



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA

INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO CÁRDENAS 129 MEDIANTE REPARACIÓN MENOR CON TUBERÍA FLEXIBLE

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

KARLA IVETTE RODRÍGUEZ TLAPA

ASESOR: ING. DAVID ARROYO ACOSTA

CO-ASESOR: DR. DAVID REYES GONZÁLEZ

MISANTLA, VERACRUZ

AGOSTO, 2024

(ANEXAR HOJA DE AUTORIZACIÓN)

Agradecimientos

A Dios;

Por la vida y las oportunidades que ha puesto en mi camino, por guiarme y jamás abandonarme en los momentos más difíciles.

A mis padres;

Mi mayor fuente de inspiración y motivación para salir adelante, gracias por todo el esfuerzo que siempre hicieron por mí, porque a pesar del cansancio jamás se rindieron ni me permitieron caer, por todo su amor y confianza, por siempre tener las palabras adecuadas y motivarme a cumplir mis sueños, haciéndome ver que ustedes estaban seguros de que algún día los lograría, gracias por siempre estar para mí y nunca dejarme sola.

A mi hermano;

Con tu ejemplo me motivaste a no darme por vencida y siempre esforzarme por conseguir aquello que quiero. Gracias por todo tu cariño y por siempre cuidar de mí.

Mariam y Jamileth;

Gracias por abrirme las puertas de sus casas y hacerme sentir como en la mía, gracias por siempre estar en los mejores momentos y nunca dejarme sola en los peores. Gracias por ser mi mejor equipo siempre.

Obed;

Gracias por acompañarme durante los momentos de incertidumbre, por formar parte de este logro y por dejarme formar parte de los tuyos. Ojalá vengan muchos éxitos y podamos seguir compartiéndolos mutuamente.

Randú;

Gracias porque a pesar de las de nuestras diferencias siempre has estado para mí y has formado parte de los mejores momentos a lo largo de esta trayectoria.

A mis maestros y asesor el Ing. David Arroyo;

Por todos los conocimientos brindados a través de estos años, por confiar en el proceso y por sus consejos. Gracias por toda su dedicación y motivación puesta día a día, para que lográramos culminar nuestra carrera.

A la Ing. Itzamar;

Gracias por darme la oportunidad de aprender a su lado, por transmitir sus conocimientos y dejarme crecer como profesionista.

Resumen

El presente proyecto tiene como finalidad implementar una propuesta de reparación menor como lo es la limpieza de pozo, la cual se llevará a cabo con ayuda de tubería flexible en el pozo Cárdenas 129 perteneciente al campo Cárdenas ubicado en el estado de Tabasco al sureste de la ciudad de Comalcalco. Con el fin de poder encontrar las posibles causas que están generando la disminución de producción, y con ello encontrar alguna alternativa de limpieza a fin de que la productividad se mantenga constante o mejor aún, que incremente.

Dicho pozo necesita el estudio de información de sus características empezando con el estado mecánico, así mismo debe de realizarse la toma de muestras y el análisis de porcentaje de agua, sólidos y aceite, para conocer el daño que presentan y de esta manera diseñar la operación adecuada en cada caso.

En dicho pozo se generan problemas durante la etapa de producción debido a la formación de emulsiones por la alta viscosidad del aceite, particularmente las emulsiones de agua en aceite, asimismo filtrados de fluidos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con agua de formación. Esto reduce drásticamente la productividad de los pozos.

Después del análisis de las muestras tomadas en pozo se realiza el diseño de un sistema espumado el cual dadas las condiciones incluye aditivos para prevenir formación de emulsiones.

La reparación menor se realiza con ayuda de la unidad de tubería flexible, gracias a sus ventajas en tiempo y costo, así como su resistencia a fluidos corrosivos gracias al material de titanio con el que cuentan las tuberías y su capacidad de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o de la dirección del pozo. Bombeando con la unidad de tubería flexible las cédulas de bombeo que fueron adaptadas a las características y daños del pozo, para realizar con éxito la limpieza correspondiente.

Índice general

Resumen	iv
Introducción.....	10
Capítulo I: Generalidades del proyecto	11
1. 1 Planteamiento del problema.....	11
1. 2 Justificación	12
1. 3 Objetivos.....	12
1. 4 Hipótesis	13
1. 5 Metodología	13
1. 6 Alcances y limitaciones	14
1.6.1 Alcances.....	14
1.6.2 Limitaciones	14
Capítulo II: Marco teórico	15
2. 1 Hidrocarburos	15
2.1.1 Teorías del origen de los hidrocarburos	15
2.1.2 Generación de los hidrocarburos	16
2.1.3 Transformación de la materia orgánica en hidrocarburos	17
2.1.4 Química de los hidrocarburos.....	18
2.1.5 Historia de los hidrocarburos en la industria petrolera.....	22
2.1.6 Hidrocarburo.....	27
2. 2 Reparación de pozo.....	30
2.2.1 Reparación menor.....	30
2.2.2 Reparación mayor.....	32
2.2.3 Productos químicos utilizados en las reparaciones a pozo	35
2. 3 Factores que afectan la producción del pozo	36
2.3.1 Problemas en los equipos	36
2.3.2 Problemas en la formación	36
2. 4 Tubería Flexible	37
2.4.1 Historia	37
2.4.2 ¿Qué es la Tubería Flexible?	39
2.4.3 Componentes de la T.F.....	39
2. 5 Unidad de Alta Presión (UAP)	43
2.5.1 Componentes de la UAP	43

2.5.2	Aplicaciones de las UAP	45
Capítulo III: Desarrollo		47
3. 1	Provincia Petrolera del Sureste	47
3. 2	Cuenca Salina del Istmo	48
3. 3	Campo Cárdenas	51
3.3.2	Localización.....	52
3. 4	Pozo Cárdenas 129.....	54
3.4.1	Ubicación.....	55
3.4.2	Estado mecánico	55
3.4.3	Descripción de las operaciones anteriores en el pozo Cárdenas 129	57
3.4.4	Análisis de laboratorio previos y posteriores a la intervención.....	58
3.4.5	Diseño de la preparación menor	61
3.4.6	Diseño para pozo Cárdenas 129	62
3.4.7	Implementación de la propuesta de reparación al Pozo Cárdenas 129.....	63
Capítulo IV: Resultados y Conclusiones		71
4. 1	Resultados	71
4. 2	Conclusiones	75
4. 3	Glosario.....	76
Bibliografía.....		78

Índice de imágenes

Imagen 2. 1 Clasificación de hidrocarburos alifáticos.	19
Imagen 2. 2 Hidrocarburo lineal. Modificada de (IES La Magdalena , 2019).....	19
Imagen 2. 3 Nomenclatura de hidrocarburos lineales. (IES La Magdalena , 2019).....	20
Imagen 2. 4 Pent-2-eno. Modificado de (IES La Magdalena , 2019)	20
Imagen 2. 5 Estructura de los alcanos/alquenos. (IES La Magdalena, 2019)	20
Imagen 2. 6 Acetilenos o alquinos. Modificado de (IES La Magdalena, 2019)	20
Imagen 2. 7 Estructura de los acetilenos/alquinos. (IES La Magdalena , 2019).....	21
Imagen 2. 8 Estructuras resonante /Híbrido de resonancia. (IES La Magdalena, 2019).....	21
Imagen 2. 9 Estructura de los hidrocarburos bencénicos. (IES La Magdalena, 2019).....	21
Imagen 2. 10 Hidrocarburos bencénicos con 2 sustituyentes. (IES La Magdalena, 2019) .	22
Imagen 2. 11 Hidrocarburos bencénicos con 3 o más sustituyentes. (IES La Magdalena, 2019).....	22
Imagen 2. 12 Precio del petróleo. (Business Insider , 2015).....	25
Imagen 2. 13 Aparejo de producción. (Terminación de pozos, 2019)	30
Imagen 2. 14 Tuberías de revestimiento. (Arrieta, 2011).....	31
Imagen 2. 15 Árbol de válvulas. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022)	32
Imagen 2. 16 Esquema de un pozo productor y un pozo inyector. (Bustamante Gaona, 2019)	33
Imagen 2. 17 Disparos a través de la Tr. . (Parada Cisneros, 2013).....	33
Imagen 2. 18 Estimulación. (PEMEX, 2008).....	34
Imagen 2. 19Fracturamiento hidráulico. (Alcántara, 2018)	34
Imagen 2. 20 Etapas del proceso de gas natural. (Quiroga Montero, 2016)	35
Imagen 2. 21 Unidad de Tubería flexible. (TPMexicana, 2020).....	39
Imagen 2. 22 Cabina de control. (Radwan M. F.)	40
Imagen 2. 23 Panel de control. (Radwan M. F.).....	40
Imagen 2. 24 Carrete y T. F. (Radwan M. F.)	41
Imagen 2. 25 Fuente de alimentación. (Radwan M. F.)	41
Imagen 2. 26 Cabeza inyectora. (Radwan M. F.).....	42
Imagen 2. 27 Stripper. (Radwan M. F.).....	42
Imagen 2. 28 Stripper. (Radwan M. F.).....	43
Imagen 2. 29 UAP, TPM.	43

Imagen 2. 30 Compresor de aire. (Olam Energy).....	44
Imagen 2. 31 Tanque de diésel. (Olam Energy).....	44
Imagen 2. 32 Panel de control. (Olam Energy)	45
Imagen 2. 33 Caja de herramientas. (Olam Energy)	45
Imagen 3. 1 Cuencas petroleras de México. (Martínez Medina, 2015).....	47
Imagen 3. 2 Ubicación de las provincias petroleras del Sureste. (Bravo Vallejo, 2017)	48
Imagen 3. 3 Cuenca Salina del Istmo. (González García & Cruz Helu, 1999)	48
Imagen 3. 4 Sección estratigráfico-estructural transversal a la Cuenca Salina del Istmo. . (Bravo Vallejo, 2017)	49
Imagen 3. 5 Columna estratigráfica general de la Cuenca Salina del Istmo. (Venegas Mora, 2010).....	50
Imagen 3. 6 Historia de producción de aceite, gas y agua. (Petrolera Cárdenas Mora, 2019)	51
Imagen 3. 7 Comportamiento dinámico del campo Cárdenas. (Calderón Verdugo & Perea Pérez, 2015).....	51
Imagen 3. 8 Ubicación del campo Cárdenas-Mora. (Gobierno de México , 2017).....	52
Imagen 3. 9 Campo Cárdenas. (CNH).....	53
Imagen 3. 10 Ubicación geográfica del pozo Cárdenas 129. (CNH)	55
Imagen 3. 11 Estado mecánico del pozo.	56
Imagen 3. 12 Análisis del aceite.....	58
Imagen 3. 13 Análisis del agua.....	58
Imagen 3. 14 Determinación de sólidos, agua y aceite.	59
Imagen 3. 15 Cálculo de la gravedad específica.	59
Imagen 3. 16 Muestras.	60
Imagen 3. 17 Determinación del porcentaje de sólidos.....	60
Imagen 3. 18 Localización "Pozo Cárdenas 129".	64
Imagen 3. 19 LSC en sitio.	66
Imagen 4. 1 Prueba de LSC.....	72
Imagen 4. 2 Limpieza de aparejo por TP.....	72
Imagen 4. 3 Limpieza por TF colgada.....	73
Imagen 4. 4 Gráfica de tiempos.....	74

Índice de tablas

Tabla 2. 1 Constituyentes de plancton marino sobre muestra seca. (Herbert, 2020)	16
Tabla 2. 2 Transformación de la materia orgánica para dar lugar a los hidrocarburos. (Herbert, 2020)	18
Tabla 2. 3 Clasificación de acuerdo a los °API. Modificada de (Nova Oil, 2022)	27
Tabla 2. 4 Clasificación de acuerdo a los °API en México. (Gobierno de México , 2021) .	28
Tabla 2. 5 Componentes del gas natural antes de ser procesado. Modificado de (Secretaría de Energía , 2015)	28
Tabla 2. 6 Porcentaje de uso de las operaciones con T. F. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014).....	39
Tabla 3. 1 Ubicación superficial.....	54
Tabla 3. 2 Columna estratigráfica.....	54
Tabla 3. 3 Ubicación Pozo Cárdena 129.	55
Tabla 3. 4 Distribución de tuberías de revestimiento.	57
Tabla 3. 5 Análisis de las pruebas recuperadas previo a la operación.....	61
Tabla 3. 6 Materiales.	65
Tabla 3. 7 Cédula de bombeo por TP-TR.....	67
Tabla 3. 8 Cédula de bombeo.	69
Tabla 4. 1 Comparativa de caracterización antes y después del tratamiento.....	71
Tabla 4. 2 Comparativa de tiempos.	73

Índice ecuaciones

Ecuación 2. 1 Gravedad específica. (Glossary schlumberger , 2024)	29
---	----

Introducción

La industria petrolera es un campo laborar muy amplio y que, con el paso del tiempo, ha pasado por un gran número de cambios en cuestión del uso de nuevas tecnologías y sus aplicaciones.

En la vida productiva de un yacimiento, el pozo, es el medio de comunicación entre dicho yacimiento con la superficie; y es el único medio de control que se tiene para realizar la explotación de hidrocarburos.

Durante el periodo de producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores que pueden ocasionar fallas o deterioro de algunos de los accesorios del aparejo de producción o que pueden causar daño a la formación. Esta situación, puede reducir los gastos de producción o impedir el control eficiente de la explotación.

La presencia y acumulación de arenas y sólidos en los pozos, perjudica significativamente la producción de petróleo y gas. De hecho, prácticamente la mitad de las operaciones con tubería flexible conllevan trabajos de limpieza de pozos para remoción de los escombros. La integración innovadora de equipos, programas de computación, los sistemas de limpieza a base de fluidos y vigilancia rutinaria de los tratamientos; ayuda a los ingenieros a reducir el costo y el riesgo de las operaciones de limpieza de pozos y restituye la producción en menos tiempo.

La vida productiva de un pozo depende específicamente de la presión que este mantenga de forma natural, cuando esta desciende de manera considerable y deja de ser económicamente rentable se debe tomar en cuenta diversos factores para llegar a la decisión de intervenir con el fin de recuperar la producción.

El pozo Cárdenas 129 por su antigüedad tiene una baja producción, la técnica a realizar es una limpieza en el aparejo y se espera que al inyectar ciertos productos químicos se obtenga el resultado esperado.

Capítulo I: Generalidades del proyecto

1. 1 Planteamiento del problema

A lo largo de la vida productiva de un pozo se pueden generar o presentar varias anomalías o problemáticas (parafinas, carbonatos, pérdida de producción, etc.) mismos que se tienen que resolver a través de una intervención, tales como reparación mayor o reparación menor.

La reparación menor es un conjunto de actividades que se llevan a cabo para la rehabilitación de pozos que están asociadas a la corrección de problemas de aspecto mecánico y aquellos que no intervienen en el yacimiento, normalmente realizadas en campos maduros.

En un pozo, el influjo de arena puede afectar o detener el flujo del petróleo proveniente de un yacimiento. La arena y escombros no son problemas nuevos; varias generaciones de ingenieros de campo, han tenido que enfrentar el desafío de mantener los pozos limpios. Demostrando que los procesos de limpieza de pozos cuidadosamente diseñados ahorran tiempo, reducen costos y riesgos, así como también mejoran la eficiencia operacional, permitiendo al mismo tiempo una mayor producción de petróleo.

Con el objetivo de corregir, restaurar u optimizar la producción de los pozos, se lleva a cabo la limpieza de pozo con solventes orgánicos (base xileno) e inorgánicos (ácido clorhídrico) y así eliminar los asfáltenos que se acumulan en el pozo, con el fin de incrementar la producción de los pozos, así como generar mayores ingresos.

Para llevar a cabo la limpieza se necesitará la ayuda de tubería flexible la cual se utiliza para una amplia gama de servicios de campos petroleros, incluyendo, pero no limitado a la perforación, registros geofísicos

Se pretende elaborar el diseño, la propuesta y realizar la reparación menor del pozo mencionado, considerando elevar la producción en dicho pozo.

La acumulación de arena y sólidos en los pozos perjudica significativamente la producción de petróleo y gas. Es por eso que la importancia de este proyecto tiene el fin de describir cómo solucionar estos problemas, por medio de una limpieza.

1.2 Justificación

Los recortes ha sido un problema importante durante la producción de un pozo. Se generan los sedimentos durante el proceso de corte de la formación. Afectando desde aspectos de producción hasta aspectos económicos.

Así en la limpieza, se hace circular por el espacio anular entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento, un líquido capaz de transportar los sólidos generados por la formación de manera de buscar que lleguen a la superficie.

Por ello podemos notar que el campo Cárdenas presenta problemas durante la etapa de producción de los pozos, presentando un deterioro en ella y afectando notoriamente la producción.

Se presentan problemas en el pozo Cárdenas 129, generando una baja producción de hidrocarburo, así como también presenta la formación emulsiones en el medio poroso.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Incrementar la producción del pozo mediante una reparación menor, bombeando un sistema espumado; para eliminar las obstrucciones que impiden el flujo correcto aceite a través de la tubería de producción.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analizar el campo de interés y realizar un análisis de los posibles pozos candidatos para efectuar la limpieza.
- Analizar el pozo seleccionado para diseñar una propuesta de reparación.
- Identificar las medidas y procesos necesarios para poder cumplir con las necesidades del pozo.
- Diseñar una propuesta de reparación menor tomando en consideración el incluir químicos que prevengan formación de sólidos, logrando compatibilidad con el pozo.
- Incrementar la producción del pozo mediante de la implementación del diseño de reparación.

1.4 Hipótesis

Es posible incrementar la producción de hidrocarburos mediante la implementación de un método de reparación menor, realizando la limpieza del pozo utilizando solventes orgánicos e inorgánicos, con el fin de reducir los problemas presentados por presencia de asfaltenos que se presenta el pozo.

