



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

**HITOS TECNOLÓGICOS APLICADOS EN LA
CUENCA DE BURGOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE
RESERVAS DE GAS NATURAL**

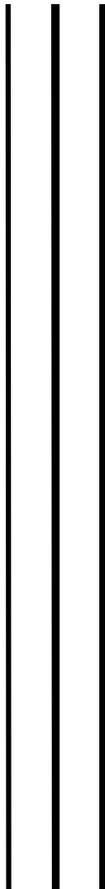
TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

ESCOBAR ESLAVA LUIS ANTONIO
GARCÍA TORRES MIGUEL ALEJANDRO



DIRECTOR DE TESIS:
ING. MARIO BECERRA ZEPEDA



CIUDAD UNIVERSITARIA, DF. FEBRERO DE 2016

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

A mis padres por ser las personas que me han apoyado durante todo mi trayecto estudiantil y de vida, quienes con sus consejos han sabido guiarme para no rendirme y continuar y conquista todas mis metas.

A mi abuela por darme todo su apoyo y motivación incondicional para concluir este trabajo.

A mis tíos que me dieron consejos para superar los retos que fui enfrentando.

A mis amigos y compañeros por todo lo vivido en nuestra estancia en la facultad.

A mis profesores, gracias por su tiempo, por su apoyo así como por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional.

Por último, a la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería por brindarme un segundo hogar y una educación de calidad.

Miguel Alejandro

A mis padres:

Maria Antonia por todo su amor, apoyo y dedicación para que me formara día con día en una persona capaz de enfrentar los retos de la vida y compartir este logro a mi lado, porque sus consejos me han guiado a ser lo que soy.

Alejandro por su incondicional apoyo a lo largo de todo este tiempo, porque siempre ha sido un gran ejemplo a seguir y me ha permitido ser la persona que soy, por su confianza y paciencia a lo largo de mi formación profesional.

A mi hijo:

Leandro porque desde el primer minuto de tu existencia te convertiste en la principal razón de ir siempre hacia adelante y culminar esta etapa de mi vida.

A mis Hermanos:

Rosalba por su comprensión y apoyo en todos y cada uno de los momentos que la he necesitado.

Erick por los momentos vividos y lo mucho que hemos aprendido uno del otro.

A Gabriela:

Porque siempre formaste parte de este objetivo logrado.

A todos mis familiares:

Porque siempre han estado al pendiente de mis estudios y me han dado su apoyo cuando lo he necesitado.

A Miguel Alejandro:

Por todo lo vivido en estos meses para lograr alcanzar el objetivo que nos propusimos.

A mis amigos y amigas:

Victor Isidoro, Gerardo, Enrique Daniel, Ricardo Nápoles, Alejandro, Misael, Gregorio, Cristino, Felipe Chong, Enrique Trujillo, Briselda, Humberto, Crhistian Daniel, Luis Armando, Salvador, Erubiel, Edgar, José Luis, Oscar Osorio, Mario, Daniel, Hugo, Diana, José Alfredo, Jesús, Leticia, Jenifer, Erick, Miguel, Adolfo, y mchos más con los cuales entable una gran amistad y me han brindado la oportunidad de conocernos, apoyarnos, aprender y seguir en el camino juntos.

A mi director de tesis:

Ing. Jorge Huescani Jiménez Bernal por su amistad, tiempo y gran apoyo que nos otorgó para poder realizar este trabajo y concluir así este objetivo.

A mis sinodales:

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, M.I. Mario Becerra Zepeda, Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán, Ing. Osvaldo David López Hernández, Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera, por su tiempo, paciencia y cocimientos brindados.

Luis Antonio

INDICE

RESUMEN	6
ABSTRACT	7
INTRODUCCIÓN	8
CAPITULO 1	10
CONCEPTOS Y DEFINICIONES	10
1.1 TECNOLOGÍA	10
1.2 HITO TECNOLÓGICO	10
1.3 MEJOR PRÁCTICA TECNOLÓGICA.....	10
1.4 CUENCA.....	10
1.5 GAS NATURAL	12
1.6 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL.....	12
1.7 YACIMIENTO.....	15
1.8 COMPORTAMIENTO DE FASES.....	16
1.9 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	22
CAPITULO 2	27
YACIMIENTOS DE GAS NATURAL	27
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS NATURAL.....	27
2.2 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS.....	28
2.3 FORMACIÓN DE LIQUIDOS EN EL YACIMIENTO	52
2.4 PROBLEMÁTICA DE LA CARGA DE LÍQUIDOS EN LOS POZOS DE GAS	54
2.5 SIMULACIÓN NUMÉRICA	60
CAPITULO 3	62
INFRAESTRUCTURA EN POZOS DE GAS DE LA CUENCA DE BURGOS	62
3.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN	62
3.2 ANÁLISIS NODAL.....	63
3.3 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERFICIALES	63
3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN	64
3.5 TERMINACIÓN DE POZOS	77
3.6 PARTICULARIDADES DE LA INFRAESTRUCTURA DEL ACTIVO BURGOS	80
CAPITULO 4	87
HITOS TECNOLÓGICOS EN POZOS DE GAS EN LA CUENCA DE BURGOS	87
4.1 INTRODUCCIÓN.....	87
4.2 TIPOS DE PERFORACIÓN	108
4.3 SISTEMAS ARTIFICIALES EN POZOS DE GAS.....	111
4.4 PROBLEMAS COMUNES EN LA PRODUCCIÓN EN POZOS DE GAS	112
4.5 ESTIMULACIÓN EN POZOS DE GAS	133
CAPITULO 5	136

CASOS DE APLICACIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS	136
5.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....	136
5.2 OPTIMIZACIÓN MEDIANTE SISTEMAS NO CONVENCIONALES, CAMPO ARCABUZ 6.....	144
5.3 SARTAS DE VELOCIDAD PARA MANTENER FLUJO CONTINUO EN POZOS DE GAS CON CARGA DE LIQUIDOS.....	149
5.4 PROYECTO INTEGRAL CUENCA DE BURGOS	154
CONCLUSIONES.....	170
NOMENCLATURA.....	172
BIBLIOGRAFIA.....	174
REFERENCIAS.....	176
LISTA DE FIGURAS.....	178
LISTA DE TABLAS.....	181

RESUMEN

Esta tesis es una documentación de los hitos tecnológicos que se han implementado en la cuenca de Burgos, los cuales han beneficiado en el cálculo de reservas y un mejor manejo de la producción de gas natural en yacimientos convencionales y no convencionales ubicados en la cuenca.

El primer capítulo engloba las definiciones y conceptos pertinentes al Gas Natural y tipo de yacimientos, para una mejor comprensión del tipo de yacimiento e hidrocarburo que se puede extraer así como sus propiedades.

En el segundo capítulo se detalla con más precisión el proceso de caracterización de los yacimientos de gas natural con la caracterización petrofísica, estática y dinámica de un yacimiento de gas natural; estudios de simulación que se pueden realizar, así como la geomecánica que interviene en los yacimientos y tipo de roca y finalmente los tipos de terminación que se aplica a estos tipos de yacimientos.

En el tercer capítulo se menciona la infraestructura superficial que se utiliza comúnmente en los campos de gas natural y que han sido el factor mediante el cual se pueden aprovechar las condiciones de los hidrocarburos o mejorarlas para obtener un óptimo desempeño en la producción y manejo de los hidrocarburos obtenidos.

En el capítulo cuatro se describen las diferentes tecnologías que se han venido empleando en la cuenca de Burgos durante las etapas de exploración y producción de yacimientos de gas natural, ya sea para acondicionar el inicio de la puesta en producción o bien para el mantenimiento y máximo aprovechamiento de las condiciones que presenten los yacimientos convencionales y no convencionales de la cuenca.

En el capítulo cinco se presentan casos reales de aplicación de algunos desarrollos tecnológicos que se han implementado en la cuenca de burgos, así como el análisis de los resultados obtenidos por estos.

Al final se presentan las conclusiones a las que se llegó con el desarrollo de este trabajo.

ABSTRACT

This thesis is a documentation of technological milestones that have been implemented in the Burgos basin, which have benefited in the calculation of reserves and better manage the production of natural gas in conventional and unconventional reservoirs located in the basin.

The first chapter covers definitions and concepts relevant to natural gas and type of deposits, for a better understanding of reservoir and hydrocarbon type that can be extracted and their properties.

In the second chapter details the process more precise characterization of the natural gas fields with petrophysical, statics and dynamics of a natural gas reservoir characterization; Simulation studies that can be performed, as well as involved in geomechanics and reservoir rock type and finally termination rates applied to these types of deposits.

In the third chapter the surface infrastructure is commonly used in the fields of natural gas and have been the factor by which you can take advantage of the conditions of hydrocarbons or improve for optimal performance in production and management mentioned hydrocarbons obtained.

In chapter four different technologies that have been used in the Burgos basin during the stages of exploration and production of natural gas fields, either to condition the start of the start of production or to the maximum maintenance and described use of conditions that present conventional and unconventional reservoirs in the basin.

In chapter five actual cases of application of some technological developments that have been implemented in the Burgos basin show, as well as analysis of the results obtained by them.

At the end the conclusions reached with the development of this work are presented.

INTRODUCCIÓN

La cuenca de Burgos, la principal productora de gas en nuestro país con 1,011 Millones de pies cúbicos por día (MMpcd), ha pasado por las diferentes etapas de la cadena de valor de Pemex Exploración y Producción (PEP) (Incorporación de Reservas, Delimitación, Diseño, Construcción, Perforación, Producción, Distribución y Comercialización), desde la exploración hasta la distribución primaria de los hidrocarburos, pasando por etapas de revitalización de la cuenca, en cada etapa de esta cadena de valor se han implementado diferentes hitos tecnológicos para obtener el mayor beneficio posible.

Problemas como manejo de datos reales y precisos, la carga de líquidos, entrada de agua, formación de condensados, baja permeabilidad y porosidad son a los que se enfrentan en las etapas y requieren de soluciones eficaces que se puedan emplear exitosamente para resolver las complicaciones que se puedan suscitar. Por lo que se implementa tecnología para crear mejores herramientas útiles para simplificar el ahorro de tiempo y esfuerzo de trabajo en la solución de los problemas en las diferentes etapas tales como: la exploración, la producción y la distribución de hidrocarburos se asegura que se tendrá la mejor solución posible para las características del problema, por lo cual es importante tener en cuenta que tecnologías se han empleado y así poder tomar una decisión oportuna y precisa para maximizar el valor que se pueda obtener.

Dicho esto, se pueden mencionar gran cantidad de tecnologías que se han empleado a lo largo de la historia petrolera para resolver diversos tipos de problemas, en la exploración por ejemplo se ha empleado el uso de registros geofísicos y sísmica de exploración para tener una idea de lo que se puede encontrar bajo la superficie y en el intervalo de interés, en la producción podemos observar diferentes tipos de Sistemas Artificiales de Producción (SAP) para extender la vida de los pozos, estas son soluciones que gracias a la tecnología nos ayudan a entender un poco mejor la complejidad que involucra nuestra industria.

Esta tesis documenta los diversos hitos tecnológicos que se han implementado en la cuenca de Burgos, con la principal intención de dar a conocer el auge del desarrollo de las mismas en la cuenca y lo cual provocó fuertes inversiones económicas para la solución de diversos problemas para así poder seguir con la explotación de las reservas de gas natural que se encuentran en el subsuelo del norte del país, brindando las bases teóricas del funcionamiento de las tecnologías empleadas así como las necesidades por las cuales fueron elegidas.

Entre los principales retos que se han identificado en la cuenca de Burgos se encuentran: la caracterización dinámica de yacimientos de aceite volátil / de gas y condensados, caracterización estática en arenas y carbonatos, caracterización estática en areniscas heterogéneas de muy baja permeabilidad y compartamentalizadas, caracterización geológica de muy bajo espesor, caracterización estática en yacimientos de gas y condensado, diseño de instalaciones para recuperación secundaria y mejorada, diseño de instalaciones para yacimientos de aceite volátil / gas y condensados, ingeniería de producción y productividad de pozos con agua / gas, administrar volúmenes masivos de datos, plantear un desarrollo estratégico de lutitas y análisis de inversión estratégica, evaluación de fracturas en shale gas, perforación en distintos tipos de litología, determinar área de drene de un fracturamiento, evitar contaminación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) cuenta con un proceso para la generación de tecnologías en PEP, que se puede dividir en 3 grandes pasos: (1) Identificación de proyectos, retos técnicos y necesidades tecnológicas, (2) Jerarquización de necesidades y definición de mapas tecnológicos e (3) Integración del plan tecnológico.

En la identificación de proyectos, retos técnicos y necesidades tecnológicas se revisa la cartera de proyectos de explotación ya que se le dará prioridad a ciertos factores como lo es el valor presente neto (VPN), las reservas con las que cuente el campo o yacimiento y el volumen original de este, teniendo eso en cuenta se observan los retos tecnológicos para así generar necesidades tecnológicas a satisfacer.

Una vez que se tienen las necesidades tecnológicas entra la jerarquización de necesidades y definición de mapas tecnológicos, en la que se toma en cuenta el impacto que estas tendrán en la cartera de proyectos el tiempo de impacto de las tecnologías que se pretendan utilizar, con esto se puede crear un mapa de tecnologías en los que se debe incluir a los proveedores, en las aplicaciones de la tecnología se deben tomar en cuenta las mejores prácticas y los requerimientos de implementación.

Por último en la integración del plan tecnológico se usa el mapa de tecnologías que se creó para determinar cuál será el impacto en el portafolio de proyectos, saber el nivel de madurez de la tecnología que se pretende emplear así como su capacidad de ejecución, sabiendo estos factores se puede crear el plan tecnológico.

Teniendo en cuenta los retos a los que se enfrenta la industria petrolera y sabiendo que al emplear soluciones en las que se apliquen nuevas tecnologías estas sean factibles y generen resultados satisfactorios, PEMEX crea proyectos con universidades, proyectos a través de Institutos Nacionales de Investigación, proyectos financiados por órganos gubernamentales nacionales así como la vinculación con centros de investigación y universidades en el extranjero.

CAPITULO 1

CONCEPTOS Y DEFINICIONES

1.1 Tecnología

La Tecnología se define como el conjunto de conocimientos y técnicas, que aplicados de forma lógica y ordenada, permiten al ser humano modificar su entorno material o virtual para satisfacer sus necesidades, esto es, un proceso combinado de pensamiento y acción con la finalidad de crear soluciones útiles.

1.2 Hito Tecnológico

Los hitos del desarrollo tecnológico son los sucesos o acontecimiento que sirven de punto de referencia al desarrollo tecnológico, es decir, las invenciones que han existido, estos han servido para resolver necesidades tanto primarias como secundarias y terciarias, y obtener una mejor solución a costa de la tecnología.

1.3 Mejor Práctica Tecnológica

La mejor práctica tecnológica se define como la técnica más eficaz para alcanzar un alto nivel general de productividad, desarrollando productos con el más alto estándar de calidad y protección al medio ambiente; utilizando una tecnología diseñada, construida, mantenida y explotada con técnicas desarrolladas a una escala que permita su aplicación en el contexto del correspondiente sector industrial, en condiciones económicas y técnicamente viables.

1.4 Cuenca

Una cuenca receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común. Esta es una depresión rellenada durante o posterior a su desarrollo sufriendo cambios durante estos procesos.

1.4.1 Clasificación de Cuencas

Una cuenca puede tener cualquier forma o tamaño desde cientos hasta miles de kilómetros cuadrados de área, así como cientos y hasta miles de metros de espesor de sedimentos que rellenan la cuenca.

A continuación se da una clasificación de estas en la tabla 1.1:

TIPO DE CUENCA	AMBIENTE TECTÓNICO	TIPO DE CUENCA
Corteza continental	Extensión	Interior
	Compresión	Foreland
	Margen divergente	Rift
Pull apart		
Corteza intermedia	Margen convergente	Ante arco
		Post arco
		Colisión

Tabla 1.1 Tipos de Cuencas

1.4.1.1 Interior

Es el tipo de cuenca más simple, posee un perfil asimétrico, generalmente se encuentran en antiguas áreas Paleozoicas en el interior de los continentes, el rango de depósito en estas cuencas es bajo, la génesis de este tipo de cuencas es pobremente conocida, se especula que están asociadas a zonas de rift o a un hot spot (puntos calientes) que introducen material muy denso constituyendo el basamento de la cuenca antes de su desarrollo.

1.4.1.2 Foreland

Este tipo de cuenca son grandes lineares a elípticas, intercontinentales, al igual que las interiores tienen características similares, están dentro de los continentes, poseen un perfil asimétrico, ellas generalmente se encuentran en antiguas áreas Paleozoicas. Estas cuencas son compuestas exhiben varios ciclos, el segundo o tercer ciclo reciben sedimentos provenientes de levantamientos orogénicos en el exterior de la cuenca, el rango o volumen de sedimentos en estas cuencas es alto, la extensión durante el primer ciclo, fue seguido por compresión durante el segundo ciclo de desarrollo de la cuenca.

1.4.1.3 Rift

Este tipo de cuenca son pequeñas, lineares con un perfil irregular, captan un gran volumen de sedimentos. Estas cuencas fueron originadas en el paleozoico superior, mesozoico y en el terciario, están localizadas cerca de áreas continentales, dos terceras partes de estas cuencas fueron formadas en antiguas áreas plegadas y una tercera parte fueron desarrolladas en antiguos terrenos Precámbricos. Su relleno es principalmente clástico, sin embargo en las primeras etapas de apertura de la cuenca se depositan carbonatos. En algunas cuencas de este tipo se introduce material oceánico. Se trata de cuencas extensionales con perfiles irregulares con trampas estructurales y estratigráficas.

1.4.1.4 Pull Apart

Este tipo de cuenca son grandes lineares, son rellenas por grandes volúmenes de sedimentos y poseen un perfil asimétrico, ellas se ubican entre la gruesa corteza continental y la delgada corteza oceánica generalmente costa afuera. Todas las cuencas pull apart comenzaron como cuencas tipo rift en el Precámbrico, el rompimiento original fue seguido por el relleno de sedimentos clásticos no marinos, seguido por el depósito de evaporitas y carbonatos, desarrollándose condiciones marinas

abiertas, el alto rango de depósito produjo diapiros de sal. Debido al carácter extensional de este tipo de cuencas la mayoría de las trampas están asociadas a estructuras anticlinales tipo rollover, el gradiente geotérmico en estas cuencas es normal a bajo, las cuencas son de edad Mesozoica y Terciaria principalmente.

1.4.1.5 Ante Arco, Post Arco y Colisión

Existen tres tipos de cuencas asociadas a una zona convergente, estas son ante arco, post arco y de colisión, todas tienen rasgos comunes y pueden ser descritas como un solo grupo, son pequeñas, lineales, se forman sobre corteza intermedia, normalmente son de edad Cretácico y Terciario, son rellenadas con sedimentos inmaduros, estas cuencas se desarrollan rápidamente y se destruyen rápidamente por la convergencia, su desarrollo tectónico es complejo, es principalmente compresional aunque existen fallas transcurrentes y bloques afallados.

Las cuencas de colisión se forman a lo largo de la sutura producida por el choque de dos continentes o por el choque de una placa continental y la trinchera, son principalmente compresivas aunque suelen haber fallas de transurrencia, su gradiente termal es alto y su relleno es principalmente clástico.

1.5 Gas Natural

La cuenca de Burgos es la principal productora de gas en el país, por lo cual es importante definir y conocer que es el gas natural, así como sus distintos tipos de clasificaciones y orígenes, para así enfocarnos solo al gas que más se produce de manera comercial en esta cuenca.

El gas natural es el gas hidrocarburo compuesto principalmente por Metano y Etano, se encuentra en los yacimientos naturales que yacen en el subsuelo. Al tener un yacimiento de gas también existen mezclados junto con el gas hidrocarburo, otros tipos de gases a los cuales se les conoce como “contaminantes” los cuales generalmente son el Dióxido de Carbono (CO₂), el Nitrógeno (N₂) y el Ácido Sulhídrico (H₂S). Este último es extremadamente nocivo para la salud, bastan 20-50 partes por millón (ppm) en el aire para causar un malestar agudo que lleva a la sofocación y a la muerte por sobre-exposición.

1.6 Clasificación del Gas Natural

1.6.1 Gas Termogénico

Es el más frecuente, el gas se forma a partir de la materia orgánica enterrada a grandes profundidades (por encima de los 1000 a 4000 metros [m]) y en la que se alcanzan presiones y temperaturas elevadas que rompen las cadenas pesadas de carbono dando lugar a otras más ligeras.

El kerógeno de tipo húmico principalmente genera gas, este kerógeno es el producto obtenido de la descomposición de plantas terrestres superiores.

Existen 4 tipos de kerógeno, el kerógeno tipo II y Tipo III son los que producen gas; El kerógeno tipo II está relacionado a sedimentos marinos en donde se deposita la materia orgánica y la transportada, este es una mezcla de fitoplancton, zooplancton, microorganismos plantas y animales

superiores que se acumularon en un medio ambiente reductor, este además de generar gas es el principal generador de hidrocarburos líquidos; El kerógeno tipo III es característico de material de tipo eminentemente continental, o bien marinos o lacustres, pero sometidos a una fuerte oxidación, este es generador de gas o carbón.

1.6.2 Gas Biogénico

El gas de origen biogénico se produce por la acción de la descomposición de microorganismos sobre la materia orgánica.

Estos organismos se concentran en capas del terreno poco profundas, pero carentes de oxígeno, y rompen químicamente la estructura de la materia orgánica, generándose principalmente, metano (son los típicos gases de vertedero).

1.6.3 Gas Abiogénico

Los gases naturales de origen abiogénico se generan a partir de gases ricos en hidrógeno y moléculas de carbono que se encuentran en grandes profundidades bajo la corteza terrestre y que pueden migrar hacia la superficie, produciendo depósitos de metano.

1.6.4 Gas Asociado

Mejor conocido como el casquete de gas en el yacimiento, el cual a condiciones iniciales de yacimiento se encontraba disuelto en el aceite, pero que al ir disminuyendo la presión dentro del yacimiento, cambia de fase y no es producido hacia la superficie. Es decir, es el gas que se libera del aceite y se queda atrapado en el yacimiento formando un casquete de gas en la parte superior del mismo.

1.6.5 Gas No Asociado

Es gas dentro de un yacimiento, que no contiene grandes cantidades de aceite coexistiendo con él. Es decir, a condiciones iniciales de yacimiento ya se encontraba en fase gaseosa.

1.6.6 Gas Pobre o Gas Seco

Este es un gas natural del cual se han separado los líquidos del gas natural (LGN). El gas seco, está constituido fundamentalmente de metano y etano. Los usos y utilidad de este fluido varían, ya que se puede utilizar como gas natural vehicular (GNV), como gas combustible industrial y comercio, como también se puede inyectar a los yacimientos, o se usa en la generación de hidrógeno (H₂). La composición fundamental alcanza valores de un 85-90% en metano, debido a su composición se puede utilizar directamente como Combustible. En los yacimientos de gas seco. La mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimientos y de superficie, y la producción de líquidos solo se alcanza a temperaturas criogénicas. Hay que dejar bien claro, que el término gas seco o pobre, está relacionado con la poca capacidad de producir hidrocarburos líquidos, y nada tiene que ver con el contenido de agua.

1.6.7 Gas Rico o Gas Húmedo

Este es un gas del cual se pueden obtener una riqueza líquida de hasta 3 galones por mil pies cúbicos normales de gas. No existe ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas. En los yacimientos de gas húmedo existe mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que en los yacimientos de gas seco. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de hidrocarburos líquidos del orden de 10 a 20 Barriles Normales de Crudo/Millones de Pies Cúbicos Normales de Gas (BN/MMPCN). Este parámetro llamado riqueza líquida es de gran importancia, para la comercialización del gas natural, ya que los líquidos producidos son de poder de comercialización. Según sea el valor de la riqueza líquida y contenido de Heptano y compuestos más pesados (C7+), el yacimiento de gas húmedo o rico se puede convertir también en gas condensado.

1.6.8 Gas y Condensado

Este gas se puede definir como un gas con líquido disuelto. El contenido de metano es menor a 60%. La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. El gas presenta condensación retrógrada durante el agotamiento isotérmico de la presión, proceso que en la mayoría de los casos puede representar algún problema en la comercialización de estos yacimientos. En vista que los primeros hidrocarburos que se quedan, son los más pesados. Lo que significa que el fluido que alcanza la superficie lo hace sin una gran cantidad de los elementos pesados. Además, por el hecho que los hidrocarburos pesados se acumulen en la formación obstaculizan el libre desplazamiento del fluido, en su viaje hacia la superficie. En su camino al tanque de almacenamiento, el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con características específicas, las cuales permiten el tratamiento del fluido.

1.6.9 Gas Ácido

Este es un gas cuyo contenido de ácido sulfhídrico (H_2S) es mayor que cuatro partes por millón en base a volumen (4 ppm). En el Sistema Británico de Unidades esto significa, que hay 4 lb mol de $H_2S/1 \times 10^6$ lb mol de mezcla.

1.6.10 Gas Dulce

Este es un gas que contiene cantidades de ácido sulfhídrico (H_2S), menores a 4 ppm y menos de 3% en base molar de Dióxido de Carbono (CO_2).

1.6.11 Gas Hidratado

Este es un gas que tiene más de siete libras de agua por cada millón de pies cúbicos de gas (7 lb de Agua/MMpc), lo que indica que el gas deberá de ser sometido al proceso de deshidratación, para poder ser comercializado.

1.6.12 Gas Grisú

El gas grisú es una mezcla gaseosa de gas metano y aire, muy inflamable y explosiva que se desprende de las minas de carbón, este tiene el mismo origen que el carbón y se forma a la vez que él.

Con estas definiciones podemos decir que la mayor cantidad del gas que se encuentra en la cuenca de Burgos es termogénico y no asociado.

1.7 Yacimiento

Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

1.7.1 Yacimientos Convencionales y No Convencionales de Gas Natural

En la Cuenca de Burgos hay presencia tanto de yacimientos convencionales, estos pueden encontrarse en arenas y/o carbonatos dependiendo de la zona en la que se encuentre, como de yacimientos no convencionales, como es el shale gas entre otros.

1.7.1.1 Yacimiento Convencional

Un yacimiento convencional se forma en la roca generadora la cual está compuesta por una acumulación de material orgánico. Con el paso del tiempo se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca sello impermeable que impida su paso.

Un yacimiento de gas convencional se caracteriza por tener una alta permeabilidad con el gas almacenado en arenas o formaciones carbonatadas en el espacio poroso que está interconectado. Un recurso de gas es generalmente considerado convencional si este no requiere de tratamientos de estimulación prolongados para la producción de aceite y gas a un flujo de gasto económico.

1.7.1.2 Yacimiento No Convencional

En un yacimiento no convencional la roca generadora no ha expulsado totalmente los hidrocarburos generados por ella, actuando entonces como roca almacén y roca sello al mismo tiempo.

Un yacimiento de gas no convencional se define como un yacimiento de gas natural que no puede ser producido a flujos de gasto económicos o en volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado por tratamientos prolongados de fracturamiento hidráulico, con pozo horizontal o un pozo multilateral. Los casos de yacimientos de gas no convencionales pueden ser de arena compacta (tight gas), metano en capas de carbón (coal-bedmethane), Hidratos de gas (gas hydrate) y lutitas gasíferas (shale gas), como se puede ver en la figura 1.1 que muestra el tipo de yacimiento volumen y dificultad en su explotación.

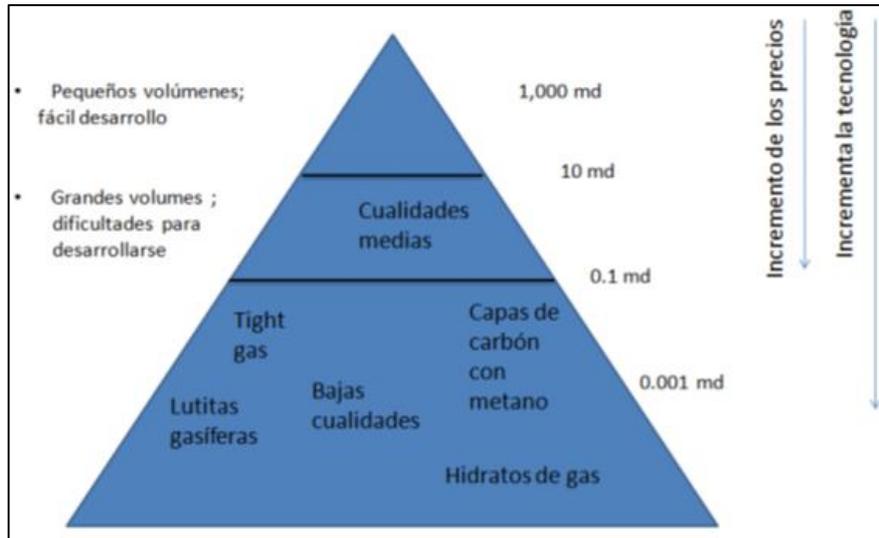


Figura 1.1 Triángulo de Recursos para el Gas Natural²

1.8 Comportamiento de Fases

El comportamiento de fases de los hidrocarburos es muy utilizado para mostrar los efectos de presión y temperatura sobre los estados físicos de un sistema de hidrocarburos, además, el ingeniero puede determinar desde un punto de vista técnico, el tipo de fluidos que contiene un yacimiento y posteriormente predecir su comportamiento en el yacimiento.

1.8.1 Fase

Una porción físicamente distinta de materia que es uniforme en su composición y propiedades se llama fase.

Las fases presentes en la materia son el sólido, líquido y gas como se muestra en la figura 2.2. Como se sabe en la fase sólida los cuerpos poseen volumen definido y forma propia a ciertas condiciones de presión y temperatura, los líquidos poseen volumen propio pero no forma propia y los gases carecen de ambos.

Los líquidos y gases se consideran como fluidos. Un líquido en la medida que llene un recipiente adoptará la forma de este, pero retendrá su volumen, mientras que un gas siempre llenará cualquier recipiente que lo confine.

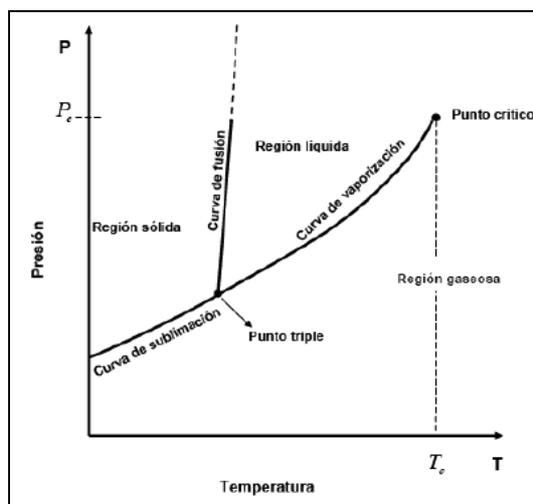


Figura 1.2 Diagrama de Fase P vs T para una Sustancia Pura³

Los hidrocarburos presentan un comportamiento multifásico en altos rangos de presión y temperatura. Las fases más importantes para el estudio de comportamiento de fases que ocurre en las reservas de petróleo son la fase líquida y de gas.

Las condiciones bajo las cuales estas fases existen son de gran importancia práctica para la clasificación de yacimientos, las determinaciones experimentales o matemáticas de estas condiciones se expresan convenientemente en diferentes tipos de diagrama del tipo redondo llamados diagramas de fase.

1.8.2 Clasificación de Yacimientos de Acuerdo al Diagrama de Fases

Inicialmente, los hidrocarburos contenidos en el yacimiento pueden presentarse en una sola fase, o bien, pueden coexistir dos fases, líquido y gas, en equilibrio termodinámico:

- Cuando los hidrocarburos están en una fase, esta puede ser líquida o gaseosa.
- Cuando la fase es solo líquida, todo el gas se encuentra disuelto en el aceite, $p_i > p_b$, y es necesario evaluar tanto las reservas de aceite como de gas.
- Cuando existe sólo fase gaseosa, el gas puede o no contener hidrocarburos vaporizados.
 - Si no contiene hidrocarburos vaporizados, el yacimiento es de gas seco.
 - Si contiene hidrocarburos vaporizados, estos son recuperados en superficie como “condensados” o “líquidos del gas natural”. Los yacimientos en este caso son de gas y condensado, $p_i > p_b$, y deben evaluarse reservas de gas y del líquido asociado.
- Cuando existen dos fases, líquido (aceite) y gas, en equilibrio, se tienen dos zonas en el yacimiento: el casquete de gas y la zona de aceite. En este caso deberán evaluarse cuatro tipos de reservas:
 - el gas libre.
 - el gas disuelto en el aceite.
 - el aceite en la zona de aceite.
 - los líquidos del gas natural recuperables del casquete de gas.

Aunque los hidrocarburos presentes en un yacimiento son volúmenes fijos, las reservas dependen del método que se emplee para producir el yacimiento.

Una apropiada clasificación de los yacimientos, requiere del conocimiento del comportamiento termodinámico de las fases presentes en el yacimiento y de las fuerzas responsables de los mecanismos de producción. En general, los yacimientos son convenientemente clasificados con base en su presión inicial y temperatura con respecto a la posición que éstos dos presenten dentro de un diagrama de fases Presión-Temperatura de los fluidos del yacimiento. Por consiguiente, los yacimientos pueden ser clasificados esencialmente dentro de dos tipos:

- Yacimientos de aceite: Si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica (T_c) de los fluidos del yacimiento.
- Yacimientos de gas: Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica (T_c) de los fluidos hidrocarburos.

1.8.2.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto

Los yacimientos de aceite y gas disuelto se subdividen en dos categorías los yacimientos de bajo encogimiento (aceite negro) y los alto encogimiento (aceite volátil).

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.

También llamado de aceite negro, tiene componentes intermedios, de C_3 a C_6 , comparativamente bajos y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío como se puede apreciar en la figura 1.3. Los valores de los parámetros principales que lo caracterizan son: RG_{Ai} (scf/STB) < 200, va aumentando cuando $p < p_b$, Densidad ($^{\circ}API$) < 45 en superficie, Bo_i (bl @ c.y./STB) < 2.0 y tiene un color oscuro.

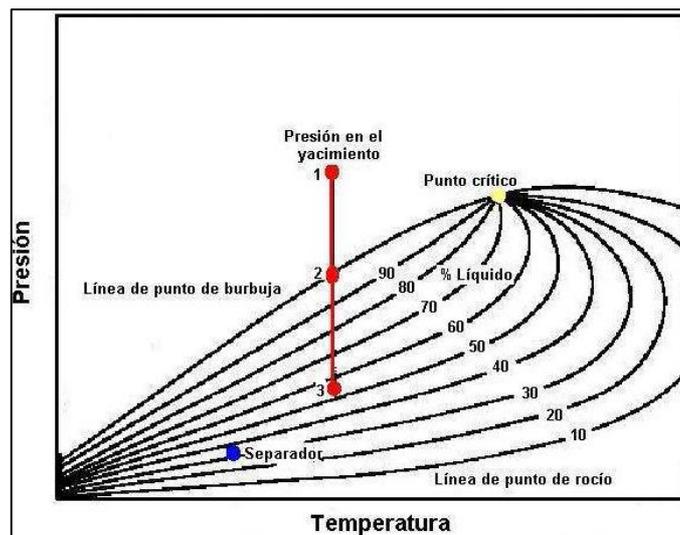


Figura 1.3 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento³

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.

También llamado de aceite volátil, en la figura 1.4 se observa que la temperatura de la formación es menor pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, también que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios. Se llama volátil debido a que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea difícil y que cambios pequeños de presión o temperatura produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Y sus características son: $2000 < RG_{Ai} < 3300$ scf/STB, va aumentando cuando $p < p_b$, densidad ($^{\circ}API$) > 40 , B_{oi} (bl @ c.y./STB) > 2.0 , el aceite que se produce cerca de p_b se encoge más de la mitad cuando llega a superficie, este tipo de aceite debe producirse a través de tres o más etapas de separación y su color es ligeramente oscuro.

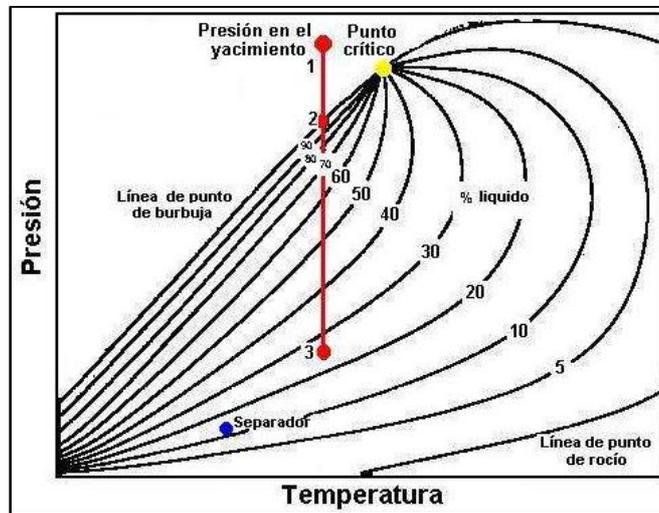


Figura 1.4 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento³

1.8.2.2 Yacimientos de Gas

En este tipo de yacimientos de gas se consideran tres categorías los yacimientos de gas y condensado, los yacimientos de gas húmedo y los yacimientos de gas seco.

Yacimientos de Gas y Condensado

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenbarra de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente está a la izquierda de la cricondenbarra y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja como se puede ver en la figura 1.5. Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca. Los parámetros principales tienen las siguientes características: $RG_{Ai} > 3300$ scf/STB, cuando $RG_{Ai} > 50000$ scf/STB el

volumen de condensado en el yacimiento es muy pequeño y el yacimiento puede ser tratado como gas húmedo, la RGA va aumentando cuando $p < p_b$, $40 < \text{densidad } (^{\circ}\text{API}) < 60$, $Bo_i (\text{bl @ c.y./STB}) > 2.0$ y es ligeramente coloreado.

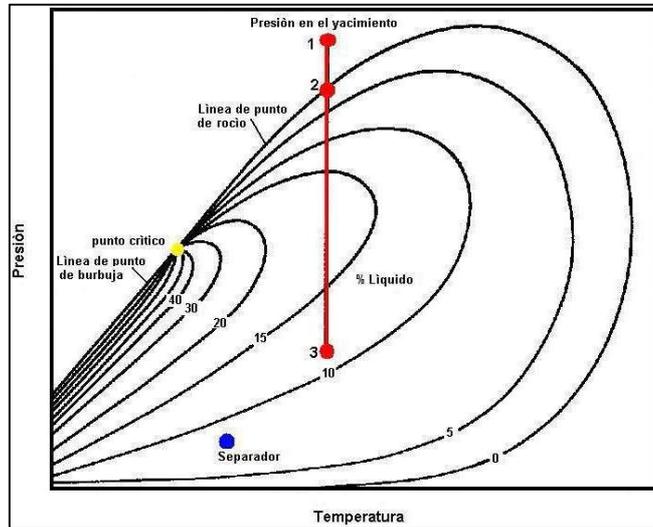


Figura 1.5 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Gas y Condensado³

Yacimientos de Gas Húmedo

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente fase gaseosa, como se aprecia en la figura 1.6. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, se llega a presentar agua vaporizada en el gas del yacimiento. Un yacimiento de gas que produce más de 50,000 scf/STB puede tratarse como yacimiento de gas húmedo.

