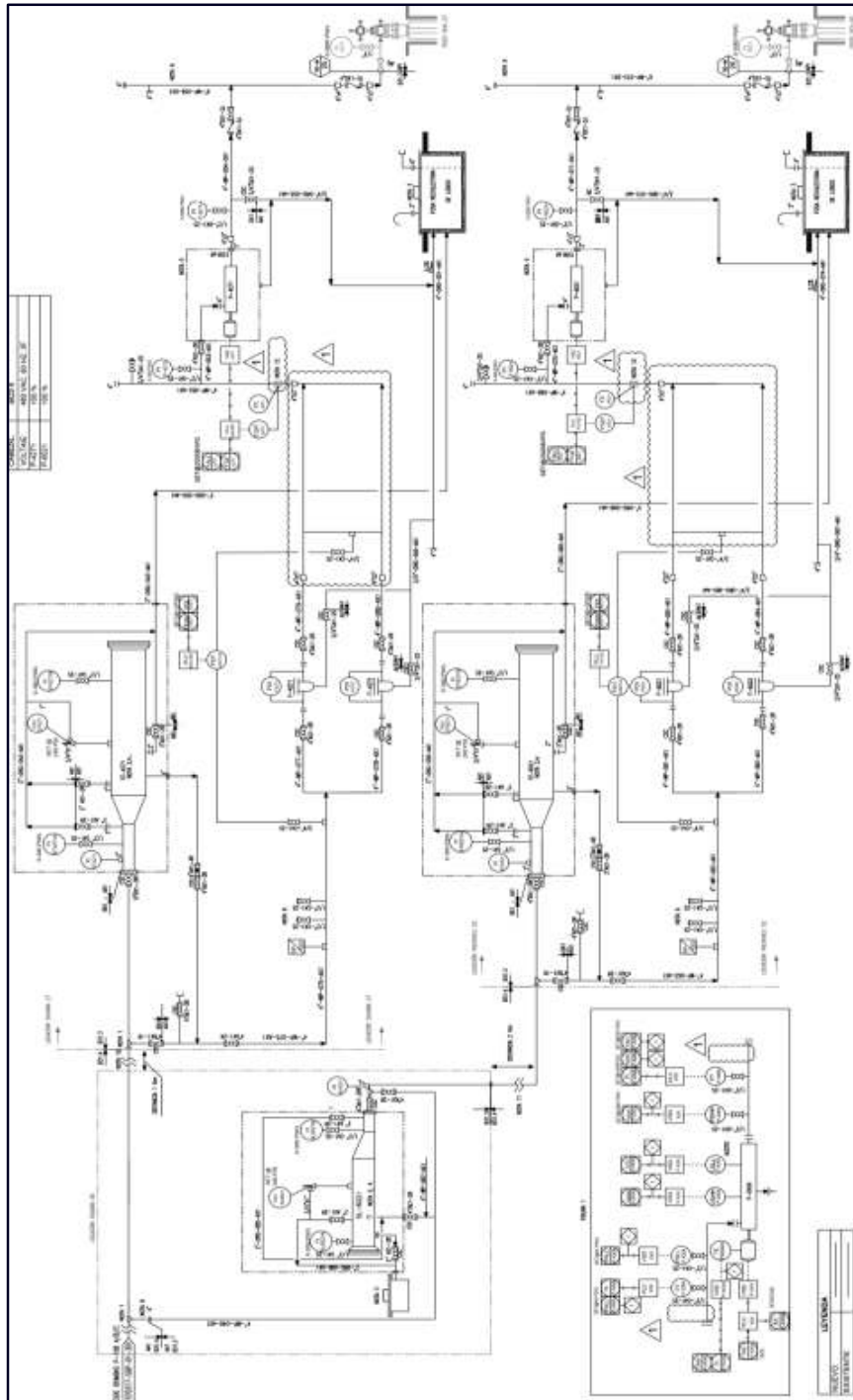
(Fuente: Luis Bustamante, 2018)