1.5 Metodología

1. Analizar el campo de interés y realizar un análisis de los posibles pozos candidatos para efectuar la limpieza.
 - a) Se hace una relación de los posibles pozos candidatos a intervenir para realizar la limpieza de acuerdo a las características que presente.
2. Analizar el pozo seleccionado para diseñar una propuesta de reparación.
 - a) Mediante las necesidades del pozo, PEMEX establece que tipo de reparación se va a implementar a fin de reducir los problemas asociados.
3. Identificar las medidas y procesos necesarios para poder cumplir con las necesidades del pozo.
 - a) Una vez que se conoce que tipo de reparación se va a implementar, se establece el proceso mediante el cual se realizarán las actividades.
4. Diseñar una propuesta de reparación menor tomando en consideración el incluir químicos que prevengan formación de sólidos, logrando compatibilidad con el pozo.
 - a) Mediante los datos de la cédula de bombeo otorgada por PEMEX, se busca lograr compatibilidad de los productos químicos con el pozo, permitiendo realizar la limpieza del pozo a fin de tener mayor flujo de aceite.
5. Incrementar la producción del pozo mediante de la implementación del diseño de reparación.
 - a) Por medio de la implementación de reparación; se espera tener un mayor porcentaje de volumen de aceite en el pozo.

1. 6 Alcances y limitaciones

1.6.1 Alcances

El presente trabajo muestra el tipo de reparación menor a implementar en el pozo, con el fin de obtener un incremento de la producción.

1.6.2 Limitaciones

- El diseño de reparación es únicamente para la aplicación en el pozo Cárdenas 129.
- Todos datos para realizar la operación son específicamente dados por la compañía PEMEX.

Capítulo II: Marco teórico

2. 1 Hidrocarburos

2.1.1 Teorías del origen de los hidrocarburos

En el siglo XIX se creía que el origen de los hidrocarburos era por efecto del magnetismo y que este migró desde las grandes profundidades a lo largo de las fallas de la corteza terrestre.

Durante casi catorce décadas de estudios científicos, técnicos y de campo, se ha acumulado una valiosa y extensa información sobre las teorías y diferentes aspectos del origen del petróleo; como lo son las teorías inorgánicas y orgánicas. (Madrid, 2011)

Teorías Inorgánicas

Según las teorías inorgánicas, el petróleo es formando por medio de reacciones químicas, por lo cual no se requiere de agentes vegetales o animales.

Dentro de las teorías inorgánicas podemos encontrar:

- Teoría del carburo: Esta teoría se base en experimentos de laboratorio, en los cuales se cree que algunos compuestos químicos como lo es el carburo de calcio, son capaces de formar hidrocarburo si entran en contacto con el agua.

Se presumía que la existencia subterránea de grandes cantidades de calcio, hierro y otros elementos producirían carburos a grandes profundidades al entrar en contacto con el agua caliente y que, mediante las grietas de la tierra, los compuestos de hidrocarburos formados llegaban a la superficie en forma de gas o líquido. (Madrid, 2011).

- Teoría a base de Carbonato de Calcio, Sulfato de Calcio y agua caliente: Esta teoría proponía que el CaCO_3 y CaSO_4 cuando se encuentran en contacto con agua caliente, son capaces de generar los componentes del petróleo.

Teorías Orgánicas

Este tipo de teorías se basan principalmente en la participación de residuos vegetales y/o animales en el proceso químico bacteriano o de descomposición.

Hay científicos que proponen que la formación de petróleo es de origen animal y otros que su origen es vegetal. Sin embargo, especialistas concluyen que puede ser uno u otro o quizás los dos combinados. (Madrid, 2011).

En síntesis, las teorías orgánicas contienen las siguientes argumentaciones:

- Teoría vegetal: Esta teoría establece que la gran cantidad de plantas y algas marinas representa suficiente material para poder obtener petróleo siempre y cuando se procesen de manera correcta. Además, como existe una gran cantidad de plantas terrestres, se cree que éstas tienen todos los requisitos para poder ser transformadas en petróleo cuando se encuentran en condiciones adecuadas de presión y temperatura.
- Teoría del carbón: Mediante experimentos de laboratorio se determinó que por destilación de tipos de carbón lignítico y bituminoso se obtiene hidrocarburo equivalente a los componentes del petróleo.

2.1.2 Generación de los hidrocarburos

Composición química de la materia orgánica en sedimentos

La materia orgánica que se encuentra dispersa en los sedimentos consiste en restos de animales y plantas cuyos constituyentes químicos esenciales son las proteínas, hidratos de carbono, lípidos, lignina, etc. La proporción de estos constituyentes varía de acuerdo a su pertenencia, según se trate de algas, bacterias fitoplancton, zooplancton, plantas superiores, etc. (Herbert, 2020)

Tabla 2. 1 Constituyentes de plancton marino sobre muestra seca. (Herbert, 2020)

Organismos	Proteínas (%)	Lípidos (%)	Hidratos de carbono (%)	Cenizas (%)
Diatomeas	24-48	2-10	0-31	30-59
Dinoflegados	41-48	2-6	6-36	12-77
Copepodos	71-77	5-19	0-4	4-6

Constituyentes químicos esenciales de la materia orgánica

- **Proteínas:** Son polímeros que se forman cuando los aminoácidos maduran y son capaces de catalizar reacciones bioquímicas que rigen procesos celulares. Cuando un organismo muere, de forma colateral se comienza la hidrólisis de las proteínas durante la cual se es posible la formación de oxígeno, dióxido de carbono, amoníaco, ácido sulfhídrico, hidrógeno y metano.
- **Hidratos de carbono:** Estas moléculas son parte fundamental del contenido orgánico de las plantas. Sus compuestos pueden ser muy simples como los azúcares o pueden ser de mayor carácter como la celulosa, almidón, glicógeno, entre algunos otros. Cuando se encuentran en condiciones anaeróbicas son aptos para fermentarse e ir desprendiendo dióxido de carbono, hidrógeno, oxígeno y metano.
- **Lípidos:** Son una fuente de ácidos grasos, los cuales pueden abarcar grasas de animales, aceites vegetales y ceras. Mediante distintos análisis se ha considerado que su composición química resulta muy similar a la de algunos hidratos de petróleo.

2.1.3 Transformación de la materia orgánica en hidrocarburos

La fase de la transformación química de la materia orgánica en petróleo es quizás la parte menos conocida.

Se proponen tres fases, las cuales son:

Diagénesis

Debido al peso ejercido por los sedimentos, los materiales que se encuentran sueltos se compactan, dejándolos en un material sólido tipo pizarra, sin embargo, en esta etapa también influyen la presión y temperatura, pues al incrementar afecta el contenido orgánico de la roca.

Una porción del kerógeno da lugar a hidrocarburos y otra porción más pequeña (bitumen) da lugar a compuestos de asfaltenos y resinas.

Catagénesis

Durante el proceso, una vez que los sedimentos se encuentran consolidados, estos se entierran a altas profundidades que por lo regular superan los mil metros, debido a que nuevos sedimentos van siendo depositados.

Debido a estas circunstancias la presión y temperatura se ven en aumento, lo que trae consigo cambios en la materia orgánica, es decir, el kerógeno es transformado en hidrocarburo debido a la transformación térmica.

Metagénesis

Esta etapa ocurre a altos niveles de profundidad y temperatura, aquí la materia orgánica residual es transformada en metano. Dicho metano es de gran estabilidad lo que le permite soportar temperaturas mayores de 550°C, sin embargo, cuando se encuentra en presencia de azufre puede ser destruido químicamente.

Tabla 2. 2 Transformación de la materia orgánica para dar lugar a los hidrocarburos. (Herbert, 2020)

Prof.	Temp. Máx.		
1 Km	90° C	Diagénesis (etapa submadura)	Kerógeno + Gas biogénico (sin generación de HC'S)
			Inicio de la generación de petróleo
		Catagénesis (etapa madura)	Petróleo
4 Km	175° C		Límite de la preservación del petróleo
5 Km	220° C		Gas húmedo
			Límite de la preservación de gas húmedo
6 Km	315° C	Metagénesis (etapa súper madura)	Gas seco
			Límite de la preservación del gas seco

2.1.4 Química de los hidrocarburos

Los hidrocarburos se componen exclusivamente de carbono e hidrógeno. En los átomos de carbono pueden existir enlaces simples, dobles o triples.

Conforme a esto, podemos clasificar a los hidrocarburos en:

- Hidrocarburos alifáticos
- Hidrocarburos aromáticos

Hidrocarburos alifáticos



Imagen 2. 1 Clasificación de hidrocarburos alifáticos.

Este tipo de hidrocarburos pueden ser lineales, cíclicos, saturados o no saturados. Los saturados presentan enlaces sencillos C-C. Para el caso de los hidrocarburos lineales podemos observarlos de la siguiente manera:

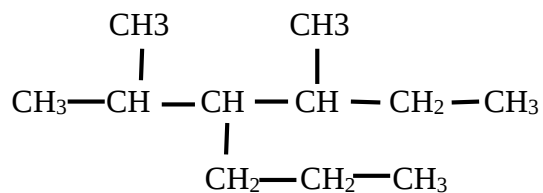


Imagen 2. 2 Hidrocarburo lineal. Modificada de (IES La Magdalena , 2019)

Se trata de cadenas de lineales que se nombren con un prefijo de acuerdo al número de átomos de carbono que tiene. La terminación –ano, es característica de hidrocarburos saturados. En estos podemos encontrar:

CH_4	Metano
$\text{CH}_3\text{-CH}_3$	Etano
$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_3$	Propano
$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$	Butano
$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$	Pentano
$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$	Hexano

Imagen 2. 3 Nomenclatura de hidrocarburos lineales. (IES La Magdalena , 2019)

Por otra parte, los alquenos los podemos identificar ya que poseen enlaces dobles:

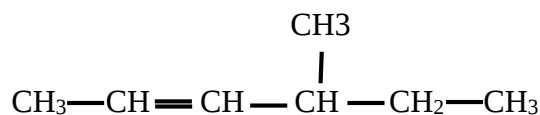


Imagen 2. 4 Pent-2-eno. Modificado de (IES La Magdalena , 2019)

Estos podemos nombrarlos casi igual que los saturados cíclicos, sin embargo, cambia la terminación –ano por –eno.

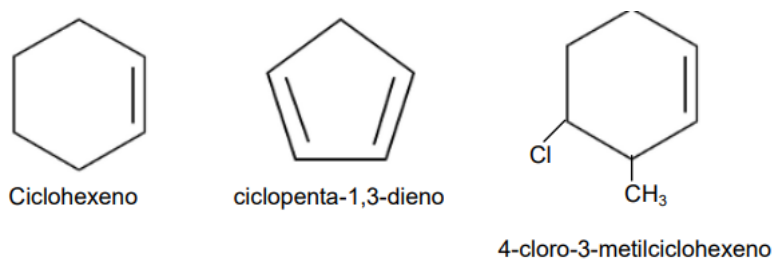


Imagen 2. 5 Estructura de los alcanos/alquenos. (IES La Magdalena, 2019)

Finalmente, los alquinos se identifican por tener tres enlaces:



Imagen 2. 6 Acetilenos o alquinos. Modificado de (IES La Magdalena, 2019)

Los alquinos se nombran colocando al final la terminación –ino, y su cadena principal serpa la que contenga más número de triples enlaces, como podemos observar:

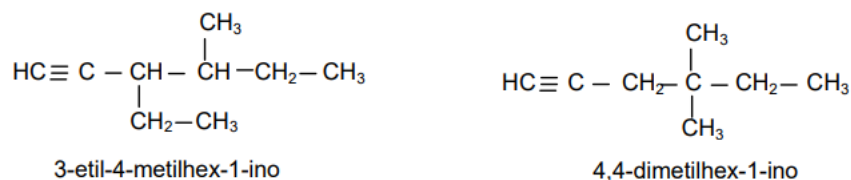


Imagen 2. 7 Estructura de los acetilenos/alquinos. (IES La Magdalena , 2019)

Hidrocarburos aromáticos, bencénicos o arenos

Este tipo de hidrocarburos, derivan del benceno (C_6H_6). La fórmula del benceno corresponde a una estructura cíclica que posee enlaces dobles, los cuales todos son iguales e intermedios, es decir, uno doble y uno sencillo.

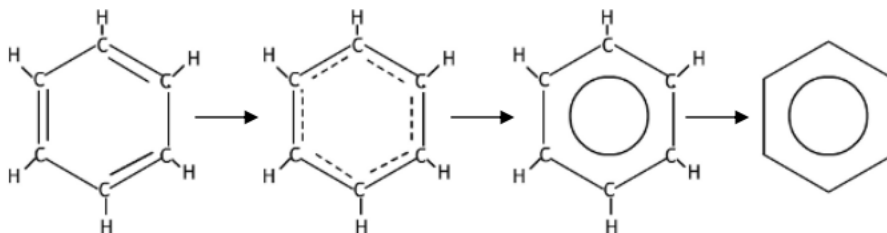


Imagen 2. 8 Estructuras resonante /Híbrido de resonancia. (IES La Magdalena, 2019)

Para el caso de la nomenclatura de este tipo de hidrocarburos, tenemos:

- En hidrocarburos con un único sustituyente se nombra el radical seguido de la palabra –benceno.

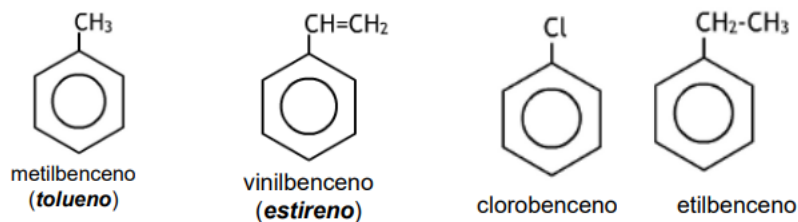


Imagen 2. 9 Estructura de los hidrocarburos bencénicos. (IES La Magdalena, 2019)

- En hidrocarburos que tienen dos sustituyentes se fija los números 1,2- .1,3-, 1,4:

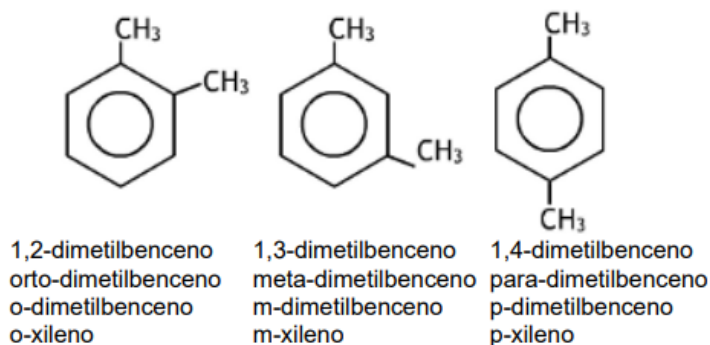


Imagen 2. 10 Hidrocarburos bencénicos con 2 sustituyentes. (IES La Magdalena, 2019)

- Finalmente, para el caso de los hidrocarburos bencénicos con tres o más sustituyentes, se numeran dando prioridad a los sustituyentes ordenados alfabéticamente.

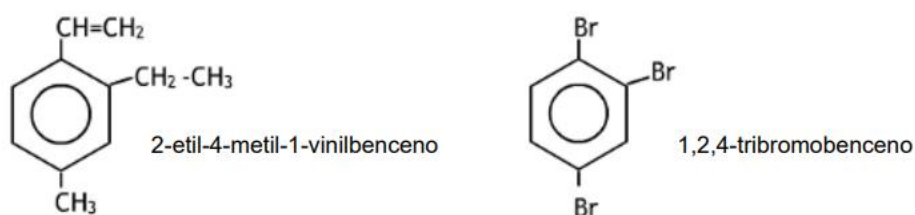


Imagen 2. 11 Hidrocarburos bencénicos con 3 o más sustituyentes. (IES La Magdalena, 2019)

2.1.5 Historia de los hidrocarburos en la industria petrolera

Historia internacional

La presencia del petróleo se conoce desde épocas muy antiguas, su historia es un poco más reciente. Un claro ejemplo de esto, es cuando en la época de los Incas, lo utilizaban como impermeabilizante, aunque en ese entonces recibía el nombre de “Copé”. (Santillana & Salinas, s.f.)

En el año de 1850 el estadounidense Samuel Kier, distribuyó por vez primera el petróleo, sin embargo, lo hizo con el nombre de “aceite de roca”. En este mismo año se construyó en Estados Unidos, la primera refinería la cual tenía la capacidad de 1 barril.

Nueve años más tarde, es decir, en 1859, el coronel de nombre Drake, perforó el primer pozo para la explotación de petróleo, el cual se encontraba ubicado en Titusville, Pensilvania; desde entonces el petróleo representa la principal fuente de energía en la vida humana.

Durante el periodo que abarca los años de 1860 se dio inicio con el desarrollo de la industria del petróleo, pues se crearon varias refinerías que se dedicaban a producir kerosene y productos del petróleo.

A comienzos de los años 1872, Rockefeller fue participe de la creación de la South Improvement Company, la cual abarcaba a los principales refinadores de petróleo en Cleveland, y en 1878 Rockefeller ya controlaba el 90% de las refinerías de petróleo en los Estados Unidos.

En el año 1870 los hermanos Nobel desarrollaron los campos de Baku, en Rusia, hasta la toma del poder en Rusia por el comunismo fue una gran empresa petrolera.

En 1885 Karl Benz y Gottlieb Daimler, crean el automóvil el cual funciona a base de gasolina, la cual antes de esto, solo era considerada una fracción del petróleo que no es deseada pues era causa de muchos incendios.

1890 se desarrolló Shell como una empresa que comercializa y transporta petróleo, aunque originalmente la compañía tenía por nombre Royal Dutch Company.

Otto Diesel en el año 18892 desarrolló un motor de combustión interna, mientras que Daimler creó el primer automóvil a petróleo.

En 1900 se descubre petróleo en Texas y se crean empresas como Gulf Oil, Amoco, etc. Estados Unidos se mantuvo como el mayor productor de petróleo hasta la década de 1960.

En el año 1932 se da inicio al desarrollo de procesos de hidrogenación con el fin poder eliminar el azufre que se encuentra en las corrientes de petróleo, así como también se inicia el proceso de coqueado con fin de obtener combustibles livianos a partir de fracciones pesadas.

Mientras tanto, en México en 1938, el presidente Lázaro Cárdenas expropió la industria petrolera de México, creándose así Petróleos Mexicanos (PEMEX).

En 1939 mientras daba inicio la segunda guerra mundial, se incrementó de manera significativa la demanda de gasolina, debido a la aviación para aplicaciones militares.

Con la continuación de la Segunda Guerra Mundial, en 1940 los alemanes crearon una gran cantidad de plantas con el fin de producir combustibles sintéticos.

En 1951 en el gobierno de Irán, se nacionaliza la National Iranian Oil Company, y en ese mismo año en Colombia es creada la empresa estatal ECOPETROL.