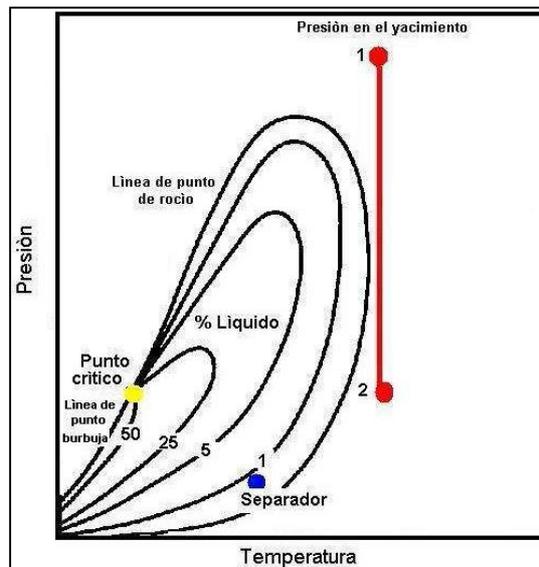


Figura 1.6 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Gas Húmedo³

Yacimientos de Gas Seco

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Tanto a condiciones de yacimiento como en la superficie no entra a la región de dos fases como se puede ver en la figura 1.7.

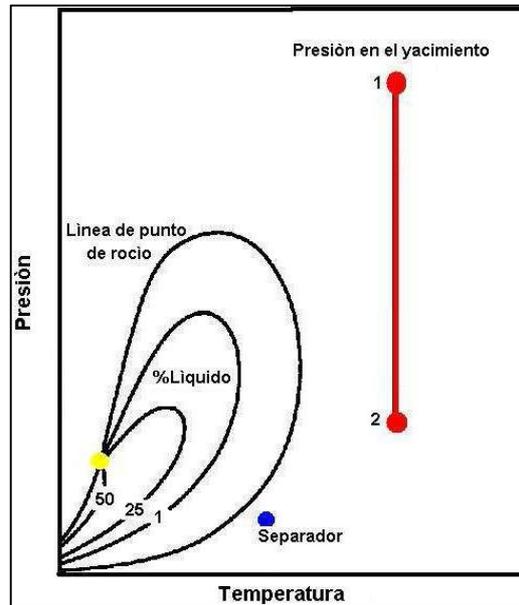


Figura 1.7 Diagrama de Fases de un Yacimiento de Gas Seco³

En la figura 1.8 se muestra de forma esquemática, las envolventes de fase típicas de cada una de estos yacimientos.

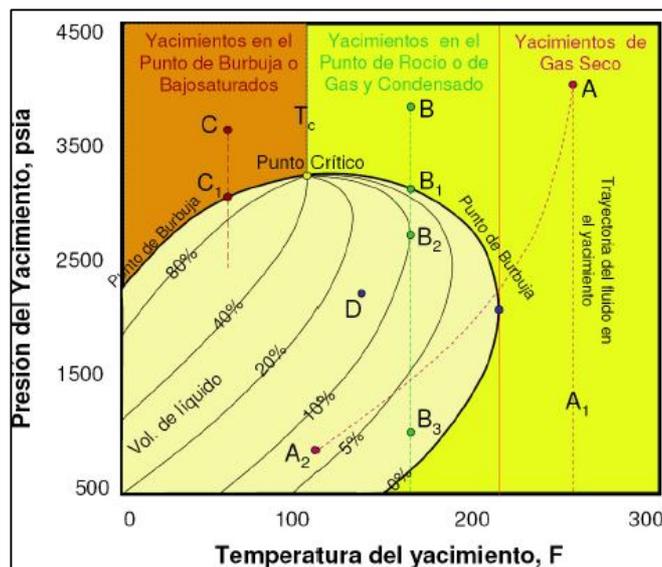


Figura 1.8 Envolute de Fases Típica de los Fluidos⁹

1.9 Propiedades del Gas Natural

1.9.1 Densidad Relativa del Gas

En los cálculos de las propiedades de los fluidos se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas, por lo que es conveniente distinguirlas. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido (γ_g). Cuando no se tiene como dato se puede calcular de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g}$$

Dónde:

n = es el número de etapas de separación.

γ_{gi} = es la densidad relativa del gas en la salida del separador i .

q_{gi} = es el gasto de gas a la salida del separador i (ft_g^3 @c.s./día).

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^\circ API + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864^\circ API)$$

El gas que primero se libera es principalmente el metano ($\gamma_g = 0.55$). Al declinar la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular, aumentando tanto γ_{gf} como γ_{gd} . Por tanto:

$$\gamma_{gd} \geq \gamma_{gf} \geq 0.55$$

El valor de la densidad relativa del gas libre puede obtenerse de un balance másico:

$$W_g = W_{gd} + W_{gf}$$

Dónde:

W_g = es el gasto másico total de gas producido en $lb_m/día$.

W_{gd} = gasto másico del gas disuelto en $lb_m/día$.

W_{gf} = gasto másico del gas libre en $lb_m/día$.

$$W_g = R \left(\frac{pie_g^3 @ c. s.}{bl_o @ c. s.} \right) q_o \left(\frac{bl_o @ c. s.}{día} \right) 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c. s.} \right) \gamma_g \left(\frac{\frac{lb_g}{pie_g^3 @ c. s.}}{\frac{lb_{aire}}{pies_{aire}^3 @ c. s.}} \right)$$

$$W_g = 0.0764 R q_o \gamma_g$$

$$W_{gd} = R_s \left(\frac{pie_{gd}^3 @ c. s.}{bl_o @ c. s.} \right) q_o \left(\frac{bl_o @ c. s.}{día} \right) 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c. s.} \right) \gamma_{gd} \left(\frac{\frac{lb_{gd}}{pie_{gd}^3 @ c. s.}}{\frac{lb_{aire}}{pies_{aire}^3 @ c. s.}} \right)$$

$$W_{gd} = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd}$$

$$W_{gf} = (R - R_s) \left(\frac{pie_{gl}^3 @ c. s.}{bl_o @ c. s.} \right) q_o \left(\frac{bl_o a c. s.}{día} \right) 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c. s.} \right) \gamma_{gf} \left(\frac{\frac{lb_{gl}}{pie_{gl}^3 @ c. s.}}{\frac{lb_{aire}}{pies_{aire}^3 @ c. s.}} \right)$$

$$W_{gf} = 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf}$$

Sustituyendo las ecuaciones, se tiene:

$$0.0764 R q_o \gamma_g = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} + 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf}$$

Resolviendo para γ_{gf} :

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s}$$

El numerador de esta ecuación debe ser positivo, dado que $R > R_s$. Por lo tanto el valor de γ_g que se use como dato, debe ser mayor o igual que el de γ_{gd} usando R en vez de R_s .

1.9.2 Factor de Volumen del Gas

El factor de volumen del gas (B_g) se refiere a la relación que existe de un volumen de gas a condiciones de yacimiento con respecto esa misma cantidad de gas pero su volumen medido a condiciones de superficie ($T_{cs} = 60^\circ F$ y $p_{cs} = 14.65 [psia]$).

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ c. y.}}{\text{Volumen de gas @ c. s.}}$$

Este valor representa la expansión de cierto volumen de gas en el yacimiento en relación a las veces que va a multiplicar su volumen cuando llegue a la superficie y se comporta con respecto a la presión como se puede ver en la figura 1.9.

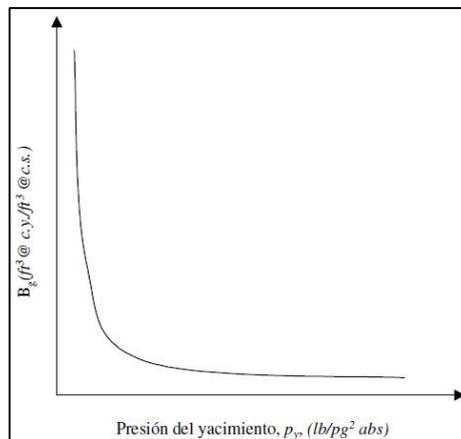


Figura 1.9 Factor de Volumen del Gas con Respecto a la Presión en el Yacimiento³

1.9.3 Densidad del Gas Libre

La densidad del gas libre está dada por la siguiente expresión:

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_{gf}}{B_g}$$

Y de la ecuación de los gases ideales:

$$B_g = \frac{0.02825 Z(T + 460)}{p} [rcf/scf]$$

Por lo tanto la densidad del gas libre queda como:

$$\rho_g = \frac{2.7044 p \gamma_{gf}}{Z(T + 460)}$$

1.9.4 Factor de Compresibilidad del Gas

Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas. Las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases provenientes de separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas proporciones de metano y etano. Las curvas correspondientes a los “condensados” pertenecen a gases que contienen cantidades relativamente grandes de los componentes intermedios (C2-C6).

La ecuación para gases superficiales es:

$$T_{pc} = 167 + 316.67\gamma_{gf}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50\gamma_{gf}$$

La ecuación para gases húmedos es:

$$T_{pc} = 238 + 210\gamma_{gf}$$

$$P_{pc} = 740 - 100\gamma_{gf}$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensayo y error, el valor de Z:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}$$

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}}$$

$$Z = 1 + \left(\frac{A_1 + A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

Dónde:

$$A_1 = 0.31506 \quad A_5 = -0.6123$$

$$A_2 = -1.0467 \quad A_6 = -0.10489$$

$$A_3 = -0.5783 \quad A_7 = 0.68157$$

$$A_4 = 0.5353 \quad A_8 = 0.68446$$

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z y obtener ρ_r para ese valor supuesto. Se calcula Z con la ecuación anterior y se compara con el supuesto. Si no coinciden estos valores, se hace para la siguiente iteración el valor de Z supuesto igual al valor de Z calculado. El procedimiento se repite hasta caer en una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001) para determinar el factor de compresibilidad del gas a presiones mayores que 5000 lb/pg²abs y densidades mayores o iguales que 0.7.

1.9.5 Correcciones para el Factor de Compresibilidad del Gas por Presencia de Otros Gases

Las propiedades pseudocríticas de gases que contienen cantidades apreciables de CO₂ y H₂S, pueden calcularse por el método de Standing-Katz, modificado por Wichert y Aziz. La modificación de este método consiste en usar un factor de ajuste (ϵ_3) para calcular la presión y temperaturas pseudocríticas:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3$$

$$P'_{pc} = \frac{p_{pc} T'_{pc}}{(T_{pc} + Y_{H_2S}(1 - Y_{H_2S})\epsilon_3)}$$

ϵ_3 se determina con base en las fracciones molares de CO₂ y H₂S con la siguiente expresión:

$$\epsilon_3(^{\circ}R) = 120(Y_{CO_2H_2S}^{0.9} - Y_{CO_2H_2S}^{1.6}) + 15(Y_{H_2S}^{0.5} - Y_{H_2S}^4)$$

Dónde:

$Y_{CO_2H_2S}$ = es la suma de las fracciones molares de CO₂ y H₂S.

Y_{H_2S} = es la fracción molar de H_2S .

Los valores de T'_{pc} y p'_{pc} así obtenidos, se usan en lugar de T_{pc} y p_{pc} a partir de la ecuación para calcular T_{pr} y así calcular el factor de compresibilidad z .

1.9.6 Punto de Rocío

Presión a la cual sale el primer líquido condensado de la solución en un condensado de gas. Muchos yacimientos de condensados de gas están saturados en las condiciones iniciales, lo que significa que el punto de rocío es igual a la presión de yacimiento inicial. La disolución de los condensados se denomina condensación retrógrada, debido a que ocurre en sentido contrario al comportamiento de las sustancias puras, las cuales se evaporan cuando la presión cae por debajo de la presión de saturación en condiciones isotérmicas (temperatura constante).

CAPITULO 2

YACIMIENTOS DE GAS NATURAL

2.1 Clasificación de los Yacimientos de Gas Natural

La cuenca de Burgos se divide en tres grandes zonas, Oriental, Central y Occidental, en las dos primeras se puede encontrar con yacimientos de gas húmedo y en la última con yacimientos de gas seco principalmente, en la parte Oriental, también se puede encontrar con yacimientos de aceite hasta ahorita el único con estas características es el campo Nejo.

2.1.1 Yacimientos de Gas Seco

Los yacimientos de Gas Seco contienen principalmente metano (%C1>90) con pequeñas cantidades de otros componentes más pesados. Dado su alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido solo se alcanza a temperaturas bajo 0°F.

De esta manera, en teoría un yacimiento de gas seco no produce líquidos en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-aceite (RGA) mayor de 100,000 [ft³@c.s./bls@c.s.] se considera seco.

2.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo

Los gases húmedos se caracterizan por contener una mayor cantidad de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “Húmedo” implica que a las condiciones de separación en superficie, la mezcla cambia de fase generando relaciones gas-aceite mayores 15,000 y menores a 100,000 [ft³@c.s. /bls@c.s.]. Estos tipos de yacimientos a diferencia de los yacimientos de gas seco producen líquidos en la superficie, y a diferencia de los yacimientos de gas y condensado los líquidos se forman únicamente en la superficie y no en el yacimiento.

2.1.3 Yacimientos de Gas y Condensado

Este tipo de yacimientos tiene un comportamiento tal que a sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de explotación se presentará el fenómeno de condensación retrograda y desde luego la producción en superficie será en dos fases.

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado es todavía predominantemente metano (%C1 > 60) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un yacimiento de gas y condensado es un yacimiento de gas con líquido disuelto.

2.1.4 Yacimientos de Gas en Arenas Compactas (Tight Sands)

Se conoce como gas en arenas compactas al gas natural encontrado en formaciones de areniscas (o calizas) de baja porosidad y baja permeabilidad. La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca matriz con:

- Porosidad < 10%.
- Permeabilidad < 0,1 mD.

2.1.5 Yacimientos de Gas Metano en Capas de Carbón (Coal-Bedmethane)

Se conoce al metano en capas de carbón al gas con alto contenido en metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón. El gas queda absorbido en la superficie granulada del carbón por la presión del agua que lo rodea.

2.1.6 Gas en Lutitas (Shale Gas)

Los yacimientos de gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de muy baja permeabilidad, que actúan a la vez como rocas generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de la perforación de pozos horizontales que requieren fracturamiento hidráulico múltiple para inducir el flujo del gas hacia el pozo.

2.1.7 Hidratos de Gas (Gas Hydrate)

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, conformadas de agua y gases de poco peso molecular, llamados compuestos de inclusión, que tienen una estructura de jaula y que incluyen moléculas de gas metano.

La molécula huésped en la estructura es agua, en forma de hielo y la inclusión son el metano y otros gases. Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo, sin embargo, se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.

2.2 Caracterización de Yacimientos de Gas

La caracterización de los yacimientos es vital debido a que se tienen diferentes tipos de yacimientos, una buena caracterización es fundamental para determinar todo lo involucrado en la explotación del yacimiento como lo es: tipo de perforación, tipo de terminación, tecnologías a emplear entre otras.

La caracterización de un yacimiento de gas implica de grandes conocimientos los cuales se aplican, para interpretar lógicamente todos los datos y características de los yacimientos mediante herramientas y técnicas modernas.

Durante el proceso de caracterización, se debe contar con información del yacimiento que permita realizar la evaluación confiable del mismo, así como resultados certeros que facilitarán el control de las operaciones del campo, el desarrollo de un plan de explotación óptimo y obtener la máxima recuperación sin dañar el yacimiento y a un menor costo.

Para lograr esto, el ingeniero debe contar con datos petrofísicos, historia de presión y producción, estudios geológicos previos, análisis PVT, etc., así como también programas que contengan modelos matemáticos capaces de estimar de forma confiable las reservas del yacimiento y predecir su comportamiento.

La caracterización de un yacimiento de gas no puede comenzar hasta no haber recopilado la mayor información posible sobre el mismo y sobre todo tener una concepción sólida y clara del yacimiento. Solo bajo esta pauta es conveniente efectuar una definición y evaluación de cualquier yacimiento de gas.

La definición involucra la determinación de la extensión del área, espesor, límites, buzamientos y demás condiciones de depositación geológica del yacimiento. Por otra parte, la evaluación está relacionada con la determinación de las propiedades de las rocas y los fluidos y su variación a través del yacimiento, barreras fracturas, etc., y otros factores que pueden afectar el flujo.

El objetivo de la caracterización es:

- Determinar la variación de las características geológicas.
- Determinar la variación de las propiedades petrofísicas.
- Determinar la distribución de hidrocarburos.
- Estimar el volumen de hidrocarburos existentes.

2.2.2 Caracterización Integral de Yacimientos

El modelo integral de un yacimiento de gas debe ser desarrollado por ingenieros y geocientistas dispuesto conjuntamente por las disciplinas implicadas en el desarrollo del mismo. Este ideal requiere un amplio conocimiento de la geología, propiedades de roca y fluidos, flujo de fluidos y mecanismos de la recuperación, perforación y terminación de pozos, así como el histórico de producción.

En la determinación del comportamiento del yacimiento y estimación de las reservas, será necesario conocer las características de los yacimientos de una manera real y así garantizar la construcción de un modelo de simulación más confiable y con menor incertidumbre. La precisión de los resultados en el ajuste de la historia de producción y los pronósticos de producción estará en función de la calidad de los datos y del modelo empleado en el análisis.

La caracterización de yacimientos era en forma de cadena hace varios años, en la cual, la aproximación era de tipo secuencial, donde la geofísica, la geología, la petrofísica y la ingeniería de yacimientos trabajaban en su mayoría, muy independientemente, cada una de las especialidades proporcionaba resultados a la otra con poca trascendencia.

La principal razón por la que exista poca trascendencia es debido a que cada disciplina se fija un propio objetivo el cual resulta ser diferente entre ellos y muy rara vez aproximado al objetivo general de la caracterización del yacimiento.

Para construir un modelo numérico detallado del yacimiento o campo se requiere de un estudio integral del yacimiento en el que se integre información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería disponibles para así cambiar el enfoque tradicional y dar paso a una aproximación integral, como se muestra en la figura 2.1.

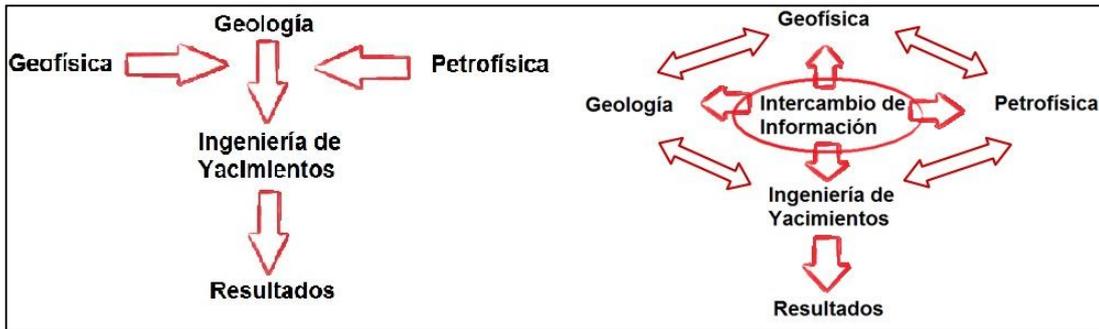


Figura 2.1 Diferencias entre un Estudio de Yacimientos: Aproximación Tradicional y Aproximación Integral⁶

El modelo del yacimiento constantemente debe ser actualizado y ajustado de tal forma que se vaya adquiriendo nueva información. Por medio de este modelo numérico del yacimiento se pueden detallar los pasos de la administración integral de yacimientos y evaluar acciones que mejoraran la recuperación y una operación eficaz de las instalaciones.

Por lo tanto al realizar una descripción completa del yacimiento se podrá cumplir con el principal objetivo de la caracterización integral de yacimientos y elaborar con la mejor precisión el modelo numérico de simulación que proporcione los mejores escenarios de producción de un campo y alcanzar su máximo valor presente neto.

En la figura 2.2 se esquematizan las etapas y la aplicación con las que se establece la Caracterización Integral de Yacimientos:

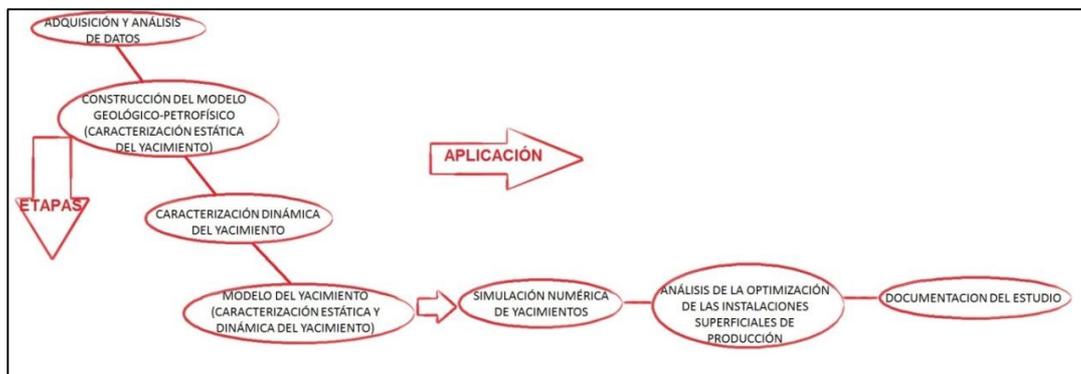


Figura 2.2 Etapas de una Caracterización Integral de Yacimientos⁶

2.2.2 Caracterización Estática

La caracterización estática de un yacimiento se lleva a cabo mediante la aplicación de distintas disciplinas tales como la geología, geofísica, petrofísica, entre otras, con el fin de conocer los tipos de roca que constituyen el yacimiento así como su tamaño y forma. Para detectar y evaluar los elementos que constituyen un yacimiento se disponen de ciertas herramientas como:

- Datos Geofísicos.
- Datos Geológicos.
- Registros de Pozos.
- Datos de Laboratorio.

2.2.2.1 Caracterización Geológica

La caracterización geológica de un yacimiento se realiza determinando el marco geológico del yacimiento y para esto es necesario recopilar y procesar todo tipo de información geológica del subsuelo.

La información geológica necesaria para estudios de geología petrolera aplicados a la explotación de yacimientos abarca aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales.

Dicha información comprende lo siguiente:

- Ambiente sedimentario.
- Procesos diagenéticos.
- Estructuras sedimentarias.
- Estructuras geológicas.
- Facies.
- Estratigrafía.
- Características geológicas locales.

La información se puede obtener de registros geofísicos de pozos, muestras de roca, pruebas de variación de presión y datos sísmicos. Con estos datos se obtienen características geológicas del yacimiento, como son: litología, tipo de trampa, tipos de límites, geometría, profundidad, relieve, cierre estructural, etc.

Una buena caracterización geológica dependerá si la información es correctamente seleccionada, procesada y correlacionada. En la figura 2.3 se muestra un diagrama con aspectos generales que se le atribuyen a la caracterización geológica.

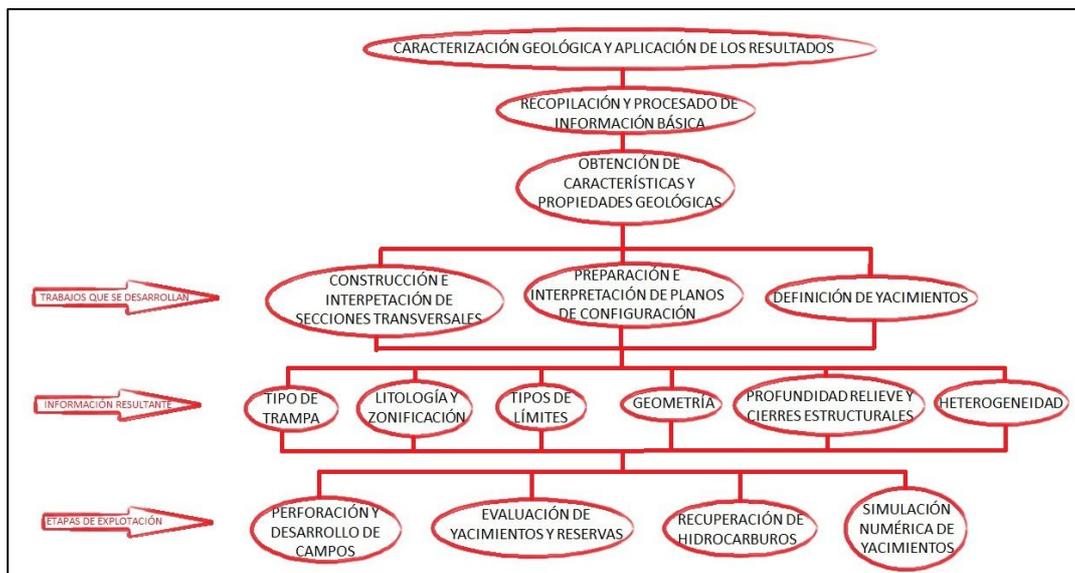


Figura 2.3 Aspectos Generales de la Caracterización Geológica⁶

2.2.2.2 Caracterización Sísmica

La caracterización Sísmica básicamente depende de datos de información sísmica que permitirán obtener una imagen de las variaciones laterales de las formaciones a estudiar. Su apariencia puede ser representada por la cobertura de un espacio 2D, 3D y recientemente 4D, aunque la principal limitación es la baja resolución vertical, por lo que sólo las grandes variaciones son las que se pueden identificar por medio de los datos sísmicos.

La interpretación sísmica inicia mediante el modelo geológico conceptual del área en estudio. Este modelo es una síntesis de la realidad, en el cual, los elementos incluidos son los que se espera que influyan con gran importancia en la interpretación del área. Una buena resolución en la sísmica siempre dependerá de las técnicas de adquisición, el procesamiento de los datos y las características del área en estudio. Al obtener información con una resolución sísmica adecuada, se puede realizar un estudio más preciso y detallado en cuanto a la estructura, fallas y límites externos del yacimiento. Así mismo, una baja calidad de los datos provocara una difícil identificación de las características estructurales y estratigráficas importantes.

Entre los aspectos importantes que se pueden reconocer en la interpretación geológica–sísmica, se pueden reconocer, además de los horizontes de interés de manera relativamente sencilla, las fallas principales, y a veces muy claras. Esta examinación depende del tipo de detalle que se realice en la interpretación, entre línea y línea y entre traza y traza (líneas con orientación perpendicular a las líneas de información sísmica), como se muestra en la figura 2.4.

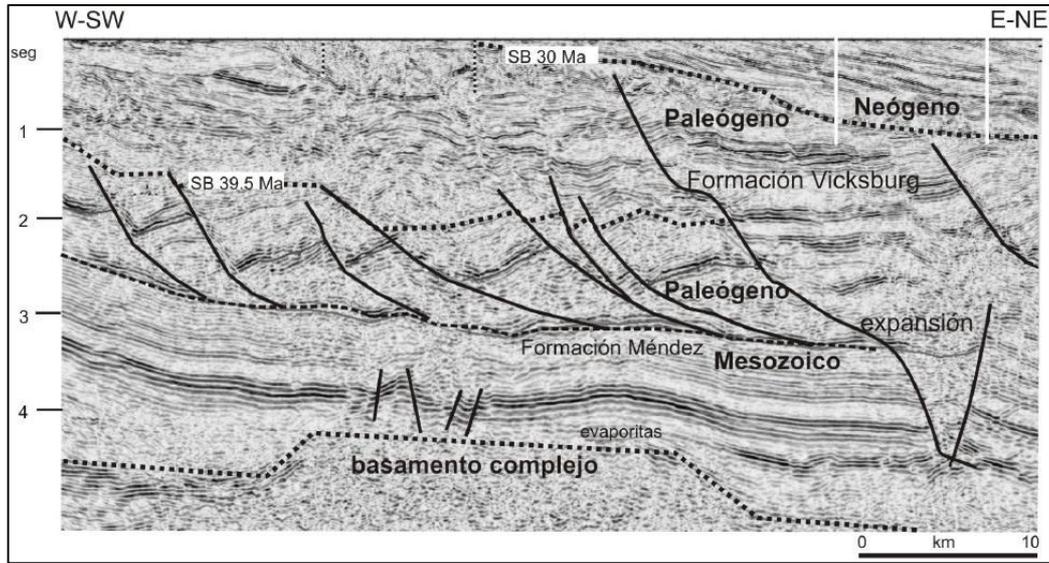


Figura 2.4 Sección Sísmica donde se Muestran Fallas⁷

En la resolución sísmica son necesarios varios factores, tales como; longitud de onda, frecuencia, fase y amplitud, con los cuales, además de datos sísmicos se pueden obtener algunos atributos sísmicos que se relacionan con propiedades físicas de interés como las fracturas y fallas. Es importante mencionar que una unidad o facie sísmica es una unidad tridimensional compuesta de reflectores sísmicos con elementos tales como: amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo y que estas características son diferentes de otras unidades adyacentes.

La interpretación sísmica es un método indirecto, lo que conlleva a tener cierta incertidumbre en el margen de error, ya sea por parámetros utilizados en el levantamiento sísmico, en el procesado de los datos, recolección de la información, identificación de horizontes, en el modelo de velocidad, conversión tiempo-profundidad, entre otros, manifestando así un resultado final de la estructura geológica y volumen de hidrocarburos donde se puede presentar el mayor impacto de la incertidumbre del modelo, ya que influye en el contenido del fluido en el yacimiento. Por lo tanto una explotación de hidrocarburos óptima dependerá de una interpretación geológica del yacimiento a gran detalle en las áreas de modelación y caracterización.

Información Sísmica

La imagen sísmica constituye la primera mirada hacia el interior de la Tierra. Los levantamientos sísmicos terrestres y marinos, han sido adquiridos como un registro de energía acústica reflejada que viaja a través de las capas rocosas, después de un proceso de interpretación esta información se convierte a profundidad, una vez elaborada la configuración estructural esta servirá de base para decidir en donde perforar. Esta información es obtenida por un levantamiento superficial o por sísmica de pozos, como se muestra en la figura 2.5.

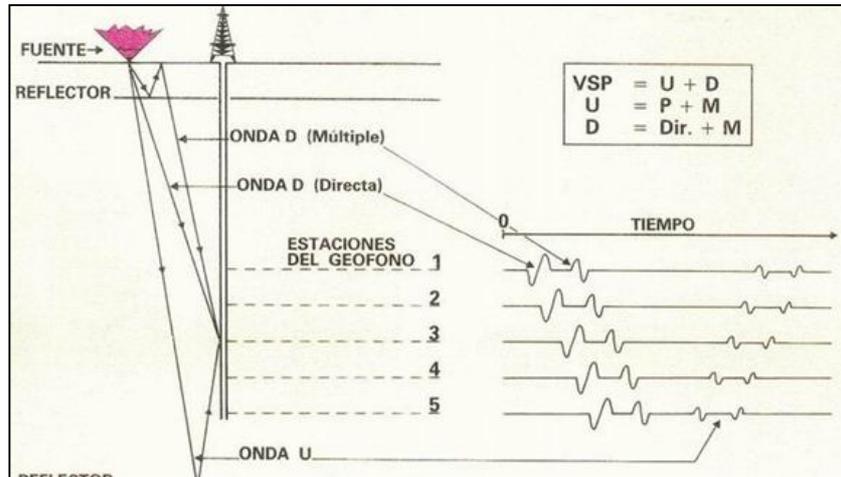


Figura 2.5 Esquema de Adquisición Sísmica⁴

A lo largo del proceso exploratorio, la información recabada permite precisar el riesgo geológico (actualmente se le prefiere denominar probabilidad de éxito geológico) asociado a la oportunidad exploratoria. Para decidir si se asignan recursos, las oportunidades exploratorias deben ser evaluadas económicamente.

Sísmica de pozo

Los levantamientos de sísmica de pozos también conocidos como perfiles sísmicos verticales (VSP) sirven para obtener información de gran utilidad como puede ser la profundidad, el alcance y la heterogeneidad de los yacimientos, el contenido de fluidos, las propiedades mecánicas de las rocas, la presión de poro, el desempeño de los métodos de recuperación mejorada, la anisotropía elástica, la geometría de las fracturas inducidas y la densidad y orientación de las fracturas naturales.

La sísmica de pozo se clasifica usualmente por la geometría del levantamiento, la cual se determina por el desplazamiento de la fuente, la trayectoria del pozo y la profundidad del arreglo de receptores.

A continuación se mencionan los tipos más comunes así como un esquema de ellos.

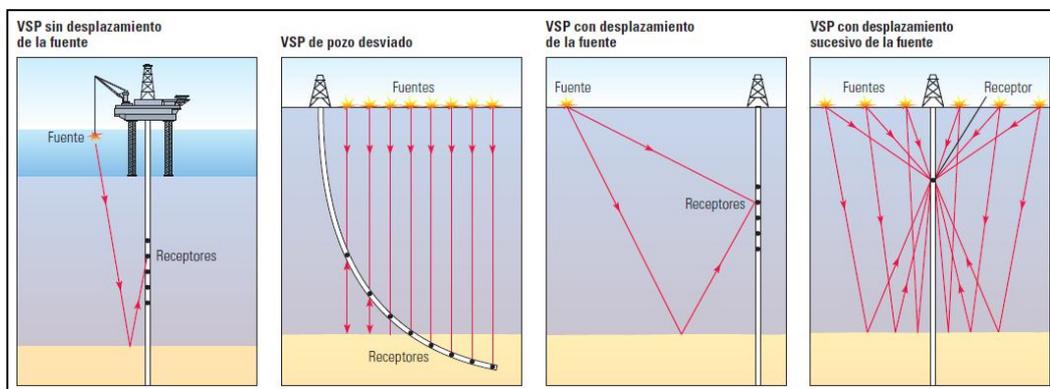


Figura 2.6 Esquemas de Adquisición de un VSP³⁰

VSP sin desplazamiento de la fuente (zero-offset VSP).- Es el tipo más común de VSP, este comprende un arreglo de receptores sísmicos de pozos y una fuente cercana al pozo.

VSP sin desplazamiento de la fuente de pozo desviado (walkabove).- Está diseñado para que la fuente este siempre directamente por encima de los receptores desplegados en un pozo desviado u horizontal.

VSP con desplazamiento de la fuente.- Este se adquiere con una fuente colocada a una distancia horizontal respecto del pozo, estos incrementan el volumen del subsuelo representado.

VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente (walkaway).- Similar al VSP con desplazamiento de la fuente en cuanto a que la fuente se encuentra desplazada con respecto a la incidencia vertical. El arreglo de receptores permanece fijo, mientras la fuente se desplaza en un rango establecido.

VSP 3D.- Este tipo de levantamiento puede seguir un patrón de líneas paralelas o círculos concéntricos alrededor de un pozo. La utilidad de este tipo es proveer una imagen 3D del subsuelo con mayor resolución que el método de sísmica de superficie en condiciones específicas.

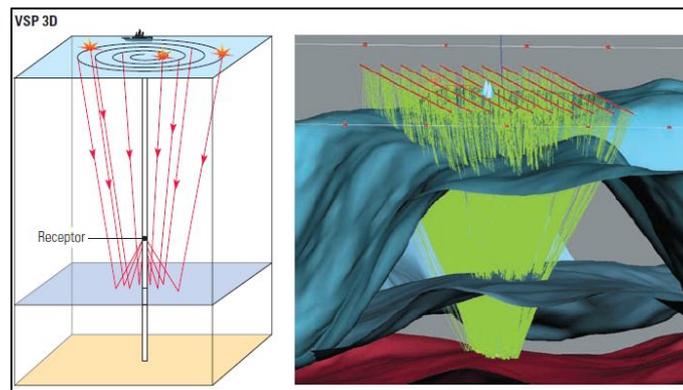


Figura 2.7 Esquema de Adquisición VSP 3D³⁰

En el caso de un fracturamiento hidráulico se usa un pozo observador en el que se ubican los sensores, estos registran los eventos microsísmicos, o las emisiones acústicas causadas por los tratamientos de fracturamiento hidráulico, gracias a esto es posible monitorear el avance en las operaciones de estimulación.

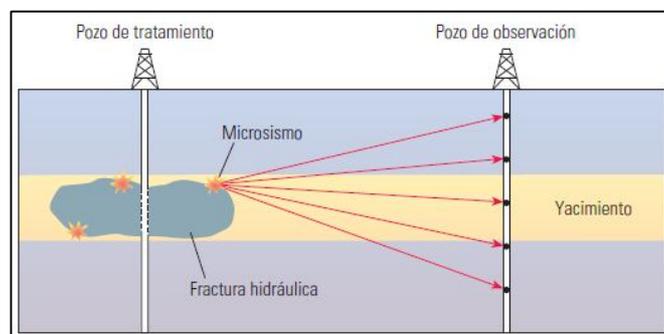


Figura 2.8 Monitoreo de fracturamiento hidráulico³⁰

2.2.2.3 Caracterización Petrofísica

Para poder comprender la naturaleza y el comportamiento de un yacimiento es necesario tener un amplio conocimiento de las características de las rocas en este.

La caracterización petrofísica es una integración y correlación de los datos que se pueden obtener a partir de núcleos, registros geofísicos y pruebas de presión. Esta información aporta datos para poder obtener propiedades como la porosidad, permeabilidad absoluta, compresibilidad y textura de la roca (forma, tamaño, clasificación y empacamiento de los granos).

Registros Geofísicos

Los registros geofísicos son la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad, y que a su vez nos indican las características de las formaciones atravesadas por un pozo.

Para poder hacer uso de los registros geofísicos se debe conocer su principio de aplicación en función de diferentes propiedades físicas y litológicas.

Una forma para poder decidir o identificar el tipo de registro que podemos utilizar, es de acuerdo a lo que se esté buscando conocer, todos están basados en una o varias propiedades físicas, mecánicas o litológicas, pero será importante saber qué factores pueden estar actuando en el yacimiento.

En función del principio físico de la herramienta se pueden tener:

- Resistividad.
 - Rt: eléctrico (ES), eléctrico enfocado (LL), doble eléctrico enfocado (DLL), inducción (I-ES), doble inducción – eléctrico enfocado (DIL), eléctrico enfocado azimutal (ARI), arreglo de inducción (AIT), eléctrico enfocado de alta resolución.
 - Rxo: micro eléctrico (ML), micro enfocado (MLL), micro proximidad (MPL), micro esférico enfocado (MSFL).
- Acústicos: sónico de porosidad (BHC), sónico de espaciamento largo, sónico digital, sónico dipolar, sónico de amplitud (A-BHC), sónico de densidad variable (VDL), BHTV – TV POZO.
- Radioactivos.
 - Rayos Gamma: rayos gamma naturales (GR), espectroscopia de rayos gamma naturales (NGT).
 - Neutrones: radiactivo (GNT), epitermal (SNP), compensado (CNL).
 - Densidad: densidad de la formación (FDC), lito densidad (LDT).
- Mecánico: temperatura, calibración, desviaciones.

Los registros básicos convencionales que comúnmente se obtienen en la industria petrolera son: potencial espontáneo, rayos gamma, resistividad, sónico de porosidad, densidad y neutrón.

Potencial Espontáneo

La curva de potencial espontáneo o potencial natural (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil colocado dentro del pozo y un electrodo fijo colocado en superficie.

La curva del SP nos permite:

- Determinar cuerpos permeables.
- Determinar los límites entre capas.
- Correlacionar estratos.
- Conocer cualitativamente el contenido arcilloso de una capa.
- Determinar valores de resistividad del agua intersticial de las formaciones (R_w).

Rayos Gamma

Es un registro de radioactividad de las rocas, producto de la desintegración natural de las pequeñas cantidades de elementos radioactivos que contienen, los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad (arenas, areniscas, calizas, dolomías), por lo tanto la curva de rayos gamma naturales nos indica la diferencia de radioactividad entre uno y otro tipo de roca contenido en la formación.