Anexo 5.2 P&ID. Sistema de Inyección de Agua



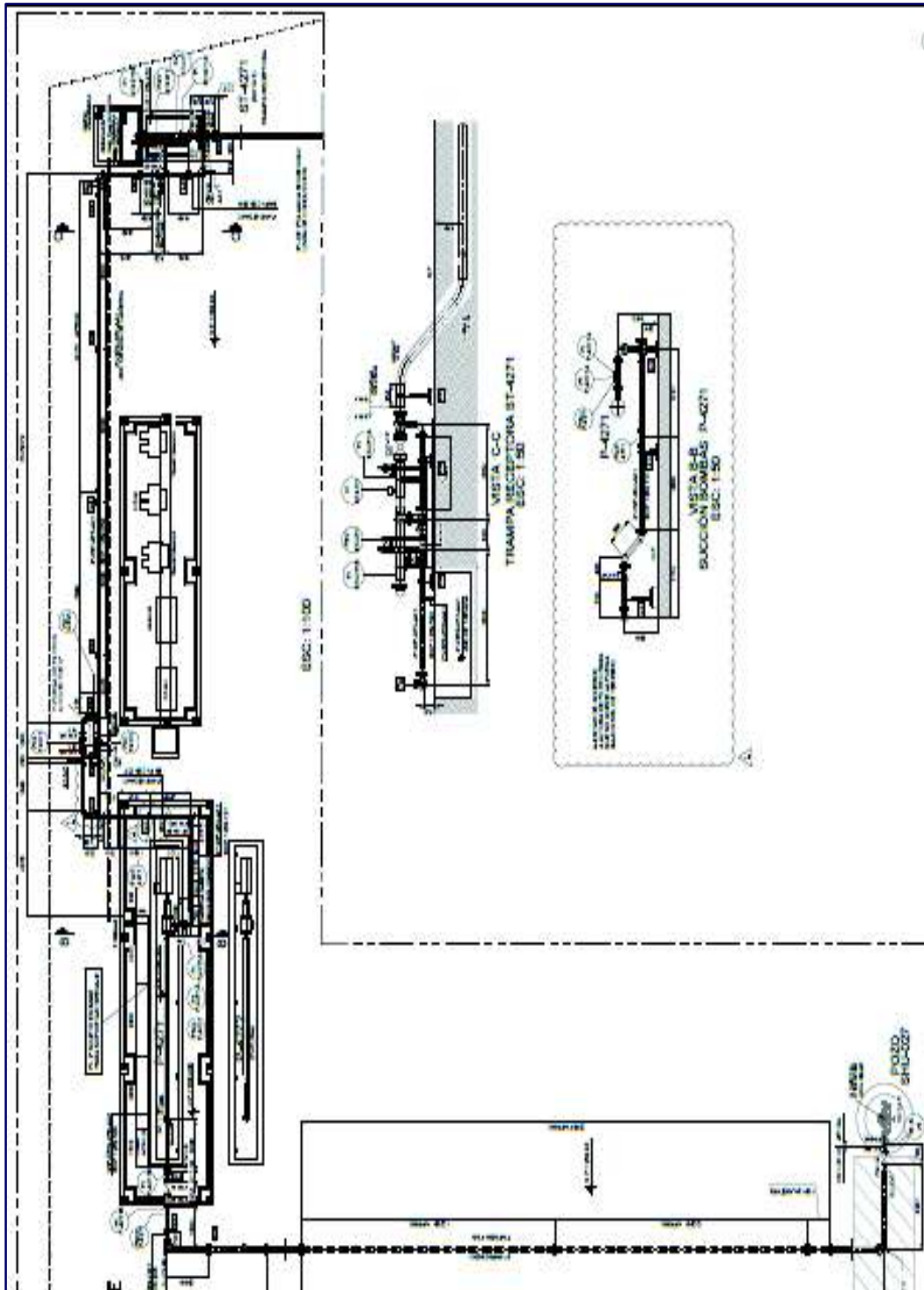
(Fuente: Luis Bustamante, 2018)

Anexo 5.3 P&ID. Sistema de Inyección de Agua, Pilotos Recuperación Secundaria



(Fuente: Luis Bustamante, 2018)

Anexo 5.3 Piping Layout. Ruteo de Tubería y equipos Pozo SAND 27.