En octubre de 1953, en Brasil se autorizó la constitución de PETROBRAS para poder realizar actividades del sector del petróleo.

En los años de 1960's las empresas estatales crecen e ingresan al mercado mundial algunas otras compañías americanas.

Durante los años de los 70's hubo un gran desarrollo de empresas petroleras estatales como PEMEX, PDVSA, Petroperú, Recope, Sanatrach, NIOC, etc.

En 1970, la gran dependencia de Estados Unidos del petróleo importado, generó la primera crisis de energía, esto cuando los árabes detuvieron embarques de petróleo a los países que apoyaban a Israel en la guerra entre Árabe - Israelí. Debido a esta misma guerra, tres años más tarde y como consecuencia del embargo de petróleo, el precio del producto aumentó fuertemente.

A inicios de 1985, Mobil Oil construye la primera planta comercial que convierte gas natural en metano y luego en gasolina Premium de alto octanaje.

En 1990 se desarrolla la Guerra del Golfo, durante la cual los iraquíes causan un desastre ecológico en el Golfo Pérsico para incendiar los pozos petroleros kuwaitíes.

En 1998 Exxon y Mobil se fusionan creando la mayor empresa del mundo: Exxon-Mobil.

2010's la revolución del Shale Gas en los Estados Unidos y los condensados asociados reducen de manera significativa los requerimientos de importación de petróleo crudo en los Estados Unidos.

Durante 2012 y 2013 se genera una revolución árabe en diversos países (Libia, Egipto, Siria) que trajo consigo la reducción de producción de dichos países.

En la actualidad es posible comercializar mercados futuros los cuales permiten un acceso directo al público en general, respecto al precio del crudo.

A continuación, se puede observar una gráfica referente a la historia de los precios del petróleo.

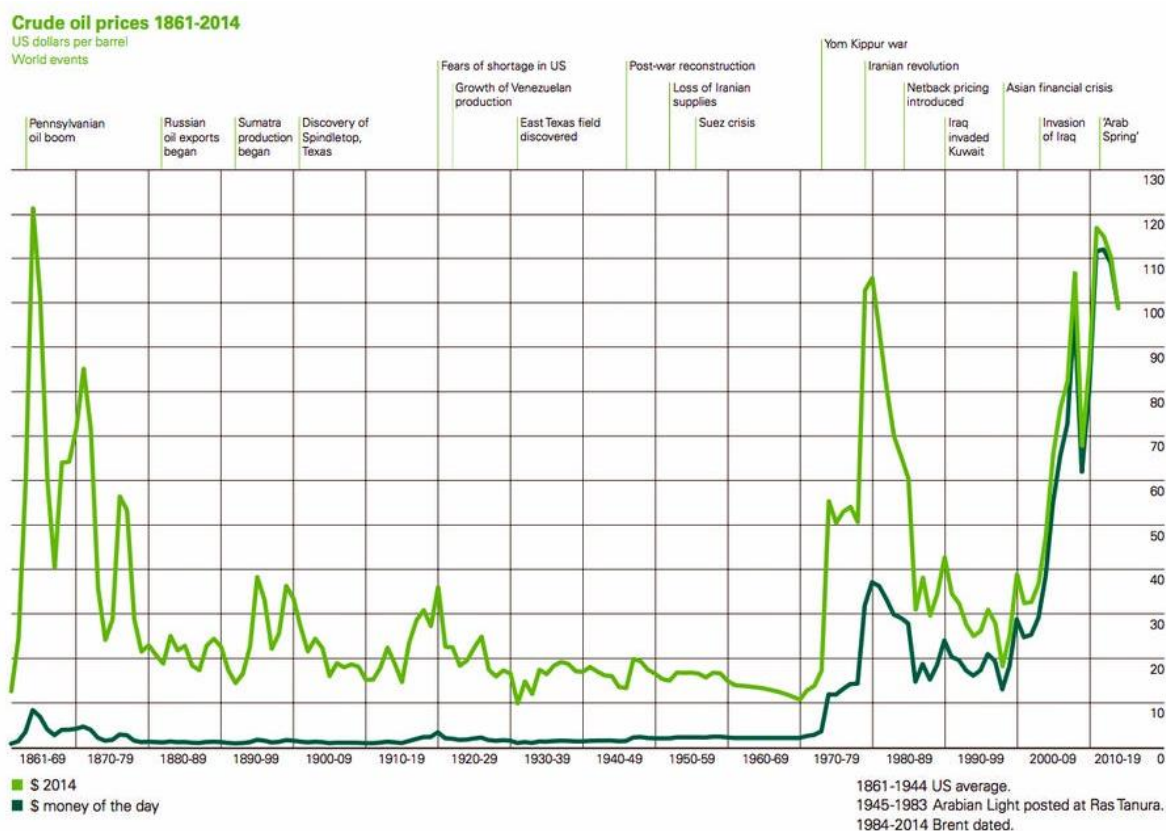


Imagen 2. 12 Precio del petróleo. (Business Insider , 2015)

Historia nacional

En México, el desarrollo de la industria petrolera comenzó 1862 cuando se realizaron las primeras perforaciones para obtener crudo. Desde ese momento, diversas compañías extranjeras iniciaron trabajos en Tabasco, Veracruz y Región Huasteca. (Gobierno de México, 2022)

Durante el gobierno de Porfirio Díaz, se estableció una política nacional que resultaba favorable para inversionistas, y en la cual el petróleo fue considerado como un producto de extracción para la explotación minera que pertenecería al propietario de la mina en caso de que lo descubrieran.

En 1901 con el fin de separar la industria minera y petrolera, se estableció la primera Ley del Petrolero, la cual otorgaba a las compañías el permiso para poder explotar los recursos por diez años con la total exención de impuestos.

En 1917 la Comisión Técnica del Petróleo del Departamento de Petróleo, formuló un anteproyecto sobre la industria con el fin de cumplir el artículo 27 constitucional, el cual establece que: “La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originalmente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada”.

En 1923 el gobierno mexicano entró en negociaciones con el gobierno norteamericano para tener un entendimiento satisfactorio de las reclamaciones presentadas por colonos durante la Revolución Mexicana.

En el año 1933 la compañía petrolera “El Águila” descubrió yacimientos en Poza Rica, Ver., convirtiéndose en una nueva región de gran potencial.

A inicios del año 1941 PEMEX creó un departamento llamada “Exploración” con la finalidad de invertir la tendencia de la baja producción.

En 1946 PEMEX descubre importantes yacimientos de petróleo y gas en Reynosa, Tamaulipas.

En 1951 es descubierto un yacimiento de hidrocarburos en Macuspana, Tabasco; en cual es considerado el más importante de los yacimientos y tiene por nombre “José Colomo”.

Con el fin de producir amoniaco, distribuir y aplicar fertilizantes, en 1956 se crea la empresa Petroquímica de México.

Entre 1971 y 1973 se localizan cinco campos de gas en Nuevo Laredo, además de que se realizaron hallazgos en áreas geológicas de Chiapas y Tabasco.

En 1981 a causa de la sobreoferta mundial del petróleo, los precios del petróleo cayeron, por lo cual se vieron afectados los países productores independientes, entre ellos México.

En 1996 PEMEX logró alcanzar una producción de crudo de 1,043 millones de barriles, el volumen más alto en la historia de Petróleos Mexicanos.

El complejo Cantarell es consolidado en 1997 como el más importante de México debido a su producción de volúmenes totales producidos al año.

Entre 2005 y 2008 la producción de crudo en México se incrementó hasta alcanzar la cifra 1,237 millones de barriles, destacándose este rubro en el campo del complejo Cantarell. (Trinidad, 2011)

2.1.6 Hidrocarburo

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos conformados principalmente por carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que derivan todos los demás compuestos orgánicos. (Gobierno de México, 2015)

Dichos compuestos se pueden clasificar de acuerdo a los °API que contenga, de esta forma podemos clasificarlos como:

Tabla 2. 3 Clasificación de acuerdo a los °API. Modificada de (Nova Oil, 2022)

Tipo de aceite	°API
Extra pesado	< 10 °API
Pesado	10 – 22.3 °API
Mediano	22.3 – 31.1 °API
Ligero	>31.1 °API

Los hidrocarburos podemos encontrarlos en diferentes formas, entre ellas:

- Forma líquida (petróleo).
- Gaseoso (gas natural).

Aceite crudo

Aceite proveniente de un yacimiento, conformado por compuestos orgánicos que tienen principalmente moléculas de carbono e hidrógeno.

De acuerdo a los grados API (American Petroleum Institute), en México se clasifica en tres tipos, los cuales son:

Tabla 2. 4 Clasificación de acuerdo a los °API en México. (Gobierno de México , 2021)

Tipo de aceite	°API	Características
Olmecca	38° - 39 °API	Crudo extra ligero
Istmo	32 °- 33°API	Crudo ligero
Maya	21° - 22 °API	Crudo pesado

Gas natural

Es un gas es una mezcla de hidrocarburos que proviene del yacimiento como origen de la descomposición orgánica.

Dependiendo el origen que tenga, puede ser clasificado como:

- Gas asociado: es aquel que se extra en conjunto con el petróleo.
- Gas no asociado: es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo.

Este gas, antes de ser procesado se compone por:

Tabla 2. 5 Componentes del gas natural antes de ser procesado. Modificado de (Secretaría de Energía , 2015)

Componente	Nomenclatura
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Propano	C ₃ H ₈
Butano	C ₄ H ₁₀
Pentanos	C ₅ H ₁₂ a C ₁₀ H ₂₂
Nitrógeno	N ₂
Bióxido de carbono	CO ₂
Ácido sulfhídrico	H ₂ S
Agua	H ₂ O

Propiedades físicas de los hidrocarburos

- °API: propiedad determinante de la calidad del aceite, la cual fue desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API); esta propiedad es una medida de densidad que nos permite conocer si el crudo es un producto liviano o pesado.
- Gravedad: La gravedad (peso por volumen de unidad) del petróleo crudo o de otros líquidos relacionados según lo medido por un sistema recomendado por el Instituto Americano del Petróleo. Es relacionado con la gravedad específica por la fórmula siguiente:

$$\text{Gravedad Específica} = \frac{141.5}{(^{\circ}\text{API} - 131.5)} @ a 60^{\circ}\text{F}, 14.7 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

Ecuación 2. 1 Gravedad específica. (Glossary schlumberger , 2024)

- Mojabilidad: es una propiedad física que presentan los hidrocarburos, la cual los hace capaces de extenderse y dejar un “rastros” sobre un sólido. Esta propiedad es posible determinarla mediante el ángulo que la parte líquida forma en la superficie de contacto que tiene con el sólido; mientras menor sea el ángulo de contacto habrá mayor mojabilidad.
- Solubilidad: representa la cantidad máxima de soluto que puede ser disuelto en una cantidad de disolvente. Los hidrocarburos son insolubles en agua debido que son sustancias apolares, es decir; las densidades de cargas eléctricas en diferentes regiones moleculares, son anuladas.
- Densidad: la densidad de los hidrocarburos podemos definirla como la relación de su masa por unidad de volumen, por lo general se expresa en gr/cc.
- Punto de ebullición: esta propiedad aumenta conforme el tamaño del hidrocarburo es más grande (referente la cantidad de átomos de carbono que tiene); esto es debido a que mientras la molécula sea más grande, mayor será su fuerza intermolecular.

2.2 Reparación de pozo

Se hacen llamar así a todas aquellas intervenciones que se realicen a los pozos petrolíferos con la finalidad de mantener la producción, mejorar la recuperación de los hidrocarburos, esto aprovechando aun la energía natural proveniente del mismo yacimiento, se pueden realizar por situaciones de mantenimiento o intervenciones por problemas mecánicos, se pueden clasificar en dos maneras, reparación mayor y menos.

2.2.1 Reparación menor

Es aquella intervención cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar sustancial o definitivamente las propiedades petrofísicas de la zona productora o de inyección; puede realizarse con equipo de mantenimiento convencional o especial (tubería flexible).

Los tipos de intervención pueden ser:

Cambios de accesorios del aparejo de producción por comunicación o daño: debido a las condiciones para optimizar la producción del pozo, en muchas ocasiones se pueden presentar fallas o deterioros en los componentes que constituyen el aparejo; debido a esto se genera una disminución de los niveles de producción, por lo cual se requiere realizar un cambio en el aparejo.

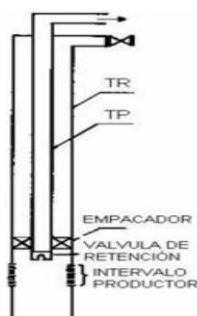


Imagen 2. 13 Aparejo de producción. (Terminación de pozos, 2019)

Corrección de anomalías de tubería de revestimiento: muchas de las fallas que se presentan en las tuberías de revestimiento se deben a los desprendimientos o colapsos, los cuales en repetidas ocasiones se originan debido al desgaste o esfuerzos excesivos sobre la misma TR.

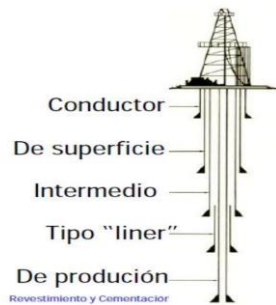


Imagen 2. 14 Tuberías de revestimiento. (Arrieta, 2011)

Inducciones: en algunos casos, los hidrocarburos que se encuentran aún en la formación, no tienen la capacidad de llegar por sí mismos a la superficie, entonces se llevan a cabo una serie de actividades a fin de generar una reducción de la presión hidrostática a favor del yacimiento, para que los hidrocarburos puedan llegar a superficie.

Limpieza de pozo: periodo en el cual los residuos de la perforación y los fluidos todavía están saliendo de la formación. Durante este tiempo, el factor de daño está cambiando y cualquier resultado de pruebas de pozo puede reflejar una obstrucción temporal al flujo que no estará presente en pruebas posteriores.

Mantenimiento a conexiones superficiales: con el paso del tiempo y por cuestiones operativas, las conexiones superficiales presentan deterioro, por lo cual se debe realizar un mantenimiento preventivo, hasta posteriormente realizar el mantenimiento correctivo que es el cambio o la sustitución de algún accesorio.

Reacondicionamiento de aparejos de producción o inyección: consiste en la adaptación de la sarta de producción a las condiciones que presente el pozo para tener una mayor producción; en algunos casos se requiere del cambio del diámetro del aparejo o incluso puede requerir hasta la implementación de un sistema artificial de producción.

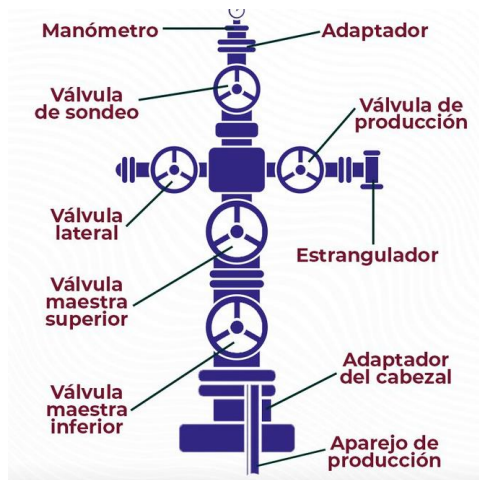


Imagen 2. 15 Árbol de válvulas. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2022)

Mantenimiento a conexiones superficiales: con el paso del tiempo y por cuestiones operativas, las conexiones superficiales presentan deterioro, por lo cual se debe realizar un mantenimiento preventivo, hasta posteriormente realizar el mantenimiento correctivo que es el cambio o la sustitución de algún accesorio.

2.2.2 Reparación mayor

Es la intervención al pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional o con equipos especiales, (ejemplo: unidades de registros). Los tipos de intervención pueden ser, entre otros:

Cambio de intervalos productores: el cambio de intervalo lleva en sí, el cambio de zona productora en la que los hidrocarburos se producen. En algunas ocasiones cuando se realiza la perforación de pozos, se atraviesan varias zonas productoras, sin embargo, no todas estas zonas se ponen a producir. Entonces, cuando el intervalo productor se agota, se realiza el cambio de intervalo aislando la zona ya agotada de forma que la sea factible la producción de la nueva zona productora deseada.

Conversión a pozos inyectoros: se trata de la adaptación de un pozo que anteriormente era productor en un pozo inyector. Hablando en términos económicos, se trata de una buena

opción, ya que de esta forma no se perfora un nuevo pozo para inyección, sino que el pozo existente se completa para ser convertido en un pozo inyector. (Bustamante Gaona, 2019)

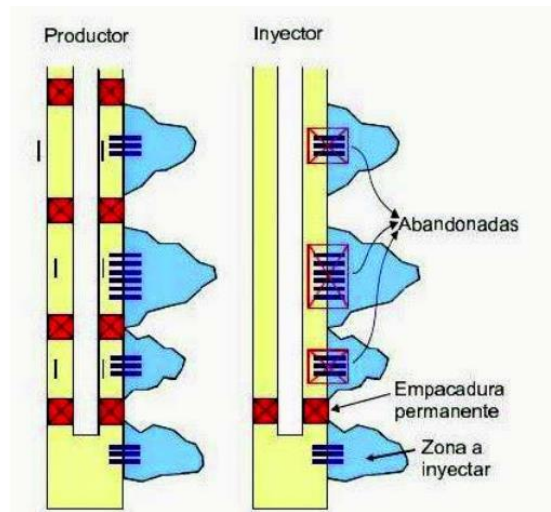


Imagen 2. 16 Esquema de un pozo productor y un pozo inyector. (Bustamante Gaona, 2019)

Disparo a la formación: cuando el intervalo de producción cambia, es necesario realizar nuevamente los disparos a la formación. Se trata de un proceso en el cual se comunica una abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento; con el objetivo de conectar los fluidos del yacimiento al pozo y posteriormente hacia la superficie. (Parada Cisneros, 2013)

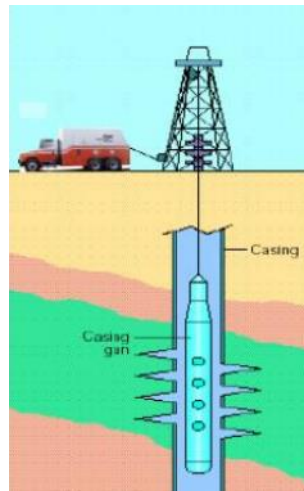


Imagen 2. 17 Disparos a través de la Tr. . (Parada Cisneros, 2013)

Estimulación: es el proceso mediante el cual se restituye o se crean canales en la roca productora del yacimiento, mediante la remoción del daño, facilitando el flujo de fluido de la formación al pozo y, por ende, mejorando la productividad del pozo. Se realizan a fin de

reducir el daño en tuberías, por lo cual se elaboran a base aceite y base agua, incluyendo aditivos para evitar corrosión.