Se puede concluir que la curva de rayos gamma naturales es un registro complementario en la interpretación de la litología de las formaciones atravesadas por un pozo, teniendo como objetivo apoyar la interpretación del registro de potencial espontáneo, que también es un registro que permite cualitativamente identificar zonas permeables, por lo que ambos registros se consideran correlacionables, pues las curvas generadas son muy similares.

Este registro se puede tomar simultáneamente con otros, ya sean también radiactivos o de resistividad, en agujeros vacíos o llenos de cualquier tipo de lodo y en pozos entubados.

Este registro normalmente se presenta en la pista izquierda del registro, en escala "API" incrementándose la actividad de rayos gamma de izquierda a derecha.

Resistividad

La resistividad, es una de las propiedades de las formaciones que van siendo atravesadas por un pozo, es de uso muy frecuente tanto para la interpretación cualitativa como para la cuantitativa de los registros de pozo.

Los valores de resistividad de las formaciones suelen ser muy variables entre sí, pues estos valores de resistividad no solo dependen del tipo de roca del que se trate, sino también interviene el tipo y distribución de los fluidos contenidos en la formación.

Sónico de Porosidad

El perfil o registro sónico es un registro de la profundidad contra tiempo de tránsito (ΔT), que es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación, este ΔT es el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional del sonido.

El tiempo de tránsito en una formación dependerá de la litología y la porosidad, y a su vez el tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil para realizar una interpretación de un registro sísmico.

La ventaja que tiene esta sonda es que es capaz de compensar errores por diámetro del pozo e inclinación de la misma. Los aparatos normalmente utilizados son del tipo BHC (Bore Hole Compensated).

Densidad

Este registro también se le llama en ocasiones gamma-gamma por la manera en que funciona, es importante saber que es un registro radiactivo. Es de los denominados registros de pared y puede correrse tanto en agujeros llenos con lodo como en vacíos, es llamado como uno de los registros de porosidad, pues se pueden obtener los valores de la porosidad en función de la densidad y es usado en conjunto con otros registros para localizar y determinar zonas con contenido o productoras de gas, e interpretar cuantitativamente las arenas arcillosas y evaluación de esquistos petrolíferos.

Es un dispositivo instalado en un patín pegado a la pared, esta herramienta cuenta con una fuente emisora de rayos gamma y un par de receptores. El flujo de rayos gamma en los receptores es función de la densidad electrónica de las rocas. Con ese registro se puede obtener indirectamente la porosidad.

Neutrón

La definición de registro de neutrones está basada en el bombardeo de neutrones a la formación de interés o bien simplemente el intervalo a interpretar; hoy en día se conocen tres tipos diferentes de registros de neutrones, la diferencia entre estos depende de la naturaleza de la partícula atómica, y cada efecto ya sea directo o indirecto respecto a la formación, será registrada de una manera independiente por medio de los detectores, dando como resultado los diferentes tipos de registro que llevan por nombre: registros de neutrones térmicos, neutrón-gamma y neutrones-neutrones.

Los perfiles neutrónicos son utilizados principalmente para determinar la porosidad en las formaciones permeables, así como para determinar su porosidad, este tipo de registro responde inicialmente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación; por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros pueden estar llenos de agua, gas o petróleo, este perfil neutrónico nos da el valor aproximado del espacio real o bien el volumen de poros lleno de fluidos.

Registros MWD

Con este tipo de herramienta es posible adquirir mediciones durante la perforación MWD por sus siglas en inglés (Measure while drilling).

Gracias al ahorro económico es ahora una práctica estándar en los pozos direccionales marinos, en los que el costo de las herramientas es compensado por el tiempo de equipo de perforación y las consideraciones asociadas con la estabilidad del pozo si se utilizan otras herramientas. Las mediciones se adquieren en el fondo del pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido y posteriormente se transmiten a la superficie. Los métodos de transmisión de datos

varían entre una compañía y otra, pero generalmente consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo. Estas presiones pueden ser ondas senoidales positivas, negativas o continuas. Algunas herramientas MWD poseen la capacidad para almacenar las mediciones para su recuperación posterior con cable o cuando la herramienta se extrae del pozo si el enlace de transmisión de datos falla.

Las herramientas MWD que miden los parámetros de una formación (resistividad, porosidad, velocidad sónica, rayos gamma) se conocen como herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD). Las herramientas LWD utilizan sistemas similares de almacenamiento y transmisión de datos, y algunas poseen más memoria de estado sólido para proporcionar registros de mayor resolución después de extraer la herramienta, que la que es posible con el sistema de transmisión de pulsos a través del lodo con un ancho de banda relativamente bajo.

Registros LWD

Los registros LWD por sus siglas en inglés (logging while drilling), es una herramienta que aunque riesgosa y cara en ciertas ocasiones, presenta la ventaja de medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación. Por otra parte, muchos pozos resultan difíciles o incluso imposibles de medir con herramientas convencionales operadas con cable, especialmente los pozos altamente desviados. En estas situaciones, la medición LWD garantiza la captura de alguna medición del subsuelo en caso que las operaciones con cable no sean posibles y optimizan la perforación al proporcionar datos en tiempo real.

Los datos LWD obtenidos en forma oportuna también pueden ser utilizados para guiar el emplazamiento del pozo de modo que éste permanezca en la zona de interés o en la porción más productiva de un yacimiento.

2.2.2.4 Análisis de Laboratorio

Análisis de Núcleos

La mayoría del personal especializado prefiere clasificar el análisis de núcleos en dos partes; análisis convencional y análisis especiales de núcleos.

El análisis convencional es posible llevarlo a cabo en:

- Muestras recién cortadas o preservadas.
 - Porosidad.
 - Permeabilidad.
 - Saturación de gas, aceite y agua.
- Muestras erosionadas o dañadas:
 - Porosidad.
 - Permeabilidad.

El análisis especial de núcleos es posible llevarlo a cabo en un número limitado de muestras, ya sean recientemente tomadas o no, las cuales son seleccionadas en función de sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad).

Los análisis importantes en el estudio son:

- Estudio de presiones capilares.
- Mediciones del factor de formación y la razón de resistividad.
- Flujo de dos fases y el estudio de las permeabilidades relativas.
- Estudios de pruebas de mojabilidad.

2.2.3 Caracterización Dinámica

En la caracterización dinámica de yacimientos se identifican y evalúan los elementos que se encuentran afectando la producción de un yacimiento de gas, esto por medio del análisis de variables que muestran el comportamiento en el yacimiento por medio de la presión, temperatura, trazadores, flujo, etc.

El principal objetivo de la caracterización dinámica de yacimientos de gas es la detección y evaluación de los elementos que afectan la mejor manera de fluir de los hidrocarburos durante la producción en el yacimiento, dichos elementos pueden ser fallas geológicas, acuíferos, estratificación, discordancias, doble porosidad, doble permeabilidad y fracturas. Para lograr dicho objetivo es necesario un análisis y mediciones de las variables que muestren el comportamiento en el yacimiento en condiciones de producción para obtener su expresión en la forma dinámica.

Entre las formas de obtener estos elementos se citan principalmente herramientas como:

- Pruebas presión.
- Históricos de producción de agua, aceite y gas.
- Registro de molinete hidráulico, temperatura y gradiomanómetro.
- Prueba de trazadores.

Para realizar una caracterización dinámica de un yacimiento se pueden seguir los siguientes pasos:

- Controlar la calidad en la información.
- Sincronizar y corregir datos de presión y producción.
- Evaluar las geometrías de flujo.
- Estimar los parámetros del yacimiento.
- Calcular el volumen de drene.
- Detectar la interferencia entre pozos.

En la evaluación dinámica de un yacimiento se deben considerar las mediciones de ciertos parámetros a condiciones de producción de forma que sea posible definir al sistema en dicho estado de explotación.

Herramientas como pruebas de variación de presión e históricos de producción darán una mayor versatilidad y una muy buena capacidad en el análisis de un yacimiento.

En el análisis del histórico de producción de los pozos de un yacimiento se puede determinar el grado de declinación de la presión en el yacimiento pero así mismo se puede obtener información

como el volumen poroso de drene, patrones de flujo y fronteras que lo delimitan. Dicha historia de producción puede considerarse como una prueba de decremento de presión a gasto variable. Finalmente con la evaluación de la información total de un campo se puede obtener la evaluación del volumen original de los hidrocarburos así como el modelo de entrada de agua.

Con herramientas como registros de temperatura y de molinete hidráulico se pueden utilizar en la determinación de los intervalos abiertos a producción o inyección. Así mismo se puede hallar la distribución vertical de la naturaleza de los fluidos producidos por un pozo con la ayuda de un gradiomanómetro.

Así mismo las pruebas de trazadores aportan información sobre los canales de flujo que se dan en el yacimiento, como en un proceso de inyección de fluidos se puede dar tanto en el sentido vertical como horizontal.

2.2.3.1 Metodología

La metodología utilizada para construir un modelo dinámico de yacimientos, que permite establecer un plan de explotación sustentado económicamente en yacimientos de gas se puede observar en la figura 2.9.

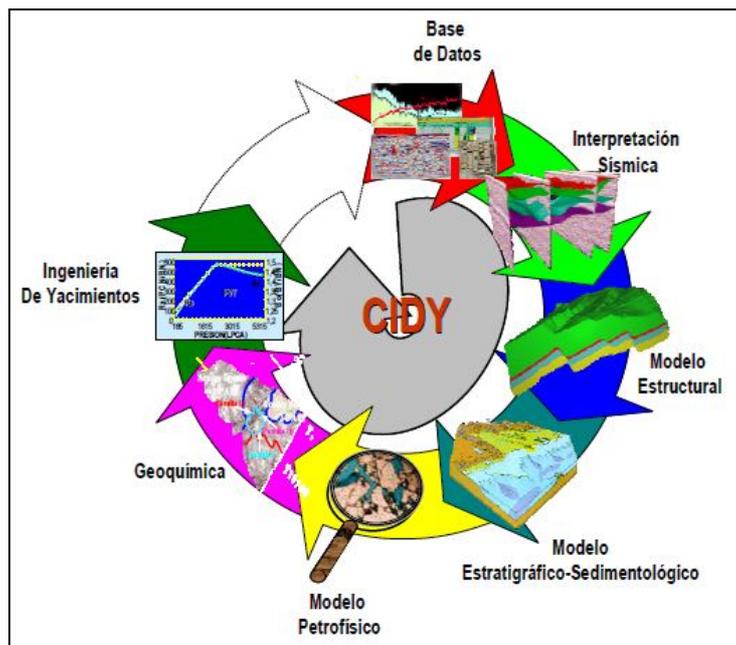


Figura 2.9 Metodología del Proceso⁵

Cada una de estas disciplinas tiene un papel muy importante dentro del desarrollo de los proyectos de caracterización de yacimientos de gas, por lo que brevemente se describen a continuación, los objetivos que se persiguen con la aplicación de cada una de ellas.

- La interpretación sísmica nos permite analizar e interpretar la información sísmica para generar mapas del yacimiento (configuraciones estructurales, mapas de atributos sísmicos, isopacas, etc.) que permitan cuantificar volumen de roca y volumen original de hidrocarburos.

- El modelo estructural nos servirá para definir la orientación y geometría de los rasgos estructurales que delimitan al yacimiento y su posible impacto en el desempeño del mismo.
- El modelo estratigráfico-sedimentológico, permitirá establecer el marco cronoestratigráfico y definir la geometría, distribución y arquitectura interna del yacimiento, mediante el análisis de facies y medios ambientes de depósito.
- De igual forma se deberá construir un modelo petrofísico mediante el análisis de registros geofísicos de pozo, núcleos y datos de producción, que permita estimar porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, litología y saturación de hidrocarburos en el yacimiento e identificar tipos de roca como base para establecer las unidades de flujo.
- Aplicar la geoquímica orgánica para complementar o precisar la delimitación de las unidades de flujo que conforman las formaciones productoras. Esta disciplina también dentro de sus alcances, nos permitirá definir y delimitar la calidad de los fluidos producidos, determinar el comportamiento y la compatibilidad de los fluidos inyectados en condiciones de yacimiento.

Finalmente con la ingeniería de yacimientos se pueden definir propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento; analizar propiedades físicas del yacimiento para estimar su continuidad lateral y dimensiones; así como cuantificar volúmenes en sitio de hidrocarburos.

2.2.3.2 Curvas de Declinación

El análisis del comportamiento de un yacimiento es de vital importancia para poder determinar la manera óptima de explotar un yacimiento y así poder lograr la mayor recuperación de este, una de las maneras más utilizadas para este objetivo es el análisis de las curvas de declinación, ya que es una manera simple y otorga buenos resultados, dando así pronósticos aceptables.

La base del análisis de las curvas de declinación es el ajuste de los historiales de producción con un modelo. Asumiendo que la producción futura sigue una tendencia, podemos usar ese modelo para estimar el volumen de gas original y predecir las reservas de gas a una presión de abandono o índice económico de producción, o bien, podemos determinar la vida productiva del pozo o campo.

Además de estimar las características de flujo individual del pozo, tales como, la permeabilidad de la formación y factor de daño con el análisis de curvas de declinación. El método de curva de declinación es aplicable a pozos individuales o a todo el campo. Los métodos de curva de declinación ofrecen una alternativa a los métodos de balance de materia y volumétrico para la estimación de la reservas de gas. Este análisis por curvas de declinación se puede aplicar a pozos individuales o en grupo.

Tipos de Declinación

Existen tres tipos de curvas de declinación: hiperbólica, exponencial y armónica, las cuales se definen según la siguiente expresión general.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

Donde n es el exponente de declinación. D_i la tasa de declinación al comienzo del periodo actual de declinación y D es el cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo. En la curva de declinación exponencial, $n=0$, en la armónica, $n=1$, y en la hiperbólica, $0 < n < 1$. De acuerdo con esto la expresión de la tasa de declinación para cada curva es:

- Exponencial: $D = D_i = \text{constante}$; La caída en producción por unidad de tiempo es una fracción constante de la tasa de producción.
- Armónica: $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)$; la caída en la producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.
- Hiperbólica: $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^n$; la caída en la producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia fraccional de la tasa de producción, con la potencia variable entre 0 y 1.

A continuación se muestra en la figura 2.10 el comportamiento de las curvas de declinación.

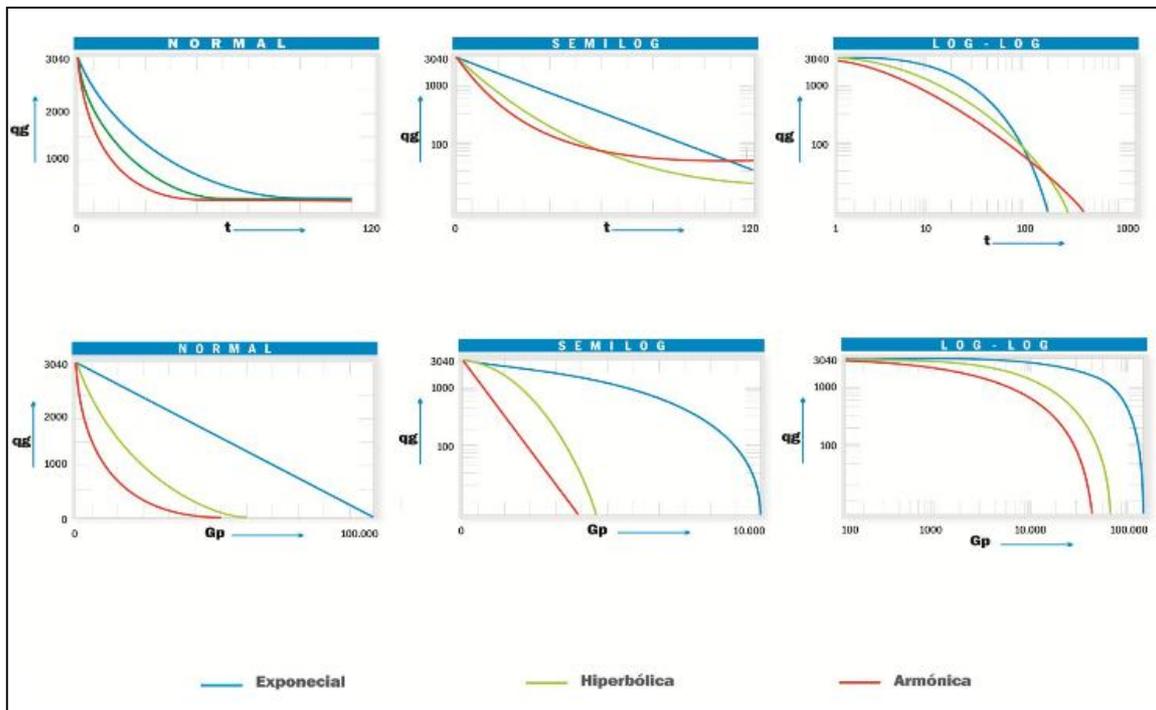


Figura 2.10 Comportamiento de las Curvas de Declinación⁸

2.2.3.3 Pruebas de Variación de Presión

Las pruebas de variación de presión son el nombre que se le da a una prueba en la cual se genera un pulso hidráulico, a la formación (o medio poroso de un yacimiento) mediante un periodo de flujo, inyección de fluidos, o cierre en un pozo. La respuesta del medio poroso y de los fluidos que contiene, debida al pulso, es medida en forma continua a través del registro de la presión y de la temperatura del fondo y de la superficie en el pozo en donde se generó dicho pulso. Las pruebas de variación de presión sirven para conocer algunos parámetros como son: tipo de flujo del pozo,

permeabilidad radial del yacimiento, espesor del yacimiento, volumen aparente del pozo, coeficiente de almacenamiento, eficiencia de flujo, factor de daño total, tamaño de la fractura, ancho del yacimiento todos estos parámetros permitirán aplicar los mejores métodos de terminación de pozos, para así aplicar una eficiente productividad de pozos sin dañar el yacimiento, permitiendo evaluar de una mejor forma el comportamiento futuro del mismo.

Tipos de Pruebas de Presión

Las pruebas de variación de presión más comunes son:

- Prueba de incremento de presión.
- Prueba de decremento de presión.
- Gastos múltiples.
- Multiprueba selectiva de formación (Drill Stem Test MDT, CHDT, RDT, RCI).
- Inyección ascendente (step up test).
- Inyección descendente (step down test).
- Límite de yacimiento.
- Prueba de inyección.
- Prueba de abatimiento de presión (fall-off).
- Prueba de interferencia vertical.
- Pruebas de interferencia lateral.
- Pruebas isocronales.

Prueba de Incremento de Presión

La podemos definir como la medición continua de la presión y temperatura del fondo y de superficie en un pozo durante un periodo de cierre iniciando el registro durante el periodo de flujo previo a la prueba.

Prueba de Decremento de Presión

Se puede definir como la medición continua de la presión y temperatura del fondo y de superficie en un pozo durante al menos un periodo de flujo, iniciando el registro durante el periodo de cierre previo a la prueba.

Prueba de Gastos Múltiples

Consiste en la medición continua de la presión y temperatura en el fondo y en la superficie de un pozo durante dos o más periodos de flujo. El registro puede iniciar en el periodo de cierre previo a la prueba o bien, iniciar durante el periodo de flujo en el que el pozo se encuentre operando.

Multiprueba Selectiva de Formación (Drill Stem Test)

Es la prueba que se realiza durante los trabajos de perforación de un pozo, y consiste en una secuencia de aperturas y cierres del pozo. Para ello se utiliza una terminación temporal con una sarta de prueba que contiene una válvula en el fondo para comunicar o aislar la formación a probar. Contiene además una herramienta para alojar de dos a cuatro sensores para medir continuamente la presión y la temperatura del fondo, al mismo tiempo que en la superficie se miden la presión,

temperatura y los volúmenes de las fases producidas por la formación. La prueba se puede efectuar en tiempo real o en modo de memoria dependiendo de las condiciones operativas del pozo.

Prueba de Inyección Descendente (Step-Down Test)

Es la medición continua de la presión y temperatura del fondo y de superficie de un pozo durante una secuencia de dos o más periodos de flujo. El registro se inicia durante el periodo de flujo en el que el pozo se encuentre operando.

Prueba de Límite de Yacimiento

Es una variación de la prueba de decremento de presión, que consiste en la medición continua de la presión y temperatura en el fondo y en la superficie de un pozo durante al menos un periodo de flujo, iniciando el registro durante el periodo de cierre previo de la prueba. El periodo de flujo debe registrarse hasta alcanzar los efectos de frontera en la respuesta de presión.

Prueba de Abatimiento de Presión (Fall-Off)

Se puede definir como la medición continua de la presión y temperatura en el fondo y en la superficie de un pozo durante un periodo de cierre, iniciando el registro durante el periodo de inyección previo a la prueba.

Prueba de Interferencia Vertical

Se puede definir como la medición continua de la presión y temperatura en dos formaciones de un mismo pozo y en la superficie de éste. En el fondo, las dos formaciones de interés se aíslan entre sí mientras se genera un periodo de flujo en una de ellas, seguido por un periodo de cierre.

Periodo de Inyección

Es el intervalo de tiempo en el que se inyecta un fluido de propiedades conocidas a un pozo. En la interpretación de pruebas de variación de presión se requiere que durante este intervalo de tiempo se registre de manera continua el volumen del fluido inyectado, así como las condiciones de inyección en el pozo (presión y temperatura superficial y de fondo).

Periodo de Cierre

Es el intervalo de tiempo en el que un pozo permanece cerrado, posterior a un periodo de flujo o de inyección. El cierre del pozo puede efectuarse en la superficie o en el fondo, mediante el uso de herramientas especiales.

Medición Continua de la Presión y Temperatura en el Fondo y la Superficie de un Pozo

Es el registro de la variación de la presión y la temperatura en un pozo. El registro en el fondo se hará con una sonda registradora de memoria o en tiempo real, colocada por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin ésta, la profundidad mínima será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto más somero. Cuando por necesidades de la prueba se requiere utilizar herramientas

especiales en el fondo del pozo (para cierre de fondo, por ejemplo), las sondas registradoras serán colocadas de acuerdo con la geometría de las herramientas especiales. En todos los casos, salvo por condiciones de seguridad, al bajar y subir las sondas, se deberá tomar el gradiente por estaciones, en el estado en que se encuentre el pozo (fluyendo o cerrado). El registro de las condiciones de superficie se hará mediante la colocación de sensores corriente arriba y corriente abajo del porta estrangulador, registrando de manera continua la variación de la presión y temperatura.

Diseño de una Prueba para un solo Pozo

Durante la planeación de una prueba de variación de presión deberán participar los especialistas de geociencias además de los ingenieros de yacimientos y diseño de pozos. Se deberán de establecer claramente los objetivos de las pruebas a realizar. A manera enunciativa más no limitativa se presentan algunos de ellos:

- Estimar la permeabilidad y el daño del yacimiento.
- Calcular la presión promedio del área de drene.
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
- Estimar la distancia de una falla.
- Estimar el volumen poroso del yacimiento.
- Estimar las características de una fractura que interseca el pozo.
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
- Determinar las condiciones de entrada de agua.
- Confirmar la presencia de un casquete de gas.
- Estimar los parámetros de una fractura hidráulica.
- Determinar presencia de acuífero activo.
- Estimar el coeficiente de velocidad en pozos de gas.
- Estimar los factores de pseudo daño (penetración parcial, perforaciones, desviación, etc.).
- Estimar el límite de yacimiento.
- Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.
- Optimizar aparejos de producción.
- Determinar el máximo potencial de flujo (AOF).

Dependiendo del objetivo de la prueba a realizar se deberá planear:

- Una adecuada magnitud del pulso de presión. Este debe de ser suficiente como para ser detectado por las herramientas a utilizar. Esta magnitud es directamente proporcional al volumen de fluidos utilizado para generar el pulso que creará el disturbio en el yacimiento.
- Duración adecuada de la prueba. Para que la respuesta esperada pueda ser detectada, se deberá programar una duración que permita ver la parte de interés del yacimiento.

2.2.3.4 Ecuación de Difusión

Para describir como en un medio poroso la presión cambiara en el tiempo en función del gradiente de presión alrededor del pozo se utiliza la ecuación de difusión, la cual, es utilizada en la teoría básica del análisis de datos dinámicos en la forma más sencilla asumiendo condiciones de:

- Yacimiento homogéneo e isotrópico.
- Fluido en una fase y ligeramente compresible.
- Yacimiento y propiedades de los fluidos independientes de la presión.
- Flujo radial.
- Aplicabilidad de la Ley Darcy.
- Fuerzas gravitacionales despreciables.

La ecuación de difusión se obtiene combinando la ecuación de continuidad:

$$-\nabla \cdot (\rho \vec{v}) = \frac{d}{dt}(\phi \rho)$$

Con una ecuación que relaciona la velocidad del fluido en el medio poroso con el gradiente de presiones (ecuación de movimiento, que es una forma de la ley de Darcy):

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p$$

Y con la ecuación de estado correspondiente a un fluido ligeramente compresible:

$$\rho = \rho_o e^{c(p-p_o)}$$

De lo cual resulta la forma general de la ecuación de difusión:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{dp}{dt}$$

Dado que el caso de estudio es en pozos de gas, para el caso de flujo lineal de gas se tiene que la ecuación para calcular el gasto lineal de gas en régimen permanente es:

$$q_{gCS} = \frac{k_g A T_{cs} (p_1^2 - p_2^2)}{2 \mu_g \Delta L p_{cs} \bar{Z} \bar{T}_y}$$

Para el caso de flujo radial de gas se tiene:

$$q_{gcs} = \frac{\pi k_g h T_{cs} (p_e^2 - p_w^2)}{\mu_g p_{cs} \bar{Z} \bar{T}_y \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

2.2.3.5 Geomecánica

La geomecánica según Zoback (2007), es una rama de la ingeniería que aplica la mecánica de los sólidos, las matemáticas y la física para predecir la manera en que las rocas responden a los esfuerzos externos. Siguiendo el ejemplo de la minería y la ingeniería civil que han utilizado muchísimo la geomecánica para predecir y evitar consecuencias catastróficas, los ingenieros de perforación y producción cada vez aplican con mayor frecuencia estos conceptos para el desarrollo de los yacimientos. Estas prácticas requieren la medición y estimación de los esfuerzos y el estudio de la manera en que los materiales responden a los mismos.

La mecánica de rocas se define como la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de la roca. El conocimiento de las tensiones y deformaciones que puede llegar a soportar el material rocoso, es decir la formación, ante condiciones determinadas permite evaluar su comportamiento mecánico y elaborar el diseño de obras de ingeniería. La relación entre estos dos parámetros describe el comportamiento de los diferentes tipos de rocas que dependen de las propiedades físicas y mecánicas de los materiales y de las condiciones a las que están sometidos en la naturaleza.

Los factores geológicos que dominan el comportamiento y las propiedades mecánicas de las rocas son:

- La litología y propiedades de la matriz de la formación rocosa.
- La estructura geológica y las discontinuidades.
- El estado de esfuerzo al que está sometido el material.
- El grado de alteración o meteorización.
- Las condiciones Hidrogeológicas.

Para la solución de problemas de ingeniería, relativos a la mecánica de rocas, es necesaria la aplicación de modelos matemáticos por lo que para facilitar su solución es conveniente hacer ciertas suposiciones, entre las más importantes se encuentran:

- Considerar que el material es isótropo, es decir, que sus propiedades elásticas no cambian con relación a la dirección del cuerpo.
- Que es homogéneo, entonces el más pequeño elemento de material posee las mismas propiedades físicas del cuerpo mismo.
- Que tiene comportamiento elástico.

Al hacer estas consideraciones, las ecuaciones de mecánica de rocas solo tienen dos constantes: el módulo de Young y la relación de Poisson, pero en caso contrario se hacen necesarias más de veinte constantes independientes para poder identificar el material mecánicamente.

En fracturamiento hidráulico, la mecánica de rocas es importante para determinar ciertas propiedades mecánicas así como las condiciones de los esfuerzos in-situ de la formación, el cálculo de la deformación que sufre la roca, y el comportamiento de la roca causado por el fracturamiento así como finalmente determinar la geometría de la fractura.

Las propiedades mecánicas de la roca que generalmente están involucradas en el diseño y análisis de un tratamiento de fracturamiento hidráulico son:

- Propiedades elásticas, como el módulo de Young y la relación de Poisson.
- Propiedades de las Fuerzas aplicadas, tales como resistencia, esfuerzos compresivos y tensionales.
- Ductibilidad.
- Fricción.

El parámetro más importante para el diseño de un fracturamiento hidráulico son los esfuerzos in-situ. Los esfuerzos no solo controlan o influyen en la mayoría de los aspectos del desarrollo del fracturamiento, sino que también influyen directamente en las propiedades del yacimiento como en las propiedades mecánicas de la roca. Por ejemplo, si se incrementa la aplicación de esfuerzo confinante, que es una presión igual en todas las direcciones y su efecto sobre las rocas es disminuir su volumen, tendrá como resultado una disminución en la permeabilidad, porosidad de la roca y por consecuencia los resultados para el módulo de Young y la relación de Poisson se verán afectados.

Módulo de Young

Es la medida de rigidez de la roca o un parámetro que expresa la resistencia de la roca a la deformación bajo condiciones de carga. Se representa con la letra E , la cual es la constante de proporcionalidad. Entre mayor sea el valor de E , mayor será la rigidez de la roca; una roca más rígida mostrará una menor presión de fractura y un espesor menor de fractura, por lo cual será más fácil de romper la roca, dicho efecto se puede ver en la figura 2.11.

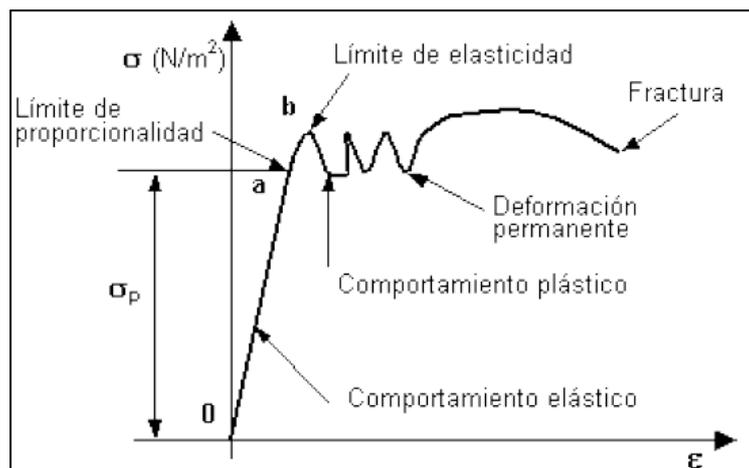


Figura 2.11 Efecto de Módulo de Young en Formación¹⁰

El módulo de Young afecta directamente a la propagación de la fractura; a valores bajos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada, a valores grandes resulta una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal.

$$\text{Modulo de Young} = \frac{\text{esfuerzo}}{\text{deformación}}$$

Radio de Poisson

Si la roca se comprime en una dirección, la misma roca se deforma en dos direcciones distintas, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo (deformación longitudinal) y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo (deformación lateral). El radio de Poisson se define como una relación entre ambas deformaciones.

Compresibilidad de la Roca

Al extraerse un fluido de una roca receptora, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión interna y la presión externa de sobrecarga que permanece constante. Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca, dando como resultado diferentes cambios, el cambio principal es el sufrido por los poros.

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al iniciar la explotación de un yacimiento y caer la presión, se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos sobresaturados sin empuje de agua hasta que la presión baja hasta la presión de saturación.

En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

- Compresibilidad de los poros: Cambio fraccional en volumen poroso de la roca con respecto al cambio unitario de presión.
- Compresibilidad de la matriz: Cambio fraccional en volumen de la roca sólida con respecto al cambio unitario de presión.
- Compresibilidad total de la roca: Cambio fraccional en volumen bruto de la roca con respecto al cambio unitario de presión.

2.2.4 Caracterización de los Fluidos

2.2.4.1 Análisis PVT

Al caracterizar un yacimiento, es importante tener información sobre la roca y los fluidos que se encuentren en el yacimiento, para obtener la información necesaria en el caso de los fluidos se

recurre al análisis PVT, el cuales nos ayudan a identificar las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento ya sea gas o aceite.

El objetivo principal del análisis PVT es identificar las propiedades del fluido a distintas condiciones, como puede ser en el trayecto entero de yacimiento a superficie, determinando así la relación volumétrica de las fases.

Las principales propiedades que pueden ser obtenidas en un análisis PVT son:

- Factor Volumétrico de formación del aceite, Bo.
- Relación Gas en Solución, Rs.
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica.
- Densidad del gas y del aceite, ρ_g y ρ_o .
- Factor Volumétrico de formación del gas, Bg.
- Factor de compresibilidad del gas, Z.
- Coeficiente de expansión térmica.
- Viscosidad del gas y del aceite, μ_g y μ_o .
- Composición del gas y del aceite.
- Presión de rocío.
- Presión de Burbuja
- Porcentaje del condensado retrógrado.

Para realizar un análisis PVT es necesario que las muestras del fluido que se va a analizar tenga las mismas características de composición, presión, temperatura para que los resultados que se obtengan sean lo más exactos posibles.

En la cuenca de Burgos es muy importante realizar este tipo de análisis ya que dependiendo la zona en la que estemos se pueden encontrar yacimientos de gas seco, gas húmedo, gas y condensado y hasta yacimientos de aceite como es el campo Nejo, por lo cual los análisis PVT nos ayudan a caracterizar los fluidos del campo y así determinar la mejor estrategia para la explotación del campo en cuestión así como las instalaciones superficiales necesarias.

2.2.4.2 Cromatografía de Gases

Además de los análisis PVT se puede hacer una cromatografía de gases, la cual nos da los componentes de la mezcla de gases de una forma muy precisa, lo cual nos ayuda a conocer de una forma más precisa el comportamiento de la mezcla.

La cromatografía es un método físico de separación en el cual los componentes de una mezcla son separados, esta técnica es uno de los métodos físicos de separación más eficaces que hay, pero además de ser una técnica de separación, también es utilizada con fines analíticos, ya que ninguna técnica analítica puede ofrecer su capacidad de separación o sensibilidad.

Una característica de esta técnica es que al analizar las mezclas estas tienen que ser separadas en fase gaseosa, por lo general la cromatografía de gases está limitada a compuestos con un peso molecular menor de 1000 a una temperatura máxima de 400 °C.

Para realizar la separación por esta técnica, se inyecta la muestra a separar en una corriente de un gas inerte a elevada temperatura, esta corriente atraviesa una columna cromatográfica en donde se separaran los componentes por medio de un mecanismo generalmente combinado de partición y adsorción. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos discretos y pasarán a través de sistemas de detección, o en algunos casos pasaran a un dispositivo de recogida de muestras.

Teniendo los componentes de la mezcla también se puede obtener propiedades del gas tales como la densidad.

2.3 Formación de Líquidos en el Yacimiento

Los yacimientos de gas, gas y condensado y gas húmedo contienen agua e hidrocarburos condensados. El agua puede ser congénita, la cual se encuentra en los poros de la roca al inicio de la explotación de un yacimiento; y agua proveniente de un acuífero debido al empuje hidráulico.

La caída de presión por debajo del punto de rocío en los yacimientos de gas y condensado y gas húmedo trae como consecuencia el incremento en la saturación de líquido condensado se reduce la permeabilidad relativa de la fase gaseosa; provocando obstrucción en la vecindad del pozo y disminución en la producción de gas, a lo que se le denomina “banco de condensado o bloqueo por condensado”.

La comprensión temprana de factores como: propiedades de las fases de los fluidos, características del flujo de la formación y presiones de la formación y del pozo; disminuirán afectaciones que podrían provocar una baja producción a futuro.

En condiciones originales del yacimiento, el gas es un fluido monofásico compuesto principalmente por metano, hidrocarburos de cadena corta y cadena larga. Este fluido se separará, bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, en fase gaseosa y líquida como resultado de la condensación retrograda por lo que el cambio de la composición del gas se puede ver en la figura 2.12, en la cual la envolvente de fases varía durante la caída de presión de un yacimiento de gas.

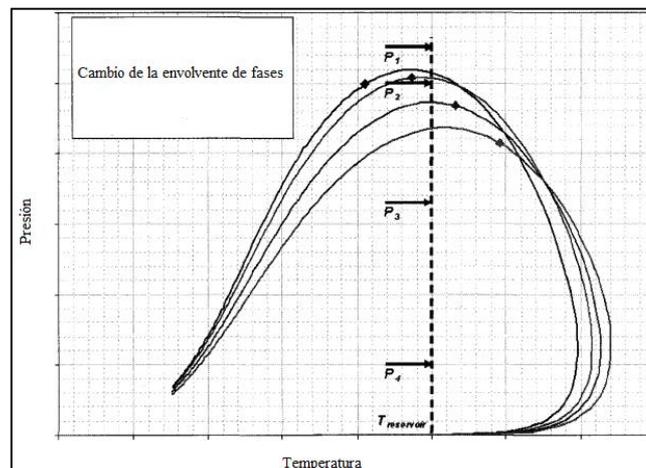


Figura 2.12 Cambio en la Envolvente de Fase por el Abatimiento de la Presión en el Yacimiento²⁸

Esta separación en el yacimiento tiene lugar debido a que durante el proceso de producción la presión se reduce hasta la presión de saturación, dando como resultado la aparición de una fase líquida rica en fracciones pesadas y una pequeña disminución de las fracciones pesadas en la fase gaseosa, al aligerarse la mezcla gaseosa la composición del gas cambia y dicho cambio se puede ver en la figura 2.13.

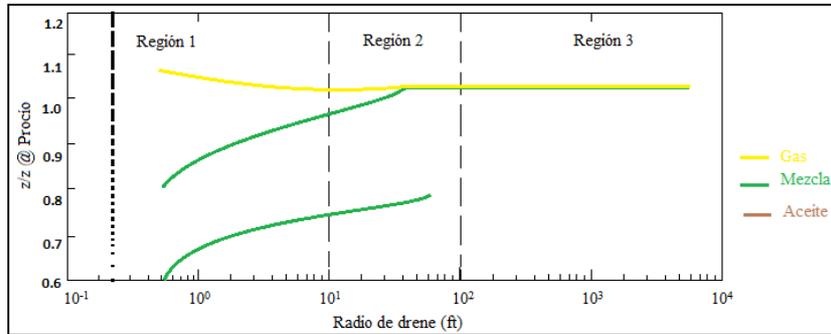


Figura 2.13 Cambio de la Composición del Gas Durante la Producción²⁸

La composición de un gas seco carece de fracciones pesadas que puedan generar líquidos en el yacimiento aun cuando exista una enorme caída de presión cerca de un pozo. La composición de un gas condensado pobre puede generar un pequeño volumen de fase líquida y la de un gas condensado rico puede generar un volumen de fase líquida más grande, superior a 150 bbl por millón de ft³.

En una prueba de decremento de presión se puede ver el perfil de saturación de los condensados y las movilidades de este y el gas a lo largo del radio de drenaje, conforme la mezcla fluye hacia el pozo la movilidad de gas incrementa ya que la viscosidad del gas disminuye mientras disminuye la presión, por el contrario la movilidad decrece cuando comienza a formarse condensado hasta el punto donde el condensado comienza a fluir como se puede ver en la figura 2.14. El comportamiento de afluencia del pozo disminuirá junto con la movilidad del gas sin importar que la cantidad de condensado sea baja.