(Fuente: Luis Bustamante, 2018)

ANEXO 6. Estándares y Normas Técnicas

Todos los diseños se sujetarán a lo estipulado en las Leyes vigentes en el Ecuador, procedimientos y a las Normas Internacionales que a continuación se listan:

API	American Petroleum Institute
14E	Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems
14C	Analysis Design Installation Testing subsurface Safety Systems for Offshore Production Platforms
12J	Specification for Oil and Gas Separators
12 F	Specifications for Shop Welded Tanks for Storage of Products Liquids
5L	Specification for Line Pipe
6D	Specification for Pipeline Valves
RP-520	Recommended Practice for the Design and Installation of Pressure Relieving Systems in Refineries. Part I-Design, Part II-Installation.
RP-521	Guide for Pressure-Relieving and Depressurizing Systems
RP-526	Flanged Steel Pressure Relief Valves
RP-550	Installation of Refinery Instruments and Control Systems. Part I-Process Instrumentation and Control, Part II-Process Stream Analysers
RP-551	Process Measurement Instrumentation
598	Valve Inspection and Testing.
594	Check Valves, Wafer, Wafer-Lug, and Double Flanged Type
600	Steel Gate Valves-Flanged and Butt-Welding Ends, Bolted and Pressure Seal Bonnets
607	Fire Test for Soft-Seated Quarter-turn Valves
608	Metal Ball Valves-Flanged, Threaded and Butt-Welding Ends
610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries
609	Butterfly Valves, Double Flanged, Lug- and Wafer-Type

API	American Petroleum Institute
650	Welded Steel Tanks for Oil Storage
674	Positive Displacement Pumps - Reciprocating
676 (R2000)	Rotary Positive Displacement Pumps
682	Shaft Sealing System for centrifugal and rotary pumps
STD 2000	Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks

ASME	American Society of Mechanical Engineers
B 1.20.1	Pipe Threads, General Purpose
B 16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
B 16.10	Face to Face and End to End Dimensions of Valves
B 16.20	Metallic Gaskets for Pipe Flange
B 16.34	Valves Flanged, Threaded, and Welding End
MC96.1	Temperature Measurement Thermocouples
B 16.47	Large Diameters Steel Flanges NPS 26 Through NPS 60
B 36.10M	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
B 31.3	Process Piping
B 31.4	Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids
SEC IX	Boiler and Pressure Vessel Code – Welding and Brazing Qualifications
B36.19M	Stainless Steel Pipe
B 16.104	Control Valve Seat Leakage
PTC 19.3	Part 3: Temperature Measurement Instruments and Apparatus
ASME	Boiler and Pressure Vessels Codes

IEC	International Electro technical Commission
584-3	Thermocouples Part 3: Extension and compensating cables – Tolerance and identification system

60529	Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)
60801-3	Electromagnetic compatibility for industrial-process measurement and control equipment - Part 3: Radiated electromagnetic field requirements.
60751	Industrial platinum resistance thermometer sensors
61000	Electromagnetic compatibility (EMC)
61158	Digital data communications for measurement and control - Field bus for use in industrial control systems
61511	Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector

IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
315	Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams (Including Reference Designation Letters)
IPTS	International Practical Temperature Scale
68	Escala Práctica Internacional de Temperatura

ISA	Instrument Society of America
RP 12.4	Pressurized Enclosures
RP 20	Specification Forms for Process Measurement & Control Instruments, Primary Elements & Control Valves
S5.1	Instrument Symbols and Identification
S5.3	Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic, and Computer Systems
S5.4	Instrument Loop Diagrams
S12.12	Nonincendive Electrical Equipment for Use in Class 1 and II, Division 2 and Class III, Divisions 1 and 2 Hazardous (Classified) Locations
S18.1	Annunciator Sequences and Specifications
S75.01	Flow Equations for Sizing Control Valves

Otros códigos y estándares no específicamente mencionados en el texto podrán ser utilizados para información general si se requiere.