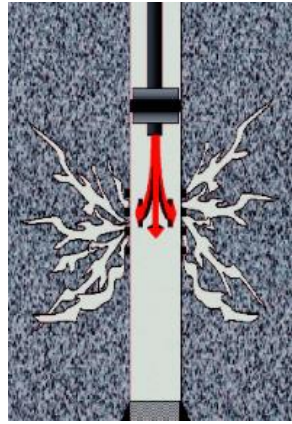


Imagen 2. 18 Estimulación. (PEMEX, 2008)

Fracturamiento hidráulico y ácidos: se trata de una técnica que consiste en la inyección a alta presión de un fluido con alta viscosidad que sea fracturante, con el fin de crear canales en la formación y propagarlos, para que de esta forma el flujo de los fluidos sea mayor.

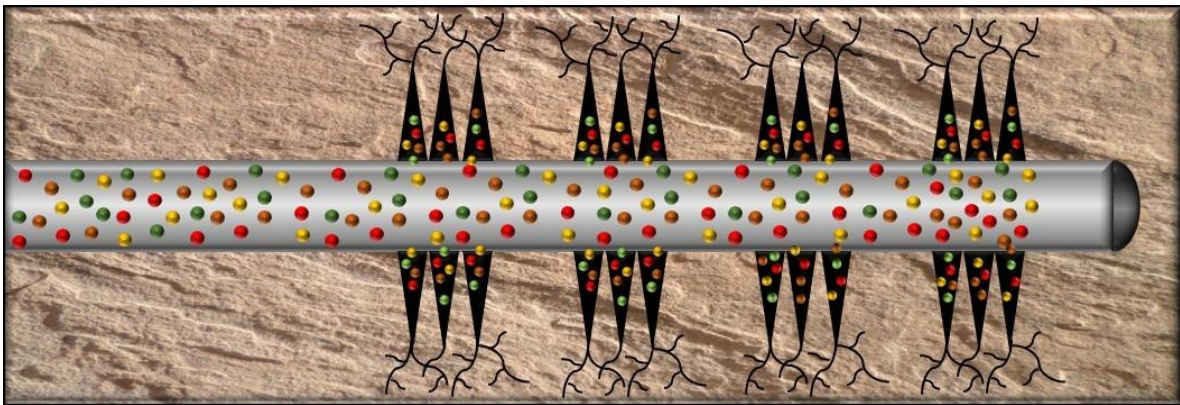


Imagen 2. 19 Fracturamiento hidráulico. (Alcántara, 2018)

Segregación mecánica o química para control de gas: se refiere a la separación del gas natural del yacimiento, ya sea de forma mecánica o química. Este proceso de separación se hace con diferentes objetivos, como lo son el poder prevenir problemas de mantenimiento en los equipos rotativos, así como también poder conservar los estándares o las especificaciones de la calidad, o incluso prevenir la formación de hidratos.

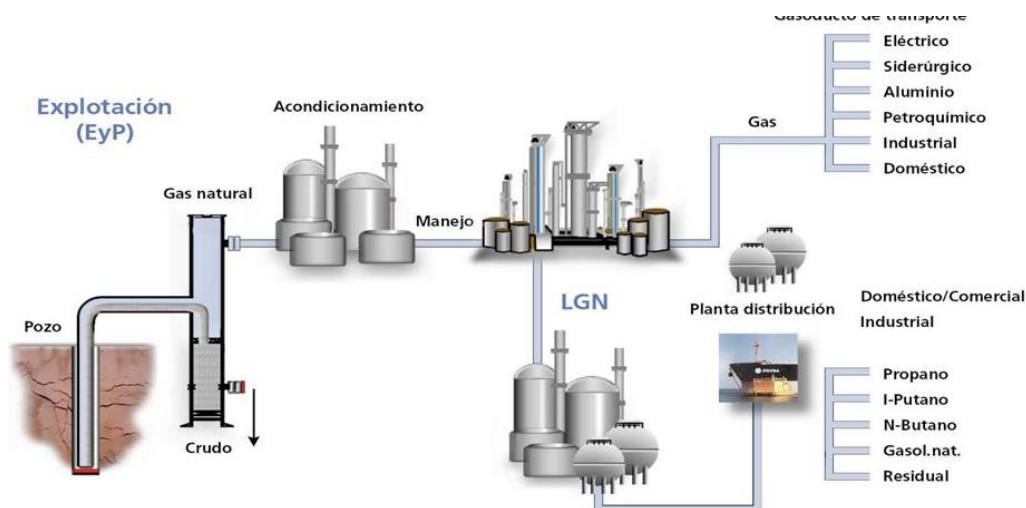


Imagen 2. 20 Etapas del proceso de gas natural. (Quiroga Montero, 2016)

2.2.3 Productos químicos utilizados en las reparaciones a pozo

Alcohol: es usado para remover los bloqueos por agua para realzar la recuperación del fluido, retarda la reacción del ácido y disminuye el contenido de agua.

Emulsión: mezcla sustancialmente líquida heterogénea permanente de dos o más líquidos las cuales no se disuelven una en otra, pero están en suspensión o dispersar una en la otra, mediante agitación mecánica o más frecuentemente mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias conocidas como desemulsificantes.

Fluidos de estimulación: fluido de tratamiento preparado para estimulación, aunque el término se aplica más comúnmente a fluidos de estimulación matricial. La mayoría de los fluidos de estimulación matricial son ácidos o tienen base solvente, y el ácido clorhídrico es la base más común, debido a sus características de reacción y a su relativa facilidad de control.

Tierra Fuller: elemento adsorbente capaz de limpiar las impurezas polares producidas por la oxidación del aceite.

Aditivos: son agentes químicos con diferentes características y usos según lo que se necesite; se tiene aditivos retardantes, acelerantes, extendedores, densificantes, etc, por lo general se emplean en los procesos de cementación.

Xileno: es un solvente, empleado como desemulsificador en operaciones para reacondicionar los yacimientos.

Ácido clorhídrico: se trata de un ácido que se emplea para eliminar la oxidación y los depósitos de carbonato en los pozos, para que de esta manera se estimule el flujo del hidrocarburo.

2.3 Factores que afectan la producción del pozo

La disminución de la productividad de los pozos puede ser causa por factores, entre los cuales tenemos:

2.3.1 Problemas en los equipos

Al presentarse problemas en las conexiones sub-superficiales de control como lo son las conexiones del aparejo de producción o los sistemas artificiales de producción, o bien si las conexiones superficiales de control se encuentran dañadas, ya que esto podría ser causa de problemas en las presiones de la formación, generando una disminución de la productividad del pozo.

2.3.2 Problemas en la formación

Pueden presentarse problemas por causas “naturales” correspondientes a las propiedades petrofísicas que presente la formación; entre los cuales se destacan:

- Decremento de la permeabilidad de la formación, generado principalmente la aparición de arcillas de formación, sólidos de los fluidos de perforación o algunos depósitos orgánicos.
- Incremento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

2.3.3 Problemas a fenómenos físicos-químicos

La productividad de los pozos se puede ver reducida cuando se tiene la presencia de:

- Hidratos de metano: los cuales son compuestos solidos de apariencia cristalina semejante al hielo; estos pueden generar obstrucciones en las tuberías impidiendo el paso de fluidos.

- Precipitación de parafinas: las cuales no son más que hidrocarburo saturado de cadena lineal o ramificada, también llamados alcanos. Son inatacables por los ácidos fuerte concentrados. La fórmula sólida de la parafina es llamada cera de parafina, y es proveniente de las moléculas más pesadas.
- Precipitación de asfáltenos: son compuestos químicos orgánicos del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados.

2.4 Tubería Flexible

2.4.1 Historia

Los inicios de la tecnología de tubería flexible (Coiled Tubing, CT, por sus siglas en inglés) se remontan al proyecto PLUTO (líneas de conducción debajo del océano), un plan secreto concebido para aislar las líneas de conducción a lo largo del canal de la mancha durante la Segunda Guerra Mundial. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

Los elementos de los cabezales para tubería flexible modernos, pueden encontrarse en un dispositivo desarrollado por Bowen Tools a comienzos de la década de 1960 para el despliegue de antenas de radio en la superficie del océano, desde submarinos sumergidos hasta 183 metros de profundidad. Las antenas eran guardadas en el carrete, por debajo del inyector, para facilitar su extensión y su recuperación. Estos conceptos básicos ayudaron a diseñar las unidades de tubería flexible y los sistemas inyectoros. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

La primera de estas unidades, fue construida por Bowen Tools y California Oil Company en 1962, incluía un carrete de almacenamiento de la unidad de 2.7 metros de diámetro y una campana con una unión giratoria, apta para permitir el bombeo continuo de fluido a través de la tubería flexible. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

A principios de la década de 1960, los servicios de reparación en pozos con T.F requirió el desarrollo de la tubería de diámetro pequeño que pudiera resistir las tensiones y esfuerzos que se experimenta cuando se embobina a un carrete de diámetro pequeño. Los primeros pioneros en el desarrollo y fabricación de la tubería flexible intentaron aplicar la misma

tecnología que se aplicaba en la tubería eléctricamente soldada. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

En 1962 se fabricó el primer carrete liso para el servicio de la tubería flexible, utilizando un acero meneable con un espesor de 0.125 pulgadas por la Great Lakes Steel Company. Las longitudes del tubo eran de solo 50 fts. Posteriormente la tubería se embobinó en un carrete de 9 fts de diámetro sujeta a varios ciclos de flexión y carga. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

En 1969 la Southwestern Pipe Inc. comenzó a fabricar tubería continua para el uso de la tubería flexible. Para esta fecha ya se tenían varias mejoras en la fabricación y tratamiento de la tubería, las cuales aumentaron significativamente su rendimiento general.

Los últimos años de la década de 1970 y el comienzo de la década de 1980 constituyeron un punto de inflexión para la tubería flexible que hasta ese momento se fabricaba o se formaba en secciones de 457 metros. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

En 1978, el mejoramiento de la calidad de fabricación permitió la fabricación de tubos de 1 1/4" de diámetro exterior. En 1980, Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 483 (Mpa) para la tubería flexible. Los primeros años de la década de 1980 fueron testigos de la introducción de la tubería flexible de 1 3/4" de diámetro exterior. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

En 1982, Quality Tubing Inc. suministró tubería flexible a la industria en general y con Southwestern Pipe Inc. dominaron el mercado. La técnica que se utilizó en aquel tiempo permitió la fabricación de tramos continuos de tubería flexible de hasta 1500 ft de longitud.

En 1990, se fabricó la primera sarta de tubería flexible de 2" para la terminación permanente de un pozo. Inmediatamente después de este evento, los proveedores comenzaron a fabricar tuberías con diámetros exteriores de 2 3/8", 2 5/8", 2 7/8", 3 1/2" y 4 1/2". (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de alto límite elástico de 620, 689, 758 y 827 Mpa y aleaciones resistentes a la corrosión. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

Datos estadísticos indican que en la actualidad la tubería flexible es utilizada en las siguientes actividades como se muestra:

Tabla 2. 6 Porcentaje de uso de las operaciones con T. F. (Ortíz Sánchez & Fuentes Rubio, 2014)

Operación	% de uso en la industria petrolera
Limpieza de pozos	58 %
Inducciones	7 %
Estimulaciones	10 %
Anclaje de herramientas de fondo	11 %
Pesca	3 %
Cementaciones	2 %
Perforación	5 %

2.4.2 ¿Qué es la Tubería Flexible?

Sección larga y continua de tubería, la cual está enrollada en un tambor. La Tubería se endereza para ser bajada en un pozo y luego se rebobina para enrollarla nuevamente en el tambor de transporte y almacenamiento. (Schulumberger, 2024)



Imagen 2. 21 Unidad de Tubería flexible. (TPMexicana, 2020)

2.4.3 Componentes de la T.F

La Unidad de Tubería Flexible se encuentra conformada por diferentes partes que se muestran a continuación:

Cabina de control

Es aquel lugar que tiene una ubicación elevada con el fin de proporcionar una vista completa de todas las actividades a realizar; en ella se encuentra el panel de control el cual consta de las válvulas de control y medidores.

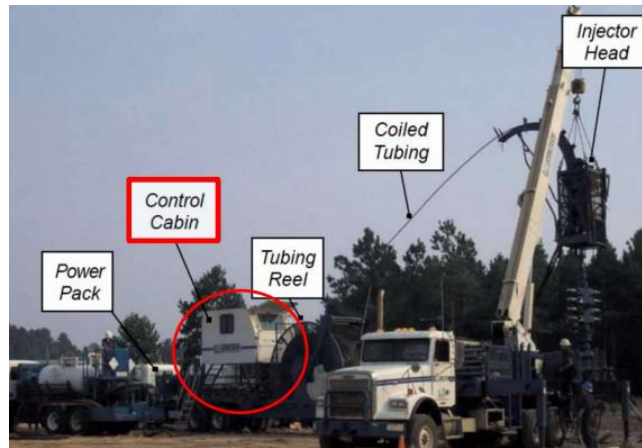


Imagen 2. 22 Cabina de control. (Radwan M. F.)



Imagen 2. 23 Panel de control. (Radwan M. F.)

Carrete

La función principal del carrete es almacenar y proteger la tubería.

Tubería Flexible

Conducto utilizado para transportar fluidos como petróleo, gas o agua. A diferencia de la tubería rígida, esta es capaz de enrollarse sin romperse, lo que proporciona flexibilidad y adaptabilidad.

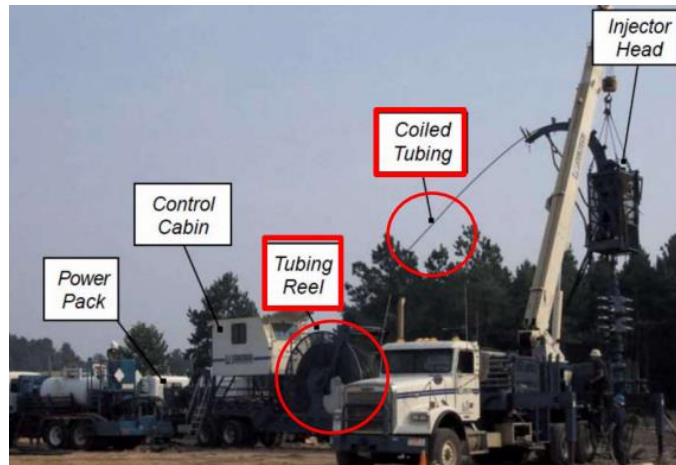


Imagen 2. 24 Carrete y T. F. (Radwan M. F.)

Fuente de alimentación

La fuente de alimentación se encuentra justo detrás de la cabina de control; dicha fuente de alimentación proporciona potencia hidráulica necesaria para operar y controlar el sistema.

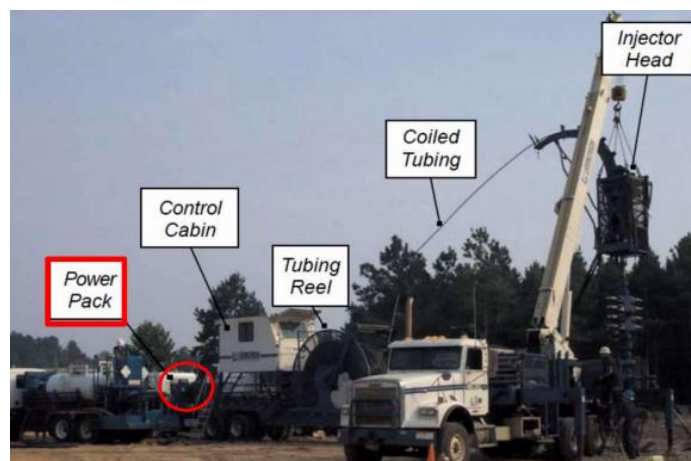


Imagen 2. 25 Fuente de alimentación. (Radwan M. F.)

Cabeza inyectora

Sistema mecánico que proporciona la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para introducir y sacar la tubería flexible dentro del pozo.

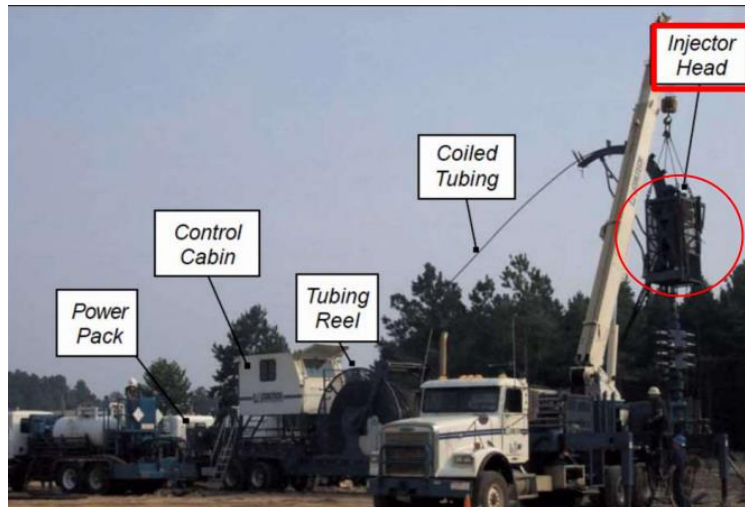


Imagen 2. 26 Cabeza inyectora. (Radwan M. F.)

Estopera (Stripper)

Es un preventor de trabajo que se ubica debajo de la estructura de la cabeza inyectora, que tiene la función de controlar la presión del pozo durante las operaciones con T.F. El mecanismo de operación es hidráulico y se realiza desde la cabina de control.

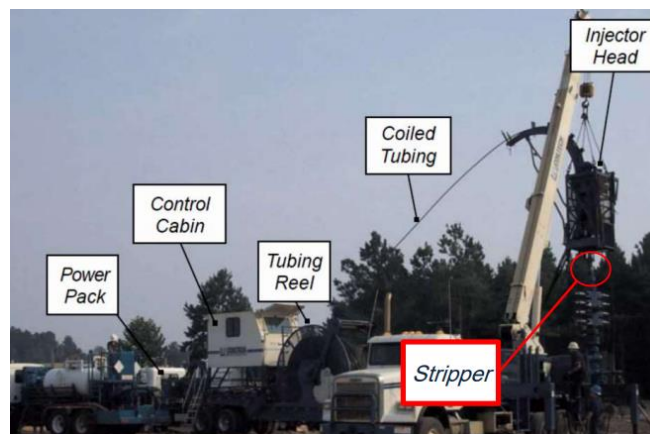


Imagen 2. 27 Stripper. (Radwan M. F.)