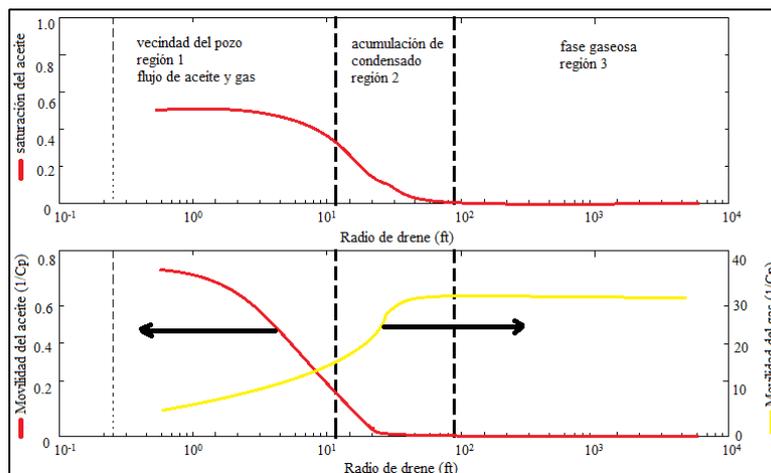


Figura 2.14 Saturación y Movilidad en una Prueba de Decremento de Presión en un Yacimiento de Gas y Condensado²⁸

Por su parte Fevang y Whitson (1996) estudiaron el comportamiento de afluencia y el efecto por bloqueo por condensado mostrando un esquema del comportamiento del gas y condensado durante la producción como se puede ver en la figura 2.15.

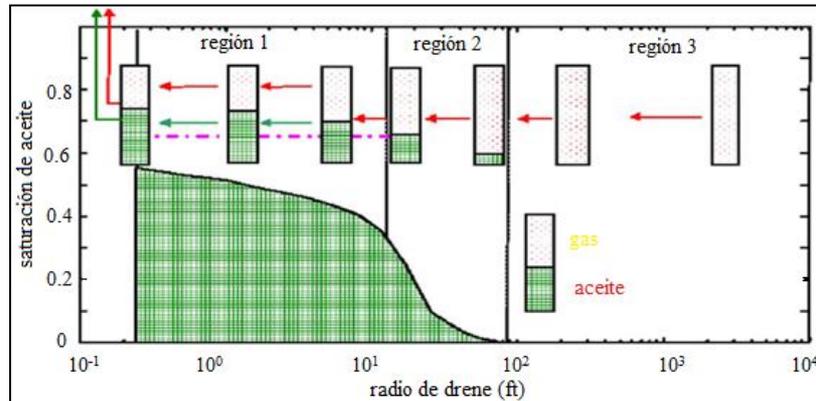


Figura 2.15 Comportamiento del Gas y Condensado Durante la Producción²⁸

2.4 Problemática de la Carga de Líquidos en los Pozos de Gas

La carga de líquidos es un fenómeno producido por la presencia de líquidos en un pozo formando una columna hidrostática la cual ejercerá una presión en el fondo del pozo que impedirá el flujo de gas a la superficie.

En la carga de líquidos se contempla con mayor relevancia la presión estática del yacimiento, la temperatura del pozo, la presión en la cabeza del pozo y el diámetro de la tubería de producción.

Presión estática del yacimiento

Como se puede ver en la figura 2.16, la cantidad de agua condensada se incrementa exponencialmente conforme la presión estática del yacimiento declina ya que la cantidad de líquido requerida para balancear el yacimiento hidrostáticamente también declina.

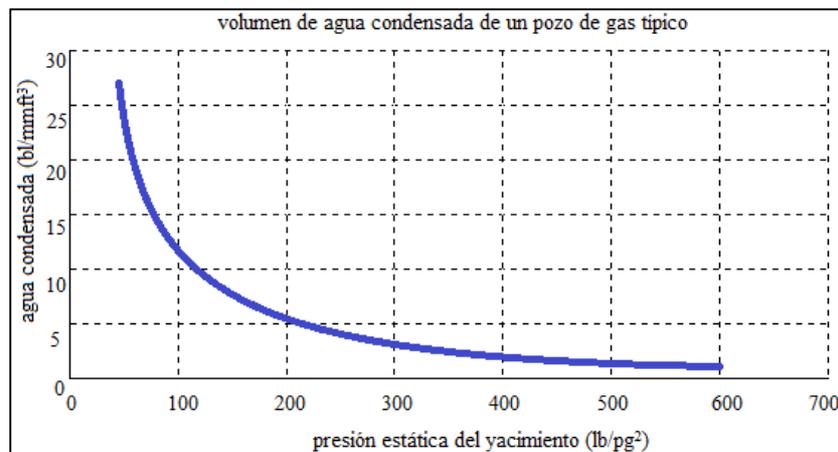


Figura 2.16 Comportamiento del Agua Condensada respecto a la Presión Estática del Yacimiento²⁸

Temperatura del pozo

La temperatura del pozo controla la cantidad de líquido que se llevara a la superficie, conforme la temperatura disminuya la cantidad de líquido aumentara.

Presión en la Cabeza del Pozo

Como se puede ver en la figura 2.17, la presión en la cabeza del pozo es directamente proporcional al gasto mínimo necesario para transportar líquidos, ya que conforme aumenta la presión en la cabeza del pozo será necesario un gasto de producción más alto para prevenir una acumulación de líquidos.

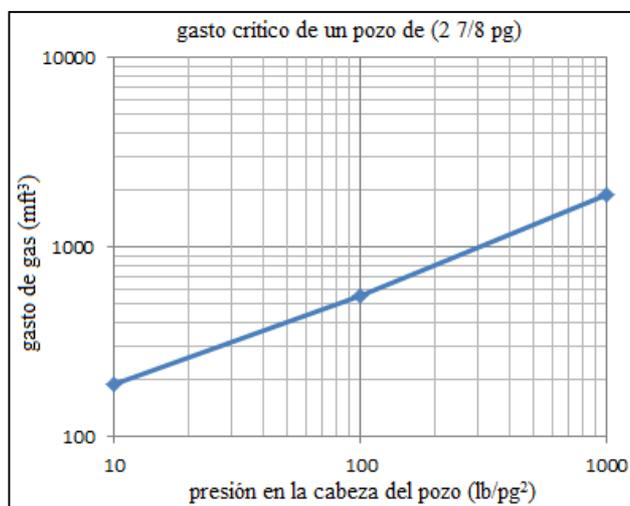


Figura 2.17 Comportamiento del Gasto de Gas Crítico con Respecto a la Presión en la Cabeza del Pozo²⁸

Diámetro de la Tubería de Producción

La velocidad es de gran relevancia para evitar la formación de carga de líquidos en el pozo y el gasto de producción del pozo influye en la velocidad a la que el gas se desplaza en la tubería por lo tanto el diámetro de la tubería de producción es un elemento de suma importancia en el cálculo del gasto crítico.

Es necesario determinar el diámetro óptimo de la tubería de producción para alcanzar la velocidad suficiente para levantar hasta la superficie los líquidos existentes a través del pozo, las tuberías de menor diámetro son las más adecuadas para incrementar la velocidad de transporte del gas.

2.4.1 Gasto Crítico de Gas

El gasto crítico de gas es el gasto mínimo necesario para levantar líquidos hasta la superficie para un gasto de producción determinado de líquido, apoyándose de elementos como la geometría del agujero, presión, temperatura y volumen.

La predicción del gasto crítico de gas fue una contribución por parte de Turner et al en 1968, con un modelo basado en la caída libre de una partícula de líquido en el gas, el cual deberá llevar la velocidad máxima que se pueda alcanzar cuando las fuerzas de arrastre sean igual que la fuerza gravitacional para que las partículas de líquido vayan suspendidas en la corriente de gas.

El modelo demuestra que la velocidad máxima de una partícula cayendo libremente en un fluido se encuentra en función de la forma, tamaño y densidad de la partícula así como de la densidad y viscosidad del fluido.

El fundamento teórico del cálculo del gasto mínimo de gas está basado elementalmente por la mecánica clásica ya que la partícula de líquido se moverá en el interior del gas bajo la influencia del campo gravitacional y sus respectivas fuerzas de arrastre y gravedad así como sus presiones de velocidad y de superficie que la involucran, como se puede ver en la figura 2.18. En donde las partículas de líquido estarán sujetas a que las fuerzas de arrastre y gravedad las fragmenten o lo eviten por la presión de la velocidad y la presión superficial del líquido respectivamente.

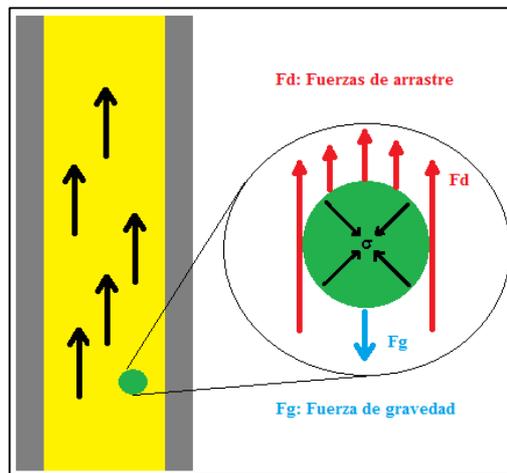


Figura 2.18 Modelo del Movimiento de Arrastre de Partículas²⁸

La relación entre las dos presiones involucrará el número de Weber, que dará el rango de valores a los cuales las gotas de líquido serán fragmentadas. En donde si el número de Weber se encuentra entre 20 y 30 está en el rango crítico en el cual las gotas son tomadas como figuras esféricas y no se toma en cuenta la deformación; o bien si el rango es < 20 ó > 30 querrá decir que existe una diferencia de presión en los costados de las gotas el líquido provocando su deformación.

Para calcular el gasto crítico es necesario conocer la velocidad crítica del gas para transportar las gotas de líquido del fondo del pozo a la superficie, para esto se toma en cuenta que la velocidad crítica del gas es la velocidad a la que la velocidad del líquido es cero; Turner obtuvo el siguiente modelo matemático para un flujo en régimen turbulento:

$$v_c = 17.514 \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G^2} \sigma \right)^{1/4} \left[\frac{lb_f}{ft} \right]$$

Dónde: ρ_L : Densidad del líquido, $\left(\frac{lb_m}{ft^3}\right)$.

ρ_G : Densidad del gas, $\left(\frac{lb_m}{ft^3}\right)$.

σ : Tensión superficial, $\left(\frac{lb_f}{ft}\right)$.

v_c : Velocidad crítica del gas, $\left(\frac{ft}{s}\right)$.

Para el caso de flujo en régimen transitorio Mohamed Nossier et al. (2000) contribuyeron con un modelo para la obtención de la velocidad crítica del gas para este tipo de flujo en sistemas con gastos bajos de gas, de tal manera que:

$$v_g = \frac{14.6\sigma^{0.35}(p_p - p)^{0.21}}{\mu^{0.134}p^{0.426}}$$

Dónde: v_g : Velocidad crítica del gas, $\left(\frac{ft}{s}\right)$.

p_p : Densidad del líquido, $\left(\frac{lb_m}{ft^3}\right)$.

p : Densidad del gas, $\left(\frac{lb_m}{ft^3}\right)$.

σ : Tensión interfacial, $\left(\frac{dina}{cm}\right)$.

μ : Viscosidad del gas, $\left(\frac{lb_m}{ft \cdot s}\right)$.

Quedando así el modelo matemático para gasto crítico de gas de Turner como:

$$q_c = \frac{3.067 p v_c A}{(T + 460)z}$$

Dónde: A : Área transversal del interior de la tubería de producción, (ft^2) .

p : Presión en la cabeza del pozo, $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$.

T : Temperatura en la cabeza del pozo, $(^{\circ}F)$.

q_c : Gasto crítico de gas, $\left(\frac{mmft^3}{día}\right)$.

A partir de datos reales de presión Turner genero correlaciones para agua y otra para hidrocarburos condensados:

$$v_{g,agua} = \frac{5.62(67 - 0.0031p)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031p)^{\frac{1}{2}}}$$

$$v_{g, hidrocarburos\ condensados} = \frac{4.02(45 - 0.0031p)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031p)^{\frac{1}{2}}}$$

Dónde: p: Presión fluyente en la cabeza del pozo, $\left(\frac{lb}{pg^2}\right)$.

Quedando el gasto de gas crítico como:

$$q_{c,gas+agua} = \frac{0.0676pd_t^2(45 - 0.0031p)^{\frac{1}{4}}}{(T + 460)z(0.0031p)^{\frac{1}{2}}}$$

$$q_{c,gas+hidrocarburos\ condensados} = \frac{0.0890pd_t^2(67 - 0.0031p)^{\frac{1}{4}}}{(T + 460)z(0.0031p)^{\frac{1}{2}}}$$

Para la obtención rápida de los valores de la velocidad crítica del gas en campo se puede hacer uso de las gráficas de Trammel y Praisnar, de las cuales se puede obtener datos tanto para agua como para hidrocarburos condensados como se puede ver en la figura 2.19 para una temperatura de 60 °F, $z = 0.9$, $\sigma_{hidrocarburos\ condensados} = 20$ (dina/cm), $\sigma_{agua} = 60$ (dina/cm) y $\rho_r = 0.6$.

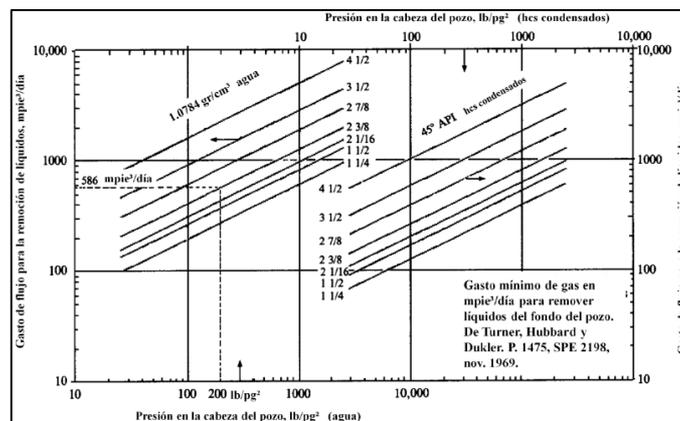


Figura 2.19 Gráfica con la que se Puede Encontrar el Gasto Crítico para Remover Agua e Hidrocarburos Condensados²⁸ a las Condiciones de $z = 0.9$, $T = 60$ °F, $\sigma_{hidrocarburos\ condensados} = 20$ (dina/cm), $\sigma_{agua} = 60$ (dina/cm) y $\gamma_r = 0.6$

2.4.2 Transición del Tipo de Flujo que Sufre el Gas en el Pozo Conforme la Velocidad del Gas Disminuye

Las caídas de presión a través de la tubería de producción generan variaciones a la relación gas-aceite a las cuales se les llama proceso de carga en el tipo de flujo, debido a la relación que existe entre la carga de líquidos y el cambio de tipo de flujo.

La transición del tipo de flujo comienza a partir del flujo niebla para pasar a flujo anular, continuar con flujo bache y terminar en un flujo burbuja.

El flujo niebla es una fase de gas continua con gotas de líquido dispersas. La estructura del flujo puede ser nebuloso si la dirección de las gotas de líquido siguen la misma dirección que el gas, pero si las gotas fluyen con turbulencia el flujo tendrá una estructura espumante.

El flujo anular es una fase de gas ocupada por la parte central de la tubería de producción y los líquidos fluirán junto a las paredes de la misma. En este tipo de flujo se puede dar una estructura de niebla si el volumen de líquido aumenta.

El flujo bache es una fase en la que las gotas de los líquidos han aumentado y se unirán para ocupar la mayor parte del espacio. En esta fase de flujo es discontinua donde las columnas de líquido y gas fluyen alternadamente con una disminución en la velocidad del flujo de gas y las burbujas de líquido. El gradiente de presión se verá afectado por efecto de separación del líquido.

El flujo burbuja es una fase en la que la corriente de gas ya es insuficiente para transportar la columna de líquido hasta el punto en que llegara una acumulación de líquidos en el fondo del pozo que impida la producción como se puede ver en la figura 2.20.

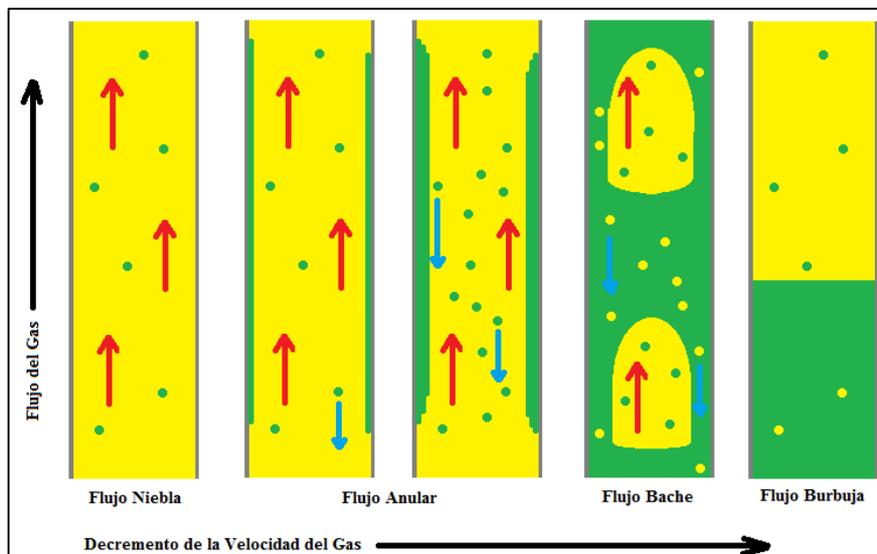


Figura 2.20 Transición de Flujo Niebla-Flujo Anular-Flujo Bache-Flujo Burbuja en Base al Decremento de la Velocidad de Flujo del Gas²⁸

2.5 Simulación Numérica

El objetivo principal de la ingeniería de yacimientos es la estimación del posible comportamiento de los yacimientos, para lograr esto una poderosa herramienta es la simulación numérica de yacimientos.

La simulación de yacimientos es un proceso que permite reproducir el comportamiento de un yacimiento a través de un modelo numérico el cual es usado para interpretar los fenómenos físicos que se presentan en el yacimiento, con esta también es posible predecir el comportamiento futuro de un yacimiento gracias a la extrapolación de datos y nos permite saber el comportamiento bajo diferentes esquemas de explotación así como la posibilidad de incluir sistemas de recuperación adicional de hidrocarburos.

Para lograr un buen modelo de simulación se tiene que hacer uso de la mayor cantidad de información disponible que pueden ser: los registros de pozos, análisis de núcleos, análisis de fluidos, descripción geológica, geofísica y petrofísica, datos de presión y producción

La simulación de yacimientos está relacionada con la construcción y operación de un modelo estático y dinámico capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento.

Con este método se pueden simular gran cantidad de variables, lo cual nos permite dar una posible solución a los problemas que se tengan al explotar un yacimiento, también se pueden simular métodos de recuperación adicional de hidrocarburos así como las características del yacimiento que se esté simulando como pueden ser las características de la roca, o si esta es naturalmente fracturada, para estos en especial hay dos modelos que se usan ampliamente el CFM y DFN.

La simulación de yacimientos puede ser desde cero dimensiones hasta cuatro dimensiones, siendo el de cero dimensiones considerado como el modelo de “tanque” en el que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión son iguales en cualquier punto y se consideran los valores promedio, el modelo de una dimensión (1D) consiste en un sistema en el que solo hay una dirección, en este tipo de modelado hay celdas, las cuales tienen sus propias características para las propiedades petrofísicas, valor de presión etcétera, en este modelo existe un flujo el cual depende de la caída de presión, cabe mencionar que este tipo de modelado solo es en una dirección, la cual puede ser horizontal, vertical, radial o inclinada.

En el modelado en dos dimensiones (2D) y de tres dimensiones (3D) se aplica el mismo principio que en el de 1D, solo que en estos la dirección cambia siendo como su nombre lo indica, en dos dimensiones y tres dimensiones respectivamente, siendo el de tres dimensiones el modelado más completo ya que gracias a la interacción de todas las celdas se pueden modelar todas las fuerzas que afectan al movimiento del fluido.

Por último el modelado de cuatro dimensiones (4D) es un modelado en tres dimensiones donde la cuarta dimensión es el tiempo, esto se logra con la adición de nuevos estudios al modelado previamente hecho.

Es importante conocer la extensión de los compartimentos así como la geología ya que son insumos necesarios en la carga de datos para el modelo de simulación, en el caso concreto de la Cuenca de

Burgos se tiene de una geología en la cual los yacimientos se encuentra compartimentalizados, y la roca almacén cambia de arenas a carbonatos incluyendo también lutitas.

Teniendo los insumos necesarios y si el modelo es coherente, con él se podrá entender el sistema petrolero y predecir las áreas de interés exploratorio; cuál será la roca generadora, la roca almacén, el sello; cómo funciona la trampa, la relación de la transformación de la materia, migración y su sincronía con las formaciones de la trampa, así como el movimiento de fluidos dentro del yacimiento, los cambios que presentara la roca, las cantidades de hidrocarburos que se encuentren en el yacimiento a distintos tiempos, técnicas, ritmos y estrategias de explotación entre otras.

Ya que en la simulación de yacimientos también se pueden cargar datos de sistemas de recuperación adicional de hidrocarburos se puede determinar la mejor opción o la mejor combinación de estos para incrementar así tanto el ritmo como la recuperación de hidrocarburos.

2.5.1 Software Especializado

En la industria petrolera existe un gran número de programas de cómputo especializado para diferentes necesidades que abarcan todas las etapas del desarrollo de un yacimiento, estas herramientas nos ayudan a tener de forma precisa cálculos sobre todo tipo de cuestiones, ya sea económico, productivo, sobre la perforación, caracterización, productividad, etc.

Las empresas de servicios cuentan con un gran abanico de software especializado para todas las áreas de una empresa petrolera, por lo que hay una gran variedad de opciones a elegir dependiendo de las necesidades que se tengan.

CAPITULO 3

INFRAESTRUCTURA EN POZOS DE GAS DE LA CUENCA DE BURGOS

3.1 Sistema Integral de Producción

El Sistema Integral de Producción (SIP) es el conjunto de elementos que transporta a los fluidos del yacimiento hasta la superficie, los separa en aceite, gas y agua y los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

El Sistema Integral de Producción está conformado por:

- Yacimiento o medio poroso.
- Disparos.
- Tubería de producción.
- Estrangulador.
- Línea de descarga.
- Separador.
- Tanque de almacenamiento.
- Punto de Venta.

En la figura 3.1 se puede observar el SIP indicando cuáles son sus componentes.

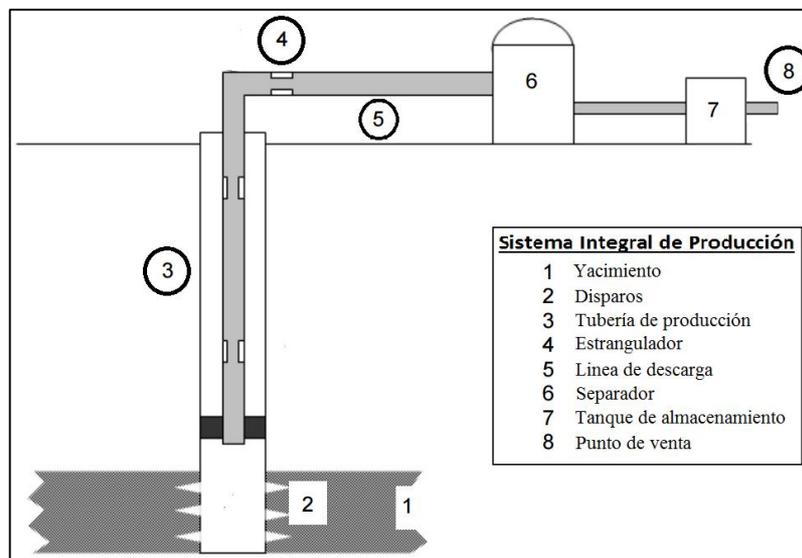


Figura 3.1 Sistema Integral de Producción

Teniendo identificados los componentes se pueden colocar nodos para un posterior análisis, el cual es llamado análisis nodal, en este se puede determinar las caídas de presión, así como las condiciones de flujo de nuestro hidrocarburo, y así poder seleccionar la mejor configuración para obtener el mejor potencial del pozo.

3.2 Análisis Nodal

El análisis nodal es una importante herramienta para determinar el rendimiento del sistema integral de producción y consiste en seleccionar un nodo o punto que se encuentre dentro del SIP, aunque hay ubicaciones ya establecidas para hacer más fácil el análisis, este puede ser en cualquier punto.

Cuando se realiza un análisis de estas características, la sección de entrada de los componentes de cada nodo se denomina corriente arriba o upstream, mientras que la sección de salida se denomina corriente abajo o downstream.

El análisis nodal se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción.

Teniendo en cuenta esto, se puede determinar las condiciones de flujo optimas en cada nodo del sistema y así poder optimizar el sistema completo, para tener el mejor potencial posible, esto se lograra con ajustes por nodo en el sistema como puede ser, la selección o cambio de una tubería de producción, un mejor diseño de los disparos, selección de estrangulador y separador, gasto optimo, análisis de requerimientos de compresión como también la evaluación de sistemas artificiales de producción.

3.3 Instalaciones de Producción Superficiales

En un campo petrolero la producción de los pozos pasa a través de la línea de descarga a un múltiple de producción. Un múltiple de producción consiste en un arreglo de válvulas que, de acuerdo a la presión de las corrientes de los pozos, pueden dirigir la producción hacia diferentes colectores. Existen colectores de alta, media y baja presión.

Los colectores conectan los pozos con las instalaciones superficiales de producción para su procesamiento.

El propósito de las instalaciones superficiales de producción es:

- Separar la corriente del pozo en sus tres componentes fundamentales: gases, líquidos e impurezas sólidas.
- Remover el agua de la fase líquida.
- Acondicionar el gas.
- Acondicionar el aceite.

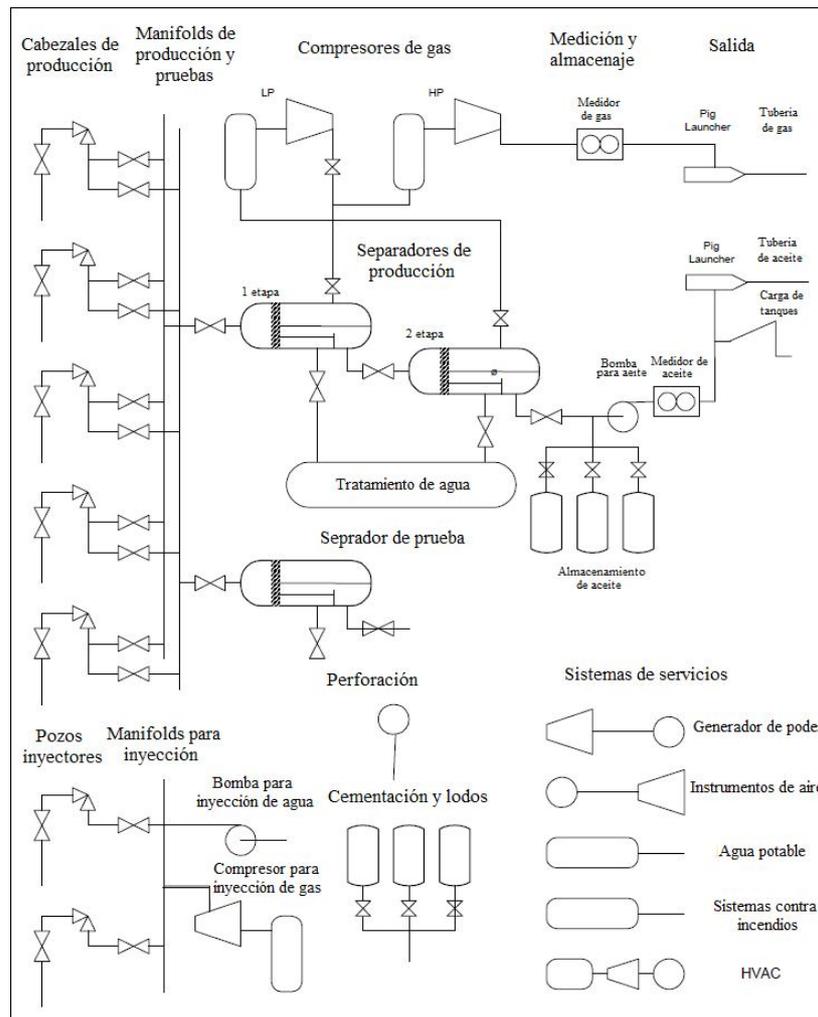


Figura 3.2 Visión General de Instalaciones Superficiales Para la Producción de Petróleo y Gas

3.4 Descripción de los Elementos Principales de las Instalaciones de Producción

3.4.1 Árbol de Válvulas

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento (ademe) en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre ellas y permite controlar la producción del pozo.

Como se muestra en la figura 3.3, consta de un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP es la brida o un bonete. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o roscables.

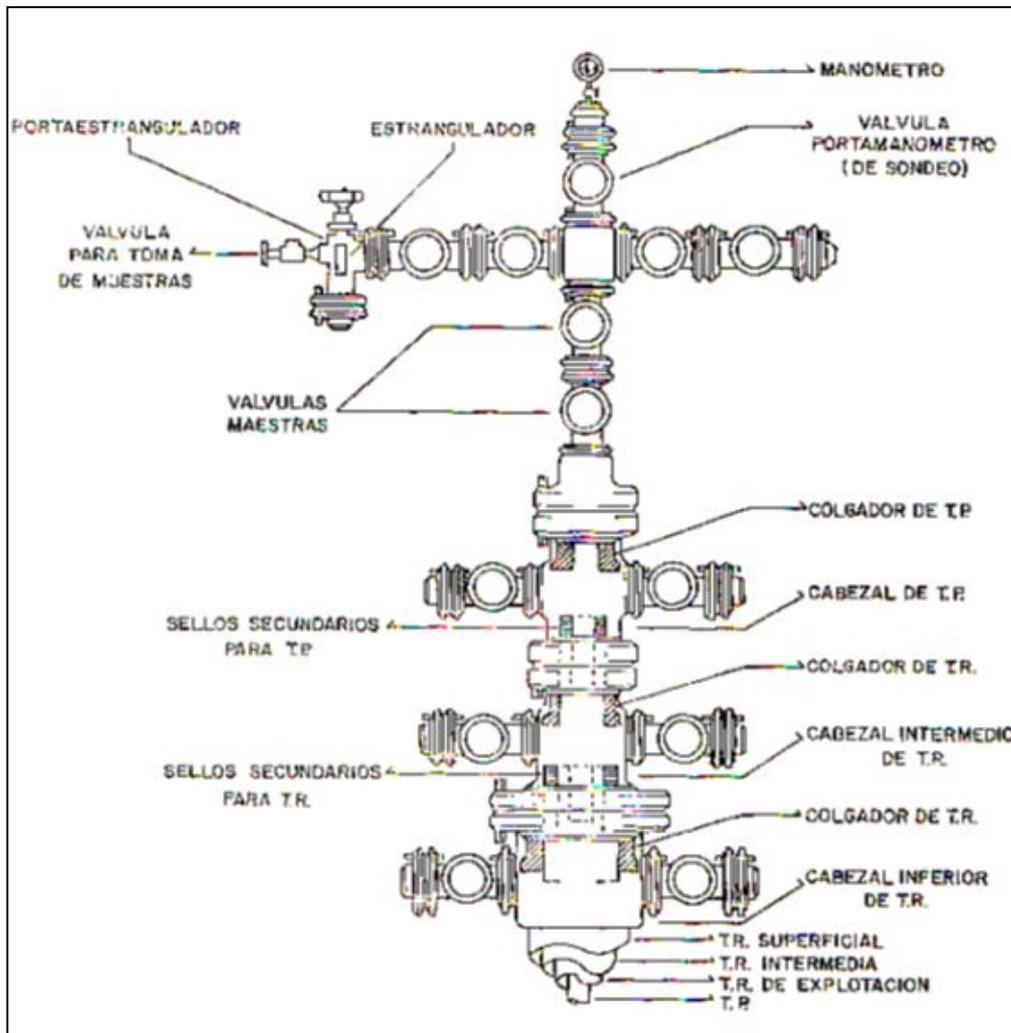


Figura 3.3 Árbol de Válvulas¹¹

3.4.2 Válvulas

En el árbol de válvulas se usa válvulas API fabricadas con una aleación de acero de alta resistencia. Normalmente se usan válvulas de compuerta de paso completo.

Las válvulas son elementos que sirven para permitir o restringir el paso de un fluido.

Existen varios tipos de válvulas:

- Válvula de compuerta.
- Válvula de globo.
- Válvula macho.
- Válvula de retención (check).
- Válvula de control.
- Válvula de seguridad.

3.4.3 Estranguladores

Los estranguladores, orificios o reductores, son una reducción en las tuberías para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de gas o controlando la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 lb/pg².

Los estranguladores se pueden clasificar como:

- Estrangulador positivo: Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro.
- Estrangulador ajustable: En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver. Una variante de este tipo es la válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación sencillo, puesto que el desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

3.4.4 Tuberías de Recolección

3.4.4.1 Tuberías de Acero

Las tuberías de acero usadas en el transporte de gas son predominantemente tuberías sin costura o tuberías de soldadura en espiral. Las tuberías soldadas axialmente pueden ser, soldadas por arco eléctrico, resistencia eléctrica y las de soldadura por arco sumergido son menos utilizadas.

El diámetro nominal en pulgadas es igual al diámetro exterior de la tubería. La tolerancia para el diámetro exterior, varía de acuerdo al modo de fabricación y al diámetro de la tubería. La tolerancia máxima admisible es de +1%. La tolerancia para el espesor de pared, asimismo depende de la medida de la tubería y tipo de fabricación. Las tolerancias máximas admisibles son de +20 y -12.5%.

Un parámetro que permite evaluar el esfuerzo del acero, es antes que todo, la temperatura crítica de transición o de cristalización, establecida por la prueba de flexión sin que exista ningún daño en el

acero. La adición de manganeso (Mg) arriba del 2% incrementa el esfuerzo de cedencia del acero y disminuye su temperatura de transición.

Una adición de 0.05% de aluminio (Al) aumenta el esfuerzo de cedencia, y disminuye substancialmente la temperatura de transición. Por tal razón tuberías usadas en climas fríos, contienen pequeñas cantidades de aluminio.

3.4.4.2 Tuberías de Aluminio

Fue en los años sesentas cuando comenzaron a reconocerse dos ventajas de la tubería de aleación de aluminio en el transporte de gas.

Las ventajas incluyen un menor peso unitario y una mayor facilidad en su manejo y transporte, mayor resistencia a las impurezas, manejo menos cuidadoso y mejor adaptabilidad a los cambios de temperatura, facilidad de soldado, y de tendido en terrenos inclinados debido a que poseen mayor flexibilidad.

La capa de óxido que se forma en la superficie de aluminio es más resistente a la corrosión. No es corroído por el ácido sulfhídrico, lo que lo hace preferible cuando el gas contiene H₂S y va a ser transportado. No es atacado por el agua salada, lo que lo hace una opción natural para líneas de conducción submarinas en pozos marinos.

Las tuberías de aluminio no son muy usadas, debido a que los esfuerzos de tensión y cedencia de la aleación del aluminio, disponibles para la industria petrolera, son menores a los del acero para tuberías, posiblemente porque sus ventajas no son muy conocidas.

3.4.5 Múltiples de Recolección de Gas

El sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas y otro equipo adicional por medio del cual se transporta el gas y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución, se llama “sistema de recolección” o “sistema colector”.

Comúnmente, el sistema de recolección va creciendo a medida que se van ampliando las operaciones de perforación y eventualmente parece mal diseñado o inadecuado para las necesidades de la localización al aproximarse a su desarrollo completo, necesitando tal vez costosos reacondicionamientos o duplicación de líneas. Puesto que un campo es generalmente un área probada, perforando primero pozos en los límites, pronto quedará rodeado por una línea de recolección principal con ramales que se extienden a los tanques de almacenamiento.

Un sistema de recolección de gas, transportara ya sea de los pozos o de los separadores a la planta de extracción de componentes ligeros o a la planta de compresoras donde es comprimido para su transmisión a gasoductos o máquinas de gas como combustible para accionar equipo de bombeo o generadores de energía. Para este objeto, se usan tuberías de tamaño apropiado, diseñadas para tener capacidad para el volumen de gas que se va a transportar a la presión deseada. Estratégicamente situadas las líneas principales de gas, comunicadas entre sí, se extienden a diferentes porciones del campo, y ramales de menor diámetro conectan éstas con cada pozo.

Al planear la disposición de los sistemas de recolección y distribución de gas será conveniente disponer de un plano topográfico de la localización. Este plano sugerirá rutas que pueden seguir convenientemente las líneas troncales de recolección de gas y por los ramales que conectan a estas con los separadores. La economía en costo inicial y costo de operación requiere que las líneas colectoras sean lo más cortas posibles. Se debe buscar un balance económico entre el costo de instalación y el de operación del sistema de recolección de gas. Las líneas de mayor diámetro son de mayor costo en inversión inicial, pero transportan gas con menores pérdidas de presión que las líneas de menor diámetro y, por lo tanto, son más satisfactorias desde el punto de vista de operación. Los diámetros de tubería que puedan usarse dependen de la presión mantenida en los separadores, la presión de entrega necesaria y la caída de presión permitida.

La disposición de un sistema de recolección de gas puede proyectarse arreglando las líneas principales y ramales como el tronco, las ramas y ramales de un árbol, o puede usarse el sistema de “anillo”, como se muestra en la figura 3.4. Las líneas principales forman un circuito en el área donde se recolecta el gas, extendiéndose los ramales de este anillo a cada fuente de suministro de gas. Con frecuencia, el sistema de anillo es más costoso de instalar por la mayor longitud de la tubería de mayor diámetro necesario; pero es más flexible y eficiente desde el punto de vista de operación. Como existen dos direcciones posibles del flujo al punto de entrega, una parte del anillo puede aislarse para reparación o ampliación, sin interferir con el flujo a través del resto del sistema.

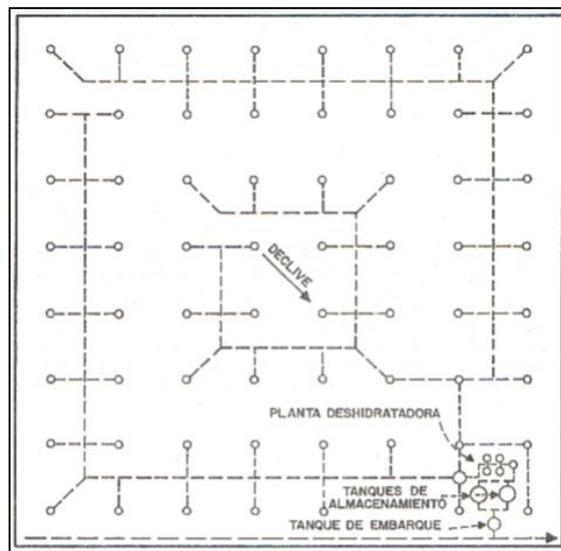


Figura 3.4 Sistema de Recolección Ideal para Terreno con Declive Uniforme¹¹

Cuando se practica la separación por etapas, o cuando el gas producido por varios pozos difiere marcadamente en su presión, puede ser necesario o conveniente construir y operar dos o más sistemas de recolección de gas operando a diferentes presiones.

Cuando cada pozo produce grandes cantidades de gas y se mantienen registros adecuados de producción, es necesario proporcionar un medidor y regulador de presión en la conexión lateral a cada pozo. Los medidores de orificio son los equipos preferidos para este servicio, mientras que el regulador de presión, colocado corriente abajo del medidor, puede ser del tipo de diafragma flotante

o de resorte con pesas como se puede ver en las figuras 3.5 y 3.6. El regulador de presión mantiene una presión adecuada contra el separador, y el pozo permite una operación más confiable del medidor. También se encuentra instalada una válvula de seguridad entre el regulador de presión y el medidor, para proteger a este último, de presión excesiva en el caso de que falle la operación del regulador. El gas descargado del sistema, en esos casos, debe conducirse a un quemador que tenga una elevación adecuada y a una distancia segura de los tanques, pozos y separadores, antes de descargarlo a la atmósfera. Las válvulas de seguridad de presión diferencial, están diseñadas para descargar automáticamente el gas a la atmósfera, siempre que la diferencia de presión entre los lados opuestos del medidor, exceda cierta cantidad para la cual está ajustado el dispositivo.