ANEXO 7. Matrices de Riesgo. Seguridad Industrial

Anexo 7.1 Matriz de Riesgo de Workover y perforación

MATRIZ DE RIESGO CONVERSIÓN POZO SAND 27									
SECCION	OPERACIÓN	RIESGO	PROB	SEV	RIESGO	ACCIONES PREVENTIVAS/ CORRECTIVAS	PROB	SEV	RIESGO
			[1 - 5]	[1 - 5]	[1 - 25]		[1 - 5]	[1 - 5]	[1 - 25]
Montar equipo	Transporte y manejo de cargas	Rotura de cables (winche), Golpes	1	1	1	Charla de seguridad. Inspección de cable del winche y revisión de certificaciones	1	1	1
	Levantamiento de la torre	Caída de la torre	1	4	4	Charla de seguridad. Personal calificado. Revisión de certificaciones de gatos hidráulicos y estructura del carrier.	1	4	4
Control de Pozo	Preparación del fluido de control	Mal manejo de Químicos	1	2	2	EPP adecuado. Charla de seguridad. Personal calificado. Conocimiento de MSDS	1	1	1
Desarme de Cabezal y arme de BOP	Desarme de sección "C" del cabezal & Arma de BOP	Caída de la sección "C" & BOP.	1	2	2	EPP adecuado. Charla de seguridad. Personal calificado. Certificaciones de cable	1	1	1
	Recuperar equipo BES	Caída de equipo al fondo	1	5	5	Inspección del estado de llaves y cuñas que lleve la Cla. Contratista. Aseguramiento de la boca de pozo para evitar caída de objetos. Inspección de polea y spooler	1	3	3
Sección de Slick Line	Amar equipo de slick line	Caída de equipos y golpes en el izaje	1	3	3	Charla de seguridad. EPP. Personal calificado. Aseguramiento de herramientas.	1	1	1
	Tensión de cable al recuperar herramientas	Rotura de cable. Golpes	1	2	2	Charla de seguridad, certificaciones del equipo. Cumplir especificaciones de trabajo del cable.	1	1	1
Sección de WireLine / disparos	Arma de la unidad de Wireline	Golpes en el izaje de herramientas	1	2	2	Charla de seguridad. EPP. Personal calificado. Aseguramiento de herramientas.	1	1	1
	Manejo de htas USIT	Mal manejo de herramientas. Golpear la herramienta contra el fondo operativo dañándola	1	2	3	Manejo cuidadoso en superficie. Personal capacitado. Bajando hta cerca del fondo tener precaución a la tensión en cable, procurando no golpear contra fondo del pozo	1	1	1
	Instalación Equipo de Presión en Superficie	Mal funcionamiento de los elementos de sello en el equipo de presión.	1	3	3	EPP adecuado. Charla de seguridad. Personal calificado. Certificación de líneas y slings. Certificados de equipos de presión	1	2	2
	Arma de cañones en superficie	Detonación de cañones.	1	4	4	Charla de seguridad. Personal calificado. Medir distancias entre bala y CCL. Apagar celulares y radios	1	3	3
	Cemento en malas condiciones en zonas de cañoneo	Cañonear una zona productiva y por mal cemento se canaliza el agua y corifica.	1	3	3	Revisar registro CBL-VDL.	1	1	1
	Bajada de cañones	Mala correlación y consecuentemente sitio de cañoneo erróneo.	1	5	5	Asegurar personal de experiencia en la operación. La decisión final del punto de cañoneo será aprobada por el company man	1	4	4
Ensayos de admisión	Bombeo de caudales múltiples	Golpes, torqueo de uniones 1502, zonas de alta presión	1	4	4	Aislar las zonas con líneas presurizadas. Uso correcto de EPP para torqueo de uniones. Realizar reunion pre operativa con personal de camion bombeador y cuadrilla del RG	1	3	3
	Arma de BHA de evaluación	Golpes en el izaje de herramientas, caída de objetos al pozo. No pasen htas de slickline	1	2	2	Realizar AST y reunion con todas las líneas involucradas. Calibrar todos los elementos de la completación.	1	3	3
	Asentamiento de tapón CBP	Mal asentamiento de tapón puente	1	2	2	Revisar que el equipo sea adecuado para el casing. Certificaciones de herramienta. Inspección visual en campo.	1	1	1
Bajada de equipo completación de inyección	Arma de completación.	Golpes en el izaje de herramientas, caída de objetos al pozo. No pasen htas de slickline	1	3	3	Realizar AST y reunion con todas las líneas involucradas. Calibrar todos los elementos de la completación.	1	3	3
	Corrida de tubería	Caída de equipo completación. Daño en tubería.	1	3	3	Control en el torque de cada junta con computadora. No cambiar cuplas, intento de sello de hombros máximo 2 veces y descartar tubo. Reportar siempre al co-man ante cualquier evento.	1	2	2
Riesgo Ponderado POTENCIAL					3,00				2,19