Sistema de bloqueo de reventones

Los sistemas de bloqueo de reventones (blowout preventer o BOP por sus siglas en inglés) son un complemento vital de seguridad. Al controlar la presión inferior del pozo y el flujo del petróleo y gas, los sistemas BOP con frecuencia son el primer componente de la información de control.



Imagen 2. 28 Stripper. (Radwan M. F.)

2.5 Unidad de Alta Presión (UAP)

Unidad de bombeo móvil a alta presión que se utiliza normalmente para operaciones de cementación o estimulación. La mayoría de las unidades de bombeo están configuradas con una bomba triple de alta presión y una o más bombas centrífugas para precargar la bomba triple y manejar los fluidos de desplazamiento. (Schlumberger, 2024)



Imagen 2. 29 UAP, TPM.

2.5.1 Componentes de la UAP

Por lo general, las Unidades de Alta Presión más sencillas constan de componentes como lo son:

Compresor de aire

El compresor de aire contiene una batería, los cuales sirven para el funcionamiento continuo, por lo cual solo requiere aire para el arranque, ya que después de encendido el equipo es autosuficiente para alimentarse de aire y corriente para continuar trabajando durante el tiempo requerido para la operación que vaya a realizarse. (Olam Energy)

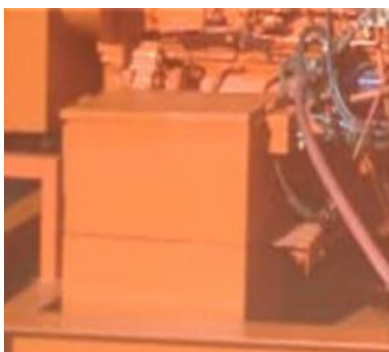


Imagen 2. 30 Compresor de aire. (Olam Energy)

Tanques de diésel

Se trata de un tanque reservorio de diésel con capacidad de 500 litros, los cuales ayudan a mantener el equipo funcionando durante aproximadamente 16 hrs continuas. (Olam Energy)

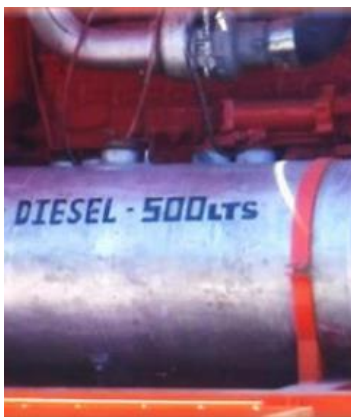


Imagen 2. 31 Tanque de diésel. (Olam Energy)

Panel de control

Mediante el panel de control se lleva a cabo el registro de datos como presión, gasto y volumen acumulado durante la operación, por lo general pueden ser monitoreados los datos a una distancia de hasta 40 metros. (Olam Energy)



Imagen 2. 32 Panel de control. (Olam Energy)

Caja de herramientas

Son espacios en los cuales es posible almacenar refacciones necesarias para el mantenimiento del equipo. (Olam Energy)



Imagen 2. 33 Caja de herramientas. (Olam Energy)

2.5.2 Aplicaciones de las UAP

Las unidades de alta presión tienen diversas funciones, aparte de las antes mencionadas, son equipos de bombeo móviles de gran utilidad en las actividades de mantenimiento a los pozos petroleros, de las cuales podemos mencionar:

- Suministra alta potencia y presión de bombeo

- Mide los fluidos de la mezcla
- Proporciona y controla el sistema de mezclado de cemento
- Controla el caudal y la presión de bombeo
- Bombeo de productos químicos.
- Bombeo en estimulaciones.
- Bombeo en cementaciones.
- Pruebas de hermeticidad.
- Bombeo en limpiezas químicas.
- Bombeos continuos.

Capítulo III: Desarrollo

3.1 Provincia Petrolera del Sureste

La provincia petrolera del Sureste se encuentra ubicada en la planicie costera del Golfo de México y la parte de la plataforma continental del Sureste del México. Incluye una parte terrestre y marina poco profunda, que está limitada al norte por la isobata de 500 metros, al sur con el cinturón plegado de Chiapas, al oeste con la cuenca de Veracruz y al Este con la plataforma de Yucatán. La provincia cubre un área de 59,004 Kilómetros cuadrados. (Bravo Vallejo, 2017)



Imagen 3.1 Cuencas petroleras de México. (Martínez Medina, 2015)

En la Provincia Petrolera Sureste se han reconocido sistemas petroleros asociados a cuatro niveles generadores principales: Oxfordiano, Tithoniano, Cretácico Inferior y Mioceno inferior.

Se define como la provincia de petróleo y gas más petrolífera del país, que comprende las cuencas:

- Salina del Istmo.
- Comalcalco.
- Pilar Reforma-Akal.
- Macuspana.

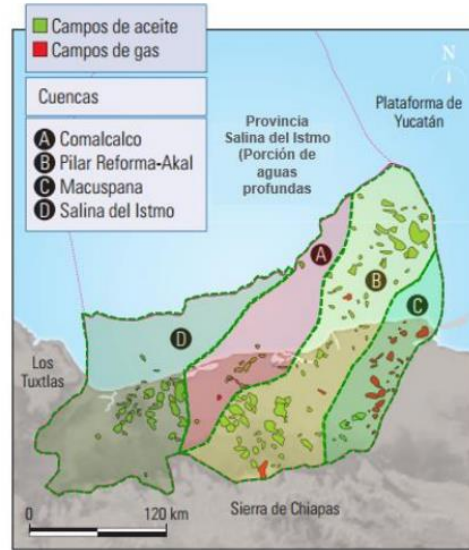


Imagen 3. 2 Ubicación de las provincias petroleras del Sureste. (Bravo Vallejo, 2017)

3. 2 Cuenca Salina del Istmo

La cuenca Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 kilómetros cuadrados, contiene una gruesa columna sedimentaria de rocas clásticas que en varios sitios se encuentran intrusionados por sal.

Marco estructural

Limitada al Norte con la isobata de 500 metros, al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al Oeste con la cuenca de Veracruz y el Este con el Pilar Reforma-Akal.



Imagen 3. 3 Cuenca Salina del Istmo. (González García & Cruz Helu, 1999)

Esta provincia incluye a la subcuenca de Comalcalco, dado que ambas se encuentran asociadas a la carga de sedimentos y evacuación de sal.

Las rocas mesozoicas y paleógenas están estructuradas ya sea por plegamiento y fallamiento o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; en el Terciario se presentan estructuras de tipo domo asociadas a masas salinas, fallas lítricas con inclinación al noreste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lítricas contra-regionales.

Estilo estructural

Estructuralmente se caracteriza por diapiros, paredes, lengüetas y toldos de sal que dieron lugar a la formación de cuencas por evaluación de sal, tales como las de Comalcalco y mini-cuencas entre cuerpos salinos.

Las rocas mesozoicas y paleógenas está estructuradas ya sea por plegamiento y fallamiento con dirección noreste-sureste y vergencia hasta el noreste o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; mientras que el Terciario se presentan estructuras de domos asociados a masas salinas, fallas lítricas con inclinación al noreste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lítricas contra-regionales con inclinación al sureste.

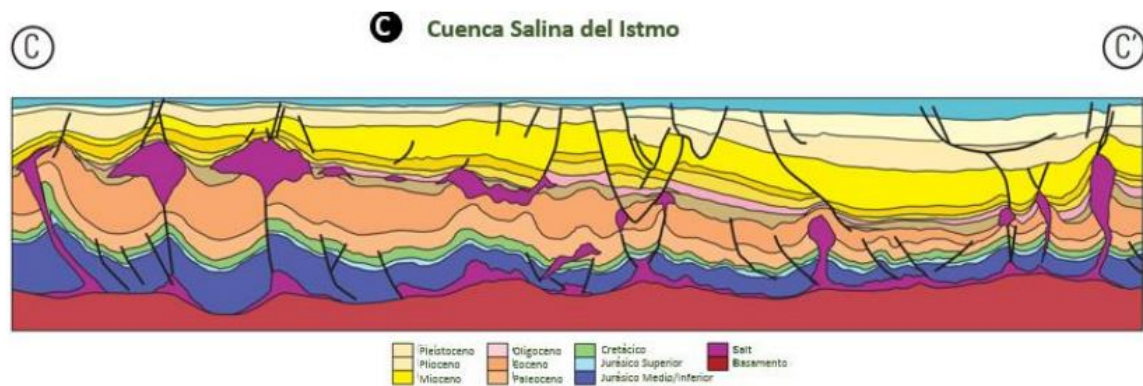


Imagen 3. 4 Sección estratigráfico-estructural transversal a la Cuenca Salina del Istmo. . (Bravo Vallejo, 2017)

Estratigrafía

la provincia Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 kilómetros cuadrados, tiene un grueso relleno de sedimentos siliclásticos intrusos por sal; en los

horizontes arenosos se producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico.

La cuenca, se encuentra representada de la siguiente forma:

CUENCA SALINA DEL ISTMO						
ERA	PERIODO SISTEMA	EPOCA	(SERIE)	FORMACION	LITOLOGÍA	REL. CON DOMOS SALINOS
CENOZOICA	CUATERNARIO	RECIENTE		ALUVION		FORMACIONES POSTERIORES O SIMULTANEAS A LA FORMACION DE DOMOS SALINOS
		PLEISTOCENO		GRAVAS DE TERRAZAS		
		PLIOCENO		PARAJE SOLO •	conglomerado, areniscas, lutitas	
	TERCIARIO	MIOCENO	SUP.	FILISOLA •	areniscas y lutitas	FORMACIONES ANTERIORES A LA FORMACION DE DOMOS SALINOS
			MED.	CONCEPCION SUP. •	areniscas y lutitas marinas	
			INF.	CONCEPCION INF. •	areniscas de agua dulce y lutitas	
		OLIGOCENO	SUP.	ENCANTO •	areniscas y lutitas	
			MED.	DEPOSITO •		
			INF.	OLIGOCENO	lutitas, areniscas y tobas	
	PALEOCENO	EOCENO	SUP.	CONGL. NANCHITAL	margas	
			MED.	LA LAJA		
			INF.	LUTITAS NANCHITAL (GUARUMO)	lutitas y conglomerado	
		PALEOCENO	SUP.	CONGLOMERADO UZPANAPA		
			MED.			
			INF.			
MESOZOICA	CRETACICO	SUPERIOR		ALASKA		FORMACIONES ANTERIORES A LA FORMACION DE DOMOS SALINOS
				MEÑEZ		
				CINTALAPA		
		MEDIO		GRUPO SIERRA MADRE		
				CANTELA		
	JURASICO	INFERIOR		PASO DE BUGUES		
				CHINAMECA SUPERIOR		
		SUPERIOR		GRUPO ZACATERA		
				CHINAMECA INFERIOR		
TRIAS.						
				TODOS SANTOS	conglomerado, areniscas	

Imagen 3. 5 Columna estratigráfica general de la Cuenca Salina del Istmo. (Venegas Mora, 2010)

3.3 Campo Cárdenas

3.3.1 Antecedentes

El campo Cárdenas fue descubierto en el año 1980 con la perforación del pozo exploratorio Cárdenas 101, quedando como productor en las dolomías fracturadas del cretácico inferior. Posteriormente, con la perforación del Pozo Cárdenas 201 en el año 1981 se descubrió el yacimiento jurásico superior Kimmeridgiano. El campo alcanzó la producción máxima de 158.7 Mbd de aceite y 296.2 MMpcd de gas en el año 1983 con un total de 25 pozos. (Petrólera Cárdenas Mora, 2019)

A continuación, se presenta la historia de producción del campo Cárdenas.

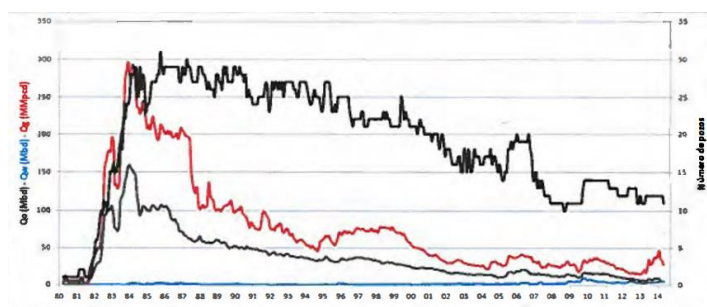


Imagen 3. 6 Historia de producción de aceite, gas y agua. (Petrólera Cárdenas Mora, 2019)

Como se observa posteriormente, durante el periodo 1987 al 2000, el campo continuó su desarrollo en los tres bloques observando una declinación constante hasta alcanzar una producción de 26,000 bd, en este periodo tiene lugar la formación del casquete de gas en el bloque KISW (1985).

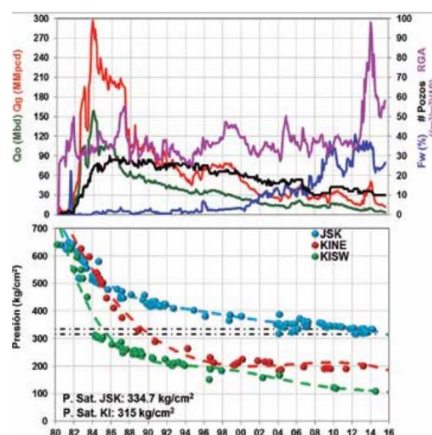


Imagen 3. 7 Comportamiento dinámico del campo Cárdenas. (Calderón Verdugo & Perea Pérez, 2015)

Del periodo 2000 a la fecha es importante resaltar la irrupción de agua, resultado de la acción de acuíferos activos de los yacimientos JSK y KINE ha provocado la declinación de producción hasta valores de 10,000 bd de aceite.

3.3.2 Localización

El campo Cárdenas se encuentra en el Estado de Tabasco, a 36 Km al sureste de la ciudad de Comalcalco, a 7 Km de la Ciudad de Cárdenas. (Gobierno de México , 2017)

Cuenta con un tamaño de 168.15 Km², así como reservas 3P por 51.89 y 41.3 de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

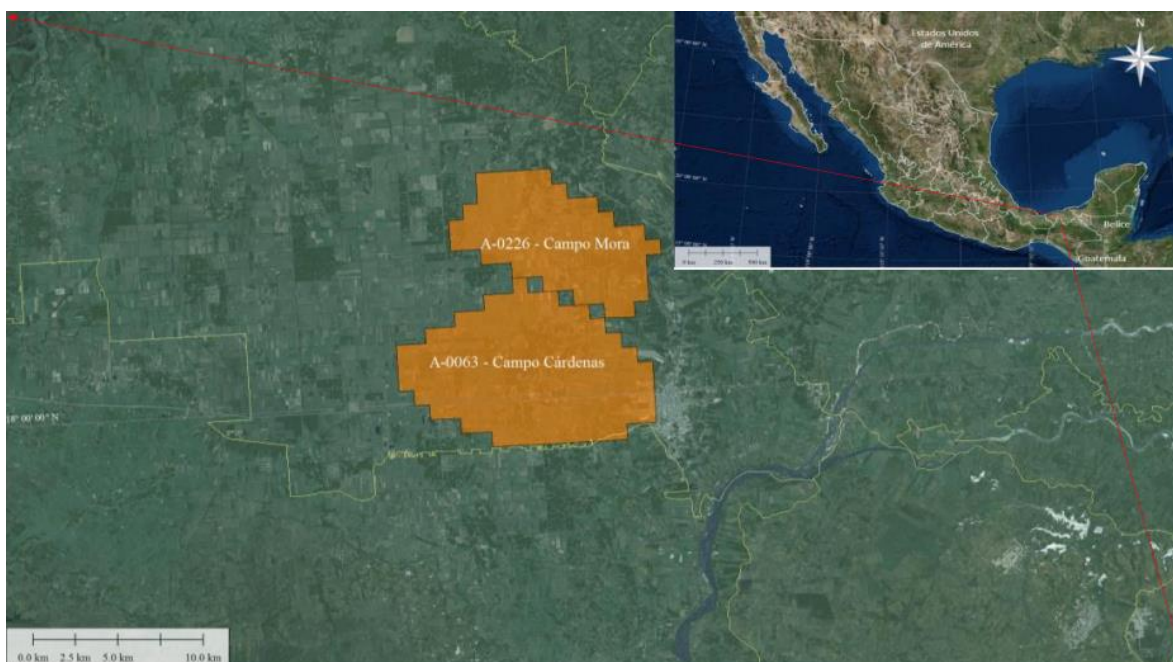


Imagen 3. 8 Ubicación del campo Cárdenas-Mora. (Gobierno de México , 2017)

Datos generales del campo Cárdenas

- Provincia Geológica: Salina del Istmo.
- Provincia petrolera: Cuenca del sureste.
- Área: 168.15 Km²
- Estado y municipio: Tabasco, Cárdenas.
- Profundidad promedio: 5,500 – 6,200 m.
- Tipo de yacimiento: Aceite volátil.
- Litología: Calizas y dolomías.

- Mecanismo de empuje principal y secundario:
 - JSK expansión roca fluido y acuífero activo.
 - KI-NE expansión roca-fluido y acuífero de mediana energía.
 - KI-SW expansión roca-fluido.
- Tipo del fluido: Aceite ligero.
- °Api: 49/38 ° (súper ligero / ligero).
- Campo asociado al área contractual: Cárdenas – Mora.