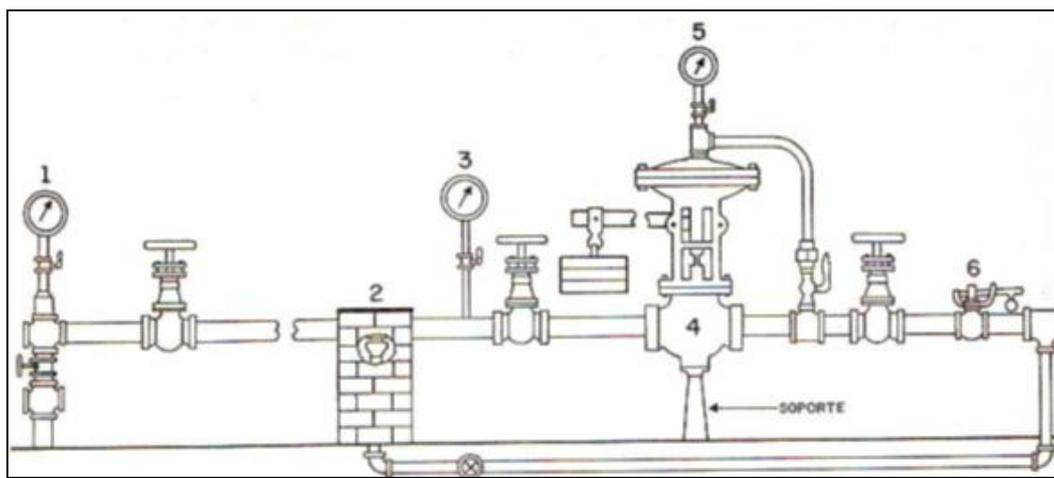


Figura 3.5 Medios de Control para Regular la Presión¹¹

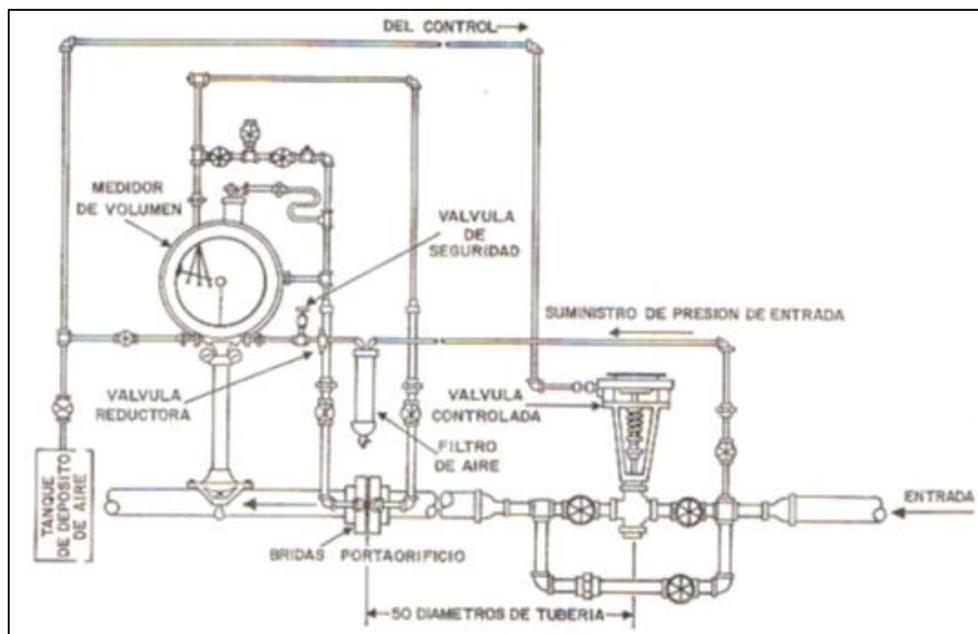


Figura 3. 6 Disposición del Equipo para Controlar el Volúmen y la Presión del Gas Entregado por un Pozo o una Línea de Recolección de Gas¹¹

3.4.6 Centros de Medición

La medición de los fluidos juega un papel cada vez más importante en la industria, ya que la inexactitud en los datos puede representar pérdidas millonarias. Es por esto que se ha buscado desarrollar métodos e instrumentos de medición que permitan hacerlo de una forma más exacta y eficiente.

Los fluidos producidos cambian de propietario varias veces durante su trayecto hasta el consumidor y en cada cambio de custodia el comprador y el vendedor necesitan estar seguros del volumen exacto que es transferido para que se pueda establecer un precio justo.

De cualquier forma, la medición adecuada no solamente es necesaria cuando hay un cambio de custodia involucrado, sino que en todas las operaciones se busca tener datos confiables que permitan determinar el desempeño de pozos y campos, las pérdidas durante el manejo y transporte y muchos otros factores.

En el caso del gas natural es importante saber su contenido energético o calorífico ya que el precio de este depende de estos factores. Este contenido nos indica que la cantidad de energía que obtendrá el consumidor del mismo volumen de gas será diferente de acuerdo a este parámetro.

Aunque muchas veces lo único que se especifica en los contratos es un valor mínimo de contenido energético, esto puede provocar que si este contenido sobrepasa por mucho lo requerido, sea factible remover componentes como el etano o el propano y venderlos por separado.

3.4.6.1 Medición de Gas Natural

El gas natural puede ser medido con turbinas, medidores de desplazamiento positivo, medidores de orificio u otros tipos de medidores, pero en sus conceptos originales, estos dispositivos únicamente miden el volumen de gas que fluye a través de la línea. En los años recientes se ha vuelto de primordial importancia la medición de la capacidad energética o calorífica del gas, conocido como el contenido BTU (British Thermal Units por sus siglas en inglés).

Los métodos tradicionales para determinar el contenido BTU se basan en el muestreo periódico o en la cromatografía, aunque también es posible hacer una medición del contenido BTU de la corriente de gas de manera acústica.

Al hacer una medición del volumen de gas natural, se debe establecer a qué condiciones fue hecha dicha medición, normalmente se ajusta a unas condiciones estándar (presión atmosférica, 14.7 [psi], y 60 [°F] de temperatura).

En cada contrato de compra-venta deben venir especificadas estas condiciones. Para calcular el volumen de gas que pasa a través de un medidor se requieren, además de las condiciones base, otros datos como la presión y temperatura del flujo, la gravedad específica del gas, constantes que se hayan determinado para cada tipo de medidor y la compresibilidad del gas a las condiciones de flujo.

Las compañías que utilizan las tradicionales gráficas circulares pueden ir determinando el volumen que pasa a través de la tubería en periodos de 24 horas, las gráficas se recogen para ser analizadas y

se ponen nuevas. Otras compañías utilizan sistemas de transferencia de custodia que no necesitan de las gráficas sino de sistemas electrónicos de medición de flujo, lo que hace más fácil y exacto el proceso, además de que hace posible obtener mediciones en tiempo real.

Existen varios tipos de dispositivos para monitorear la presión que pueden utilizarse con los medidores de placa de orificio y dependiendo del que se utilice se necesitará utilizar diversos factores para hacer el cálculo de volumen. En todos los casos se deben tomar lecturas de la presión estática en la línea y la presión diferencial para poder hacer los cálculos de volumen.

Medidores de Orificio

Los medidores de orificio son unos de los dispositivos más utilizados y versátiles, han sido utilizados en la industria desde hace mucho tiempo en todo el mundo.

Son capaces de hacer mediciones tanto de corrientes de líquido como de gas, aunque generalmente se utilizan únicamente para medir volúmenes de gas natural.

Un medidor de orificio forma parte de una estación de medición, que incluye el tubo del medidor, cierta longitud de tubería corriente arriba y corriente abajo respecto al orificio, la placa del orificio que se instala verticalmente en el tubo, pestañas a cada lado de la placa de orificio que permiten medir la presión y un registrador.

En su forma más simple, se registran a intervalos de tiempo regulares las lecturas de las pestañas en una gráfica circular. También se colocan algunos medidores de presión directamente en la tubería para no depender únicamente de las lecturas de las pestañas.

En un medidor de orificio, la placa de orificio es el elemento clave para la exactitud. Es una placa redonda de acero con un agujero en el centro, que se inserta en el tubo del medidor entre las pestañas del orificio. Restringe el flujo al reducir el diámetro del área a través de la cual el gas puede fluir. Al fluir a través de esta restricción se reduce la presión corriente abajo de la placa de orificio, y la caída de presión que se genera es el factor clave para hacer los cálculos del volumen.

El tamaño de la placa de orificio debe ser escogido de acuerdo al diámetro de la tubería utilizado en el tubo del medidor y al volumen de flujo esperado. Cuando se presentan cambios significativos en el flujo, la placa puede ser cambiada sin cambiar el tubo para seguir teniendo mediciones exactas. Es necesario que se revise periódicamente las placas de orificio para garantizar que no han sido dañadas por culpa de partículas sólidas u otros residuos que pudiera contener la corriente de gas, ya que un daño en la placa puede ocasionar turbulencia.

Medidores de desplazamiento positivo

Aunque tradicionalmente las turbinas y los medidores de desplazamiento positivo se han utilizado para la medición de líquidos, también se pueden utilizar para medir gases, como lo ha demostrado la creciente demanda de medidores de turbina para hacerlo.

En los medidores de desplazamiento positivo, el fluido pasa a través del medidor en sucesivas cantidades aisladas una de otra ya que se van llenando y vaciando espacios de cierto volumen fijo.

Un contador va registrando la cantidad total de fluido que pasa a través del medidor y algunos tienen un indicador de gasto además del registrador de flujo total.

Medidores de Turbina

La fuerza del flujo hace girar las aspas de un rotor. El eje de este rotor es paralelo a la dirección del flujo, y la velocidad de rotación es proporcional al gasto que atraviesa.

Al diseñar una estación de turbina de medición hay que considerar el rango de gastos esperado, saber si el flujo va a ser constante o intermitente, la presión de operación, las caídas de presión y la temperatura. También es importante tomar en cuenta el tipo de fluido, incluyendo su viscosidad, propiedades corrosivas y la presencia de sólidos o agua.

Los medidores de turbina permiten hacer mediciones de flujo alto y bajo con el mismo equipo, además de que hay diferentes tipos de dispositivos para hacer las lecturas, como un contador digital o una impresora automática de los registros.

3.4.7 Estaciones de Recolección

Una estación de recolección de gas recibe una mezcla de agua-condensados-gas proveniente de pozos de gas natural y son recolectados mediante cabezales de alta y baja presión, para ser conducidos a un tren de regulación de presión, con el fin de acondicionarlo para su carga a los separadores.

La función de una estación es recolectar, regular, separar y medir la producción de los nuevos pozos que alimentaran a cada estación en tres etapas, las cuales son: alta, media y baja presión.

Recolectar:

En la figura 3.7 se puede ver un módulo recolector de gas, que es el punto en el cual la estación recibe la mezcla de gas-agua-condensados a través de líneas regulares provenientes de los pozos nuevos que se conectaran a la estación de recolección.



Figura 3.7 Módulo Recolector de Gas¹²

Regular:

La figura 3.8 muestra la regulación, que es el punto donde se disminuirá la presión con la cual la mezcla gas-agua-condensados descarga de los pozos a la estación, hasta dejarla en la presión idónea que se manejara en la estación.



Figura 3.8 Regulación¹²

Separar:

En este punto se realiza la separación de la mezcla, utilizando para ello separadores trifásicos como los de la figura 3.9; los cuales descargan por tres puntos diferentes: gas, agua y condensados respectivamente.



Figura 3.9 Separadores Trifásicos¹²

Medir:

En este punto se lleva a cabo la medición de gas por medio de tubos de medición y registradores de flujo, y la medición de líquidos a través de totalizadores de flujo, dichas partes se muestran en la

figura 3.10 y 3.11. Las unidades de medición son millones de pies cúbicos por día y barriles por día respectivamente.



Figura 3.10 Tubos de Medición¹²



Figura 3.11 Registradores de Flujo¹²

3.4.8 Baterías de Separación

La batería de separación es un conjunto de obras e instalaciones petroleras que tienen por objeto recolectar, separar, medir y almacenar hidrocarburos que provengan de los pozos petroleros.

En estas instalaciones se hace el proceso que consiste en la separación de la fase gas-liquido de la mezcla de hidrocarburos provenientes de los pozos productores, con el propósito de transportar y distribuir de manera eficiente hacia las instalaciones de refinación más cercana para su procesamiento (Complejos Procesadores de Gas y Complejos de Refinación).

Las instalaciones de proceso de producción primaria, en el país como son las baterías de separación, se diseñan y construyen para manejar la capacidad máxima esperada de los campos petroleros.

En PEMEX Exploración y Producción se definen tres tipos de baterías de separación de hidrocarburos de acuerdo a su presión de operación:

ALTA PRESIÓN	AP	56-90	Kg/cm ²
PRESIÓN INTERMEDIA	IP	35-55	Kg/cm ²
BAJA PRESIÓN	BP	2-34	Kg/cm ²

Tabla 3.1 Baterías de Separación de Acuerdo a la Presión de Operación

La selección de las condiciones de operación del equipo requerido para la separación en la producción de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los objetivos que se pretendan alcanzar. Generalmente estos se orientan a incrementar el ritmo de producción y maximizar la producción de hidrocarburos líquidos.

3.4.9 Rectificadores

Los rectificadores o depuradores de gas pueden ser similares a un separador de crudo y gas. Estos no poseen capacidad para hacer una separación gas-líquido cuando los volúmenes de líquido pueden ser apreciables, ni tampoco tamaño suficiente para que el asentamiento por fuerza gravitacional sea óptimo. Los depuradores de gas normalmente se usan en líneas de recolección, venta y distribución donde no se requiere el manejo de mezclas de líquidos o de líquidos seguidos de gases como en el caso del separador de crudo y gas.

La función básica de un rectificador de gas es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla generalmente gaseosa. Su diseño se fundamenta en la primera sección de separación, donde predominan elementos de impacto para remover partículas líquidas.

3.4.10 Complejo Procesador de Gas

Un complejo procesador de gas (CPG) es un conjunto de instalaciones en el que se recibe material crudo (mezcla de fluidos) para someterse a una serie de tratamientos con el fin de condicionar el gas para su traslado o venta.

3.4.11 Estaciones de Compresión

La función de una estación de compresión de gas es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrarle la energía necesaria para su transporte.

En la estación el flujo inicia su recorrido por la línea de succión, pasando por equipos de subprocesos como; el cromatógrafo, el cual registra algunos parámetros que miden la calidad del gas. El slug catcher en el que se expande el gas, ayudando a separar los condensados. El filtro de succión o separador encargado de extraer impurezas sólidas.

El gas continúa su recorrido a los compresores, entrando a los "scrubbers" de succión y de combustible, estos extraen aún más los líquidos del gas. Luego sigue a los cabezales de succión y entra al compresor.

Toda estación cuenta también con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores; un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas intrínseco en el funcionamiento de los compresores que garantiza la presión de trabajo deseada, un pequeño compresor para el accionamiento de válvulas y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Además, dentro de la estación se cuentan con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores y para los condensados drenados en la operación. Éste último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural.

3.4.12 Enfriadores

Los compresores necesitan un sistema de enfriamiento ya que al comprimir el gas este se eleva a altas temperaturas.

Los principales objetivos de un sistema de enfriamiento son:

- Reducir la temperatura dentro de rangos seguros de operación para los diferentes componentes, tanto exteriores como interiores del motor y el compresor.
- Disminuir el desgaste de las partes.
- Reducir el calentamiento de los elementos de la máquina que se mueven unos con respecto a otros.
- Mantener una temperatura óptima para obtener el mejor desempeño el motor y el compresor.

3.4.13 Deshidratadoras

El gas natural proveniente de los yacimientos debe recibir tratamientos mínimos antes de ser distribuido, uno de estos procesos consiste en la deshidratación, es decir, la eliminación del agua presente en el gas.

El retiro del agua, o deshidratación, se realiza para prevenir la formación de hidrato (y como congelación potencial) o corrosión en la recolección de gas, sistema de transmisión o planta de tratamiento.

3.14 Estaciones de Almacenamiento

Para el almacenamiento de gas natural se emplean:

- Tanques superficiales de doble pared.
- Tanques superficiales de hormigón reforzado.
- Tanques subterráneos a baja temperatura.
- Tanques subterráneos de hormigón prensado.

El más empleado es el primero ya que su diseño permite que la presión de vapor se equilibre así misma.

Los tanques cuentan con accesorios como: líneas de llenado y vaciado, válvulas de presión y vacío, válvulas de relevo, válvulas de venteo, indicadores de nivel, registro de hombre (Manhole), escaleras, flotadores y soportes; los cuales cumple una función específica.

La seguridad de cualquier instalación es sumamente importante, este factor toma especial importancia cuando se manejan productos flamables. Las estaciones de almacenamiento cuentan con medios para evitar derrames y escapes de vapores. Los dispositivos de control de vapores van colocados en el techo del tanque y su descarga es conducida por una tubería la cual puede ventearlos a la atmósfera o bien conducirlos a una unidad recuperadora de vapores. Existen sistemas para detección de incendios y temperatura, algunos sistemas además, controlan el siniestro con el empleo de productos químicos. La colocación de los dispositivos de control debe ser tal que su revisión y funcionamiento sea rápido y sencillo.

3.5 Terminación de Pozos

La terminación de un pozo es esencial para la productividad del mismo, ya que es la que comunica el intervalo productor con el pozo, por lo tanto es muy importante seleccionar la terminación más adecuada dependiendo de las características de nuestro yacimiento.

Los tipos de terminación se pueden clasificar de la manera siguiente:

- Terminación en agujero descubierto.
- Terminación con agujero revestido.
- Terminación con tubería ranurada no cementada.
- Terminación sin tubería de producción.

3.5.1 Terminación en Agujero Descubierto

En esta terminación la zona productora es perforada después de cementar la última tubería de revestimiento o liner en la cima del intervalo productor, por lo tanto la producción sale directamente del yacimiento al pozo lo que causa ciertas ventajas y desventajas al usar este tipo de terminación

Ventajas:

- Esta terminación es operacionalmente simple y de bajo costo.
- El flujo hacia el pozo es a través de los 360°.
- Buen acceso a las fracturas.

Desventajas:

- El enjarre puede afectar la productividad a menos que se lave la zona.
- La producción tiene que pasar por cualquier zona dañada.
- No hay protección contra el colapso del pozo.
- No se pueden aislar zonas.
- Esta terminación es para formaciones no deleznales (principalmente calizas y dolomías).
- Problemas con los contactos gas-aceite y/o agua-aceite.

La terminación de pozos en agujero descubierto se usa en una sola zona productora que además este bien consolidada o con un método de control de arena, como lo es el empacamiento de grava y donde no haya problemas de contacto gas-aceite y/o agua-aceite. Por lo general se utiliza en formaciones de baja presión donde el intervalo de aceite es considerablemente grande.

3.5.2 Terminación con Agujero Revestido

Después que la zona productora es perforada, una tubería de revestimiento o liner es introducida y cementada. Posteriormente se introducen pistolas las cuales son las que hacen el conducto entre el yacimiento y el pozo. Estas perforaciones deben de atravesar la tubería de revestimiento, el cemento y preferentemente la zona invadida del fluido de perforación, así se evitará que el flujo de hidrocarburos pase por una zona dañada, por lo tanto no perjudicará su productividad.

Ventajas:

- No se necesita limpiar el enjarre.
- Los disparos atraviesan la zona invadida.
- Se pueden aislar zonas.
- Se pueden producir varios intervalos de interés.
- Buena integridad del pozo si es cementado adecuadamente.
- Protección contra el colapso.
- Se puede utilizar para cualquier formación.
- Control de pozos con problemas en contacto gas-aceite y/o agua-aceite.
- Provee cierto control de arenamiento en el pozo.

Desventajas:

- Mayor costo y operacionalmente más difícil.
- Mayor tiempo para poner en producción el pozo.
- Es menor el flujo del yacimiento al pozo.
- Se genera un daño adicional por los disparos.

Esta terminación nos brinda una mejor selectividad entre intervalos y fluidos producidos, la única condición es lograr una buena cementación entre el yacimiento y la tubería de revestimiento, ya que si esta es inadecuada pone en peligro la integridad del pozo.

Actualmente este tipo de terminación es el mejor y más usado, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones posteriores. Se utiliza también en problemas de contacto gas-aceite y/o agua-aceite y/o cuando hay diferentes intervalos productores además de que se pueden probar las zonas de interés.

3.5.3 Terminación con Tubería Ranurada No Cementada

Después de haber perforado el intervalo productor se introduce una tubería ranurada o liner ranurado que se ancla por medio de un empacador cerca de la zapata de la tubería de revestimiento que por lo general se encuentra en la cima del intervalo productor. Esta tubería no es cementada, esto quiere decir, que no se necesitan pistolas para perforar la zona productora.

Ventajas:

- Costo menor a la terminación con agujero revestido.
- El pozo queda en contacto directo con el yacimiento.
- El flujo es radial hacia el pozo a través de los 360°.
- Buen acceso a las fracturas.
- Las ranuras proveen cierto control de arenamiento en el pozo.
- El liner provee protección contra el colapso del pozo.
- La zapata de la tubería de revestimiento puede colocarse en la cima del intervalo productor.
- Se puede proveer aislamiento de zonas instalando empacadores entre el liner y la formación.

Desventajas:

- El enjarre puede afectar la productividad a menos que se lave la zona.
- La producción tiene que pasar por cualquier zona dañada.
- Incrementa la dificultad en la estimulación y el fracturamiento del pozo.

Este tipo de terminación nos permite aislar zonas del intervalo productor, instalando empacadores entre el liner ranurado y la formación así podemos evitar problemas con los contactos o conificación de agua y/o gas. Además de ser una terminación menos costosa que la terminación con agujero revestido también nos ahorra tiempo en poner en producción el pozo.

Las desventajas mencionadas anteriormente se pueden eliminar, (el enjarre puede eliminarse lavando bien la zona y el daño por fluidos de perforación se puede eliminar por procesos de estimulación) la principal debilidad de esta terminación es el fracturamiento y la estimulación del pozo, ya que no se tiene un buen control en los volúmenes e inyección de los fluidos para dichos tratamientos.

Esta terminación en conjunto con los empacadores hinchables nos proporcionan un método efectivo y rápido de producción, una de las ventajas es la reducción del daño a la formación, que se traducirá en un aumento en el índice de productividad, ya que por medio del uso de los empacadores hinchables se elimina la cementación, y con la tubería ranurada se evitan los disparos hacia la formación.

Estos empacadores hinchables trabajan por medio de la absorción de hidrocarburos y/o agua, mediante un proceso termodinámico en donde se presenta una atracción entre moléculas, lo cual causa que la estructura molecular cambie, ocasionando que el aceite o agua forme parte de ella y expanda su volumen.

La función principal de estos empacadores junto con esta terminación, es proporcionar aislamiento entre zonas, donde se puede evitar zonas fracturadas en las cuales se pueda producir agua, o simplemente aislar contactos agua-aceite y/o gas-aceite, realizando una explotación selectiva.

3.5.4 Terminación Sin Tubería de Producción

Este tipo de terminación se puede realizar como cualquiera de las terminaciones antes mencionadas. Pero a diferencia de las demás esta terminación se realiza como su nombre lo indica sin tubería de producción, es decir que la producción de hidrocarburos es por la tubería de revestimiento.

Ventajas:

- Costó inicial mucho menor que la terminación con agujero descubierto
- Tiempo menor para poner en producción el pozo

Desventajas:

- Corrosión en la TR
- Poco eficiente para controlar el pozo en caso de algún descontrol
- Dificultad para hacer reparaciones al pozo
- Dificultad para instalar algún sistema artificial de producción

La terminación sin tubería de producción solo se usa en ciertas condiciones, ya que la producción fluye por la tubería de revestimiento y si el hidrocarburo presenta algún componente que favorece a la corrosión o simplemente arena en el flujo podría presentar abrasión lo que debilitaría la tubería y podría ocasionar fugas hacia otras formaciones lo cual disminuiría la producción e inclusive podría ocasionar la pérdida del pozo. Generalmente este tipo de terminación se utiliza en yacimientos donde la vida del mismo es relativamente corta y el hidrocarburo es limpio.

3.6 Particularidades de la Infraestructura del Activo Burgos

3.6.1 Centros de Procesamiento

Pemex Gas cuenta con diez complejos procesadores de gas. De ellos, ocho están ubicados en la región sur-sureste del país (Chiapas, Tabasco y Veracruz) y dos en la región noreste (Tamaulipas).

En dichos complejos existe un total de 71 plantas de distintos tipos, que tienen la capacidad instalada siguiente:

- Endulzamiento de gas 4,503 MMpcd.
- Recuperación de líquidos 5,792 MMpcd.
- Recuperación de azufre 219 MMpcd (3,256 td).
- Endulzamiento de condensados 144 Mbd.
- Fraccionamiento 587 Mbd.
- Eliminación de nitrógeno 630 MMpcd.

Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex son los complejos más grandes. En ellos se lleva a cabo la mayoría (92%) del endulzamiento de gas amargo; 69% del procesamiento del gas dulce (recuperación de líquidos) y (96%) de la recuperación de azufre.

En lo que respecta a los condensados, casi la totalidad de su endulzamiento se realiza en los complejos de Cactus y Nuevo Pemex, mientras que buena parte del fraccionamiento se lleva a cabo en los complejos de Cactus, Nuevo Pemex y Área Coatzacoalcos. El proceso de absorción, con capacidad instalada de 350 MMpcd, se realiza en el complejo de Reynosa. En el complejo Ciudad Pemex, el tren no. 1 de la unidad de eliminación de nitrógeno entró en operación el 29 de marzo del 2008.

3.6.1.1 Complejo Procesador de Gas Burgos

En los últimos años, el noreste de la República Mexicana, y en particular el área de Reynosa, se han constituido como un centro fundamental para el desarrollo del mercado de gas natural en México. Por ello, Petróleos Mexicanos, con la participación coordinada de sus organismos subsidiarios Pemex Exploración y Producción y Pemex Gas, diseñó una estrategia de crecimiento denominada “Proyecto Integral Burgos”, compuesta de dos partes principales.

La primera tiene el objetivo de incrementar la oferta nacional, mediante la explotación de campos con probadas reservas de gas no asociado, como es el caso de la cuenca de burgos, que es la reserva de gas no asociado al petróleo más importante del país.

La segunda parte de la estrategia, a cargo de Pemex Gas, busca disponer de los activos necesarios para manejar un mayor volumen de gas en el área de Reynosa.

Entre marzo de 2004 y octubre de 2006, Pemex Gas puso en operación cuatro plantas criogénicas, con capacidad de 200 MMpcd de gas húmedo dulce cada una. Las plantas criogénicas 1 y 2 entraron en operación en marzo y abril de 2004, respectivamente. La criogénica 3 en marzo de 2006 y la criogénica 4 a fines de julio del mismo año.

Lo anterior ha sido estratégico en el mercado del gas natural en México, al desarrollar proyectos de procesamiento y transporte que le permiten a Pemex Gas cumplir con sus contratos de suministro de gas natural en el mercado nacional. Adicionalmente, Pemex Gas inició la construcción de las criogénicas 5 y 6 dentro del CPG Burgos; obra que terminó en 2008 y permite disponer de

infraestructura para procesar 1,200 MMpcd de gas húmedo dulce proveniente de la cuenca de burgos.

La actividad principal de este complejo es la de recuperación de los líquidos del gas húmedo dulce y separar sus componentes, mediante dos procesos industriales, que son: la recuperación de licuables del gas natural y el fraccionamiento de licuables. Una vez procesado el gas húmedo se entregan productos como el gas natural seco, gas licuado y gasolinas naturales.

3.6.1.2 Complejo Procesador de Gas Reynosa

El Complejo Procesador de Gas Reynosa se localiza en la ciudad de Reynosa y municipio del mismo nombre, a 322 km. de Ciudad Victoria en el Estado de Tamaulipas, ocupa una área de 32 hectáreas y fue establecido en el año de 1955, con objeto de procesar el gas y condensado de los pozos de la zona denominada frontera noreste de la República Mexicana.

Las actividades principales de este complejo son las de tratar el gas natural, mediante el proceso de absorción para separar sus líquidos y obtener además gas natural seco, así como el fraccionamiento de condensados del gas natural de los campos.

El complejo cuenta con servicios auxiliares necesarios para los procesos señalados, así como también con sistemas de seguridad e infraestructura necesaria.

Una vez procesados el gas húmedo y los condensados se entregan, en las fronteras establecidas, productos como gas natural seco, gas licuado, gasolina natural, solvente “K” y residuo.

Capacidad instalada plantas de proceso CPG Reynosa:

Proceso	Cantidad	Capacidad Total
Absorción	1	350 MMpcd
Fraccionamiento	1	17.6 Mbd

Tabla 3.2 Capacidad en Plantas de Proceso del Complejo Procesador de Gas Reynosa

3.6.2 Estaciones de Recolección de Gas

Las estaciones de recolección de gas instaladas por PEMEX Exploración y Producción para el desarrollo del proyecto de explotación de la cuenca de Burgos se clasifican de la siguiente manera:

3.6.2.1 Por Su Capacidad

Esto es en función del gasto volumétrico que pueden manejar de acuerdo a la producción del campo de explotación en el cual se van a instalar por lo cual pueden ser:

La figura 3.12 muestra una estación recolectora para una capacidad de 25 millones de pies cúbicos diarios (MMpcsd).

Este tipo de estación es considerado para trabajar los 365 días del año, es una estación pequeña que puede recibir gas de alta presión y baja presión, normalmente una estación recolectora de este tipo está diseñada para recibir la producción de 5 pozos y está formado por:

- 1 Modulo de recibo de gas (5 entradas).
- 1 Modulo de regulación.
- 1 Modulo de separación.
- 1 Modulo de medición y descarga a gasoducto.
- 1 Área de tanques de almacenamiento.
- 1 Área de quemador.



Figura 3.12 Estación Recolectora de 25 MMpcd¹²

Estación recolectora para una capacidad de 50 millones de pies cúbicos diarios (MMpcsd).

Es una estación que opera los 365 días del año recibe gas de alta, media y baja presión, está diseñada para recibir la producción de 10 pozos nuevos. Estas estaciones pueden ser de tres tipos de acuerdo a sus partes integrantes:

La figura 3.13 muestra una estación del primer tipo, las cuales están formados por:

- 2 Módulos de recibo de gas.
- 1 Módulo de regulación.
- 2 Módulos separación (alta y baja presión).
- 1 Módulo de gas para instrumentos.
- 1 Módulo de medición de gas.
- 1 Área de tanques de almacenamiento.
- 1 Área de quemador.



Figura 3.13 Estación Recolectora de 50 MMpcsd (1er Tipo)¹²

La figura 3.14 muestra una estación del Segundo tipo, las cuales están formadas por:

- 2 Módulos de recibo de gas (10 entradas).
- 1 Módulo de corte o alivio.
- 1 Módulo de regulación.
- 1 Módulos de by-pass.
- 4 Módulos de separación.
- 1 Módulo de medición de gas.
- 1 Módulo de descarga a gasoductos.
- 1 Área de gas para instrumentos.
- 1 Área de tanques de almacenamiento.
- 1 Área de quemador.



Figura 3.14 Estación Recolectora de 50 MMpcsd (2° Tipo)¹²

La figura 3.15 muestra una estación del tercer tipo, las cuales están formadas por:

- 2 Módulos de recibo de gas.
- 1 Módulo de alivio.
- 1 Módulo de corte.
- 3 Módulos de separación.
- 1 Módulo de medición de gas.
- 1 Módulo de descarga a gasoductos o compresoras.
- 1 Módulo de gas para instrumentos.
- 1 Área de tanques de almacenamiento.
- 1 Área de quemador.



Figura 3.15 Estación Recolectora de 50 MMpcsd (3er Tipo)¹²

3.6.2.2 Por Su Presión

Esto es por las presiones que se pueden manejar siendo estas, alta, media y baja presión. Estas estaciones pueden manejar de 15 a 75 MMpcsd.

Estaciones Para Baja Presión

Manejan gastos volumétricos de 15 a 50 MMpcsd, operan a presiones y temperaturas del orden de:

PRESION	kg/cm2	PSI	TEMPERATURA (°C)
Máxima	42.2	602.6	80
Normal	14.0	199.9	70
Mínima	7.0	99.9	20

Tabla 3.3 Presión y Temperatura en Estaciones de Baja Presión

Estaciones Para Alta Presión

Manejan gastos volumétricos de 25 a 75 MMpcsd operan a presiones del orden de:

PRESION	kg/cm2	PSI	TEMPERATURA (°C)
Máxima	116.0	1656.4	80
Normal	77.3	1103.8	70
Mínima	49.2	702.5	20

Tabla 3.4 Presión y Temperatura en Estaciones de Alta Presión

CAPITULO 4

HITOS TECNOLÓGICOS EN POZOS DE GAS EN LA CUENCA DE BURGOS

4.1 Introducción

4.1.1 Necesidades en la Cuenca

A lo largo de la historia del activo integral Burgos se han identificado una gran serie de problemáticas que necesitan una solución tanto para los hidrocarburos de yacimientos convencionales como para los no convencionales, en las siguientes tablas se muestran algunas necesidades que se han presentado así como las soluciones tecnológicas que se han implementado para darles solución.

PRINCIPALES NECESIDADES DEL ACTIVO INTEGRAL BURGOS		Tecnologías Identificadas
Reto	Caracterización dinámica de yacimientos de aceite volátil / de gas y condensados.	
Necesidad	Caracterizar composicionalmente fluidos en yacimientos de aceite volátil y gas y condensados.	Análisis PVT, Cromatografía.
Necesidad	Modelar dinámicamente yacimientos de aceite volátil y gas y condensados retrógrados.	Simulación Numérica.
Reto	Caracterización estática en arenas y carbonatos.	
Necesidad	Incrementar la precisión de las estimaciones volumétricas (recursos y reservas) en yacimientos de arenas arcillosas y de gas de baja resistividad.	Simulación Numérica, análisis PVT, Análisis de núcleos, Registros geofísicos.
Reto	Caracterización estática en areniscas heterogéneas, de muy baja permeabilidad y compartamentalizadas.	
Necesidad	Determinar la distribución de propiedades petrofísicas en rocas heterogéneas.	Registros geofísicos, Simulación Numérica.
Reto	Caracterización estática en geología de muy bajo espesor.	
Necesidad	Determinar propiedades petrofísicas en yacimientos de espesores menores a 0.5 m.	Registros geofísicos, Simulación Numérica.
Reto	Caracterización estática en yacimientos de gas y condensados.	
Necesidad	Estimar la saturación residual de hidrocarburos en yacimientos cercanos al punto crítico por debajo de la presión de rocío.	Simulación Numérica.
Reto	Diseño de instalaciones para recuperación secundaria y mejorada.	
Necesidad	Infraestructura adecuada para los procesos de mantenimiento de presión del yacimiento.	Reorientación.
Reto	Diseño de instalaciones para yacimientos de aceite volátil / de gas y condensados.	

Necesidad	Diseñar y adecuar infraestructura de producción para yacimientos de aceite volátil y de gas y condensados retrógrados.	Reorientación.
Reto	Ingeniería de producción y productividad de pozos con agua.	
Necesidad	Controlar el agua en el yacimiento.	Lanzadores de Barras, tuberías capilares, perforación direccional.
Reto	Ingeniería de producción y productividad de pozos de gas y condensados.	
Necesidad	Disminuir carga del líquido en pozos de gas y condensados.	Sistemas de trasiego, sartas de velocidad, embolo viajero, compresores de fondo, tuberías venturi, válvula motora, tuberías capilares, lanzador de borras.
Reto	Ingeniería de producción y productividad de pozos en areniscas heterogéneas, de muy baja permeabilidad y compartimentalizadas.	
Necesidad	Abastecer y manejar el agua usada para fracturamiento.	Tratamientos especializados para el agua.
Necesidad	Desarrollar métodos y tecnologías de fracturamiento más efectivas para yacimientos de muy baja permeabilidad.	Tipos de fracturamiento.
Necesidad	Monitorear fracturas hidráulicamente inducidas en yacimientos de muy baja permeabilidad.	registros geofísicos, LWD, MWD.

Tabla 4.1 Necesidades y Retos en el Activo Integral Burgos

En la siguiente tabla se muestra algunos retos y necesidades en las diferentes áreas del desarrollo de un campo petrolero enfocadas a los hidrocarburos no convencionales (shale gas/oil).

RETOS TECNOLÓGICOS PARA EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS		
NECESIDAD	REQUERIMIENTOS	SOLUCION
Valoración temprana de pozos/campo más ágil	Administrar volúmenes masivos de datos.	Equipo de cómputo especializado.
	Determinar la estructura completa del play.	Simuladores Numéricos, Sísmica de exploración, registros geofísicos.
	Determinar las densidades de fractura dentro del play de lutitas.	Sísmica de exploración y sísmica de pozo, simuladores numéricos.
	Determinar el espesor de los estratos del yacimiento y fallas sutiles.	Sísmica de exploración y sísmica de pozo,, registros geofísicos .
	Optimizar la planeación del campo tomando en cuenta equipos de perforación y pozos horizontales	Software especializado así como un buen flujo de trabajo.

	múltiples.	
	Plantear un desarrollo estratégico de lutitas y análisis de inversión estratégica.	Software especializado, buen planeamiento y desarrollos de flujos de trabajo eficaces.
Caracterización	Adquirir (de forma rápida y en tiempo real) datos críticos para caracterizar lutitas.	Uso de LWD.
	Optimizar el posicionamiento del pozo, maximizar la producción e incrementar la recuperación final mediante lectura profunda y azimutal LWD.	Uso de LWD y MWD, así como materiales de alta calidad.
	Obtener imágenes de pozo LWD de alta calidad.	Uso de registros LWD y MWD de última generación.
	Verificar la estabilidad del pozo y determinar esfuerzos in situ mediante registros sísmicos.	Uso de registros LWD y MWD de última generación.
	Determinar la densidad, Pe y forma del pozo en casos de pozos con buzamiento estructural y grandes ángulos de inclinación.	Uso de registros geofísicos LWD y MWD.
	Detección de gas en la zona de interés.	Uso de registros geofísicos (neutrón).
	Evaluación de las fracturas.	Uso de registros geofísicos (LWD, sísmico).
	Adquisición de Imágenes de pozo.	Uso de registros geofísicos de pozo (registro de imágenes base agua y aceite).
	Determinación de litología.	Uso de registros geofísicos (ECS).
		Navegación durante la perforación.
Perforación	Maximizar la superficie de contacto en la zona productora.	Perforación Direccional.
	Perforación en distintos tipos de litología.	Selección de Barrenas, Selección Adecuada de Fluidos de Perforación.
	Perforación de zonas de presión anormal y altas temperaturas.	Buen manejo de la Ventana Operativa y selección adecuada de materiales.
Productividad/Recuperación Adicional	Diseño óptimo de fractura.	Toma de información necesaria para realizar el diseño.
	Aumento de la producción de gas.	Realizar fracturamiento o refracturamiento en las zonas potenciales.
	Determinar el área de drene de un fracturamiento.	Sísmica de pozo.