(Fuente: Luis Bustamante, 2018)

Anexo 7.2 Matriz de Riesgo de Facilidades y operaciones

MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE RIESGOS E IMPACTOS															
INSTRUCTIVO PARA ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN FACILIDADES POZO SAND 27															
LIMESTONE															
Actividad:															
Campo:															
Área/Proceso/Tarea	Peligro/Aspecto	Escenario	Fuente	Categoría	C	P	Riesgo Inicial	Medidas de Prevención (planificar la prevención)	Medidas de Migración (eliminar la consecuencia)	Responsable	Fecha	C	P	Riesgo Residual	
UBICACIÓN DE GRUA	CIRCULACIÓN DE MAQUINARIA Y VEHÍCULOS EN ÁREAS DE TRABAJO	ATROPELLAMIENTO	MOVIMIENTO	PERSONAS	3	2	6	ACCESO RESTRINGIDO AL ÁREA DE TRABAJO PERSONAL CAPACITADO OPERACIÓN DE GRUA (LUCENÇA DE CONDUCIR) LIBERACIÓN PREVIA DE GRUA AYUDANTE PARA GRUA	CONOCIMIENTO / APLICACIÓN MEDIO/AC/CONTRATISTA	SUPERVISOR CONTRATISTA	Antes y durante la actividad	2	1	2	
		CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS EN ÁREAS DE TRABAJO	CHOQUE	ACTIVOS	2	2	4	ACCESO RESTRINGIDO AL ÁREA DE TRABAJO PERSONAL CAPACITADO OPERACIÓN DE GRUA (LUCENÇA DE CONDUCIR) LIBERACIÓN PREVIA DE GRUA AYUDANTE PARA GRUA	Cumplimiento de EDC de vigías	SUPERVISOR CONTRATISTA	Antes y durante la actividad	1	1	1	
		TRABAJO A DISTINTO NIVEL	Caida, atrapado entre, cortes, golpes, fracturas, torceduras	MOVIMIENTO	PERSONAS	3	2	6	Charla pre-jornada, cumplir estándares de seguridad, orden y limpieza, señalización de área, uso de EPP, liberación de equipos y herramientas de trabajo	Uso adecuado de EPP	Supervisión contratista	Antes y durante la actividad	3	1	3
TRASADO Y MOVIMIENTO DE SPOOS NUEVOS															
		IZAJE DE CARGAS	Aplastamiento y golpes	GRAVEDAD	PERSONAS	3	2	6	Charla pre-jornada, plan de trabajo, uso de EPP, normas de seguridad, personal con experiencia para la actividad, uso de equipo/herramientas de trabajo liberadas y certificadas, uso de cable guía, Área restringida	Uso adecuado de EPP Conocimiento y Aplicación de MEDIO/AC	Supervisión contratista	Antes y durante la actividad	3	1	3
		Carga Suspendida	Aplastamiento y golpes	GRAVEDAD	PERSONAS	3	2	6	Charla pre-jornada, plan de trabajo, uso de EPP, normas de seguridad, personal certificado y calificado para la actividad, uso de equipo/herramientas de trabajo liberadas y certificadas, uso de cable guía, Área restringida	Uso adecuado de EPP Conocimiento y Aplicación de MEDIO/AC	SUPERVISOR CONTRATISTA / SUPERVISOR SAS PSSA	Antes y durante la actividad	3	1	3
COLECCIÓN DE CARGAS DESMONTAJE DE SPOOS EXISTENTES, CORTEY DESMONTAJE DE NPLE, MONTAJE DE VALVULAS Y SPOOL PREFABRICADO															
		LEVANTAMIENTO DE CARGAS	Aplastamiento, golpes y atrapamiento	MOVIMIENTO	PERSONAS	3	2	6	Charla pre-jornada, cumplir estándares de seguridad, personal con experiencia, liberación de frentes de trabajo, uso de EPP, normas de seguridad, personal certificado y calificado para la actividad, uso de equipo/herramientas de trabajo liberadas y certificadas, uso de cable guía, Área restringida	Uso adecuado de EPP	Supervisión contratista	Antes y durante la actividad	3	1	3
		PEO, BREGUAS, RESALAZDO, OBSTÁCULOS EN EL PISO	Golpes, torceduras, fracturas	MOVIMIENTO	PERSONAS	2	3	6	Charla pre-jornada, cumplir estándares de seguridad, personal con experiencia, señalización del área, Colocar Mallas de seguridad	Uso adecuado de EPP	Supervisión contratista	Antes y durante la actividad	2	2	4
		MANEJO MANUAL DE HERRAMIENTAS	Golpes en extremidades superiores/ inferiores	MECÁNICA	PERSONAS	2	2	4	Charla pre-jornada, manipulación adecuada de herramientas manuales, Personal con experiencia	Uso adecuado de EPP	Supervisión contratista	Antes y durante la actividad	2	1	2
		TEMPERATURAS EL VAPOR	Quemaduras, sofocación y deshidratación	TEMPERATURA	PERSONAS	1	3	3	Charla pre-jornada, puntos de observación para el personal	Uso adecuado de EPP (básico)	Supervisión contratista	Antes y durante la actividad	1	1	1