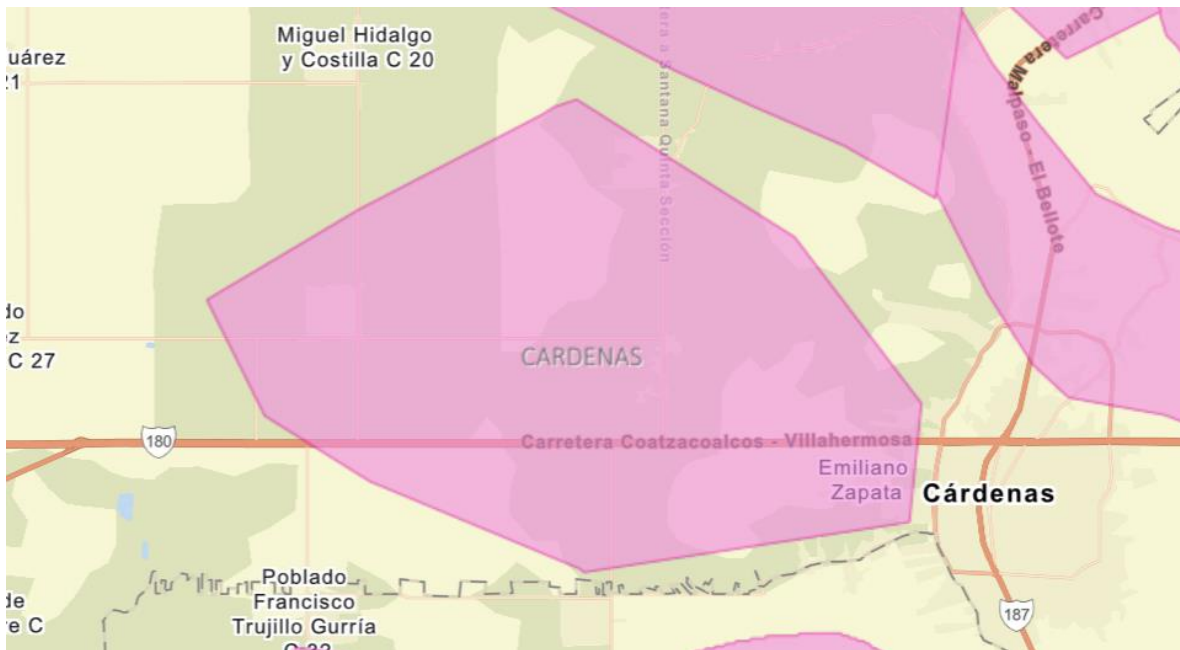


Imagen 3. 9 Campo Cárdenas. (CNH)

Esta asignación es productora de aceite ligero de 40° API en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de edad Cretácico Inferior (KI, en dos bloques Noreste y Suroeste) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con espesores netos de 238 m y 138 m respectivamente, con un rango de porosidad entre 2 y 8%, la permeabilidad promedio es de 10 mD y un promedio de saturaciones de agua entre 15-25%. La asignación comprende de 88 pozos perforados, de los cuales 10 pozos se encuentran produciendo en KI, 8 cerrados con posibilidades, 18 sin posibilidades y 52 taponados. (Calderón Verdugo & Perea Pérez, 2015)

3.4 Pozo Cárdenas 129

Pozo tipo terrestre, productor de aceite ligero, ubicado en el municipio de Cárdenas en el estado de Tabasco, con una profundidad total de 5709 mD, siendo perforado el 6 de Julio de 1983 y posteriormente se le realizó una terminación el 26 de mayo de 1984. Su intervalo actual es de 5593-5647 m, con una presión de 144.94 kg/cm² a 5620 m.

Tabla 3. 1 Ubicación superficial.

Coordenadas UTM conductor	X= 455073.55 m	Y= 1992309.92 m
Coordenadas UTM Objetivo 1	-	-
Coordenadas geográficas del conductor	Lat. 18.019822	Long. 93.434423
Elevación mesa rotaria equipo de reparación	Sobre el nivel del mar	NA
	Elevación Mesa Rotaria	NA

La columna geológica del pozo Cárdenas 129, aflora en la formación paraje solo, así mismo cuenta con las formaciones encanto, Dep, oligoceno, eoceno, paleoceno, cretácico superior Méndez, Cretácico superior san Felipe, las profundidades son descritas a continuación:

Tabla 3. 2 Columna estratigráfica.

Formación	Md
Paraje solo	Aflora
Encanto	2123
Dep	2183
Oligoceno	4380
Eoceno	4385
Paleoceno	4962
Cretácico Superior Méndez	5215
Cretácico Superior San Felipe	5410
Cretácico Superior Agua Nueva	5447

Cretácico Medio	5528
Cretácico Inferior	5578
JST	5750
JSK	5955

3.4.1 Ubicación

Tabla 3. 3 Ubicación Pozo Cárdena 129.

Coordenadas geográficas:	Latitud: 18. 019822 Longitud: -93. 24423
Año de perforación:	1983
Estado:	Operando

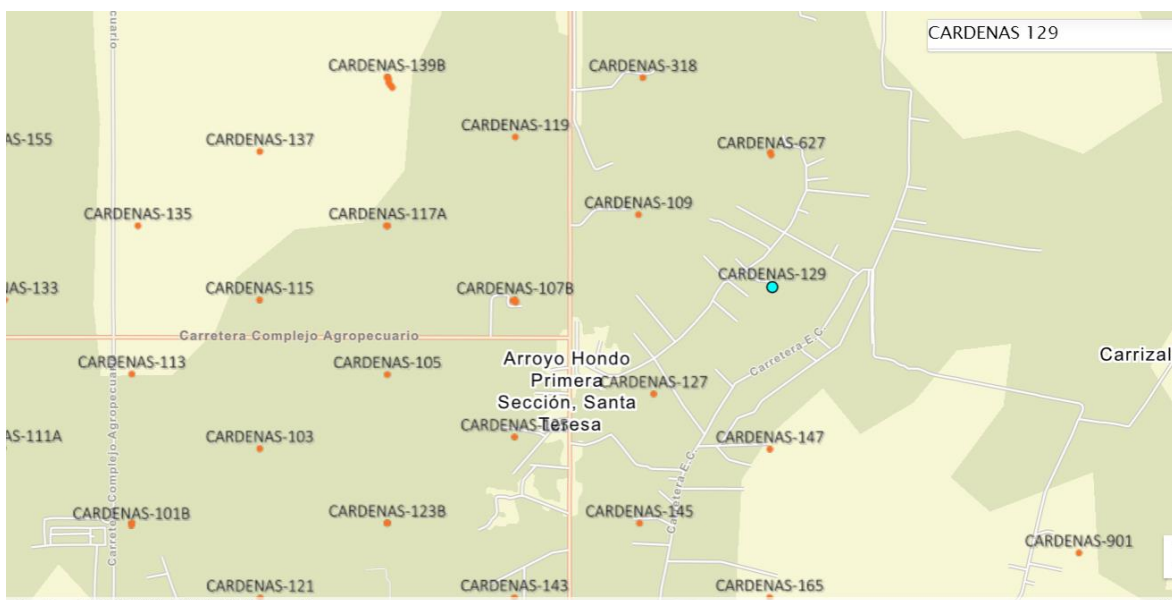


Imagen 3. 10 Ubicación geográfica del pozo Cárdenas 129. (CNH)

3.4.2 Estado mecánico

El estado mecánico del pozo Cárdenas 129 tiene una profundidad de 5,709 m, con un liner de 5" a la profundidad anterior, con una TR de 7 5/8" ubicada a 5,318 m, la boca del liner se ubica a 350 mD y cuenta con un diámetro interior de 4.276", teniendo un intervalo de disparos de 2" a una profundidad de 5,593 – 5,647 m.

Con la Tubería Flexible colgada de 1 ½” a 5,500 m, continuando con un empacador de 7 5/8” colocado a una profundidad de 3,499 m, siguiendo con una camisa de 3 ½” a 3,448 m, también cuenta con un Puncher de 6 m ubicado en intervalo de 3,473 – 3,448 m, se ubica la segunda TR de 10 ¾” a la profundidad de 3,404 m y un diámetro de 9.560”, igual se cuenta con una TP de 3 ½” con profundidad de 3,501 m y un diámetro de 2.992”.

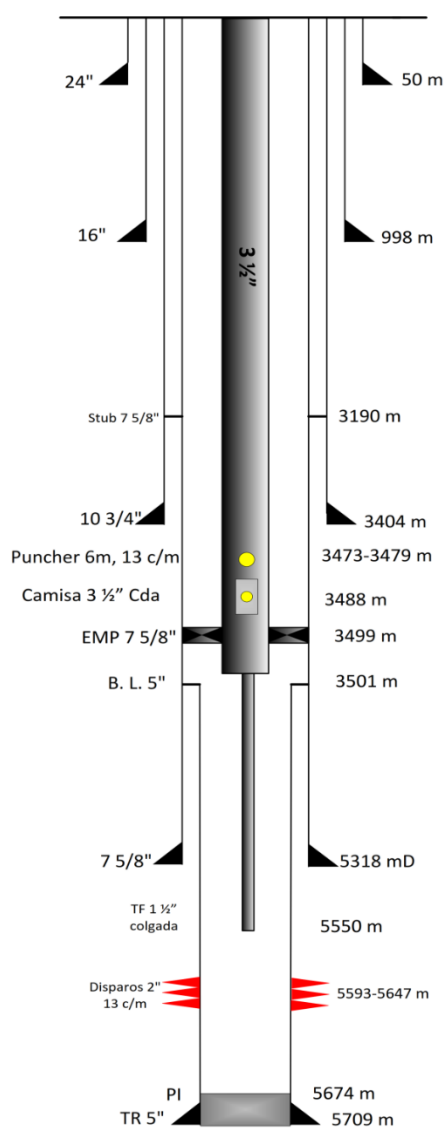


Imagen 3. 11 Estado mecánico del pozo.

Tabla 3. 4 Distribución de tuberías de revestimiento.

TR (Pg)	Grado	Peso (lbs/ft)	Conexión	Driámetro interno (Pg)	Drift (Pg)	Presión interna (psi)	Presión colapso (Psi)	Distribución (m.d.b.m.r)	
24"	-	-	-	-	-	-	-	0	50
16"	K-55	84	-	15.010	14.283	2980	1410	0	998
10 ¾"	P-110	60.7	-	9.560	9.404	9760	5880	0	3404
COMPL 7 5/8"	V-150	39	-	6.625	6.500	-	-	0	3190
7 5/8"	V-150	39	-	6.625	6.500	-	-	3190	5318
5"	P-110	18	-	4.276	4.141	13470	13470	3501	5709

3.4.3 Descripción de las operaciones anteriores en el pozo Cárdenas 129

La perforación del pozo dio inicio el 6 de Julio de 1983 y terminó el 19 de febrero de 1984, tiempo después se hizo una terminación que se le realizó el 26 de abril de 1984 y dio termino el 27 de junio de 1984. Describiendo la operación a continuación:

Se realiza una limpieza circulada por la interior de TF de 1 ½" colgada a una profundidad de 5550 m. En la primera etapa tenemos el pozo alineado a batería por la TR1 de 9 3/64" y TR2 de 10 4/64", con bombeo de nitrógeno a través del interior de la TF de 1 ½" y una inyección de bn por TP2 QINY= 1.6 mmpcd y PDESC= 1,235 psi.

Se dio inicio con un bombeo de nitrógeno con QN2= 60 m3/min, PB= 2900 psi. En la segunda etapa se hizo el bombeo de 0.5 m3 de xileno puro con QL= 0.5 BPM; PB= 2300 psi, QN2= 40 m3/min, PB= 2,200 psi.

Para la tercera etapa se hizo el bombeo de nitrógeno, con QN2= 40 m3/min. PB= 2490 psi. Posteriormente en la cuarta y quinta etapa, se realizó el bombeo de 2.5 m3 de HCL al 7.5 % + 1.5 m3 de bache neutralizador con QL= 0.5 bpm; PB= 3,49600 PSI, QN2=40 M3/MIN. Y PBN2= 3,500 psi.

En la sexta etapa se bombeo nitrógeno a un gasto de QN2= 40 m3/min. PB= 2,247 psi. Limpieza directa: realizada sobre desplazamiento del precolchon para realizar 42

empacamiento del espacio anular, efectuó limpieza directa con presión inicial 1038 psi. con precolchon 7,500 m3.

3.4.4 Análisis de laboratorio previos y posteriores a la intervención

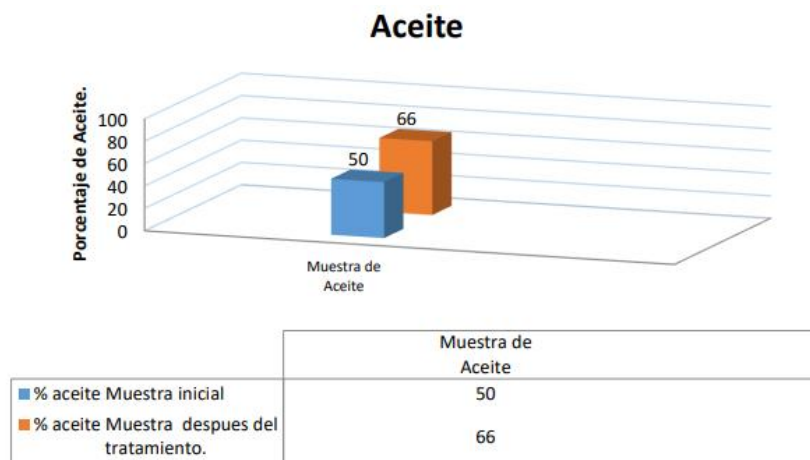


Imagen 3. 12 Análisis del aceite.

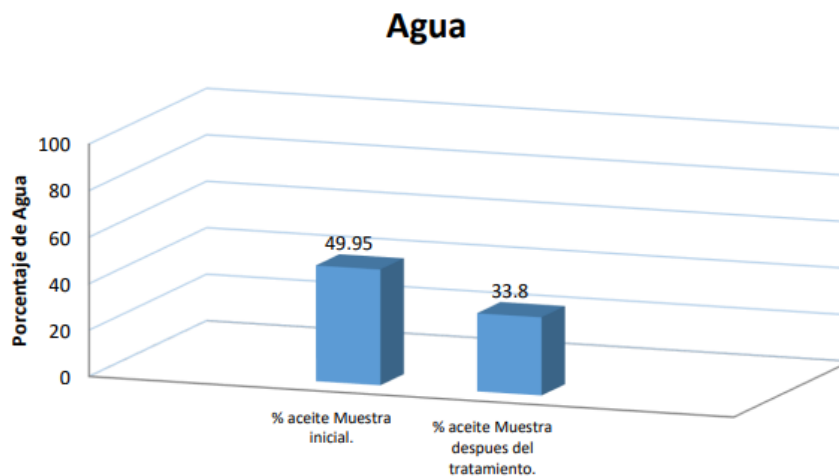


Imagen 3. 13 Análisis del agua.

Se realiza en un tubo centrifuga tipo pera la determinación de porcentaje de sólidos, agua y aceite, así mismo se calcula la gravedad especifica de la muestra cómo se puede observar en las siguientes imágenes:



Imagen 3. 14 Determinación de sólidos, agua y aceite.



Imagen 3. 15 Cálculo de la gravedad específica.

Muestras recuperadas previo a la operación, dichas muestras son etiquetas en diferentes horarios.



Imagen 3. 16 Muestras.

En la siguiente imagen podemos observar la determinación del porcentaje de sólidos a las muestras recuperadas.



Imagen 3. 17 Determinación del porcentaje de sólidos.

Análisis a las muestras recuperadas previo a la operación

Tabla 3. 5 Análisis de las pruebas recuperadas previo a la operación.

N° de muestras	Densidad	pH	% de arrastre
1	0.8201	4.21	0.2
3	0.8385	3.89	0.4
6	0.8568	4.32	0.5
12	0.8430	3.16	0.4
15	0.8256	3.52	0.3
18	0.8209	5.76	0.2

3.4.5 Diseño de la preparación menor

La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, por lo tanto, cuando se aumenta la viscosidad, disminuye la tasa de producción.

Si el problema de producción del pozo es por efecto de alta viscosidad debido a la presencia de emulsiones de agua en petróleo en la vecindad del pozo, la solución de este es un tratamiento que sea inyectado al pozo para romper o invertir la emulsión y así restaurar o mantener la producción de dicho pozo.

Para comenzar con el diseño de la reparación se debe de realizar la revisión del contrapozo y medio árbol de producción visualmente, verificar que todos los equipos y materiales que se usaran para la intervención puedan entrar e instalar en la pera.

Se realiza un control de pozo para mantener la presión de formación debajo de la presión ejercida por el gradiente hidrostático generado por un fluido de control.

Con el equipo de tubería flexible se realiza el control de los pozos se bombea 3.5 m³ de agua natural limpia (capacidad de la tubería flexible) con un gasto de 0.25 a 0.75 bpm a través de la válvula de sondeo. Después se bombean 25 m³ de agua natural limpia con un gasto de 0.25 a 0.75 bpm a través de rama lateral.

Posteriormente se abren las válvulas de alta presión Lo-Torc instaladas por TF (colgada) como por espacio anular TF-TP y se monitorean las presiones por 1 hora asegurándose el

control del pozo. Cuando el pozo se encuentre controlado se desmantela la línea instalada a válvula de sondeo y se instala la línea al carrete de TF.

Después se procede a liberar la sarta, cuando el pozo se encuentra controlado se instala la brida ciega sobre la válvula de sondeo, con una grúa de 80 toneladas con indicador de peso para registrar constantemente el peso de la sarta, posteriormente se debe desembridar el colgador y levantar la tubería flexible a 8 m sobre cruz de flujo, observando la tubería flexible libre. El peso de la sarta es de 26,500 lbs recuperando y 19,300 bajando. Se debe evitar tensionar a más de 30,000 lbs. En caso de tensionar a 30,000 lbs y no recuperar la sarta reportar al departamento de ingeniería. Con la tubería levantada a 8m por arriba del cabezal, se colocan grapas con cuñas sobre cruz de 69 flujo para sostener tubería flexible y poder eliminar colgador. Después de eliminar el colgador, instalar el conector Roll-On para tubería flexible de 1 ½" con un espesor de 0.134" y válvula Check inversa en la punta.

Instalar inyector y preventor, remover hules stripper e introducir punta de tuberías a través de cabeza inyectora. Una vez que se tiene la punta saliendo por el inyector se activan los arietes anulares y las cuñas del preventor.

Posteriormente se deben activar presiones de los gatos de tracción del inyector, una vez asegurada la tubería flexible en la cabeza inyectora, se procede a levantar con la grúa anteriormente mencionada la cabeza inyectora, el preventor y la tubería flexible unos 10 a 30 cm para eliminar grapas con cuñas colocadas sobre la cruz del flujo.