	Evitar la contaminación al ambiente.	Realizar un estudio de los fluidos y químicos a inyectar, realizar una buena cementación.
	Requerimiento de agua.	Tratamientos especializados para reciclar el agua.

Tabla 4.2 Retos Tecnológicos para la explotación de Shale Gas

4.1.2 Impactos en Soluciones Empleadas a Algunas Necesidades

En la siguiente tabla se muestran los impactos que se han tenido gracias a las tecnologías empleadas.

	PRODUCTOS	LOGROS	EFECTOS (consecuencias)	IMPACTO
EXPLORACIÓN	Simulación Numérica	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre, Sobrepasar expectativas	Adquisición	Incremento del talento técnico
	Sísmica	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre	Adquisición	Incremento del talento técnico
	Registros Geofísicos	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre	Adquisición	Incremento del talento técnico
PERFORACION	perforación con T.R.	Lograr objetivos, Alcanzar metas, asegurar la promesa de valor, Mejorar habilidades técnicas	Evaluación, Implantación	Disminución de tiempos
	Tubería flexible	Lograr objetivos, Alcanzar metas, asegurar la promesa de valor, Mejorar habilidades técnicas	Evaluación, Implantación	Disminución de tiempos
	Perforación Direccional	Lograr objetivos, Alcanzar metas, asegurar la promesa de valor, Mejorar habilidades técnicas	Evaluación, Implantación	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, disminución de tiempos, disminución de costos

	Perforación Multilateral	Lograr objetivos, Alcanzar metas, asegurar la promesa de valor, Mejorar habilidades técnicas	Evaluación, Implantación	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, disminución de tiempos, disminución de costos
DESARROLLO	Pruebas de Presión	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre	Adquisición	Incremento del talento técnico
	Análisis PVT	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre	Adquisición	Incremento del talento técnico
	Cromatografía	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre	Adquisición	Incremento del talento técnico
	Análisis de Núcleos	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre	Adquisición	Incremento del talento técnico
	Geomecánica	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre	Adquisición	Incremento del talento técnico
	Simulación Numérica	Adquirir/Transferir conocimiento, Reducir incertidumbre, Asegurar la promesa de valor	Adquisición	Incremento del talento técnico
PRODUCCION	Sistemas de trasiego	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, mantenimiento o disminución de la declinación
	Sartas de Velocidad	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación
	Embolo Viajero	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación

Compresores de fondo	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación
Tuberías venturi	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación
Válvula motora	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, mantenimiento o disminución de la declinación
Compresor a boca de pozo	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, mantenimiento o disminución de la declinación
Tuberías capilares	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación
Lanzador de Barras	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación
Fracturamiento	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación

	Re Fracturamiento	Lograr objetivos, Sobrepasar expectativas, Mejorar habilidades técnicas, Asegurar la promesa de valor	Evaluación, Implantación, optimización	Incremento de producción, incremento de factor de recuperación, mantenimiento o disminución de la declinación
ACONDICIONAMIENTO	Reacondicionamiento de motocompresores	Asegurar la promesa de valor, Obtener mejores condiciones	Reacondicionamiento	Disminución de costos
	Planta Criogénica	Asegurar la promesa de valor, Obtener mejores condiciones	Adquisición	Mejorar el producto
	Reacondicionamiento de ductos	Asegurar la promesa de valor, Obtener mejores condiciones	Reacondicionamiento y Adquisición	Disminución de costos
	Reacondicionamiento de tanques de almacenamiento	Asegurar la promesa de valor, Obtener mejores condiciones	Reacondicionamiento	Disminución de costos
DISTRIBUCION	Medidores digitales	Obtener mejores condiciones	Adquisición	Disminución de tiempos

Tabla 4.3 Impactos Debido a las Tecnologías Empleadas

4.1.3 Hitos en la Historia de la Producción

Los hitos tecnológicos aplicados en la Cuenca de Burgos han dejado marcado a lo largo de los años de producción una variable viable tanto económica como técnicamente al momento de implantarlos en la vida industrial, como prueba de ello se puede detallar a grandes rasgos algunos de estos a lo largo de la vida productiva de la cuenca:

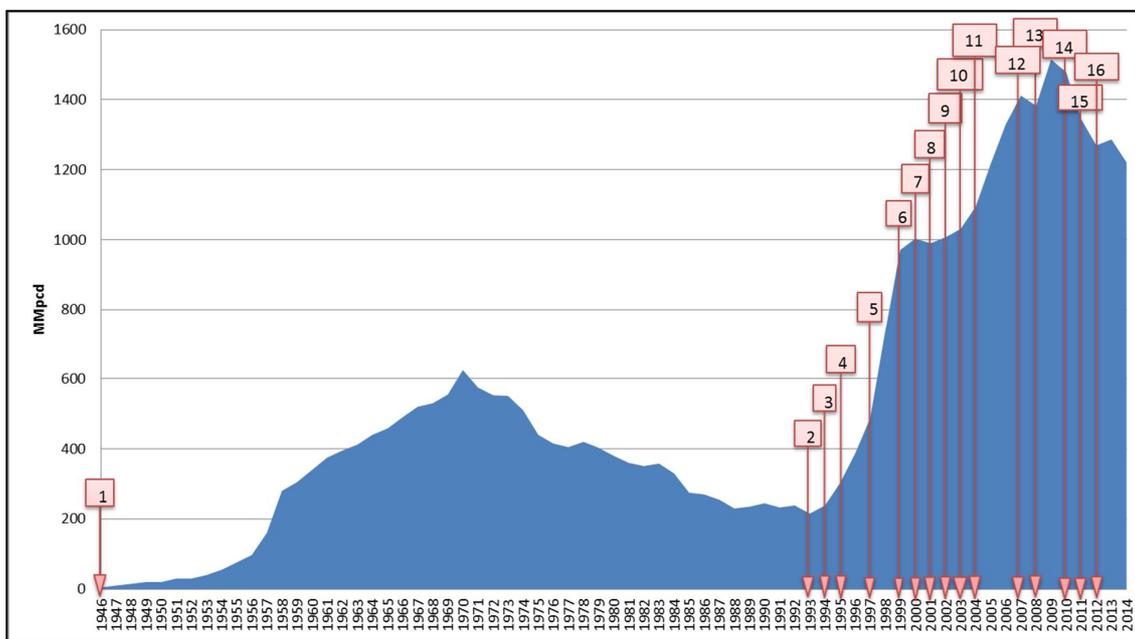


Figura 4.1 Aplicación de Tecnologías a lo largo de la historia de Producción

- 1.- (1946) Terminación de pozos con tubería de producción 2 7/8” en el AIB.
- 2.- (1993) Inicio de los estudios del Proyecto Integral Cuenca de Burgos para la evaluación del potencial remanente de gas natural no asociado.
- 3.- (1994) Se diseñaron formas para perforar y terminar los pozos a través de pozos esbeltos o tubingless de 3 1/2”.
- 4.- (1995) Fin de la evaluación del potencial remanente de gas natural no asociado, con la identificación y delimitación de 6 subsistemas generadores, 24 plays, 190 oportunidades exploratorias. Se optimizó la producción de los principales campos y se comenzaron a realizar técnicas de fracturamiento hidráulico y terminaciones múltiples. Se realiza fracturación hidráulica y terminación con tubing less 3 1/2” en el AIB.
- 5.- (1997) Se emplea tecnología sísmica 3D para obtener una mejor imagen de los yacimientos existentes con una red de 7500 km² de líneas sísmicas.
- 6.- (1999) Se perforaron 30 pozos exploratorios con lo cual se incorporaron reservas 2P de aproximadamente 760 MMMpcd y 170 oportunidades detectadas; así mismo se alcanzó la meta de producción de 1000 MMpcd, manteniéndola por 4 años con un programa intensivo de perforación y reparación de pozos.
- 7.- (2000) Entra en operación el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de datos (SCADA) en el cual se monitorea el nivel de tanques, sistemas de compresión, Monitoreo de pozos y cabezales.
- 8.- (2001) Inician servicios para la aplicación integral de sistemas artificiales bajo una elección del mejor método de producción, diseño, implementación, supervisión y evaluación. Inician instalación de sarta de velocidad y su combinación con otros sistemas en el AIB.
- 9.- (2002) Mejoramiento en el fracturamiento hidráulico, bajo un simulador 3D, incremento de la longitud de fractura y apuntalantes de mayor resistencia.
- 10.- (2003) Comienza la aplicación del sistema rotativo direccional de perforación de 4 3/4”; también se combina la información dinámica del yacimiento la cual es obtenida con probadores de formación operados con cable, con datos de porosidad y permeabilidad de alta resolución obtenidos con herramientas de resonancia magnética nuclear para la detección de gas en zonas productivas de baja resistividad.
- 11.- (2004) Se fortalece el desarrollo de los campos con el cálculo y optimización por medio de simuladores comerciales; así mismo se incrementa la capacidad de proceso de gas húmedo con la construcción del complejo procesador de gas burgos.
- 12.- (Diciembre 2007) Se fractura el pozo Cuitláhuac 813 con CO₂ como fluido energizado por primera vez en México.

13.- (2008) Se terminaron 329 pozos de exploración y 3704 pozos de desarrollo, se adquirió un total de 22288 km de sísmica bidimensional y 23443 km² de sísmica tridimensional, contemplados desde 1997 al 2008; comienzan pruebas del estrangulador de fondo tipo venturi en el aparejo del pozo (Cuitláhuac 802).

14.- (2010) Perforación del pozo horizontal con multifracturas Emergente-1, para evaluar el potencial de gas en lutitas, así como el requerimiento de equipos recursos para una perforación y terminación de este tipo de pozos.

15.- (2011) Se realiza una prueba exitosa de bombeo neumático con tubería flexible para pozos de alto contenido de líquidos, efectuado en el pozo Nejo 99; Comienza el empleo de tubería flexible para fracturamientos en el AIB.

16.- (2012) Se introduce el sistema de bombeo neumático para incrementar la producción en yacimientos de gas y condensado en los campos Nejo y Garufa colocando válvulas inyectando gas por el interior de la tubería flexible 1 ¾" y produciendo por espacio anular.

4.1.4 Hechos Relevantes a lo Largo de la Producción

La cuenca de burgos considerada una cuenca madura por los volúmenes de extracción de hidrocarburos, aproximadamente del 85% del volumen original de sus reservas, necesita de soluciones innovadoras donde se emplee tecnología para continuar el ritmo actual de producción y así seguir satisfaciendo al país con gas natural; por esta razón se han pasado por etapas de revitalización de la cuenca como también reevaluaciones de campos para seguir produciendo a un ritmo aceptable.

A continuación se presentan algunos acontecimientos a lo largo de la historia de la cuenca de burgos que han ayudado al incremento de producción y de reservas, al mantenimiento de la producción y al descubrimiento de nuevas zonas de interés.

Así mismo se puede ver los principales aumentos, decrementos y puntos de inflexión en el siguiente perfil de producción de la cuenca acompañado con algunos descubrimientos, arreglos y tecnologías al paso del tiempo:

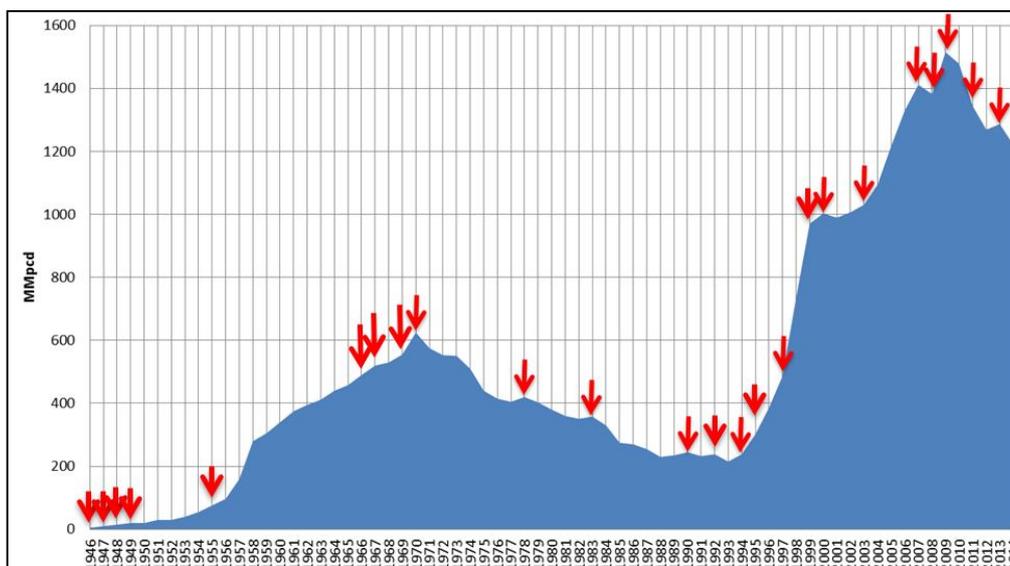


Figura 4.2 Cambios Representativos a lo largo de la Historia de Producción

1945

Un nuevo yacimiento denominado Misión, ubicado en el norte del país, impulsa la producción de gas natural en México. Las reservas totales de hidrocarburos, que incluían crudo y gas natural, representaban apenas 1,276 millones de barriles.

1946 ←

Empieza la explotación de la cuenca de burgos.

1947 ←

Un nuevo yacimiento petrolero denominado Camargo es descubierto por PEMEX en este año. En cuanto a gas se localiza el campo de Acalapa.

1948 ←

PEMEX continúa la exploración con éxito y descubre los campos petroleros de Valdecasas, Reynosa y Brasil. También descubre un campo productor de gas de nombre Moralillo. En la zona sur se localizan dos campos productores de gas que se denominan Sarlat y Moloacan.

1949 ←

Se descubre el campo Francisco Cano, productor de aceite en la zona “Frontera Noreste”, que comprende parte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. En cuanto a campos productores de gas, se localizan los denominados Presidente Alemán y Alazán en la zona norte y los campos de Fortuna Nacional y Tortuguero en la zona sur.

1955



El 19 de diciembre se inaugura en Reynosa la planta de absorción con capacidad para 300 millones de pies cúbicos de gas al día. Se inauguran las nuevas instalaciones de Reynosa para ampliar la capacidad a 10,000 bpd.

1965

Se descubren los campos Nutria, Polvareda, La Cruz, Picadillo, Piedras, San Bernardo, Orozco y Santa Rosalía.

1966.

Instalación de 26 compresoras en el distrito frontera noreste.

1967

Se descubren nuevos campos y nuevas acumulaciones de campos ya en producción en la zona noreste: Engracia 1, Presa 103, Sierrita 2, Lajitas 103, Fronterizo 2 y Escobedo 1.

1968

Se terminan en arenas productoras no explotadas en formaciones geológicas profundas los pozos Guillermo Prieto No 5, Cabeza No3 y Reynosa Oriente No 1.

1969

Se descubre el campo Llanura y la extensión de los Campos Monterrey, Santa Rosalía, Torrecillas, Escobedo, Orégano, Palmito, Pobladores y Culebra en la zona noreste.

1970



En 50 años de exploración y explotación en los campos de la cuenca, se produjo más de 5 TPC de gas y aceite equivalente, alcanzando una producción de 650 MMpcd en el año de 1970 gracias al descubrimiento, desarrollo y explotación de un campo supergigante, 4 subgigantes, 8 grandes, 5 medianos, 11 pequeños y más de 90 campos con reservas menores a 50 MMMpc.

Desarrollo de los campos Viboritas, Arcabuz y Carretas.

1971

Localización de hidrocarburos en el área de Tepehuaje-Lerma, en Tamaulipas, de una barrera de sedimentos calcáreos de origen marino, en flancos de la península que se extiende desde el norte de Tampico hasta la frontera de Estados Unidos. Se descubre el Campo Terregal y Tigrillo y la extensión al campo Pascualito en Reynosa.

1972

Se definieron 15 estructuras probadas con 4 pozos exploratorios de los que se obtuvo gas en Nuevo Laredo abriendo así una nueva región potencial de producción de gas. Se descubrieron los campos de gas Tijerina, Cacama, Aquiles y Oasis, así como las extensiones de los campos Caballero, Yaqui, Rotalia, Zapata y Cuitláhuac en el Distrito Frontera Noreste; se descubren los campos Tordo y Limonaria, así como la extensión en el campo Lerma en la zona Norte.

1973

Se descubren 5 campos de gas y condensado (Pandura, Jaujal, Miel, Amatista y Talismán) con una extensión de 150 km de longitud, desde nuevo Laredo hasta la región de la presa Marte R. Gómez, la cual tiene una franja de producción en el Eoceno correspondiente al distrito frontera noreste.

1974

Por medio de 26 pozos de exploración se descubrieron 3 nuevos campos de gas y condensado en la zona noreste, abarcando las regiones de Piedras Negras, Coahuila, Laredo, Tampico y China en Nuevo León.

Se realizaron estudios complementarios a trabajos de exploración de superficie y subsuelo de tipo estratigráfico detallado, diagenético, de microfacies, paleontológicos y petrofísicos en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

A partir de la información obtenida por el satélite ERTS-1, se terminó el estudio tectónico regional de la parte norte de Coahuila y de la Sierra Madre Oriental, entre Monterrey y Ciudad Valles. Se efectuaron interpretaciones de datos de velocidad en Matamoros.

1975

Se descubren 3 campos de gas; con el pozo Bucanero 1 se logró el descubrimiento de un yacimiento del terciario, con el pozo Anáhuac 101 se presentan posibilidades de producción en sedimentos del jurásico y cretácico inferior, con el pozo Buena Suerte 2-A se descubren formaciones de gas y condensado en el cretácico inferior.

Se terminaron estudios estratigráficos correspondientes a Las Delicias-Acatita en Coahuila, con estudios tectónicos efectuados en Tamaulipas y Nuevo León.

Se iniciaron estudios de proceso de información sísmica, orientados a la estratigrafía y litología. Se efectuaron y concluyeron las interpretaciones de velocidad en Matamoros.

1976

Se descubren campos de gas en las cercanías de Nuevo Laredo con el "Totonaca 3" productor de 3.95 MMpcd de gas, así como "Opalo 1", "Obsidiana 1" y "Duna 1".

1977

Se realizó geología superficial, sismología terrestre, gravimetría, magnetometría, geología de subsuelo en pozos exploratorios y de desarrollo en los Estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas.

1978



Desarrollo del área del golfo de Sabinas.

Se descubrieron los campos: Ciega, Garza, Casa Roja, Lagunero, Moral, Rafael y Reno en el Distrito Reynosa. Y la extensión del campo Zacate en el mismo distrito.

Se profundizó en estudios exploratorios en el conocimiento del área mesozoica en Coahuila y Nuevo León.

Se utilizó la técnica de radio trazado para descubrir anomalías en los sistemas de inyección de agua, en la identificación de pérdidas de circulación en los pozos y análisis de procesos en el complejo petroquímico de Reynosa.

1979

En este año se alcanza un segundo pico de 568 MMpcd.

Se descubren nuevos campos de gas: Piojo, Parreño y General, en nuevo Laredo; Llorón y Aventura, en Reynosa.

En el área de magnetometría y gravimetría se efectuó el cálculo de 19047 estaciones de observación, que cubren una superficie de 48000km². Se calcularon las anomalías de Bouguer y las correcciones por rugosidad sobre los puntos de observación de una zona de Coahuila de 9100 km².

Se terminó el desarrollo de un modelo matemático para determinar las presiones de separación de aceite y gas, que permiten obtener la máxima recuperación de aceite. Se inició la aplicación de un modelo integral para yacimientos de gas, con el estudio del campo Arcabuz-Rodeo, y se desarrollaron programas de cálculo para obtener porosidad, saturación de agua y contenido de arcilla para aprovechar la digitalización de los registros tomados en los pozos.

1980

Se descubrieron campos de gas pertenecientes a la zona noreste en la región de Reynosa en Barrio 1, Catarrín 1, Llanero1 y Paso de Loma 1.

1981

Se descubrió gas con los pozos: Primo 1, Calabaza 1 y Verano 1 en Reynosa.

1982

Se descubre gas húmedo con los pozos Barrilete 1, Califa, Nilo 1 y Otoño 1 en Reynosa.

Se efectuaron estudios de pseudo-velocidades en Lampazos, Nuevo León.

1983 

Se descubrió gas húmedo con los pozos: China 101, Explorador 1, Mata 1 y Negritos 1, en Reynosa. Con gran importancia Negritos 1 por su extensión hacia el sur aproximadamente 40 km.

Se concluyeron estudios de inversión sísmica (pseudo velocidades) y su interpretación en el área de General Bravo-Alondra en Tamaulipas; y se inició en al área Lampazos-Barroterán en Nuevo León.

1984

Se efectuaron estudios geoquímicos en Piedras Negras, Coahuila.

Se integró y analizó la información geológico-geofísica en Doctor Arroyo en Nuevo León.

1986

El pozo Poleo 1 descubrió un nuevo campo de gas en sedimentos del Terciario, con producción inicial de 2 MMpcd.

1988

El pozo Reynosa 1145 da una producción inicial de 2.155274 MMpcd de gas en sedimentos terciarios.

1989

Se descubren campos de gas no asociado con los pozos: Conquistador 1, Pipila1, Pita 1 y Tigris; en estratos del terciario con producciones iniciales de 0.849, 6.331, 1.3 y 0.555 MMpcd, respectivamente.

El pozo Reynosa 1035 da una producción inicial de 12 MMpcd.

1990 

Se descubrieron tres campos de gas y condensado en estratos del paleoceno del distrito frontera noreste, con los pozos Tecuma 1, Jaribú 1 y Capitán 1, con producciones iniciales de 2.4, 1.4 y 0.8 MMpcd, respectivamente.

1992

La producción alcanzo un declive de 183 MMpcd por lo que al siguiente año se dieron inicio los estudios del Proyecto Integral Cuenca de Burgos, con el fin de evaluar el potencial remanente de gas natural no asociado concluyendo la primera parte en 1995 con resultados alentadores en la identificación y delimitación de 6 subsistemas generadores, 24 plays, 190 oportunidades exploratorias, estimación de un recurso potencial remanente de 10 MBpc.

1994



Se realizó el proyecto estratégico de exploración, en incorporación de reservas en la cuenca, se inicia la revitalización de la cuenca de burgos aumentando la producción y las reservas del gas natural, esto es atribuible a cuatro campos Arcabuz-Culebra, Arcos, Cuitláhuac y Corindón-Pandura.

1995

Se orientó el desarrollo de yacimientos de gas no asociado y a los de alta relación gas-aceite e los campos Culebra, Cuitláhuac, Merced y Mojarras.

La producción se incrementó a 300 MMpcd como consecuencia de la optimización de la producción de los principales campos y de la mejora en las técnicas de ingeniería petrolera durante la primera etapa del Proyecto Integral Cuenca de Burgos en donde se realizó fracturamiento hidráulico y la implementación de terminaciones múltiples.

1996

Se generaron localizaciones exploratorias en los proyectos de incorporación de reservas, evaluación del potencial petrolero y delimitación y caracterización de yacimientos en el pozo productor de gas seco dulce Arcos 501, aportando una producción inicial de 15 MMpcd.

Se re intervino el pozo Arcos 10 que había permanecido cerrado 20 años, aportando 21 MMpcd de gas natural, mediante la aplicación de tecnologías de terminación y fracturamiento de pozos y un mejor conocimiento de estructuras complejas.

1997



El pozo Monterrey 501 aporta en la primera prueba una producción inicial de 16 MMpcd de gas.

El campo Arcos muestra resultados importantes durante este año al lograr producciones cercanas a 122 MMpcd en un mes (20 veces más de lo que se obtenía en su primera etapa de explotación). El campo Arcabuz-Culebra registró una producción promedio anual de 180 MMpcd.

Se Perforaron y terminaron 52 pozos de gas, resultando uno improductivo por accidente mecánico, 13 de gas seco y 38 de gas y condensado.

Se aplicó la técnica de amplitud contra distancia en información sísmica del Proyecto Reynosa en la localización de yacimientos de gas.

1998

El campo Arcos logró una producción de 234 MMpcd. El campo Arcabuz-Culebra registro una producción de 351 MMpcd.

Se terminaron 22 pozos de gas seco y 91 de gas y condensado, donde se destacan los pozos Cronos 1 y Jazmín 1-A.

Se terminó e implanto el sistema ARMA para la graficación, procesamiento en pantalla e impresos de registros eléctricos, sísmicos y nucleares de pozos en el activo Reynosa.

1999

Con la perforación de 30 pozos exploratorios, la creación de equipos multidisciplinarios, desarrollo de habilidades críticas y la aplicación de tecnología líder (sísmica 3D y métodos modernos interactivos) se lograron incorporar reservas 2P del orden de 760 Bpc y 170 oportunidades detectadas.

2001

Se realizó a la Cuenca como parte del proyecto integral: sísmica bidimensional a 2906 km² y 1594 km² de sísmica tridimensional; se perforaron y terminaron 36 pozos exploratorios y 362 de desarrollo.

Se descubre el campo Sultán, Kriptón y Caudaloso.

2000-2003

Se estabiliza la producción en mil MMpcd, esto debido al incremento de las inversiones, nuevas técnicas de perforación, niveles de perforación mayores (300 pozos de desarrollo por año e incremento del 38% en pozos exploratorios), implementación de nuevas tecnologías.

2003



Inició la construcción de dos plantas criogénicas modulares de 200 MMpcd c/u y una terminal de almacenamiento y distribución de gas licuado y gasolinas naturales, en la Estación 19, trabajos que permitirán disponer de suficiente capacidad de proceso en la recuperación de hidrocarburos líquidos asociados al gas húmedo dulce de la cuenca.

Se dan contratos de servicios múltiples a los campos Reynosa y Monterrey; que tienen por objeto desarrollar reservas de gas natural no asociado bajo el mecanismo de que Petróleos Mexicanos mantenga los derechos y propiedad de los hidrocarburos extraídos y obras construidas.

2004

Se dan contratos de servicios múltiples a los campos Cuervito, Misión, Fronterizo, Olmos, Pandura y Anáhuac.

Se inicia una nueva etapa de revitalización de la cuenca con el “Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022” para mantener e incrementar la producción y reservas perforando pozos exploratorios y de desarrollo e implementando técnicas de recuperación adicional para extender la vida de los pozos.

2005

Se dan contratos de servicios múltiples a los campos Monclova y Pirineo.

Con los pozos Fogonero 101, Platinado 1 y Rusco 1, se descubre gas seco y gas y condensado que revitaliza la cuenca.

2007 

Se da inicio el estudio de Exploración superficial sísmológico Siberia-Relámpago-Rodrigueño 2D; mediante el método de sísmología de Reflexión Bidimensional con la técnica de vibrosismo; el área de estudio se localiza a 142.198 km al suroeste de Nuevo Laredo, a 73.028 km al sureste de Monclova y a 124.769 km al noroeste de Monterrey.

Se adquieren 243 km cuadrados de sísmica en el estudio Pandura Sur.

2008 

Se incorporaron reservas 3P por descubrimientos con los pozos exploratorios Cali 1, Peroné 1, Grande 1, Murex 1 y Ricos 1001.

Se adquirieron 2019 km de sísmica 2D en los estudios Siberia-Relámpago-Rodrigueño del proyecto Muzquiz, 2915 km² de sísmica 3D en los estudios Sur de Mareógrafo y Monclova Sur-Huerta de la Cuenca.

2009 

Como resultado de inversiones en la exploración, la producción de gas natural aumento en el bloque Monclova, Nejo y Misión.

Se incorporan reservas 3P de petróleo crudo equivalente con los descubrimientos de los pozos Cougar 1, Parritas 1001, Cali 201, Cucaña 1 y Trapiche 1.

Se adquirieron 2353 km de información sísmica 2D con los estudios Moca-Conejo y Jardinero-Zuloaga.

2010

Incorporación de reservas 3P de petróleo crudo equivalente con los pozos Cucaña 1001, Jaraguay 1, Monclova 1001.

Adquisición de sísmología 3D en el estudio Norte de Alondra con 506 km².

2011



Se construye el centro de manejo de líquidos de Nejo y el centro de acondicionamiento de gas de Mejo 3; así como la recolección de gas Palmito 3, Palmito 4, Comitas 2 y Ruso 1.

Aumento de la producción de los bloques: Nejo, Fronterizo, Cuervito y Olmos.

Se adquirió información sísmica 2D en 1639 km para mejorar la interpretación del play no convencional Cretácico Superior Eagle Ford, donde se perforaron los pozos Montañez 1 y Nómada 1.

2012

Aumento de la producción de los bloques: Fronterizo, Nejo y Cuervito.

Se incorporaron reservas 3P de petróleo crudo equivalente con los pozos exploratorios: Arbolero 1, Percutor 1, Habano 1, Mandarín 1, Master 1 y Tepozán 1.

Se obtuvieron 2514 km de información sísmica 2D para prospección de localización de gas en lutitas gasíferas.

Se alcanzaron 1233 km² de sísmica 3D en el estudio San Luis 3D.

2013



Se descubre el primer yacimiento de aceite en lutitas llamado Anhérido, y dos campos de gas en lutitas llamados: Chucla y Nuncio.

Así mismo se citan algunas de las instalaciones que se han creado en la cuenca de Burgos:

1998

Rehabilitación del gasoducto del centro procesador de gas de Reynosa a la caseta de exportación/importación.

2001

Rehabilitación de la Estación de Compresión Los Ramones y la Estación 19. Se inició la construcción del gasoducto de 36 pulgadas de diámetro por 115 km de longitud que unirá la Estación de Compresión 19 y el troncal del sistema de gasoductos en San Fernando.

2002

Inició la construcción de dos plantas criogénicas modulares de 20 MMpcd cada una y una terminal de almacenamiento y distribución de gas licuado y gasolinas naturales en la Estación 19 y la construcción de las estaciones de compresión El Caracol y Los Indios.

2003

Concluyen los trabajos de rehabilitación de la Estación de Compresión Los Ramones. En noviembre comienza a operar el sistema San Fernando.

2005

Inicia la construcción de las plantas criogénicas 3 y 4 con una capacidad de procesamiento de 200 MMpcd cada una.

2006

Comienza operación de las plantas criogénicas 3 y 4 en mayo y julio respectivamente.

2007

Inicia la construcción del ducto de 12 pulgadas de diámetro y 188 km de longitud que va desde el complejo procesador de gas burgos hasta la ciudad de Monterrey con una terminal de entrega con capacidad de 40 Mb; iniciando operación en diciembre dicha construcción. Inició la construcción de las plantas criogénicas modulares 5 y 6 con capacidad de 200 MMpcd

2008

Concluye construcción de la planta criogénica modular 5.

2009

Concluye en enero la construcción de la planta criogénica 6 e inicia en febrero operaciones. Se hace una reconfiguración de la estación de compresión Santa Catarina (repotenciación de dos turbocompresores y la instalación de uno adicional).

2010

Se construyeron las estaciones de recolección de gas culebra 11, China 1, Duna 2 y Calabaza 2.

2011

Se construyó el centro de manejo de líquidos de Nejo y el centro de acondicionamiento de gas Nejo 3; las estaciones de recolección de gas Palmito 3, Palmito 4, Comitas 2 y Ruso 1.

2012

Se construyó la estación de recolección de gas Bayo 1.

4.1.5 Las Tecnologías en el Mundo y su Comparación con la Cuenca de Burgos

Durante el desarrollo de la cuenca de Burgos paralelamente ha ido avanzando la tecnología en la industria petrolera mundial, por lo que se nombran algunas tecnologías que han sido factor clave en el desarrollo de la industria y por ende en la cuenca de Burgos:

AÑO	SUCESO	DESCRIPCIÓN
1859	Perforación por percusión al Pozo Drake.	Inicios de la perforación de pozos en la cual se perfora el primer pozo por el coronel Drake, por medio de percusión.
1880 – 1928	Solamente se utilizaba torre de perforación de madera.	La perforación de pozos además de ser ejercida con barrenas manuales, se utilizaban torres de perforación de madera.
1896	Refinería.	La compañía Waters Pierce Oil construye la primer refinería.
1901	Perforación rotatoria.	Surge el principio de la perforación rotatoria
1904	Diseño de TR's.	Se desarrollan los diseños de las primeras TR's y cementaciones por la empresa Halliburton
1908	Primeras barrenas de conos.	Surgen las primeras barrenas de conos por la empresa Sharp & Hughes
1910	Primeras bombas de lodos.	Se utilizan las primeras bombas de lodos.
1914	Fluidos de perforación.	Se establecen los fluidos de perforación por la National Lead Co.
1930-1948	Se comienzan a usar equipos de perforación de mayor potencia. Diseños efectivos de barrenas. Cementación mejorada con fluidos especiales.	Se comienzan a implementar potentes equipos de perforación debido a los estratos y a la mayor profundidad. Se comienzan a diseñar mejores barrenas. Se llevan a cabo prácticas de cementación mejorada. Aparecen los fluidos especiales.
1935	Barrenas de tungsteno. Uso de bentonita en Fluidos.	Se fabrican las primeras barrenas con carburo de Tungsteno en Alemania. Se comienza la utilización de Bentonita en el Fluido de Perforación.
1948-1968	Introducción de la hidráulica de pozos. Amplio mejoramiento en barrenas. Perforación automatizada	Se introduce la hidráulica de la perforación en las operaciones de la industria. Existe un amplio mejoramiento en las barrenas que se utilizan. Aparece por primera vez la perforación automatizada.
1960	Surge registro de inducción y sísmico compensado.	En el caso de exploración se tuvieron avances tecnológicos destacados, ya que se presenta un avance en los registros geofísicos, al surgir el registro de inducción y sísmico compensado.
1948-1968	Perforación automatizada. Aplicación de fluidos de perforación.	La automatización en la perforación de pozos es una posible propuesta a ejecutar. Se comienzan a aplicar los fluidos de perforación.

1965	Primer perforación Submarina.	Se perfora por primera vez en aguas someras.
1967	Se inicia grabación digital de sísmica 2D.	Se inicia grabación digital en los levantamientos de sísmica 2D.
1970	Empieza el uso de registro Densidad-Neutrón.	Se empieza a utilizar el registro de densidad neutrón, lo que permitió evaluar de manera más precisa las formaciones.
1968-1995	Se incrementa la profundidad de pozos. Inyección de vapor y aire. Simulación de yacimientos.	En EUA se alcanza el logro principal al incrementar la perforación hasta los 31,000 pies. Las tecnologías más importantes en este periodo fueron algunos procesos de recuperación terciaria. También se comenzó a desarrollar de manera importante la simulación de yacimientos.
1968-1995	Se utilizan motores de fondo. La automatización se vuelve más usual. Comienza perforación en aguas profundas y ultraprofundas.	Debido a los avances tecnológicos, la automatización de procesos en la perforación se vuelve cada vez más accesible. Se comienzan a explorar posibles yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas.
1986	Destaca la sísmica 3D.	Innovan la sísmica 2D con la sísmica 3D, permitiendo mayores descubrimientos.
1987	Se implementa recuperación terciaria.	Se implementan procesos de inyección de vapor como recuperación terciaria.
1990-1999	Sistemas submarinos de producción.	Debido al auge en perforación submarina, se mejoran los sistemas submarinos de producción.
1995-2004	Base de datos de mayor tamaño. Mapas computarizados. Modelaje tridimensional.	Se implementan base de datos de mayor tamaño, debido a los nuevos descubrimientos que realizan. Se integran mapas computarizados y se mejora el modelaje tridimensional para yacimientos.
2002	Surge arreglo de inducción.	Durante estos años se vuelven a tener avances tecnológicos importantes en los registros geofísicos, sobre todo en el desarrollo del registro sísmico dipolar. Además surge en el 2002 el arreglo de inducción en ésta misma área.
2005-2011	Perforación multilateral. Recuperación mejorada. Fracturamiento hidráulico.	Con el fin de tratar de aumentar la recuperación final de los campos ya descubiertos, con el empleo de nuevas tecnologías como la perforación de pozos multilaterales, métodos más sofisticados de recuperación mejorada y mejores fracturamientos hidráulicos.

Tabla 4.4 Tecnologías Clave en el Desarrollo de la Industria Petrolera

En base a las tecnologías desarrolladas a nivel global se puede ver en la siguiente gráfica que el desarrollo de la producción en la cuenca de Burgos no ha sido buena a comparación de países que cuentan con reservas de gas natural relativamente parecidas a las de México, como China con 108 tera pies cúbicos (tpc) en yacimientos convencionales (YC) y 1275 tera pies cúbicos (tpc) en yacimientos no convencionales (YNC), Qatar con 885 tpc en YC, Irán con 1169 tpc en YC, Canadá con 70 tpc en YC y 388 tpc en YNC, Rusia con 1575 tpc en YC y Estados Unidos con 300 tpc en YC y 862 tpc en YNC. Con lo cual al contar México con 15.3 tpc en YC y 681 tpc en YNC se puede ver que una de las razones por las que existe un rezago es porque el precio del gas no ha sido favorable para poder explorar, desarrollar y producir una mayor cantidad de hidrocarburos pero así

mismo se le puede adjudicar la falta de inversión pues como se puede ver en esta recopilación de información al realizar proyectos de rehabilitación y mejora de las tecnologías y yacimientos se han tenido excelentes resultados en la producción.

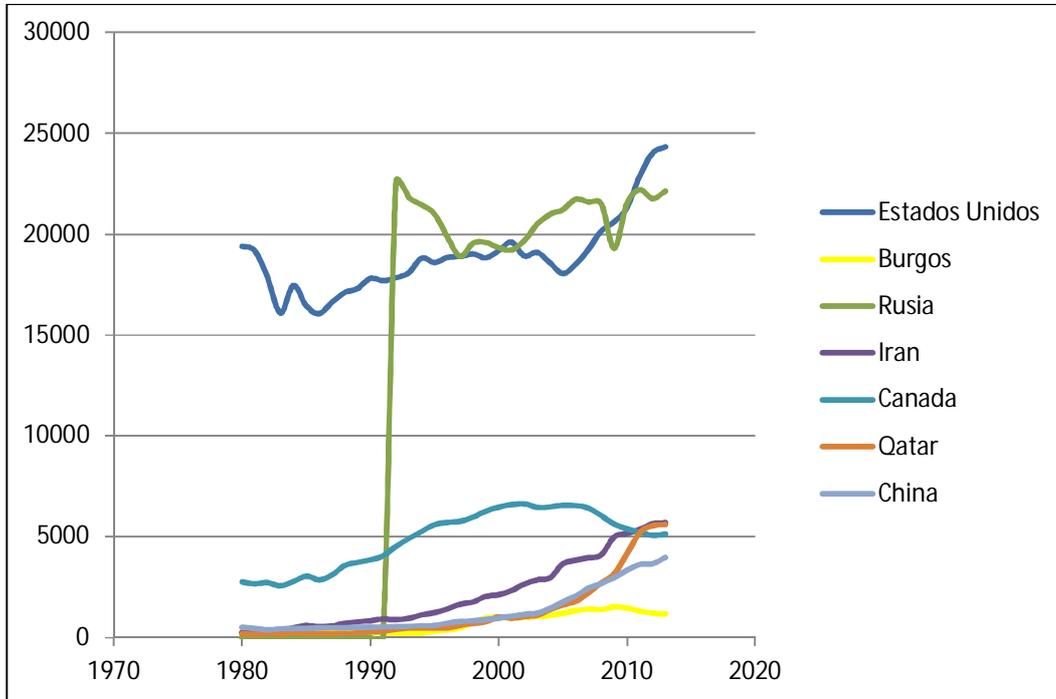


Figura 4.3 Comparativo del Histórico de producción de Gas Natural

4.2 Tipos de Perforación

4.2.1 Convencional

El proceso de perforación convencional para pozos de petróleo y gas es aquella que se ha utilizado desde que se implementó el sistema de perforación rotaria, utiliza sartas de perforación compuestas por tubería de perforación, drill collars y barrenas convencionales, las cuales cumplen la función de aplicar energía hidráulica y mecánica (energía rotatoria y carga axial) para realizar el trabajo de perforación.