(Fuente: Luis Bustamante, 2018)

ANEXO 8. Manual de Funciones. Recursos Humanos

Anexo 8.1. Gerente del proyecto.

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Gerente del proyecto. Conversión Pozo		
2. Jefe Inmediato: Gerente General		
3. Número de personas a cargo: 40		
4. Objetivo del Puesto: Liderar el proyecto de Conversión de Pozo Inyector a Productor		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Liderar el proyecto y ser el responsable de la supervisión. • Aprobar la Ingeniería desde el aspecto técnico, legal. • Seleccionar su grupo o mente maestra de trabajo. • Establecer los objetivos y metas del proyecto. • Aprobar los planes de Calidad y Seguridad-medio Ambiente. • Aprobar el MEDEVAC del Proyecto (Procedimiento ante una posible emergencia de carácter humano y/o equipos). • Evaluación económica y financiera del proyecto. • Implementar mejoras para construcción de la planta de tratamiento de agua • Buscar recursos, materiales y equipos a tiempo. • Informe semanal del avance del proyecto a la sala de Presidencia de la Empresa. 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero Técnico con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Gestión de Proyectos, Reservorios, Workover&Perforación, Administración, Facilidades de Producción.	

Anexo 8.2. Líder de Reservorios y Geología.

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Líder de reservorios y Geología		
2. Jefe Inmediato: Gerente de Proyectos		
3. Número de personas a cargo: 5		
4. Objetivo del Puesto: Liderar las actividades de Geología y reservorios Pozo Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Liderar el proyecto desde la Geología y Reservorios. • Aprobar la Ingeniería desde el aspecto técnico, legal. • Estudiar la Geología regional del Pozo Sand 27. • Verificar los sellos impermeables para la inyección y no contaminación de fuentes de agua • Calculo de datos POES, Factor de recobro, Datos de producción • Calcular la cantidad de petróleo recuperado por Flujo fraccional. • Determinar las correlaciones de reservorio • Informe semanal del avance del proyecto a la sala de Presidencia de la Empresa. 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero Geólogo o petróleos con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Reservorios, Workover&Perforación, Administración.	

Anexo 8.3. Asesor Administrativo y Contable

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Asesor Administrativo y Contable		
2. Jefe Inmediato: Gerente de Proyectos		
3. Número de personas a cargo: 4		
4. Objetivo del Puesto: Liderar las actividades Administrativas y Contables Pozo Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Responsable de llevar las finanzas y movimiento de dinero del proyecto, para lo cual dispondrá del siguiente equipo: • Tesorero. Verificar las planillas y pagos de acuerdo al contrato establecido. • Analista de Finanzas. Llevar el control del proyecto, ejecutar la primera revisión de planillas antes de la revisión del tesorero. • Pagaduría. Será el encargado de pagar las planillas generadas en el Proyecto. • Control del Proyecto, responsable de llevar los reportes diarios de avance del Proyecto, manejo de la curva "S", y elaboración de los cronogramas del proyecto • Dar soporte en el área Financiera al Gerente de Proyectos. 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero en Administración, Finanzas con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Administración y Finanzas	