Una vez que se asientan los BOP sobre cruz de flujo y se embridan conexiones, se continúa desactivando arietes anulares y de cuñas del mismo. Se inicia recuperar la Tubería Flexible a 30 m, se verifica la tensión al momento de recuperar y asegurarse que se encuentra dentro de los límites de tensión de acuerdo a la simulación. Posteriormente se debe realizar la conexión entre el carrete de TF y la tubería flexible a recuperar.

Finalmente se debe realizar la intervención del pozo con el bombeo de 10 m³ (63 bls) de xileno espumado, 22 bls de HCL al 7.5%, 8 bls de neutralizante, 8 bls de inhibidor.

3.4.6 Diseño para pozo Cárdenas 129

El diseño del sistema espumado que se inyectara al pozo Cardenas-129 es el siguiente:

1. Xileno espumado a un volumen total de 1.74 m^3 (11 BLS) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 1129 a 485 psi y una presión en TR de 256 psi.
2. Xileno espumado a un volumen total de 1.74 m^3 (11 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 898 a 530 psi y presión en TR a 105 psi.
3. Inhibidor a un volumen total de 0.31 m^3 (2 bls) con un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 770 psi y presión en TR de 171 psi.
4. HCL al 7.5% a un volumen total de 0.79 m^3 (5 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 1033 a 830 psi y presión en TR de 223-190 psi.
5. Neutralizador a un volumen total de 0.31 m^3 (2 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 793 psi y presión en TR de 226 psi.
6. Xileno espumado a un volumen total de 1.74 m^3 (11 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 837 psi y presión en TR de 155 psi.
7. Xileno espumado a un volumen total de 1.74 m^3 (11 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 703 psi y presión en TR de 165 psi.
8. Inhibidor a un volumen total de 0.31 m^3 (2 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 890 psi y presión en TR de 220 psi.
9. HCL al 7.5 % a un volumen total de 0.79 m^3 (5 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 842 psi y presión en TR de 178 psi.
10. Neutralizante a un volumen total de 0.3 m^3 (2 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 865 psi y presión en TR de 203 psi.
11. Xileno espumado a un volumen total de 1.74 m^3 (11 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presiones en TP de 785 - 625 psi y presión en TR de 170 psi.
12. Xileno espumado a un volumen total de 1.26 m^3 (8 bls) a un gasto de 1.5 bpm, con presión en TP de 876 - 742 psi y presión en TR de 165 psi.

3.4.7 Implementación de la propuesta de reparación al Pozo Cárdenas 129

Una vez seleccionado el pozo y analizado la información correspondiente, se procede a dar seguimiento a la operación siguiendo el protocolo establecido por la compañía, para continuar con el movimiento a locación pozo Cárdenas 129.



Imagen 3. 18 Localización "Pozo Cárdenas 129".

Al comenzar la operación se verifican las condiciones de acceso a la pera Cárdenas 129, se hace la revisión del contrapozo y medio árbol de producción visualmente.

Realizar el levantamiento, verificar que todos los equipos y materiales que se usaran para la intervención puedan entrar e instalar en la pera.

Se hace la reunión, entre Supervisores de Petrolera Cárdenas Mora y personal técnico de compañía de servicio involucrada para asegurar que todos tengan conocimientos de los procedimientos y responsabilidades de cada persona durante las operaciones a realizar en la limpieza.

Probar LSC con 500 psi en baja por 5 min y 40000 psi en alta por 15 min, de acuerdo al procedimiento operativo. En caso de algún problema se debe notificar inmediatamente al área de operaciones para su pronta solución.

Se realiza la intervención con pozo fluyendo por TR2, el personal de operaciones de pozos instala y cierra la válvula de 2 1/16" a 10 m de lateral del cabezal de producción. Se cierra válvula de 4" a 600 m de la línea de descarga. Con el pozo fluyendo por TR2, el personal

elimina el bastón de la línea de descarga 1. Se instala línea de descarga de 2” de TR1 a válvula en línea de descarga de 4” 600, se alinea el pozo por TR1.

Con pozo fluyendo por TR1, se elimina bajante 2, que conecta TR2 y TP2 a LDD2. Se engrasa válvula mecánica de 1 13/16” exterior de la TP2, por pase de gas en válvula. Con pozo fluyendo por TR1, se hace la conexión de líneas de tratamiento de 2” a TR2, TP2 y válvula de descarga de 4” 600 para bombear en directo e inversa. Se instalan sensores de monitoreo en tiempo real en líneas de tratamiento en TP y TR. Se conectan las líneas de tratamiento e interconecta a línea de inyección. Es muy importante efectuar pruebas de líneas de tratamiento con 500 psi en baja y 3500 psi en alta. Al inicio se realizan pláticas de seguridad, operación y cuidado del medio ambiente.

El personal de operaciones de pozos alinea el pozo para bombear por TP2, se suspende la inyección de BN por TP1.

Para realizar la limpieza se necesitarán los siguientes materiales:

Tabla 3. 6 Materiales.

Cantidad	Unidad	Descripción
20	M ³	Xileno espumado
5	M ³	HCL al 7.5%
2	M ³	B. Neutralizador
2	M ³	Inhibidor

Limpieza circulada por TP

Probar líneas de superficie de control, con 500 psi en baja por 5 min y 4500 psi en alta por 10 min, de acuerdo con el procedimiento operativo. En caso de algún problema, notificar de inmediato al área de operaciones para su pronta solución.



Imagen 3. 19 LSC en sitio.

Se interviene pozo realizando bombeo de 63 bls de Xileno + 10 bls de HCL al 7.5 % + 4 bls de Neutralizante + 4 bls de Inhibidor. Se apertura pozo registrando una presión de 1000 psi en TP y 256 en TR.

Comienza programa operativo realizando el siguiente bombeo:

Se bombean 3 etapas de nitrógeno, la primera de ellas de volumen de 945 m^3 de nitrógeno a $45 \text{ m}^3/\text{min}$, la segunda tuvo volumen de 1885 m^3 a $65 \text{ m}^3/\text{min}$ y la tercera tuvo volumen de 4770 m^3 a gasto de $90 \text{ m}^3/\text{m}$.

Se bombean 11 bls de xileno espumado a un gasto de 1.5 bpm, registrando una presión en TP 1129 - 485 Psi, presión en TR de 105 Psi, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 660 m^3 .

Se realiza bombeo del segundo bache de 11 bls de xileno espumado a un gasto de 1.5 bpm, registrando una presión en TP de 898-530 psi, mientras que en TR se registra presión de 105 Psi, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 660 m^3 .

Bombean 2 bls de inhibidor, a un gasto de 1.5 bpm con presión de $T_p = 770 \text{ psi}$ y $T_R = 223\text{-}190 \text{ Psi}$, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 780 m^3 .

Se realiza el bombeo 5 bls de HCL al 7.5 %, a un gasto de 1.5 bpm con presión de TP de 1033-830 psi y TR de 223-190 psi, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 690 m³.

Se bombean 2 bls de neutralizador con gasto de 1.5 bpm y registrando presión en TP de 793 psi y TR de 226 Psi, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 759 m³.

Se realiza nuevamente bombeo de dos baches de xileno espumado, ambos de 11 bls y con un gasto de 1.5 bpm, en el primer bache se registra presión en TP de 837 psi y TR 155 psi; el cual es desplazado con un bombeo de nitrógeno de 660 m³, mientras que en el segundo bache se registra presión de TP de 703 psi y en TR 165 psi, y es desplazado con un bombeo de nitrógeno de 660 m³.

Bombean 2 bls de inhibidor a gasto de 1.5 bpm con presión en TP de 890 psi y TR de 220 psi, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 780 m³.

Se realiza el segundo bombeo 5 bls de HCL al 7.5 %, a un gasto de 1.5 bpm con presión de TP de 842 psi y TR de 178 psi, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 690 m³.

Seguido de bombean 2 bls de neutralizante a gasto de 1.5 bpm con presión en TP de 865 psi y presión en Tr de 170 psi. desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 780 m³.

Se realiza bombeo de dos baches de xileno, el primero de ellos con 11 bls a gasto de 1.5 bpm y presiones de TP de 785-625 psi y en TR en 170 psi, desplazándolos con un bombeo de nitrógeno de 660 m³; mientras que el segundo bache fue de 8 bls a gasto de 1.5 bls con presión en TP de 876-742 psi y TR de 165 psi y el cual fue desplazado con un bombeo de nitrógeno de 945 m³.

Finalmente se realiza bombeo de 6655m³ de nitrógeno para desplazar lo anteriormente bombeado y limpiar el espacio anular de cualquier rastro de químico.

Tabla 3. 7 Cédula de bombeo por TP-TR.

Etapa	Producto	Tiempo	Tiempo acumulado	Gasto de N2	Gasto líquido	Volumen de N2	Volumen de líquido
		(min)	(min)	(m3/min)	(bls/min)	(m3)	(bls)
1	Nitrógeno	21	21	45	0	945	-
2	Nitrógeno	29	50	65	0	1885	-
3	Nitrógeno	53	103	90	0	4770	-

4	Xileno espumado	7.3	110.3	30	1.5	219	11
5	Nitrógeno	22	132.3	30	0	660	-
6	Xileno espumado	7.3	139.6	30	1.5	219	11
7	Nitrógeno	22	161.6	30	0	660	-
10	Inhibidor	1.3	162.9	30	1.5	39	2
11	Nitrógeno	26	188.9	30	0	780	-
12	Ácido 7.5%	3.3	192.2	30	1.5	99	5
13	Nitrógeno	23	215.2	30	0	690	-
14	Neutralizante	1.3	216.5	30	1.5	39	2
15	Nitrógeno	25.3	241.8	30	0	759	-
16	Xileno espumado	7.3	249.1	30	1.5	219	11
17	Nitrógeno	22	271.1	30	0	660	-
18	Xileno espumado	7.3	278.4	30	1.5	219	11
19	Nitrógeno	22	300.4	30	0	660	-
	Inhibidor	1.3	301.7	30	1.5	39	2
21	Nitrógeno	26	327.7	30	0	780	-
22	Ácido 7.5%	3.3	331	30	1.5	99	5
23	Nitrógeno	23	354	30	0	690	-
24	Neutralizante	1.3	355.3	30	1.5	39	2
27	Nitrógeno	26	381.3	30	0	780	-
28	Xileno espumado	7.3	388.6	30	1.5	219	11
29	Nitrógeno	22	410.6	30	0	660	-
30	Xileno espumado	5.3	415.9	30	1.5	159	8
31	Nitrógeno	21	436.9	45	0	945	-
32	Nitrógeno	29	465.9	65	1.5	1885	-
33	Nitrógeno	53	518.9	90	0	4770	-

Al término del último bache de bombeo, cerrar la válvula que va hacia TP-1. Parar bombeo de BN, cerrar la válvula de sondeo, desconectar el bastón asegurándose que ya no tiene presión y posterior interconectar líneas de la conexión que se dejó hacia la válvula de sondeo y continuar con programa.

Se procede con el desfogo de presiones se elimina línea de tratamiento a válvula de sondeo, con pozo alineado por TP1 a línea de descarga a batería y con bombeo de BN de 2-1.75 mmpcd por TP1.

Se instaló línea de 2" de bombeo de BN a válvula de sondeo con TF colgada, arranca motocompresor iniciando inyección de BN por TF. Se desmanteló líneas de tratamiento, instala bajante 2, y se instaló instrumentación de presión y alineo pozo por bajante 2.

Con Pozo fluyendo por bajante 2, el personal eliminó bajante 1, alineo bastón de la bajante 1 e instalo línea de líquidos de motocompresores.

Se realiza la limpieza de aparejo por TF colgada de 1 ½", se procede a abrir la válvula de TP-2 e iniciar a bombear BN a un gasto de 1 mmpcd aproximadamente este gasto será apoyado por el personal operativo de producción para respaldar la TF. Abrir la válvula que alinea el flujo de la unidad de alta e inyectora hacia la válvula de sondeo, abrir válvula de sondeo e iniciar a bombear la siguiente cedula:

Tabla 3. 8 Cédula de bombeo.

Etapa	Producto	Tiempo	Tiempo acumulado	Gasto de N2	Gasto líquido	Volumen de N2	Volumen de líquido
		(min)	(min)	(m3/min)	(bls/min)	(m3)	(bls)
1	NITRÓGENO	174	174	40	0	6960	-
2	XILENO ESPUMADO	70	244	25	0.3	1750	21
3	INHIBIDOR	13.3	257.3	25	0.3	332.5	4
4	HCL AL 7.5 % ESPUMADO	36.7	294	25	0.3	917.5	11
5	NEUTRALIZANTE	14.3	308.3	25	0.3	357.5	4
6	XILENO ESPUMADO	70	378.3	25	0.3	1750	21
7	INHIBIDOR	13.3	391.6	25	0.3	332.5	4
8	HCL AL 7.5 % ESPUMADO	36.7	428.3	25	0.3	917.5	11
9	NEUTRALIZANTE	14.3	442.6	25	0.3	357.5	4
10	XILENO ESPUMADO	70	512.6	20	0.3	1400	21
11	NITRÓGENO	174	686.6	40	0	6960	-

Al término del bombeo de esta cedula cerrar TP-1, TF y válvula de sondeo, desconectar líneas y unidad de bombeo e inyectora de nitrógeno. Terminando la limpieza de pozo, proceder a instalar la bajante-1 y bajante de BN.

Alinear el pozo como estaba al principio, abrir válvula de sondeo y bombear 2.2 mmpcd por TF colgada. Al término de la operación realizar limpieza de contrapozo, pera y dejar el medio árbol limpio y en condiciones.

Generar un acta de entrega de pozo del área de mantenimiento de pozos al área de producción y entregar pozo.

Capítulo IV: Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

La emulsión de fluidos puede mezclarse con fluidos contenidos en la formación, pudiendo generar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite, asimismo filtrados de fluidos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con agua de formación.

Las formaciones de emulsiones en el medio poroso causan en lo general, altas viscosidades; esto reduce drásticamente la productividad de los pozos y en lo general es relativamente más fácil prevenirlas que removerlas.

El sistema espumado que se le inyectó al pozo Cárdenas 129, cumple satisfactoriamente las pruebas de estabilidad, compatibilidad antes y después del tratamiento dando unos óptimos resultados en la recuperación del aceite del pozo.

Tabla 4. 1 Comparativa de caracterización antes y después del tratamiento.

Parámetros	Muestra original	Muestra post-tratamiento
Gravedad específica	0.8638	0.8201
°API @ 60°F	32.31	41.03
Aceite (%v)	50	66
Emulsión (%)	0	0
Agua (%)	49.95	33.8
Sólidos (%)	0.05	0.02
Compatibilidad	Compatible	Compatible

Gráficas operativas de comportamiento de presión, volumen y gasto

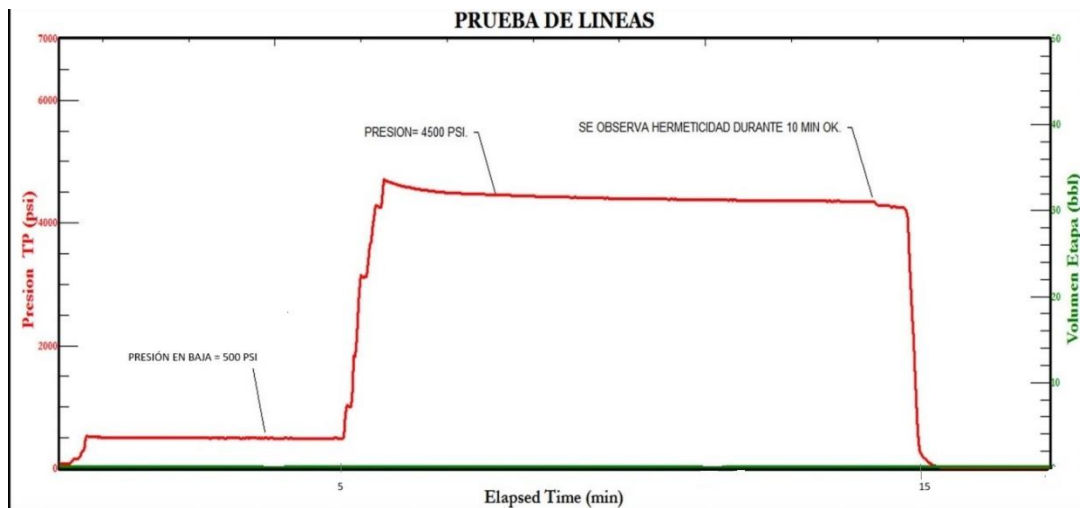


Imagen 4. 1 Prueba de LSC

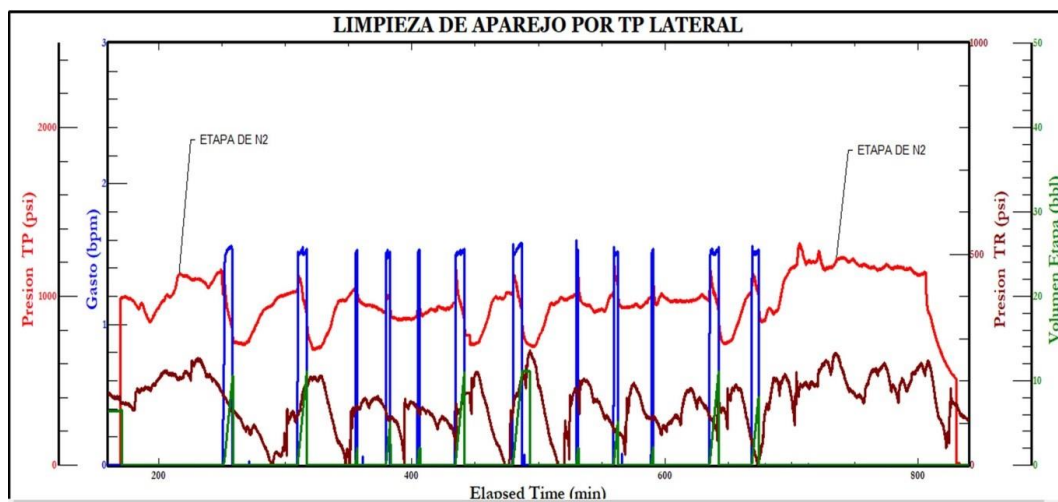


Imagen 4. 2 Limpieza de aparejo por TP.