En algunos casos se utiliza un motor de fondo para suministrar la potencia de rotación, pero la columna de perforación es esencialmente la misma.

Esta técnica se basa en ir perforando con tubería de perforación por etapas, e ir instalando una tubería de revestimiento (casing) para finalmente instalar una tubería de producción (tubing).

4.2.2 No Convencional

La ingeniería de perforación no convencional es el resultado de la rentabilidad de los proyectos que incluye los aspectos técnicos y económicos de cada proyecto. Utilizar métodos no convencionales de perforación proporciona una ventaja competitiva en los pozos de desarrollo.

La perforación no convencional implementa técnicas de optimización en la construcción de pozos, ahorrar tiempo, costos y la calidad del trabajo desarrollado en función de las condiciones operacionales. Lo cual se ha observado gracias a investigaciones donde se simulan situaciones reales.

La perforación no convencional de pozos involucra el uso de conexiones tubulares de diseños innovadores. Dependiendo del tipo de actividad, profundidad y complejidad del pozo se elige el sistema a utilizar.

4.2.3 Direccional

La Perforación Direccional es una de las técnicas más usadas para la extracción de hidrocarburos, ésta consiste en dirigir el curso del agujero a lo largo de una trayectoria predeterminada para llegar a un objetivo localizado a una distancia horizontal dada desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotaria del equipo de perforación.

Esta técnica de perforación permite construir varios pozos desde una misma plataforma terrestre evitando montar plataformas de perforación individuales para cada pozo, por consiguiente se tiene una menor disminución de la superficie.

Existen 3 tipos de perforación direccional que se describen a continuación.

4.2.3.1 Tipo I

La configuración de estos pozos tiene como característica que la desviación inicial se presenta a poca profundidad, la trayectoria es de aumento y mantenimiento del ángulo de inclinación, donde el pozo es deflectado de la vertical en algún punto (Kick off) y el ángulo de inclinación que alcanza el pozo se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se aplica usualmente en pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción se encuentra en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento, también se utiliza en pozos de mayor profundidad en los que se requiere mucho desplazamiento lateral

4.2.3.2 Tipo II

Estos pozos siguen el esquema de construcción, mantenimiento y caída del ángulo de inclinación, este tipos de pozos describen una trayectoria en forma de “S”, para lograr dicha configuración la desviación se inicia también cerca de la superficie; la inclinación se mantiene hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral, seguidamente se reduce al ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical hasta el objetivo. Por su geometría esta configuración puede traer algunos problemas durante la perforación y se utiliza principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

4.2.3.3 Tipo III

En este tipo de pozos la desviación se comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo (Cárdenas, 2008). Esta configuración es particularmente apropiada para situaciones como las de perforación a través

de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera re-perforar o reubicar la sección inferior del pozo.

Los pozos horizontales son pozos de alto ángulo ($>85^\circ$) con respecto a la vertical, se aplican para mejorar el desempeño del yacimiento, ya que se coloca una sección larga del pozo dentro del yacimiento lo que permite obtener una mayor exposición al yacimiento, por lo tanto una mayor recuperación de hidrocarburos.

Los pozos horizontales son más utilizados en yacimientos delgados, ya que éstos no deben ser excesivamente largos para mejorar la producción de un pozo vertical, en el mismo yacimiento. A manera de regla general, asumiendo que la permeabilidad horizontal es igual a la permeabilidad vertical ($K_h = K_v$), los pozos horizontales producen más que los pozos verticales cuando la longitud horizontal excede el espesor de la formación productora. La producción de un pozo horizontal, se reduce drásticamente si la permeabilidad vertical es representativamente menor que la permeabilidad horizontal. Los yacimientos con bajas relaciones de permeabilidad, donde $K_h > K_v$, no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a menos que la longitud lateral exceda en gran medida el espesor de la formación.

4.2.4 Multilateral

Un pozo multilateral, es aquel con uno o más laterales, es decir, uno o más pozos subsidiarios de un pozo principal. Los laterales son usualmente pozos horizontales o desviados.

Los pozos multilaterales incrementan la productividad del pozo principalmente incrementando la longitud de sección del yacimiento expuesta hacia el pozo. Otros beneficios incluyen la posibilidad de drenar más de un yacimiento, o más de un bloque de un yacimiento en un solo pozo.

Las principales aplicaciones para estos pozos son:

- Mejora el drene del yacimiento.
- Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento.
- El drene de más de un yacimiento por pozo.
- Mejora la eficiencia de los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos.

4.2.5 Con Tubería de Revestimiento

La perforación de pozos con tubería de revestimiento elimina la necesidad de meter la tubería de trabajo, que es la tubería de perforación, que luego debe ser extraída para instalar la tubería de revestimiento permanente. Además de disminuir los problemas de la pérdida de circulación, mejorando el control del pozo y reduciendo el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se puedan producir desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías.

Así mismo con este tipo de perforación se tienen menos viajes de entrada y de salida del pozo, lo que da más seguridad en su posicionamiento, mayor eficiencia y menores costos se tradujeron en una gama de aplicaciones en expansión.

La perforación con T.R. involucra el uso de conexiones de tubería especiales, con tecnología innovadora para lograr satisfacer los requerimientos operativos y técnico, dependiendo del tipo de actividad y trabajo que se realice, la profundidad deseada, las características del pozo, etc.

4.2.5.1 Tecnología de Perforación con Tubería de Revestimiento

La perforación con tubería de revestimiento es la tecnología en donde el revestimiento, es usado como sarta de perforación en lugar de la tubería común de perforación, de modo que el revestimiento desciende conforme se avanza en la profundidad del pozo.

El sistema de perforación con tubería de revestimiento integra los procesos de perforación y entubado para conformar una técnica de construcción del pozo más eficiente evitando viajes.

El uso de esta técnica elimina los viajes de entrada y salida del pozo, lo que reduce el riesgo de atascamiento de tuberías. Al ser menor el espacio anular aumenta la velocidad en el levantamiento de recortes lo que mejora la limpieza del pozo y minimiza problemas de pérdida de circulación proporcionando un mejor control del pozo.

4.3 Sistemas Artificiales en Pozos de Gas

Los pozos productores de hidrocarburos pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de energía de la que disponen para aportar fluidos en superficie. Generalmente esta clasificación consiste en:

- Pozos fluyentes.
- Pozos productores con sistema artificial de producción.

Los pozos fluyentes son aquellos que pueden aportar fluidos, desde el fondo del pozo hasta la superficie con la energía propia del yacimiento, es decir, la presión del yacimiento es suficiente para contrarrestar las caídas de presión existentes en el aparejo de producción.

Los pozos productores con sistema artificial de producción son aquellos que necesitan de algún tipo de energía adicional ajena al yacimiento para que puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, es decir, que la aportación de la energía más la del yacimiento puedan hacer que el pozo tenga un comportamiento fluyente.

A continuación se muestran las diferentes alternativas para prolongar la vida fluyente de un pozo, a partir del principio de funcionamiento de cada tipo de sistema artificial de producción.

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, es decir, si la presión de fondo fluyendo a la cual se está produciendo, llega a ser tan baja de tal forma que el pozo pueda producir a un gasto deseado o peor aún, que no produzca nada como se muestra en la figura 4.4, entonces existe la necesidad de instalar algún método de producción artificial para continuar produciendo el pozo.

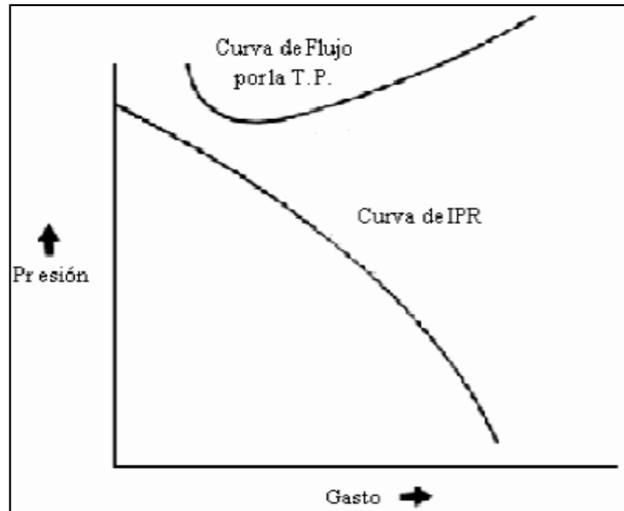


Figura 4.4 Representación Gráfica de un Pozo sin Energía Suficiente para Fluir a Superficie¹³

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que, el que un pozo sea capaz de fluir naturalmente no significa que no deba considerarse algún tipo de producción artificial para un tiempo determinado o fluyendo para incrementar su producción si las propiedades y características del yacimiento lo permiten.

Existe una gran variedad de métodos de producción artificial, sin embargo, todos son variaciones o combinaciones de dos procesos básicos (Donohue, 1986):

- Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas.
 - Bombeo subsuperficial (Bombas de balancín, bombas hidráulicas, bombas electrocentrífugas, etc.).
- Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo viajero).

Objetivo de los Sistemas Artificiales de Producción en Pozos de Gas.

- Remover condensados o agua de los pozos.
- Incrementar la producción de los pozos.

4.4 Problemas Comunes en la Producción en Pozos de Gas

4.4.1 Carga de Líquidos

Durante la vida productiva de un pozo de gas, los líquidos que se encontrarán en él, pueden o no incluir parte de los ya formados en el yacimiento, pero, invariablemente existirá cierta cantidad debido a la caída de presión y temperatura que ocurre en el cambio de flujo del medio poroso al pozo. Es decir, siempre habrá líquidos en un pozo de gas a ciertas condiciones, pero no siempre serán los provenientes del yacimiento. Son muy pocos los pozos que producen gas totalmente libre de líquido.

La presencia de líquidos en un pozo no es un problema hasta que éstos forman una columna hidrostática que ejerce una presión tal en el fondo del pozo, que impide la producción del gas

Los parámetros más significativos en la carga de líquidos en un pozo de gas son:

- Presión estática del yacimiento.
- Temperatura del pozo.
- Presión en la cabeza del pozo.
- Diámetro de la tubería de producción.

4.4.1.1 Gasto Crítico o Sónico

El gasto crítico se define como el gasto de gas mínimo necesario para que transporte líquidos.

La relación entre la presión en la cabeza del pozo y el gasto crítico, es directamente proporcional, conforme aumente la presión en la cabeza del pozo, se necesitará un gasto de producción más alto para prevenir la acumulación de líquidos.

La calidad dinámica de las condiciones en el yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, ocasionan que el diámetro óptimo de la tubería varíe a través de la vida productiva del pozo.

El gasto crítico de flujo de gas es uno de los aspectos más importantes en las investigaciones del fenómeno de carga de líquidos, la clave es predecir para geometrías del agujero, presiones, temperaturas y volúmenes; este gasto para un gasto de producción determinado de líquido.

Turner mostró que la velocidad terminal de una partícula cayendo libremente en un fluido es una función de:

- La forma y tamaño de las partículas.
- La densidad de la partícula.
- La densidad y la viscosidad del fluido que sirve como medio.

4.4.1.2 Sistemas de Trasiego

Los tres factores principales que determinarán el tipo de bomba de trasiego de combustible a instalar son: presión, gasto y las siguientes características de los líquidos:

- Índice de acidez-alkalinidad (pH).
- Condiciones de viscosidad.
- Temperatura.
- Presión de vaporización del líquido a la temperatura de bombeo.
- Densidad.
- Materiales en suspensión, tamaño, naturaleza, etc.
- Condición de abrasión.
- Contenido de impurezas.

A continuación, se resumirán brevemente las características generales de los diferentes tipos de bombas para hacer una mejor valoración a la hora de seleccionar una bomba.

Bombas de desplazamiento positivo alternativas, son aplicables para:

- Caudales pequeños.
- Presiones altas.
- Líquidos limpios.

Bombas de desplazamiento positivo rotativas, son aplicables para:

- Caudales grandes.
- Presiones reducidas o medias.
- Líquidos viscosos.

Bombas dinámicas del tipo centrífugo, son aplicables para:

- Caudales grandes.
- Presiones reducidas o medias.
- Líquidos de todo tipo, excepto viscosos.

Actualmente las bombas centrífugas también cubren el campo de altas presiones, lo que se logra mediante bombas de varios pasos a altas velocidades.

4.4.1.3 Sartas de Velocidad

Muchos pozos fluyentes de aceite y gas experimentan disminución de la producción a través del tiempo y eventualmente pueden dejar de producir por completo. Entre los factores causantes de éste problema se encuentran la declinación de la presión de yacimiento y velocidades de gas, así como el incremento de la producción de agua.

La presencia de líquidos (agua de formación y/o condensado) en pozos de gas pueden perjudicar la producción. Los tapones o baches de líquido en la corriente de flujo tienen un impacto significativo sobre las características de fluidez y además deben ser llevados por el gas a la superficie para evitar la acumulación del mismo dentro del pozo. Una carga o acumulación de líquido en el fondo del pozo evita la entrada de los fluidos del yacimiento al mismo. La razón de éste fenómeno también llamado “carga de líquido”, que eventualmente provocará que se mate el pozo, es la falta de energía de transporte dando como resultado un aumento de la presión de fondo fluyendo y la disminución de la producción.

Se puede detectar una carga de líquido si se observan caídas bruscas durante el análisis de una curva de declinación; si se tienen arremetidas de baches de líquido en la cabeza del pozo; creciente diferencia con el tiempo entre la presión de flujo en la tubería producción y/o la presión de flujo en la tubería de revestimiento; y cambios bruscos del gradiente en un perfil de presiones de flujo. Una manera común de identificar carga de líquido es mediante el análisis del historial de producción del

pozo, pero la forma más exacta de detección es obteniendo periódicamente los gradientes de presión estático y dinámico.

Un método para restaurar la producción de hidrocarburos en un pozo que presenta carga de líquido, es la reducción del diámetro de flujo mediante el uso de tuberías de producción con un menor diámetro o tubería flexible como sarta de velocidad, ya sea para flujo a través de la TF o del espacio anular TP-TF con o sin inyección de fluidos como se muestra en la figura 4.5.

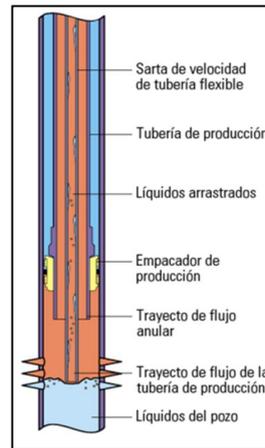


Figura 4.5 Sarta de Velocidad¹⁴

La desventaja de la sarta de velocidad es el incremento en la pérdida de presión debido a la fricción, perjudicando la producción. De ahí la importancia de elegir el diámetro óptimo de la TF que se instalará, ya que, si el sistema es bien diseñado e identificado logra ser más económico que cualquier otra forma de adicionar energía al pozo o sistema artificial de producción.

Ha habido un gran avance en el desarrollo de nuevos materiales de fabricación de TF, los cuales además de económicos son más resistentes a la corrosión por fluidos del yacimiento o tratamientos químicos, así como a las fuerzas presentes durante el trabajo, tienen menor resistencia al flujo por fricción debido al diseño de su superficie, no presentan adhesión de parafinas o sal y soportan las altas temperaturas del yacimiento.

La justificación para la implementación de una sarta de velocidad de TF, con diámetro menor a la TP, es reducir el área de la sección transversal de flujo. Una menor área de flujo incrementa la velocidad del gas en la tubería, una mayor velocidad del gas provee más energía de transporte para levantar el líquido y llevarlo fuera del pozo, con esto ya no se acumula en el fondo y la producción se mantiene.

Para remover y arrastrar todas las gotas de líquido presentes en la corriente de gas, se debe calcular la velocidad mínima que se requiere para garantizar la descarga de la gota más grande que pueda existir en dicha corriente de gas; con esta velocidad se encuentra el gasto necesario para alcanzar dicha velocidad, considerando diferentes diámetros de tuberías de producción.

La velocidad del gas debe cumplir o exceder un mínimo o velocidad crítica para prevenir que se presente carga de líquido en el fondo del pozo. Hay dos métodos muy populares para determinar la velocidad del gas mínima requerida: el primero es una “regla de campo” muy aceptada en la industria petrolera y la segunda es una correlación teórica realizada por Turner y colaboradores.

La regla de campo fija el valor mínimo de la velocidad del gas como 10 ft/s, así cuando la velocidad del gas en el fondo del pozo alcanza un valor por encima de éste, se puede recuperar la condición de pozo fluyente.

La correlación presentada por Turner y colaboradores usa un análisis teórico del patrón de flujo. Con el fin de prevenir la carga de líquido en el fondo del pozo, el líquido en la tubería debe estar suspendido como una niebla (fracciones de gas por encima del 0.95) o el patrón de flujo en la tubería debe estar entre el flujo anular y el flujo niebla. En éstos patrones de flujo, siempre y cuando la velocidad del gas exceda la velocidad de asentamiento de las burbujas de líquido, las altas velocidades de gas forzarán al líquido a subir a través de la tubería.

4.4.1.4 Émbolo Viajero

También conocido como pistón viajero, este sistema de producción es utilizado para mejorar el flujo en pozos de gas como en pozos de aceite.

Cuando un yacimiento que produce gas pierde presión, pierde también la facultad para elevar los líquidos asociados hasta la superficie, provocando que éstos se acumulen en la parte inferior del pozo. Esto genera una contrapresión en el yacimiento y, si no es controlado a tiempo, la columna de líquidos puede generar una presión hidrostática equivalente a la presión del yacimiento matando el pozo, es decir, impidiendo el flujo. Para evitar lo anterior, se implementa el pistón viajero con la función principal de descargar la columna de líquidos, acumulados en el fondo del pozo, en forma de bache.

El sistema utiliza un pistón libre dentro de la tubería de producción que viaja de manera cíclica ascendente y descendente, produciendo líquido en cada una de sus carreras ascendentes.

Los componentes principales del émbolo viajero son: un resorte de fondo colocado a la mayor profundidad posible en la tubería de producción, un émbolo o pistón, un lubricador superficial, una válvula motora que permite controlar la producción del pozo y un controlador computarizado que realiza la apertura y el cierre de la válvula.

Para poder implementar este sistema es necesario que exista comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción. El arreglo más común es un aparejo de producción sin empacador, aunque este arreglo puede modificarse dependiendo de las condiciones específicas de cada pozo.

Ciclo de Operación

En la figura 4.6 se muestra el ciclo de operación del émbolo viajero que se divide en tres etapas principales: la carrera ascendente, la carrera descendente y el incremento de presión del sistema. En

algunos casos puede haber una etapa extra, de transición entre la primera y segunda etapas, llamada purga de gas.

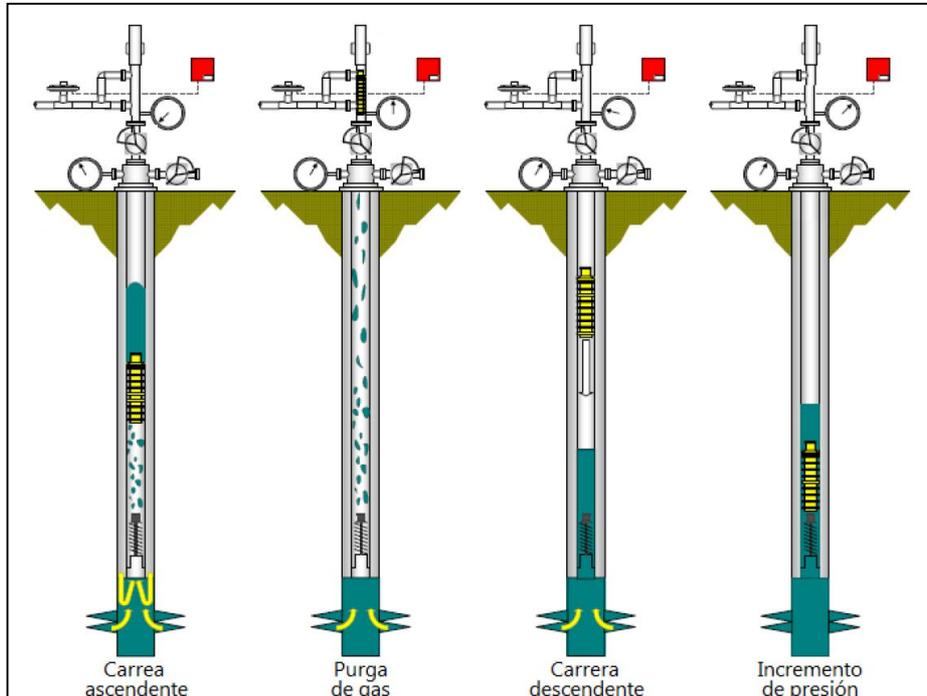


Figura 4.6 Ciclo de Operación del Émbolo Viajero¹⁵

Carrera Ascendente

La carrera ascendente comienza con la apertura de la válvula motora, esto permite que la diferencia de presiones entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción se incremente, provocando que el émbolo sea impulsado hacia la superficie. A su vez, éste impulsa un bache de líquido; el émbolo es recibido en la superficie por un elemento llamado lubricador tras haber producido el bache. En ese momento la presión en el espacio anular disminuye y la válvula motora se cierra.

Cabe mencionar que, durante esta etapa, la formación puede comenzar a aportar fluidos al pozo si la presión del yacimiento así lo permite, es decir, habrá aporte de fluidos del yacimiento a partir del momento en que la presión de fondo fluyendo sea menor a la presión del yacimiento.

Purga de gas

Ésta etapa solamente se presenta cuando el pistón no comienza la carrera descendente inmediatamente después de su llegada a la superficie. En este caso, tras haber producido el bache de líquido, si la válvula motora no se cierra y el émbolo es mantenido en superficie, se presenta esta etapa en la que el gas fluye libremente hacia la línea de descarga. Bajo algunas circunstancias, la mayor parte de la producción de líquidos se tiene durante esta etapa en la que se presenta un flujo de gas que acarrea una gran cantidad de líquido.

Carrera Descendente

Ésta es la segunda etapa del ciclo y comienza en el instante en que se cierra la válvula motora, impidiendo así el flujo por la tubería de producción. El émbolo se encuentra alojado en el lubricador. En ese momento, el émbolo es liberado y rápidamente se acelera en caída libre hasta el fondo del pozo. Si el siguiente bache de líquido ya ha comenzado a formarse, el émbolo descenderá una parte de la carrera en gas y la segunda parte dentro del líquido que forma al siguiente bache. En este momento, los fluidos de la formación son aportados al pozo para mezclarse con el líquido dejado atrás durante la carrera ascendente del émbolo por resbalamiento, además del líquido que gotea por las paredes de la tubería de producción y que finalmente se juntará con el líquido que el émbolo limpie de las paredes internas de la TP en la carrera descendente. Todo este líquido acumulado servirá para formar el próximo bache.

Incremento de Presión en el Sistema

La tercera y última etapa del ciclo comienza en el momento en que el émbolo llega al final de la TP y es recibido por el resorte de fondo, sitio en el que descansará durante esta etapa. Los fluidos del yacimiento son transmitidos al pozo para ocupar su lugar predilecto y alistarse para la siguiente etapa, esto es, el gas ocupa la sección superior tanto del espacio anular como de la TP y el líquido ocupa la parte inferior. El gas comienza a acumular presión y comprimirse, mientras que el líquido forma una columna que sobre pasa el nivel del émbolo, formando así el nuevo bache. Esto sucede hasta que la presión en la superficie de la tubería de revestimiento alcanza la presión máxima establecida, punto en el que, por medio del controlador de superficie, se abre la válvula motora, iniciando el nuevo ciclo. Existen dispositivos de fondo que desvían el gas al espacio anular para propiciar el máximo aprovechamiento del gas.

Aplicación de Pozos Productores de Gas

Cuando la producción de un pozo de gas se encuentra en la región de colgamiento de líquido, comienza a producir baches de líquido intermitentemente. Estas condiciones de producción no son favorables y suelen provocar problemas de carga de líquidos en los que una acumulación de líquido en el fondo del pozo crea una contrapresión que dificulta la producción del gas. En superficie, este fenómeno se percibe como cabeceo y es un indicador de que ese pozo es candidato para la implementación del pistón viajero.

En este caso, el émbolo ayudará al pozo a producir de manera más eficiente, buscando maximizar la producción de gas al utilizar la energía propia del yacimiento para remover el líquido acumulado en el fondo del pozo implementando un pistón libre que aproveche la energía, en forma de presión, acumulada en el gas que se almacena en el espacio anular. Así, el émbolo formará una interface que evitará que el gas atraviese la fase líquida que se desea llevar a la superficie durante la producción.

De esta manera, con la configuración adecuada de los elementos superficiales y subsuperficiales, el Pistón Viajero ayuda a descargar continuamente los líquidos acumulados que impiden al pozo producir el gas a un gasto óptimo. Cabe señalar que en pozos de gas es especialmente común tener un periodo de producción adicional llamado purga de gas en el cual, una vez que el pistón llega al lubricador es mantenido ahí por un lapso de tiempo para producir una mayor cantidad de gas antes

de liberar el pistón y comenzar la carrera descendente y con ello el periodo de incremento de presión.

4.4.1.5 Compresores de Fondo

Compresores Montados en Viga

Una forma segura de eliminar la contrapresión en pozos en bombeo con varillas es con un compresor de viga (BGC por sus iniciales en inglés “Beam mounted Gas Compressor”). Esta herramienta se monta en la viga viajera de la unidad de bombeo, e incorpora un cilindro con un pistón en su interior. La línea de succión del BGC está conectada al espacio anular (revestimiento-tubería de producción), y la descarga se realiza en la línea de flujo o en otra línea destinada a recolección de gas para operación de equipos en el campo.

La fuente de energía ya disponible en la localización (el compresor es accionado por la unidad de bombeo) es utilizada para retirar el gas y por lo tanto aliviar la contrapresión del pozo. Muchos de los compresores de viga utilizados como herramienta de alivio de presión, han sido instalados en pozos considerados de bajo potencial, debido a su baja presión de fondo (BHP), en los cuales las unidades se encontraban operando cíclicamente.

En estos casos, el compresor se diseña para comprimir el volumen de gas producido por el pozo durante el ciclo de operación. En algunos casos, cuando la presión ha sido aliviada y debido a esto el pozo produce más fluidos y gas, los ciclos de operación han sido extendidos de acuerdo a la necesidad.

Compresores Montados en Patín

Otro equipo utilizado para aliviar la contrapresión en los pozos, son los compresores de gas montados en patines. Estos compresores son una excelente herramienta para eliminar la contrapresión, en donde no hay una unidad de bombeo disponible para impulsar un BGC. Los compresores sobre patín son utilizados cuando los volúmenes de gas son superiores a los que puede manejar una unidad montada en la viga de la unidad BGC.

Aunque los dos tipos de compresor cumplen el mismo objetivo, cada uno tiene sus propias aplicaciones.

La instalación de un BGC es normalmente menos costosa, lo cual sumado con los muy bajos costos de mantenimiento y los ahorros de energía hacen que el recobro de la inversión y la generación de beneficios se obtengan en un plazo significativamente inferior al de las unidades de compresión convencionales (el BGC no requiere para su operación de una fuente de energía adicional - motor- a la ya disponible en la unidad de bombeo).

En algunas aplicaciones, la operación de producción se debe efectuar con presiones en las líneas de flujo superiores a 40 o 50 psi. En estos casos, el BGC puede llevar la presión del revestimiento a 0 psig, e impulsar el gas en la línea a una presión de hasta 125 psi en una sola etapa o carrera del pistón, lo que equivale a una relación de compresión de 10.

En compresores montados en patín, esta misma operación requeriría un mínimo de dos etapas del sistema; si a esto le adicionamos los mayores costos de mantenimiento y la necesidad de una fuente adicional de energía para la operación del equipo, los costos de compresión y por lo tanto el tiempo necesario para el recobro de la inversión realizada y para la obtención de beneficios, es mucho mayor comparado con las unidades BGC. Existen algunos casos en donde los BGC alivian presiones de revestimiento de 150 psi, para descargar en líneas de flujo a 700 psi. La utilización de los dos tipos de compresor, bien sea montados en patín o en viga BGC, está determinada por las condiciones del pozo, y la clase de energía disponible en la localización.

Ambos tipos de compresor están en capacidad de manejar gas húmedo (muchas corrientes de gas pueden estar altamente saturadas de líquidos), sin embargo, las unidades montadas en patín requieren de un "scrubber" con elementos que permitan descargar los líquidos en la línea de flujo o en otro lugar, mientras que el BGC no.

Ambos sistemas pueden ser protegidos contra gases corrosivos, sin embargo, cuando se usa una unidad reciprocante montada en patín, se debe prestar especial atención a que los condensados y el agua no entren en contacto con elementos mecánicos del equipo que requieran lubricación, ya que esto reduce las propiedades lubricantes de los aceites, disminuyendo significativamente la vida útil del sistema.

4.4.1.6 Tuberías Venturi

El tubo de venturi fue creado por el físico e inventor italiano Giovanni Battista Venturi (1746 – 1822). Fue profesor en Módena y Pavía. En Paris y Berna, estudió cuestiones teóricas relacionadas con el calor, óptica e hidráulica. En este último campo fue que descubrió el tubo que lleva su nombre. Según él, este era un dispositivo para medir el gasto de un fluido, es decir, la cantidad de flujo por unidad de tiempo, a partir de una diferencia de presión entre el lugar por donde entra la corriente y el punto, que puede ser calibrado, de mínima sección del tubo, en donde su parte ancha final actúa como difusor.

El tubo de venturi es un dispositivo que origina una pérdida de presión al pasar por él un fluido. En esencia, éste es una tubería corta recta, o garganta, entre dos tramos cónicos. El efecto venturi se explica por el principio de Bernoulli y el principio de continuidad de masa como se muestra en la figura 4.7. Si el gasto de un fluido es constante pero la sección disminuye, necesariamente la velocidad aumenta tras atravesar esta sección. Por el teorema de la energía si la energía cinética aumenta, la energía determinada por el valor de la presión disminuye forzosamente.

El principio de Bernoulli, también denominado ecuación de Bernoulli o trinomio de Bernoulli, describe el comportamiento de un fluido moviéndose a lo largo de una línea de corriente. Fue expuesto por Daniel Bernoulli en su obra Hidrodinámica (1738) y expresa que en un fluido ideal (sin viscosidad ni rozamiento) en régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido. La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes:

- Cinética: es la energía debida a la velocidad que posee el fluido.
- Potencial gravitacional: es la energía debida a la altitud que un fluido posee.
- Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a la presión que posee.

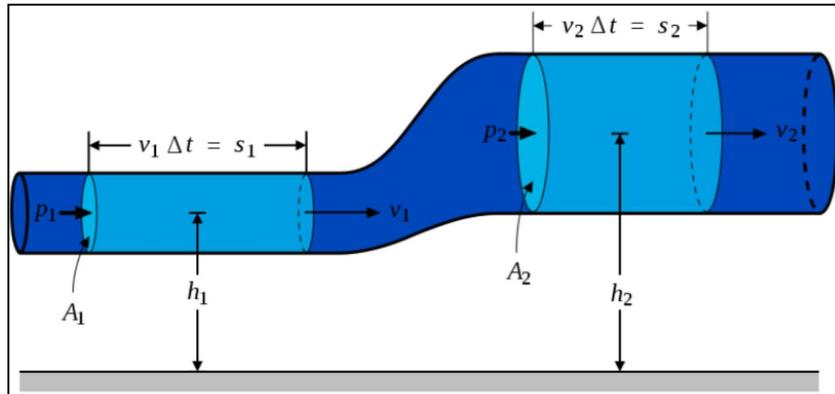


Figura 4.7 Esquema del Efecto Bernoulli¹⁶

La ecuación 4.1 conocida como "Ecuación de Bernoulli" (Trinomio de Bernoulli) consta de estos mismos términos.

$$\frac{v^2 \rho}{z} + P + \rho g z = \text{constante}$$

Dónde:

- V = velocidad del fluido en la sección considerada.
- g = aceleración gravitatoria.
- z = altura en la dirección de la gravedad desde una cota de referencia.
- P = presión a lo largo de la línea de corriente.
- ρ = densidad del fluido.

Para aplicar la ecuación se deben realizar los siguientes supuestos:

- Viscosidad (fricción interna) = 0 Es decir, se considera que la línea de corriente sobre la cual se aplica se encuentra en una zona 'no viscosa' del fluido.
- Gasto constante.
- Flujo incompresible, donde ρ es constante.
- La ecuación se aplica a lo largo de una línea de corriente o en un flujo irrotacional.

En el tubo de venturi el flujo desde la tubería principal en la sección 1 se hace acelerar a través de la sección angosta llamada garganta, donde disminuye la presión del fluido.

Después se expande el flujo a través de la porción divergente al mismo diámetro que la tubería principal. En la pared de la tubería en la sección 1 y en la pared de la garganta, a la cual llamaremos sección 2, se encuentran ubicados ramificadores de presión. Estos ramificadores de presión se

encuentran unidos a los dos lados de un manómetro diferencial de tal forma que la deflexión h es una indicación de la diferencia de presión $p_1 - p_2$, dicho efecto se muestra en la figura 4.8.

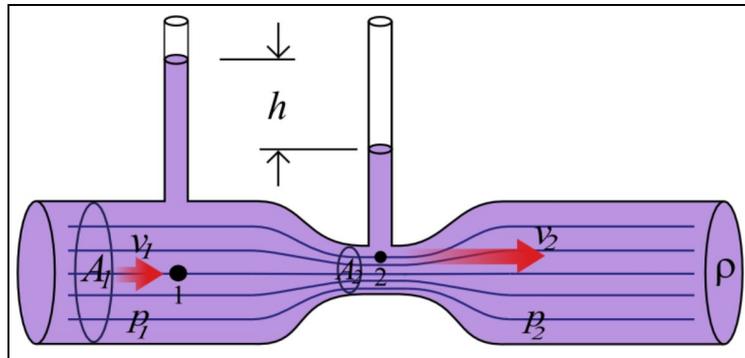


Figura 4.8 Esquema del Efecto Venturi¹⁷

4.4.1.7 Válvula Motora

Es una válvula neumática operada de forma eléctrica, que se acciona con señales que manda el controlador, abriendo o cerrando la línea de descarga del pozo, dependiendo del período en que se encuentre la operación del émbolo. En la figura 4.9 se muestra la ubicación y ejemplo de la válvula colocada.

Con la aplicación de este sistema se tiene control sobre los pozos que operan en forma intermitente, evitando con esto gastos innecesarios de operación y mantenimiento. La operación es similar al sistema de émbolo viajero, con la diferencia de que la producción de estas se obtendrá por la acumulación de la presión en el pozo, logrando arrojar durante los ciclos de apertura parte de la columna de líquidos.

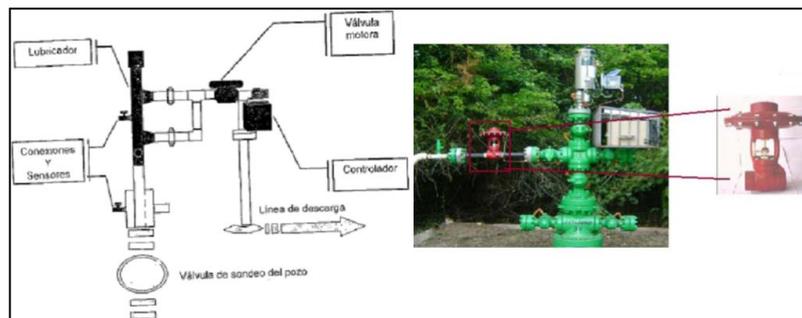


Figura 4.9 Válvula Motora¹⁸

4.4.1.8 Compresor a Boca de Pozo

Con este tipo de sistema se obtiene una reducción en la presión en la cabeza del pozo dando como resultado un decremento en la presión de la formación, lo cual incrementa la capacidad productiva del pozo. Con esto se beneficia a pozos que manejan altos porcentajes de líquido, ya que la velocidad se incrementará lo suficiente para inducir el levantamiento de líquidos evitando que estos ejerzan una contrapresión adicional.

Los componentes principales que tiene este sistema de compresión se muestran en la figura 4.10, las cuales son: separador vertical de alta capacidad, tanque de almacenamiento de producción de líquidos, un motocompresor el cual tiene un sistema de escape para emisiones y tanque de lubricación para el motor y por ultimo un sistema de enfriamiento para el motor y el gas que se comprime.



Figura 4.10 Compresor a Boca de Pozo¹⁸

4.4.1.9 Tuberías Capilares

Las tuberías capilares facilitan la aplicación de diversos productos químicos en fondo de pozo, a la profundidad deseada, permitiendo al operador no solo proteger la instalación sino también maximizar la producción del pozo. Esto se logra introduciendo un capilar de $\frac{1}{4}$ " , $\frac{3}{8}$ " o $\frac{5}{8}$ " de diámetro exterior (generalmente de acero inoxidable) hasta la profundidad deseada dentro de la tubería de producción o en el espacio anular, y la aplicación a través de él, del producto químico recomendado.

Para el caso de pozos surgentes u operados mediante bombeo neumático, el capilar es introducido al pozo concéntricamente por dentro de la tubería de producción mediante una unidad similar a la tubería flexible montada sobre ruedas o en chasis (camión), especialmente diseñada para esta aplicación.

Esta tecnología permite bajar hasta profundidades del orden de 7.000 metros con el pozo en producción y dejar el capilar instalado con un sistema de colgador completo (con mordaza y sistema de empaquetado/Pack-Off), vinculándolo en superficie a un sistema convencional de dosificación de productos químicos.

La instalación promedio demora menos de tres horas (dependiendo de la profundidad) y debido a la naturaleza elástica y durabilidad el capilar puede ser fácilmente retirado y vuelto a bajar en el mismo u otro pozo por medio de la unidad móvil especial de tubería flexible.

En el caso de pozos que requieran la instalación del capilar en el espacio anular (por ejemplo: pozos operados con bombeo mecánico, BES, PCP, etc.) no es necesaria la unidad de tubería flexible ya que el capilar se introduce en el pozo engrapado a la tubería de producción durante una intervención del mismo con un equipo de workover. Esta operación es similar a la instalación de capilares acompañando el cable de potencia en el caso de BES, e implica necesariamente una operación de workover con paro de producción del pozo durante la intervención.

Básicamente el sistema empleado, tanto para tratamientos puntuales como para instalaciones permanentes (capilar por dentro de la Sarta de Producción), consta de los siguientes elementos:

- Empacador.
- Tubería Capilar.
- Bomba.
- Tanque de productos químicos.
- Arreglo de fondo.

Empacador

Cumple la función de empaquetar el capilar en boca de pozo (BOP). Se regula hidráulicamente la presión de sello aplicada dependiendo del trabajo que se desea realizar.

Existen dos modelos:

- Roscado.
- Bridado.

En la figura 4.11 se muestra el modelo roscado es el estándar en la industria y se lo certifica para una presión de trabajo de 5000 psi. Se fabrica en AISI 4140 con empaquetaduras de HNBR para la mayoría de las aplicaciones (servicio estándar, con CO₂ y bajas concentraciones de H₂S).