Anexo 8.4. Líder de Construcciones y Facilidades

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Líder de Construcciones y Facilidades		
2. Jefe Inmediato: Gerente de Proyectos		
3. Número de personas a cargo: 30		
4. Objetivo del Puesto: Liderar la Construcción de Obras y Facilidades del proyecto Pozo Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar el Plan de Construcción y Calidad del proyecto, para aprobación de la Gerencia de Proyectos. • Seleccionar y aprobar a la Contratista que elaborará la Ingeniería de Facilidades (en el caso de que se subcontrate). • Revisar y aprobar la Ingeniería de Construcciones del proyecto • Dar soporte en el área de Construcciones y Facilidades al Gerente de Proyectos. Adicional tendrá a su cargo el siguiente personal: • Supervisor de Obra Civil, responsable de las Obras Civiles y Estructura Metálica, será responsable de revisar la Ingeniería Civil del proyecto, además tendrá a su cargo: Capataces, Albañiles y Obreros. • Supervisor de Obra Mecánica, responsable de las Obras Mecánicas, será responsable de revisar la Ingeniería Mecánica y Tubería del proyecto, además tendrá a su cargo: Tuberos, Montadores, Soldadores, Esmeriladores y obreros. • Supervisor de Obra Eléctrica / Instrumentación, responsable de las Obras Eléctricas y de instrumentación y Control, será responsable de revisar la Ingeniería Eléctrica I&C del proyecto, además tendrá a su cargo: Eléctrico A, Eléctrico B, Instrumentistas, Tubinista. 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero Técnico Mecánica, Eléctrico con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Administración, facilidades de Superficie	

Anexo 8.5. Asesor legal (Abogado).

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Asesor Legal (Abogado)		
2. Jefe Inmediato: Gerente de Proyectos		
3. Número de personas a cargo: 3		
4. Objetivo del Puesto: Liderar las actividades Legales y Judiciales Pozo Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Responsable de legalizar los contratos con los contratistas que laborarán el proyecto. • Revisar el contrato y las cláusulas que implican en el proyecto. • Revisar los riesgos legales del proyecto • Dar soporte en el área legal al Gerente de Proyectos. 		
6. Perfil del Cargo:	Abogado, con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Jurisprudencia.	

Anexo 8.6. Líder de Seguridad Industrial, Medio Ambiente y Salud.

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Líder de seguridad Industrial, Medio Ambiente y Salud		
2. Jefe Inmediato: Gerente de Proyectos		
3. Número de personas a cargo: 2		
4. Objetivo del Puesto: Liderar actividades Seguridad Industrial, Medio ambiente, Salud Pozo Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar el Plan de Seguridad Industrial, Medio Ambiente y Salud, para aprobación de la Gerencia de Proyectos. • Velar por la Seguridad industrial, el medio Ambiente y Salud de las Personas que laborarán en el proyecto • Implementar los Procedimientos de seguridad industrial, medio Ambiente y de Salud, y que serán cumplido por el personal en Campo. • Implementar el MEDEVAC del proyecto, en caso de un fortuito no deseado accidente • Implementar el Plan de contingencia ante un posible no deseado daño o contaminación al medio Ambiente • Responsable de elaborar el Plan Médico del personal, es decir exámenes médicos, vacunas, y medicina. • Dar soporte en el área de Seguridad Industrial, Medio Ambiente y Salud al Gerente de Proyectos. Adicional tendrá a su cargo el siguiente personal: • Supervisor de Seguridad Industrial, medio Ambiente responsable de velar por la Seguridad del personal y de la protección del medio Ambiente. Responsable de hacer cumplir los procedimientos de seguridad y medio ambiente, establecidos por el Líder de Seguridad, medio Ambiente y Salud. • Médico o paramédico en sitio, responsable de velar por la Salud del personal que se encuentra en Campo. Responsable del inventario de medicinas e insumos médicos. Administración del consultorio y ambulancia. Se dispondrá de un médico si el número de personal excede en 15, de ser menor se contratará un paramédico. • 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero Industrial o Ambiente con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Medio Ambiente, salud.	