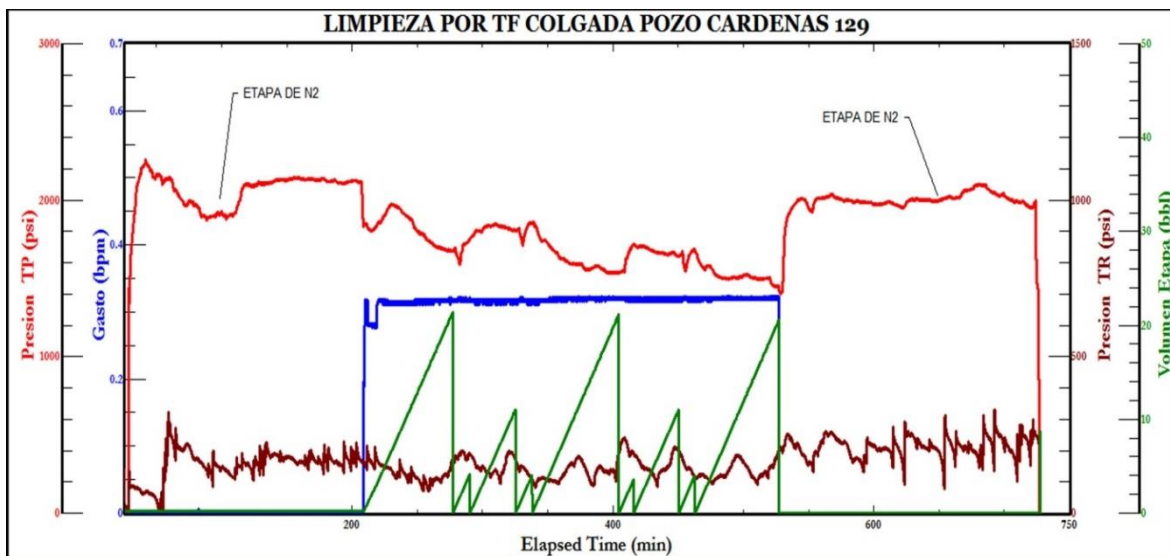


Imagen 4. 3 Limpieza por TF colgada.

Comparativo de tiempos programados contra tiempos reales

Tabla 4. 2 Comparativa de tiempos.

Actividad	Tiempo programado	Tiempo acumulado programado		Tiempo real	Tiempo acumulado real	
	(hrs)	(hrs)	(días)	(hrs)	(hrs)	(días)
Desmantelar bajante	4	4	0.17	6.5	6.5	0.27
Reunión operativa	0.5	4.5	0.19	0.5	7	0.29
Instalación de UAP y N2	2	6.5	0.27	1.5	8.5	0.35
Prueba de líneas	1	7.5	0.31	1	9.5	0.40
Limpieza de TR por TP	8.7	16.2	0.67	8.3	17.8	0.35

Limpieza de aparejo por TF	11.4	27.6	1.15	11.4	29.2	0.47
Instalar bajante	6	33.6	1.40	1.5	30.7	0.06
Alinear flujo	1	34.6	1.44	0.5	31.2	0.02
Entregar pozo	2	36.6	1.53	1	32.2	0.04

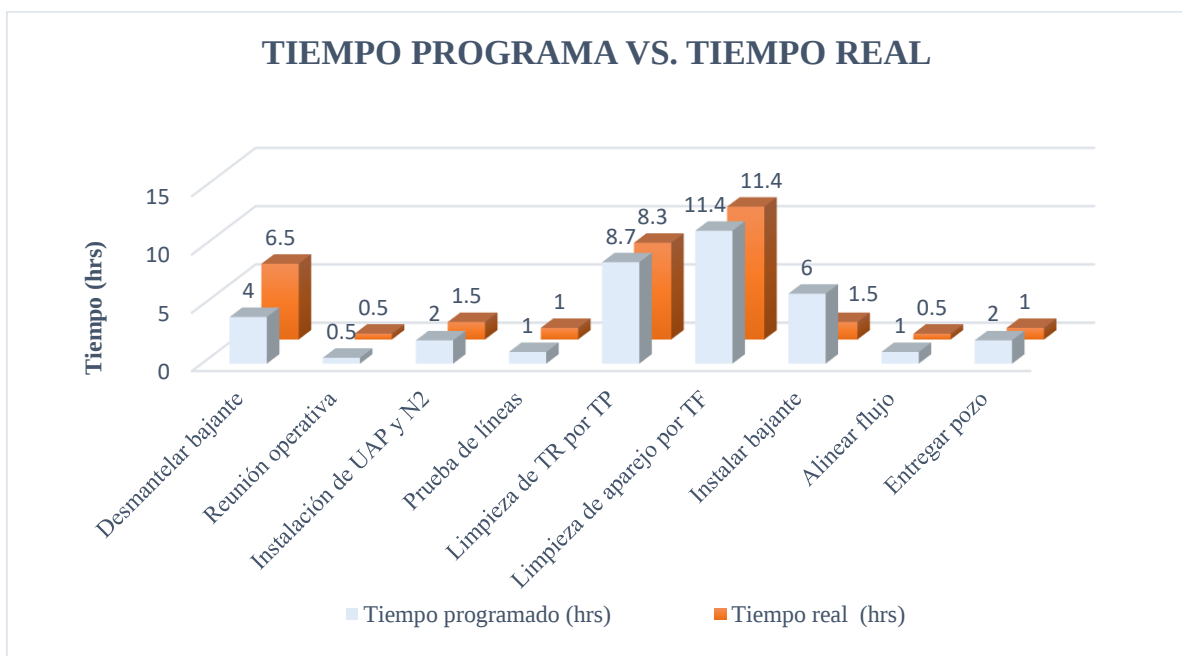


Imagen 4. 4 Gráfica de tiempos.

4.2 Conclusiones

La tubería flexible es empleada en el área de perforación, así como en reparación y terminación de pozos petroleros, logrando con éxito muchas de sus operaciones teniendo como principales ventajas su costo y reduciendo el tiempo de ejecución de estas. La tubería ha demostrado ser funcional y resistente en presencia de fluidos corrosivos, debido al sistema de monitoreo de la TF.

Durante el flujo de sólidos y líquidos en las tuberías, las fases líquida y sólida se pueden distribuir en diferentes configuraciones, dependiendo del flujo de fluido, la forma, el tamaño y la inclinación del conducto, propiedades de líquido y sólido.

La acumulación de arena y sólidos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo y llegan a obstruir el intervalo abierto, generan tapones dentro de la tubería en los pozos que perjudica significativamente la producción de petróleo.

La selección del pozo, debe cubrir una serie de requisitos particulares, ya que cada pozo podría presentar condiciones especiales. Una vez seleccionado el pozo y definido el tipo de daño que sufre, se debe de realizar el diseño del tipo de operación adecuada, para lograr restaurar y/o reestablecer la producción de hidrocarburos, especificando el sistema que se inyectará al pozo para remover el daño que se está generando.

Se debe de dar mantenimiento a las unidades cada cierto periodo de tiempo para asegurarse que no se tendrá ningún tipo de falla durante la realización de la operación. Siempre se deben de realizar las actividades con seguridad conforme a lo establecido en el programa operativo del pozo, y así evitar algún tipo de daño tanto al personal como al equipo utilizado.

El uso de esta unidad se requiere de personal capacitado, para lo cual es indispensable de conocimientos teórico-prácticos mediante cursos que las compañías en este ramo ofrecen a los ingenieros y operadores de campo.

4.3 Glosario

°API: Grados API.

Alóctona: Se refiere a aquello que no es originario del lugar en que se encuentra.

ASCII: Código Estándar Americano para Intercambio de Información (American Standard Code for Information Interchange).

Bd: Barriles diarios.

BLS: Barriles.

BN: Bache neutralizador.

BPM: Barriles por minutos.

HCL: Ácido clorhídrico.

HF: Ácido fluorhídrico.

IADC: Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (International Association of Drilling Contractors).

JSK: Jurásico Superior Kimmeridgiano.

KINE: Cretácico Inferior en

KISW: Cretácico Inferior en sureste

M.d.b.m.r: Metros desarrollados bajo mesa rotaria.

Mbd: Miles de barriles diarios.

MD: Metros desarrollados.

mD: Milidarcy

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios.

N2: Nitrógeno.

PB: Presión de bombeo.

PDESC: Presión de descarga.

Plays: Conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados que comparten características similares en ambiente de depósito, rocas generadoras, trampas, sellos, procesos de carga de hidrocarburos, y tipo de hidrocarburos.

PSI: Unidad de presión, la cual es libras por pulgada cuadrada.

Puncher: Pistolas o cañones de disparo que contienen varias cargas explosivas premoldeadas y se encuentran en diferentes tamaños y configuraciones.

QINY= Gasto de inyección.

Ql= Gasto de líquido.

QN2= Gasto nitrógeno.

TF: Tubería flexible.

TRP: Terminación y reparación de pozos.

ULA: Unidad de línea de acero.

UAP: Unidad de Alta Presión.

Bibliografía

- Ortíz Sánchez, G., & Fuentes Rubio, E. E. (2014). *UNAM*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/5517/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Aidee, M. Z. (2019). *Interpretación estratigráfica y sedimentaria en un yacimiento del JSK*. CDMX.
- Alcántara, A. (18 de Agosto de 2018). *Linkedin*. Obtenido de <https://es.linkedin.com/pulse/fracturamiento-%C3%A1cido-vs-con-agente-apuntalante-o-de-sost%C3%A9n-alc%C3%A1ntara>
- Alcántara, A. (2 de Agosto de 2018). *Linkedin*. Obtenido de <https://es.linkedin.com/pulse/fracturamiento-%C3%A1cido-vs-con-agente-apuntalante-o-de-sost%C3%A9n-alc%C3%A1ntara>
- Alcántara, A. (2018 de Agosto de 2018). *Linkedin*. Obtenido de <https://es.linkedin.com/pulse/fracturamiento-%C3%A1cido-vs-con-agente-apuntalante-o-de-sost%C3%A9n-alc%C3%A1ntara>
- Atlas. (s.f.). Campo Cárdenas.
- Business Insider . (12 de Junio de 2015). Obtenido de <https://www.businessinsider.com/oil-is-cheaper-than-it-was-in-the-1860s-2015-6?r=MX&IR=T>
- Calderón Verdugo, J. d., & Perea Pérez, L. M. (Diciembre de 2015). Obtenido de <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2015/no12/2.pdf>
- Carballo Ayala, D. E., & Granados Alejandre, E. J. (2014). *UNAM*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/5499/Tesis.pdf?sequence=1>
- Cisneros, R. M. (Agosto de 2013). *Universidad Nacional Autónoma de México*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7616/T%C3%89CNICAS%20DISPAROS%20PARA%20OPTIMIZAR%20LA%20PRO>

DUCCI%C3%93N%20EN%20LA%20CONDICI%C3%93N%20DE%20OPERAC
I%C3%93N%20BAJO%20BALANCE.pdf?sequence=1&isAllowed=y

CNH. (s.f.). Obtenido de <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

(s.f.).CNH. CNH. Obtenido de <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

(s.f.).CNH. CNH, <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>.

CNH. (2014). *Cuencas del sureste*.
<https://www.rondasmexico.gob.mx/media/1418/atlas.pdf>.

CNH. (2015). https://rondasmexico.gob.mx/media/1049/atlas_cs.pdf.

CNH. (2015). Cuenca salina. En CNH. CDMX.

CNH. (Abril de 2017). *Gobierno de México*. Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428014/11_Cardenas_Mora.pdf

CNH. (s.f.). *Comisión Nacional de Hidrocarburos*. CDMX. Obtenido de
https://hidrocarburos.gob.mx/media/3094/atlas_geologico_cuencas_sureste_v3.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos . (s.f.). *Atlas geológico*. Obtenido de
https://hidrocarburos.gob.mx/media/3094/atlas_geologico_cuencas_sureste_v3.pdf

g. (s.f.). Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/asociaciones/pemex-2017/cnh-a3-c%C3%A1rdenas-mora2017/#:~:text=El%20campo%20C%C3%A1rdenas%20se%20encuentra,de%20la%20ciudad%20de%20C%C3%A1rdenas>.

Gaona, L. E. (2019). *Escuela Politécnica Nacional* . Obtenido de
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20064/1/CD-9496.pdf>

Glossary schlumberger . (2024). Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/a/api_gravity

Gobierno de México . (2017). Obtenido de
<https://rondasmexico.gob.mx/esp/asociaciones/pemex-2017/cnh-a3-c%C3%A1rdenas>

mora2017/#:~:text=El%20campo%20C%C3%A1rdenas%20se%20encuentra,de%20la%20ciudad%20de%20C%C3%A1rdenas.

Gobierno de México . (16 de Febrero de 2021). Obtenido de <https://www.puertodosbocas.com.mx/ultimas-noticias/288-tipos-de-petroleo-crudo-en-mexico-2019>.

Gobierno de México. (16 de Julio de 2015). Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/que-son-los-hidrocarburos>

Gobierno de México. (2017). Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/asociaciones/pemex-2017/cnh-a3-c%C3%A1rdenas-mora2017/#:~:text=El%20campo%20C%C3%A1rdenas%20se%20encuentra,de%20la%20ciudad%20de%20C%C3%A1rdenas>.

Gobierno de México. (30 de Noviembre de 2022). Obtenido de <https://www.gob.mx/agn/es/articulos/la-ley-petrolera-en-mexico-el-antecedente-a-los-procesos-de-expropiacion?idiom=es>

Herbert, J. H. (2020). Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. En J. H. Herbert, *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas* (pág. 100). España: Universidad Politécnica de Madrid.

Herrera Herbert, J. (2020). *Universidad Politécnica de Madrid*. Obtenido de https://oa.upm.es/62714/1/INGENIERIA_POZOS_PETROLEO_Y_GAS_Vol-1_LM1B5T1R0-20200323.pdf

Herrera, L. A. (2010). *Estimulación de pozos petroleros mejoradores de la conductividad en arenas* . México: IPN.

Hugs, B. (s.f.). *Solve Downhole Problems With Reliable, Cost-Effective Technology*. Baker Oil Tools.

IES La Magdalena . (22 de Abril de 2019). Obtenido de <https://fisquiweb.es/Apuntes/Apuntes2Qui/Organica1.pdf>

- Madrid, M. (21 de Agosto de 2011). *Portal del petróleo*. Obtenido de https://portaldelpetroleo.com/origen-de-los-hidrocarburos/#Origen_y_Formacion_de_los_Hidrocarburos
- Maps, G. (2024). *Google Maps*. Obtenido de <https://www.google.com/maps/place/T%C3%A9cnica+Profesional+Mexicana+S.A.+de+C.V./@18.1998822,-93.2275283,17z/data=!3m1!4b1!4m6!3m5!1s0x85ee856681d92f93:0x4ef0cc2cf525d58e!8m2!3d18.1998822!4d-93.2249534!16s%2Fg%2F11fkt73q3x?entry=ttu>
- Mariano, E. (3 de Marzo de 2022). *Energy Commerce*. Obtenido de <https://energyandcommerce.com.mx/petrolera-cardenas-mora-invertira-862-97-mdd-en-bloque-terrestre/>
- Martínez, A. L. (s.f.). *Innovation & Services*. Obtenido de <https://www.innovations.com.mx/herramientas-y-equipos>
- México, C. d. (2021). Obtenido de <https://petroleo.colmex.mx/el-proyecto/>
- México, G. d. (21 de Febrero de 2021). *Gob.* Obtenido de <https://www.puertodosbocas.com.mx/ultimas-noticias/288-tipos-de-petroleo-crudo-en-mexico-2019#:~:text=En%20M%C3%A9xico%20se%20divide%20en,son%20Olmeca%2C%20Istmo%20y%20Maya.>
- Mora, P. C. (Marzo de 2019). Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517843/Dictamen_Plan_Desarrollo_CNH-A3.Cardenas_Mora.pdf
- Mora, P. C. (Marzo de 2019). *Gob.mx*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517843/Dictamen_Plan_Desarrollo_CNH-A3.Cardenas_Mora.pdf
- Mora, R. M. (2010). Evaluación petrolera de la cuenca salina del istmo. En R. M. Mora. CDM.

- Nova Oil. (2022). *Nova Oil*. Obtenido de <https://www.novaoil.mx/post/tipos-de-petroleo-en-mexico>
- Olam Energy. (s.f.). Obtenido de Olam Energy: <https://olamenergy.com/productos/fichas/Unidad%20de%20alta%20presi%C3%B3n%20HT-400.pdf>
- Ortíz, F. &. (2014). *Ptolomeo* . Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/5517/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Petróleos mexicanos. (s.f.). Obtenido de <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>
- Petrolera Cárdenas Mora. (Marzo de 2019). Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517843/Dictamen_Plan_Desarrollo_CNH-A3.Cardenas_Mora.pdf
- PMI. (2014). *ASF*. Obtenido de https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2014i/Documentos/Auditorias/2014_0286_a.pdf
- Prieto Jiménez, N., González Silva, G., & Chaves Guerrero , A. (10 de 12 de 2018). Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/entra/v15n1/1900-3803-entra-15-01-312.pdf>
- Radwan, M. F. (Diciembre de 2019). *Basic Coiled Tubing Course* .
- Radwan, M. F. (s.f.). Basic Coiled Tubing Course Parte 1. En M. F. Radwan, *Basic Coiled Tubing Course Parte 1* (pág. 105).
- Ramírez, A. (2011). *Aplicaciones de la Tubería Flexible*. México: IPN.
- Santillana, J., & Salinas, J. (s.f.). *Educación en Ingeniería Química*. Obtenido de Educación en Ingeniería Química.: <https://www.ssecoconsulting.com/breve-historia-de-la-industria-del-petroacuteteleo.html>
- Schlumberger. (2024). *Energy Glossary*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/p/pumper>

Schlumberger. (s.f.). *Quartz School for Well Site Supervisors*.

Schlumberger. (2024). *Energy Glossary* . Obtenido de
https://glossary.slb.com/es/terms/c/coiled_tubing

Secretaría de Energía . (2015). Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf

TPM. (04 de Septiembre de 2020). Obtenido de
<https://tpmexicana.godaddysites.com/experiencia>

TPMexicana. (2020). *TPMexicana*. Obtenido de
<https://tpmexicana.godaddysites.com/experiencia>

Trinidad, G. (29 de Diciembre de 2011). *Empleos petroleros* . Obtenido de
<https://empleospetrolerosdotorg.wordpress.com/2011/12/29/mexico-el-petroleo-y-sus-presidentes-segunda-parte/>

Verdugo, J. d. (Noviembre de 2015). *Biblat.UNAM*. Obtenido de
<https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2015/no12/2.pdf>