Anexo 8.7. Líder de Operaciones, Producción y Mantenimiento.

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Líder de Operaciones, producción y mantenimiento.		
2. Jefe Inmediato: Gerente de Proyectos		
3. Número de personas a cargo: 5		
4. Objetivo del Puesto: Liderar las Operaciones, mantenimiento y Producción Pozo Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar el Plan Producción y Mantenimiento del proyecto, para aprobación de la Gerencia de Proyectos. • Seleccionar las facilidades temporales para el inicio de la Producción. • Seleccionar a la Contratista que proveerá los servicios de Mantenimiento (en caso de que se subcontrate) • Dar soporte en el área de Operaciones, Producción y Mantenimiento al Gerente de Proyectos. Adicional tendrá a su cargo el siguiente personal: • Supervisor de Operaciones, Producción y mantenimiento, responsable de contabilizar los barriles de Producción en campo, llevar la curva base de producción, mantenimiento de los equipos del Proyecto. Tendrá a su cargo Operadores de Producción encargados de operar las facilidades construidas y al Laboratorista Químico, encargado de realizar los análisis físico-químicos de los fluidos multifásicos 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero Técnico con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Administración, Facilidades de Superficie, Operaciones y Mantenimiento.	

Anexo 8.8. Líder de Logística, Abastecimientos y Seguridad Física

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo: Líder de Logística, abastecimientos y SSFF		
2. Jefe Inmediato: Gerente de Proyectos		
3. Número de personas a cargo: 10		
4. Objetivo del Puesto: Liderar las actividades Logística, abastecimientos y SSFF Pozo Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Liderar las Operaciones de Logística, Abastecimientos, Bodega y Seguridad Física • Elaborar el Plan Operaciones de Logística, Abastecimientos Bodega y seguridad Física, para aprobación de la Gerencia de Proyectos. • Velar por los recursos, equipos y materiales disponible en Bodega y a tiempo • Seleccionar y verificar las rutas de Logística (Transporte) del personal, equipos y materiales. • Disponer e Implementar una Bodega con materiales en stock en sitio para abastecer al Proyecto • Supervisar las actividades de Seguridad Física, velando la integridad del Personal, Equipos y Materiales del Proyecto. • Mitigar posibles riesgos y peligros al personal de Campo, como posibles secuestros, asalto. • Controlar los ingresos y salidas del personal en Campo. • Distribuir en los puestos de vigilancia a los guardias de Seguridad según corresponda 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero en Administración, Logística, con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Administración.	

Anexo 8.9. Jefe del Talento Humano

EMPRESA:		Manual de Funciones
1. Nombre del Cargo:	Jefe de Talento Humano	
2. Jefe Inmediato:	Gerente de Proyectos	
3. Número de personas a cargo:	3	
4. Objetivo del Puesto: Liderar actividades Recursos Humanos Sand 27		
5. Funciones		
<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar el Plan de Contrataciones del Talento Humano, para aprobación de la Gerencia de Proyectos. • Velar por el Bienestar del Recurso Humano del proyecto • Implementar los Procedimientos para la Contratación de personal • Llevar el control de Roles de Pagos, Utilidades del personal, Liquidaciones, IESS, vacaciones, permisos, control de Nomina ingresos y salidas de personal. • Responsable de la Administración del campamento en sitio en Obra, otorgando el servicio de Alimentación, Hospedaje y Lavandería del Personal que laborará en sitio • Responsable de seleccionar la Empresa Contratista que brindará el Servicio de Catering (Alimentación), Lavandería, limpieza, Aseo en general. • Dar soporte en el área del Talento Humano al Gerente de Proyectos. 		
6. Perfil del Cargo:	Ingeniero Industrial o Ambiente con 10 años más de Experiencia	
7. Requisitos:	Conocer de la Industria del Petróleo, Medio Ambiente, salud.	

ANEXO 9. Cronograma de la Inversión Inicial



(Fuente: Luis Bustamante, 2018)