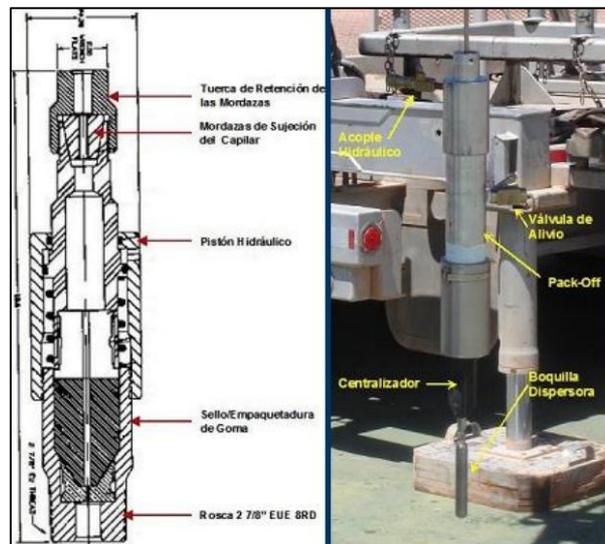


Figura 4.11 Empacador Roscado¹⁹

En la figura 4.12 se muestra el modelo bridado que generalmente se certifica para 10.000 psi y tiene un costo mucho más elevado.

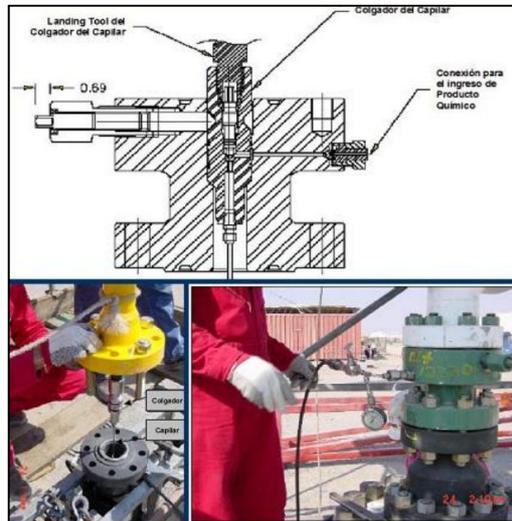


Figura 4.12 Empacador Bridado¹⁹

Tubería Capilar

Tubería de diámetros exteriores muy pequeños generalmente $\frac{1}{4}$ ", $\frac{3}{8}$ " o $\frac{5}{8}$ ".

Bomba

Es la encargada de inyectar el producto químico en la dosificación adecuada.

Tanque de productos químicos

Se utiliza para almacenar el producto químico que se va a inyectar en el pozo.

Arreglo de Fondo

Está constituido generalmente por una boquilla de dosificación (BHA). Existen diversos modelos de BHA (Bottom Hole Assembly) que se diseñan para cada aplicación.

En algunos casos se emplean también centralizadores (metálicos o plásticos). Se pueden adicionar también al arreglo de fondo medidores con memoria y/o cámaras para registrar información dentro del pozo.

A continuación se muestra en la figura 4.13 algunos arreglos de fondo.



Figura 4.13 Arreglos de Fondo¹⁹

Esta tecnología permite realizar servicios de aplicación puntual o dosificación continua de productos químicos específicos para tratar, entre otros, los siguientes problemas:

- Ahogo de pozos por carga líquida.
- Corrosión (química y/o microbiológica).
- Deposición de parafinas y asfaltenos.
- Deposición de sólidos inorgánicos (incrustaciones).
- Emulsiones y/o fricción.
- Hidratos de gas.
- Contaminación biológica.

Otras posibles aplicaciones de esta tecnología son:

- Operaciones de Pesca, apertura de camisas, etc., en condiciones en las que el Wireline encuentra limitaciones (pozos desviados y tramos horizontales).
- Filmaciones con videocámara en fondo de pozo.
- Medición y registro de variables (Presión, Temperatura, etc.) en fondo de pozo, empleando:
- Medidores con memoria convencionales.
- Medidores con memoria con transmisión de datos por medio de fibra óptica por dentro del capilar.
- Medidores can memoria con transmisión inalámbrica de datos por medio de ondas sonoras.

4.4.1.10 Lanzador de Barras

Las barras espumantes, como se aprecia en la figura 4.14, son elementos no metálicos en forma cilíndrica de diámetro y longitud variable que reacciona con el fluido contenido en el interior del pozo.



Figura 4.14 Lanzador de Barras Espumantes¹⁸

Se aplican generalmente en pozos que se encuentran con una producción por debajo del flujo crítico. Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; para seleccionar la barra adecuada, es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, el contenido de hidrocarburos, etc.

Las barras espumantes se pueden aplicar manuales y automáticas:

Manual

Se utiliza un lubricador en la válvula de sondeo que permita aplicar las barras sin cerrar el pozo, o mediante una operación de cierre y apertura de válvulas superficiales del pozo como se muestra en la figura 4.15.



Figura 4.15 Introducción de una Barra Espumante a un Pozo²⁰

Automático

Se instalan lanzadores automáticos de barras, que son de tipo carrusel y pueden ser de 4, 9 y 18 barras; previamente se debe optimizar la cantidad de barras necesarias en el pozo, de forma que sean lanzadas de forma controlada y la cantidad adecuada en cierto tiempo.

Contienen agentes reforzados de espuma, contienen una combinación de surfactantes que actúan como espumante al entrar en contacto con el líquido que se encuentra en el interior de la tubería de producción del pozo. La barra se puede usar en una relación de mezcla de agua y condensados que se encuentran presentes en el fondo de los pozos a temperaturas entre 70 y 135 °C, provocando efervescencia para aligerar la columna hidrostática e inducir el pozo.

Los reactivos líquidos pueden contener surfactantes al igual que las barras. Solamente que en forma líquida los cuales nos permiten reducir la velocidad crítica del gas. Se pueden utilizar reactivos tales como: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, reductores de viscosidad, espumantes, ácidos, etc.

Ventajas:

- Permite estabilizar condiciones de producción.
- Incrementar su producción y prolonga la vida productiva del pozo.
- Efectuar cierres y aplicar barras espumantes sin la presencia de personal técnico en horas no laborales o evitando la visita diaria al pozo en función de la necesidad de barras espumantes.

4.4.2 Baja Permeabilidad y/o Bajo Aporte al Pozo

4.4.2.1 Fracturamiento en Yacimientos de Gas Convencional

El fracturamiento hidráulico es el bombeo de un fluido viscoso a un alto gasto y a una presión mayor a la presión de fractura de la formación, creando una fractura nueva, la cual puede mantenerse abierta una vez que se libera la presión de bombeo, mediante la colocación de agentes

apuntalantes, o la adición de sistemas ácidos que graban las paredes de la fractura de manera heterogénea, por la disolución del material de la roca al contacto con el ácido.

En general, los tratamientos de fracturamiento hidráulico son utilizados para incrementar el índice de productividad de un pozo productor o el índice de inyectividad en un pozo inyector.

Hay muchas aplicaciones del fracturamiento hidráulico, por ejemplo: puede aumentar el gasto de aceite y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad, aumentar el gasto de aceite y/o gas de pozos que han sido dañados, conectar fracturas naturales con el pozo, disminuir la caída de presión alrededor del pozo, para minimizar problemas con el depósito de parafinas y asfaltenos, o aumentar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.

En muchos casos, especialmente en formaciones de baja permeabilidad, yacimientos dañados o en pozos horizontales en diferentes capas, el pozo podría ser rentable a menos de que se realice un buen fracturamiento hidráulico.

Características que se deben conocer para realizar un fracturamiento:

- Tipo: analizar el tipo de yacimiento que se va a tratar.
- Rigidez: analizar la rigidez que tiene la formación (Modulo de Young).
- Permeabilidad: si es un yacimiento de permeabilidad alta, media o baja.

El fracturamiento hidráulico se clasifica en:

Fracturamiento Apuntalado

Se refiere a la intervención en el cual se genera el rompimiento de la formación hidráulicamente al inyectar a una alta presión y alto gasto, un fluido viscoso, ya que está fracturada la formación, el fluido se mezcla con el agente apuntalante que permite mantener abierta la fractura inducida, para mejorar de esta manera, la conductividad de la formación y permitir al hidrocarburo fluir.

Fracturamiento Acido

Se refiere a la intervención en la cual se bombea ácido a la formación a una presión suficientemente alta para fracturar la formación, el ácido graba o disuelve la formación creando canales por los cuales fluye el hidrocarburo hacia el pozo.

Cuando se introduce “ácido vivo” el carbonato de calcio se disuelve más, creando pequeños canales conductores denominados agujeros de gusanos, que con el tiempo forman una compleja red de alta permeabilidad. La creación de agujeros de gusanos puede describirse a través de la relación entre la velocidad de disolución neta del ácido y el transporte conectivo del ácido vivo hacia la superficie del agujero de gusano, expresada por el número adimensional de Damkoehler.

Algunos tratamientos requieren bajas velocidades de inyección, por lo cual no puede utilizarse ácido clorhídrico puro porque existirá una rápida neutralización o el consumo del ácido limita severamente la penetración en la formación. Esto produce la disolución del frente e impide que se forme una red de agujeros de gusanos lo suficientemente larga para atravesar efectivamente la zona dañada alrededor del pozo.

Fracturamiento espumado

Las espumas son excelentes fluidos para utilizar en yacimientos de presión baja, con la finalidad de obtener una limpieza rápida. También se desempeñan muy bien en formaciones sensibles al agua, ya que la fase de espuma minimiza la cantidad de agua que entra a la formación. Un control bueno de la pérdida de fluidos proporciona una longitud mayor de fractura lo cual es muy importante en yacimientos de permeabilidad baja.

4.4.2.2 Fracturamiento en Yacimientos de Gas No convencional

Las fracturas naturales, si bien son beneficiosas, normalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficientes para soportar la producción comercial en las lutitas gasíferas. La mayoría de las lutitas gasíferas requieren tratamiento de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento expone más lutita a la caída de presión provista por un pozo. Con fracturas hidráulicas estrechamente espaciadas en la lutita a lo largo de un tramo lateral horizontal, el gas puede producirse aún con mayor rapidez.

Diseño de la estimulación por fractura

El proceso de diseño para un tratamiento de fractura hidráulica comienza con la evaluación de la pre-estimulación del yacimiento el cual involucra típicamente el proceso de recolección de datos de campo. Entendiendo el carácter del yacimiento y la dinámica de la relación de fractura existente son dos de los componentes ingenieriles críticos usados en el diseño de la estimulación por fractura. Datos relacionados con el yacimiento pueden interpretarse de la sísmica antes de la perforación, después se realizan análisis de núcleos, registros en agujero abierto o revestido y análisis del rendimiento de la producción. Los datos recolectados incluyen porosidad, permeabilidad y litología de la formación productora, datos de saturación de fluido, fracturas de carácter natural y gradientes de fractura presentes actualizados, los cuales identifican el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal de carga. Los datos de la fractura natural que incluyen orientación, altura, longitud media, ancho de la fractura y la permeabilidad, son usados para determinar donde se necesitan nuevas fracturas y para evaluar cómo se pueden desarrollar las nuevas fracturas en la formación. El diseño del fracturamiento hidráulico constantemente está siendo perfeccionado para optimizar la creación de redes de fractura y para optimizar la producción de gas, lo cual garantiza que el desarrollo de la fractura está reducido a la formación objetivo.

Monitoreo de la Fractura

El monitoreo micro sísmico es el proceso por el cual las ondas sísmicas generadas durante el fracturamiento de la roca de formación son monitoreadas y usadas para crear un mapa de la localización de las fracturas generadas. El monitoreo se logra usando una tecnología similar a la utilizada para monitorear eventos sísmicos más grandes que ocurren naturalmente asociados con terremotos y demás procesos naturales. Como un seguimiento al proceso micro sísmico activo, puede usarse para realizar cambios en tiempo real al programa de fractura. El monitoreo micro sísmico proporciona a los ingenieros la capacidad para gestionar recursos a través de la colocación

inteligente de pozos adicionales para aprovechar las condiciones naturales del yacimiento y los resultados de fractura esperados en nuevos pozos.

Proceso de Fracturamiento Hidráulico y Equipamiento Utilizado

La figura 4.16 presenta el diagrama de flujo del proceso mostrando el orden de los eventos que ocurren para una etapa de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, mismo que comienza con el equipo en el sitio, una vez en el sitio el equipo es instalado (rigup). Instalar involucra hacer todas las conexiones necesarias entre la cabeza de fracturar en el pozo, las bombas de fracturamiento, los remolques manifold y el equipo adicional que alienta los fluidos y aditivos a las bombas. Las conexiones de hierro están normalmente aseguradas con restricciones para mantener la seguridad en caso de un fallo en la línea.

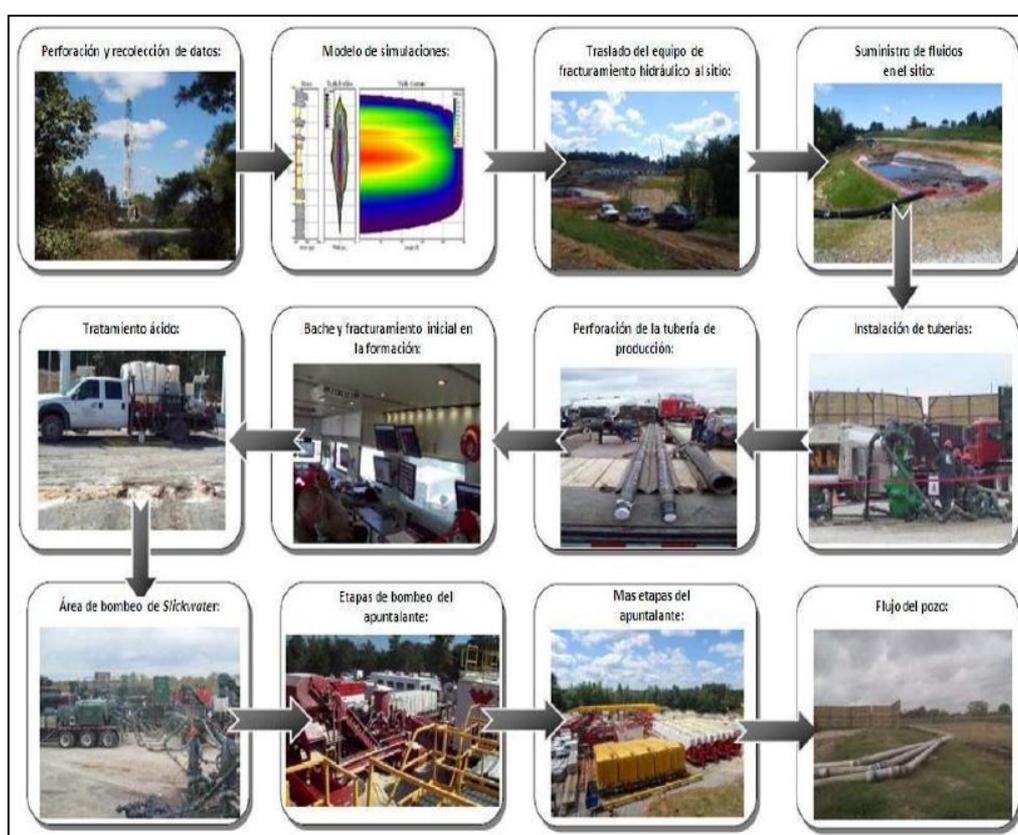


Figura 4.16 Etapas de un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico²¹

Fluidos Fracturantes y Aditivos

El agua es el componente primario para los tratamientos de fractura, por lo que se requieren decenas de miles de litros de agua por etapa para las operaciones de estimulación por fractura dentro de un play de gas de lutitas.

Después del agua, lo más complejo de un fluido de fractura utilizado en pozos de tratamiento de gas de lutitas es el apuntalante. El apuntalante es un material granular, usualmente arena, el cual es

mezclado con el fluido fracturante para asegurar o mantener abiertas las fracturas creadas que permitan el flujo de gas al pozo. Otro apuntalante comúnmente usado incluye arena recubierta de resina, una cerámica apuntalante de resistencia intermedia (ARI), y un apuntalante de alta resistencia como bauxita sinterizada y óxido de zirconio. La arena cubierta de resina es usada regularmente en los plays de gas de lutitas durante las etapas finales del fracturamiento, la cubierta de resina puede ser aplicada para mejorar la resistencia del apuntalante o puede ser diseñada para reaccionar y actuar como un pegamento para mantener juntos algunos de los granos recubiertos. La resina se usa generalmente en las etapas finales del trabajo para retener los demás apuntalantes y mantener el pozo con permeabilidad, a continuación se puede ver en la figura 4.17 la composición del fluido.

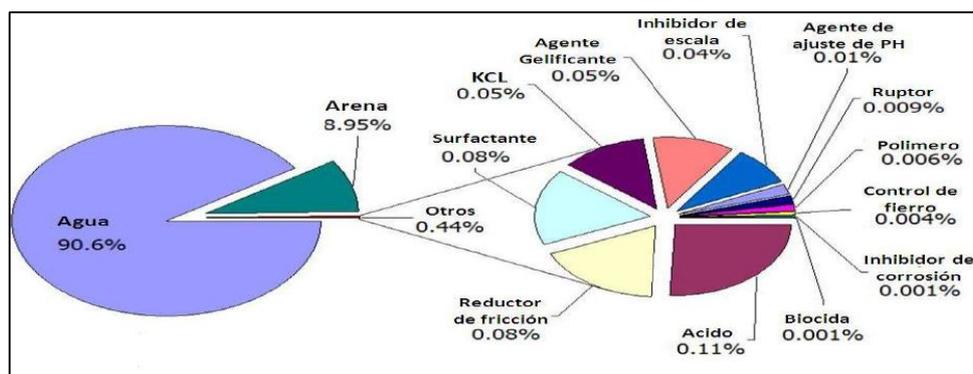


Figura 4.17 Composición del Fluido Fracturante Cargado con Apuntalante²¹

Transporte y disposición del agua

La producción asociada de agua con el gas producido de los yacimientos de lutitas varía entre los plays de gas de lutitas y también varía significativamente con las regiones de cada play. La mayoría de las preocupaciones son el transporte del agua y su disposición, el agua de retorno, o de la recuperación parcial de los fluidos que son utilizados para la estimulación por fractura en el pozo. La eliminación del agua crea problemas adicionales para los operadores en las áreas de los plays de lutitas gasíferas.

A medida que hay más pozos produciendo, los operadores se encargaran de encontrar nuevas y mejores tecnologías para el manejo del agua. Otra opción para la administración de grandes volúmenes de agua de retorno de la estimulación por fracturas es el reciclaje. El agua tratada es entonces utilizada en tratamientos de fracturamiento futuros, reduciendo la presión sobre el asunto del agua disponible y el problema de la disposición final del agua.

4.4.2.3 Re Fracturamiento

Para los yacimientos de gas en lutitas la recuperación de gas es alta, por lo que no requiere de ningún tipo de método de levantamiento artificial ya que su inversión sería más cara y económicamente el pozo ya no sería rentable, es por esto que si se necesitara de alguna operación extra, el refracturamiento hidráulico es la opción que se tiene para la recuperación del gas, ya que evita el daño en la zona vecina al pozo, restablece la buena conectividad con el yacimiento, y permiten explotar áreas con mayor presión de poro. Un período de producción inicial también

puede alterar los esfuerzos presentes en la formación, conduciendo a una mejor contención del crecimiento vertical de las fracturas y a una mayor extensión lateral durante el fracturamiento, e incluso puede permitir la reorientación de la nueva fractura a lo largo de un azimut diferente. En consecuencia, el refracturamiento a menudo restituye o aumenta la productividad del pozo generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

Más del 30% de los tratamientos de fracturamiento se lleva a cabo en pozos más antiguos. Muchos de esos tratamientos son terminaciones de intervalos nuevos; otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Sin embargo, un número creciente de operaciones implica el refracturamiento de intervalos previamente estimulados luego de un período inicial de producción, caída de presión de yacimiento y agotamiento parcial. Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico resultan efectivos en formaciones de baja permeabilidad, fracturadas naturalmente, laminadas y heterogéneas, especialmente yacimientos de gas.

Para que resulten exitosas las operaciones de refracturamiento se debe crear una fractura apuntalada más larga o de mayor conductividad, o exponer mayor espesor productivo neto en el pozo, en comparación con las condiciones de pozo existentes antes del refracturamiento hidráulico. El logro de estos objetivos requiere el conocimiento de las condiciones de yacimiento y de pozo para comprender las razones del éxito de los refracturamientos y así poder mejorar los futuros tratamientos en base a la experiencia.

Las técnicas de diagnóstico, tales como los levantamientos de trazadores radiactivos, las pruebas de pozos, las curvas de declinación de la producción y los registros de producción, ayudan a diagnosticar la existencia de intervalos sin estimular o con un desempeño deficiente. Los avances registrados en los programas de cómputo de modelado, diseño y análisis de fracturas hidráulicas también han contribuido significativamente al éxito de las operaciones de refracturamiento hidráulico durante los últimos años, al igual, que las mejoras introducidas en las técnicas de selección de candidatos, los fluidos de estimulación innovadores, y las mejoras de los apuntalantes y del control del contraflujo del apuntalante.

El refracturamiento hidráulico es viable sólo si los pozos exhiben un desempeño deficiente por problemas relacionados con la terminación, y no por la calidad pobre de los yacimientos. Ni el fracturamiento ni el refracturamiento pueden convertir pozos productores marginales situados en yacimientos pobres, en pozos eficaces.

4.5 Estimulación en Pozos de Gas

Las técnicas de estimulación son todos aquellos trabajos adicionales que se realizan en el pozo con la finalidad de aumentar la producción de hidrocarburos mediante el uso de algún dispositivo mecánico o estímulo de la formación que ocasionen un incremento en la permeabilidad efectiva a los fluidos que se producen o se inyectan.

4.5.1 Tipos de Estimulación

4.5.1.1 Succión

Durante la terminación, la estimulación más sencilla es la succión. Mientras dura la perforación y la terminación, el fluido de perforación impone contra la pared del hoyo una presión algo mayor que la mayor presión que pueda tener cualquier estrato. Esta diferencia de presión hace que la parte líquida del fluido así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtren hacia la periferia del hoyo. Si esta invasión es muy severa y extensa deteriora marcadamente la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del hoyo.

Por tanto, cuando se hagan los intentos de poner el pozo a producir no se logrará el flujo anticipado. Entonces, para remediar la situación se trata de inducir el pozo a fluir succionándolo.

Para esto se utiliza la misma tubería de educción y un cable en cuyo extremo va colgado un émbolo especial de succión como se puede apreciar en la figura 4.18. El émbolo se introduce a una cierta profundidad en la tubería, y al sacarlo facilita la extracción de cierto volumen de fluido de la tubería y a la vez impone una fuerza de succión al estrato productor. La succión del estrato se va haciendo más fuerte a medida que el émbolo va achicando el pozo a mayor profundidad.

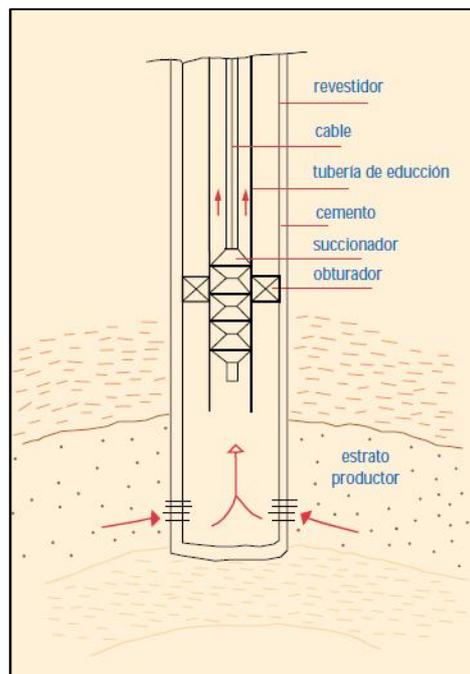


Figura 4.18 Disposición de los Elementos para Succionar²²

La aplicación de la succión tiene como propósito limpiar la periferia o zona invadida del pozo y establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo utilizando la energía natural del yacimiento.

En la práctica, un mínimo de succiones pueden ser suficientes para lograr el flujo, pero a veces se succiona durante muchas horas o días sin éxito y entonces hay que recurrir a otros medios.

4.5.1.2 Forzamiento Arena–Fluido

El Forzamiento Arena – Fluido, consiste en bombear una mezcla de grava y fluido a la formación no consolidada a una presión inferior a la presión de fractura.

La grava bombeada se intercala entre la arena de formación y las zarandas de producción (“sand-screen”) forman una capa protectora de mayor espesor alrededor del pozo que actúa como una extensión del Empaque de Grava.

Permite evitar un posible socavamiento alrededor del “sand-screen” por la retención de la arena de la formación, evitando además su erosión, el tapamiento por las arcillas de la formación y el mal control de las condiciones de producción.

4.5.1.3 Acidificación

La acidificación es un proceso que se realiza para estimular la producción de petróleo y gas en los yacimientos principalmente con carbonatos, aunque se puede realizar también en yacimientos con areniscas.

El propósito es abrir los conductos de flujo de manera que se pueda aumentar el nivel de producción o inyección del pozo, existen varios tipos de tratamiento por acidificación.

Fracturamiento con ácido

Consiste en inyectar ácido a velocidades superiores de la que soporta la matriz del yacimiento. El ácido que fluye hacia abajo por la fractura reacciona con la superficie de la fractura, corroyéndola en forma irregular y formando un canal conductivo que permanece abierto cuando se termina el tratamiento. Se utiliza en: calizas, dolomitas o cuando la formación es muy consolidada.

Acidificación Matricial

Es un tratamiento en el cual se inyecta el ácido a presiones por debajo de la presión de fractura, este ácido disolverá la roca de la formación, los depósitos secundarios de mineral o los barros sólidos, en la proximidad del pozo. El ácido reacciona mientras va fluyendo a través de la matriz rocosa, aumentando la permeabilidad en la proximidad del pozo. Este tipo de tratamiento se utiliza para remover daños a la formación ya sea Arenisca o caliza.

Lavado con ácido

Consiste en bombear ácido al pozo para remover las escamas y limpiar los orificios. El ácido se inyecta hasta la cara de la sección que se quiere tratar.

El ácido reacciona mientras va fluyendo a través de la matriz rocosa, aumentando la permeabilidad en la proximidad del pozo.

CAPITULO 5

CASOS DE APLICACIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS

5.1 Fracturamiento Hidráulico con Dióxido de Carbono (CO₂)

5.1.1 Antecedentes:

Los fluidos para fracturar, utilizados en Burgos, son en su mayoría fluidos con retardo en la activación, diseñados para un rango de temperaturas que va desde los 67°C a 150°C.

Dentro de la optimización de los fluidos de fractura empleados, se cuentan: reducción en las cargas poliméricas, esquemas agresivos de bombeo de quebradores encapsulados para la mejora del potencial del pozo, empleo de fluidos libres de polímero, los cuales mejoran la limpieza y conductividad del paquete apuntalado y el uso de fluidos energizados, los cuales permiten mejorar aún más la reducción del daño causado al paquete apuntalado por el polímero.

5.1.2 Metodología:

La metodología que a continuación se detalla es utilizada por el personal del Departamento de Intervenciones sin Equipo (ISE) de la Unidad Operativa de Perforación Reynosa (UOPR), para el diseño, ajuste y evaluación de los fracturamientos hidráulicos con sustentante en la cuenca de burgos.

La metodología inicia con la selección del pozo a reparar y/o terminar (actividad realizada por el activo integral). Una vez definidos los pozos candidatos para realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico, se procede a recopilar una serie de datos, tanto del pozo a estimular (estado mecánico, intervalo de prueba, características del yacimiento, permeabilidad, porosidad, saturación de agua, etc.), registros geofísicos, ubicación del pozo en el yacimiento, historial de producción, etc.), como de los pozos de correlación (cercanía con el pozo a tratar, producción acumulada, si fueron estimulados como se comportó la fractura hidráulica, etc.); con esta información y a partir de los registros geofísicos del pozo, se estiman los parámetros petrofísicos del intervalo a estimular (esfuerzos tanto de la arena como de las capas adyacentes, módulo de Young, Relación de Poisson, entre otros), con estos se procede a realizar el diseño de fractura hidráulica mediante el software institucional de fracturamiento hidráulico MFrac, considerando el radio de drene deseado, la calidad del yacimiento, entre otros factores. Este diseño en la mayoría de los casos es ajustado con una prueba de inyección y/o Minifrac, la cual se realiza al intervalo de interés (para lo que se auxilia de una prueba de gasto escalonado decreciente o Step Down Test, empleando los gráficos especializados de análisis de regresión, Función Nolte G, Raíz Cuadrada del tiempo, etc.; para finalmente ejecutar el tratamiento principal de fractura.

5.1.3 Equipo para fracturamiento hidráulico con fluido energizado CO₂

El equipo de tratamiento utilizado para realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico con CO₂ básicamente consiste en lo siguiente:

- Unidades auto tanque para el almacenamiento y suministro del CO₂ líquido, las cuales deben contar con válvulas de alivio de presión.
- Unidades fracturadoras convencionales (equipadas con líneas de succión cédula 80, bombas triplex, etc), con sistemas de alivio de presión tanto en la línea de succión como en la bomba misma.
- Línea de tratamiento independientes, una por cada bomba utilizada, éstas deberán contar adicionalmente con sistema de alivio de presión, actuadas vía remota e interconectadas a la línea principal de tratamiento.

A continuación se muestra en la figura 5.1 el esquema de un equipo de bombeo de CO₂.

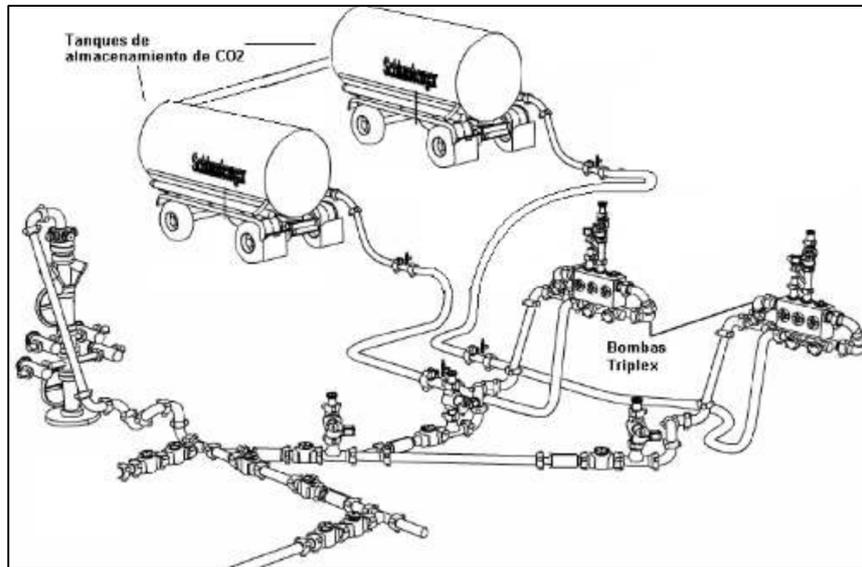


Figura 5.1 Esquema de un Equipo para Bombeo de CO₂²³

5.1.4 Resultados:

Se realizaron trabajos de fracturamiento hidráulico con CO₂, como fluido energizante mediante el contrato vigente con la compañía de servicios Schlumberger de México, S.A. de C.V.

POZO	FECHA DE FRACTURA	RESULTADO
Cuitláhuac 813	14-Diciembre-2007	Invadido de agua salada
Arcabuz 196	21-Diciembre-2007	Productor
Arcabuz 180	12-Febrero-2008	Productor

Tabla 5.1 Resultados en los Pozos Intervenido

5.1.4.1 Pozo Cuitláhuac 813

El pozo Cuitláhuac 813 fue el primer pozo fracturado utilizando CO₂ como fluido energizado en México. Este pozo fue propuesto para realizar una reparación mayor, dado que se trataba de una formación agotada (producción acumulada en la formación Ov-30 de 0.929 bcf). La reparación mayor de este pozo inició con la prueba del intervalo 2321-2327 m, formación (Ov-29 base), la cual trajo como resultado un yacimiento invadido de agua salada. Posteriormente se propuso probar el intervalo 2279-2291 m, (Ov-29 cima), debido a que de acuerdo con los pozos de correlación este se encontraba con oportunidades de explotación en esta formación. La producción se estimó fuera similar a la de su pozo vecino, 1.31 Mscfd, Q₀=276 bpd.

La fractura hidráulica fue realizada con éxito utilizando CO₂ como fluido energizante; sin incidentes operativos y/o ambientales, utilizando 1,280 sacos de sustentante cuarcítico con resina con resistencia hasta 5,000 psi, malla 20/40 y 79 ton de CO₂ líquido, con una calidad de espuma del 60% decreciente hasta un 40% utilizando fluido YF800LPH (Este fluido está formado por un polímero CMHPG de bajo pH compatible con CO₂). Las cargas poliméricas utilizadas, varían dependiendo de la temperatura. La temperatura máxima recomendada de uso es de 121°C. La producción posterior al tratamiento fue de 0.524 MMscfd, con un gasto de agua de 372 bbl con 1400 psi en la cabeza.

Los resultados de producción de gas fueron menores a los esperados, teniendo un corte de agua muy alto, sin embargo, el tratamiento con CO₂ mostró un buen comportamiento durante las operaciones de aforo post-fractura del pozo eliminando la necesidad de intervenir con tubería flexible para agilizar su limpieza, en la figura 5.2 se muestra dicho comportamiento.

La cantidad de agua producida por este pozo, no pudo ser manejada económicamente, razón por la cual se decidió abandonar la zona.

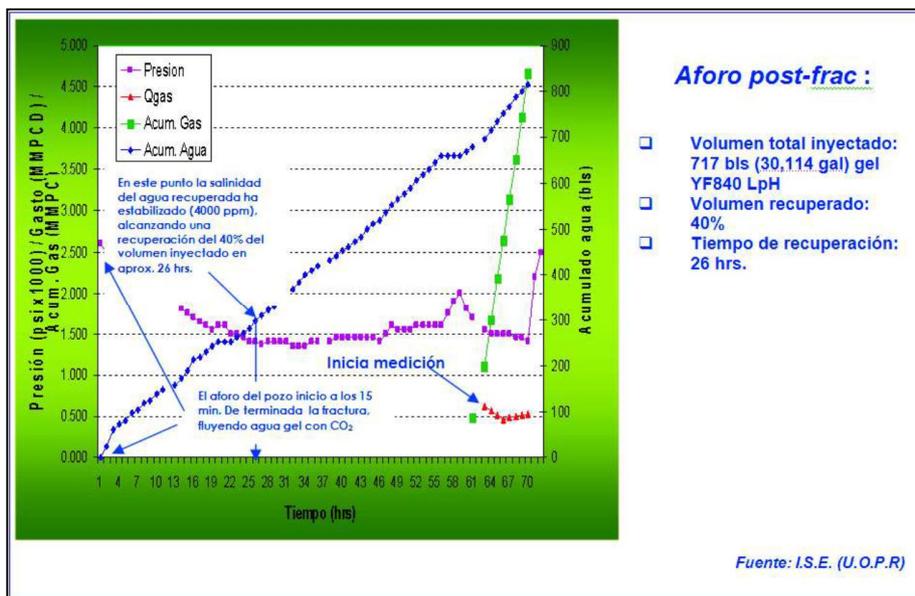


Figura 5.2 Aforo Post-Fractura (Etapa de Limpieza)²³

5.1.4.2 Pozo Arcabuz 196

El pozo Arcabuz 196 fue perforado del 08-may-05 al 19-may-05 a la profundidad de 2937 m. La terminación se realizó del 02-jul-05 al 14-jul-05 en la formación W-4, intervalo 2828-2840 m, fracturado hidráulicamente de forma convencional. La producción inicial de gas fue de 2.3 MMpcd. La producción a cumulada al mes de junio del 2007 fue de 0.25 bcf. El último dato de producción en junio del 2007 fue de 0.2 MMscfd, con una presión de 600 psi en cabeza por un 8/64". Para noviembre del 2007 el pozo entra a reparación mayor. De inmediato es seleccionando como pozo candidato para ser refracturado hidráulicamente con CO₂ como medio energizante. Se estimó una producción de 0.45 a 0.5 MMscfd para la refractura.

Para ajustar los esfuerzos de la roca se realizó una prueba de inyección al intervalo de interés, obteniendo un gradiente de fractura de 0.62 psi/pie. Con esta información se ajustó el diseño de fractura con CO₂.

El fracturamiento hidráulico se realizó con éxito utilizando CO₂ como fluido energizante con 826 sacos de sustentante sintético de resistencia media hasta 8,000 psi, malla 20/40 y 400 sacos de sustentante sintético curable cubierto con resina con resistencia hasta 10,000 psi, malla 20/40 y 72 toneladas de CO₂ líquido, con una calidad del 50% decreciente hasta un 30% en las últimas etapas, utilizando fluido YF845LPH.

En la figura 5.3 se observa el resultado de la geometría típica obtenida del ajuste de datos medidos en superficie contra los datos obtenidos con el simulador MFrac en el fracturamiento hidráulico con CO₂, obteniéndose así una longitud de fractura de 81 m (con una concentración por área de 1 lb/pie²), un ancho de fractura de 0.35 pulgadas en la zona de interés y una conductividad final de 5,470 mD-pie.

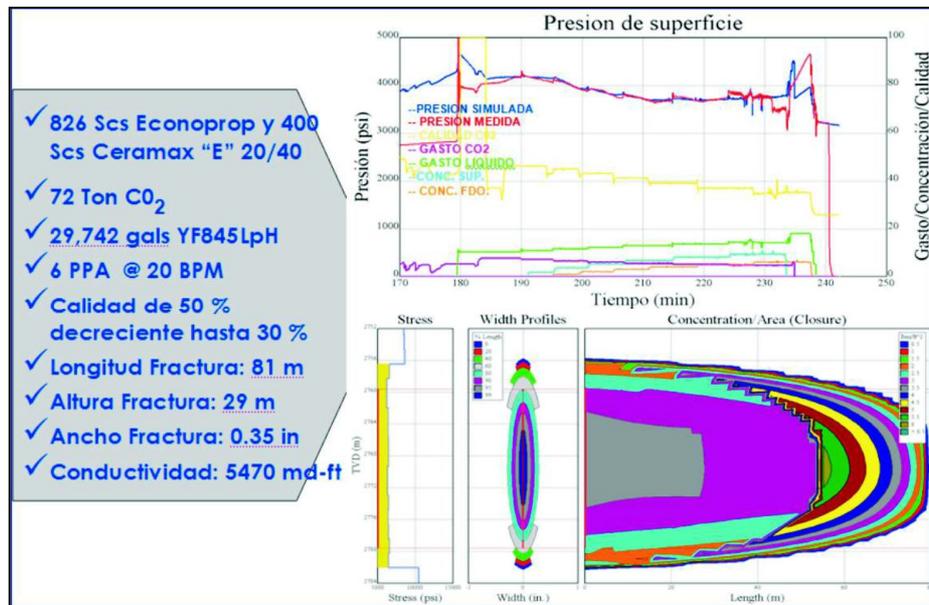


Figura 5.3 Geometría de la Fractura²³

En la figura 5.4 se presentan los resultados del aforo post-fractura (durante la etapa de limpieza del pozo). Es conveniente puntualizar que el porcentaje de recuperación de los fluidos inyectados fue del 28%, (este porcentaje de recuperación es típico del campo el cual va del 20 al 40%) sin embargo este se alcanzó en 28 horas, después de haber completado el fracturamiento hidráulico, confirmando que el empleo del CO₂ como fluido fracturante proporciona un medio energizado, de tal forma que esta energía quedó contenida en el fluido del yacimiento y al momento de iniciar el aforo del pozo la energía fue liberada, permitiendo recuperar en menor tiempo una mayor cantidad de los líquidos inyectados.

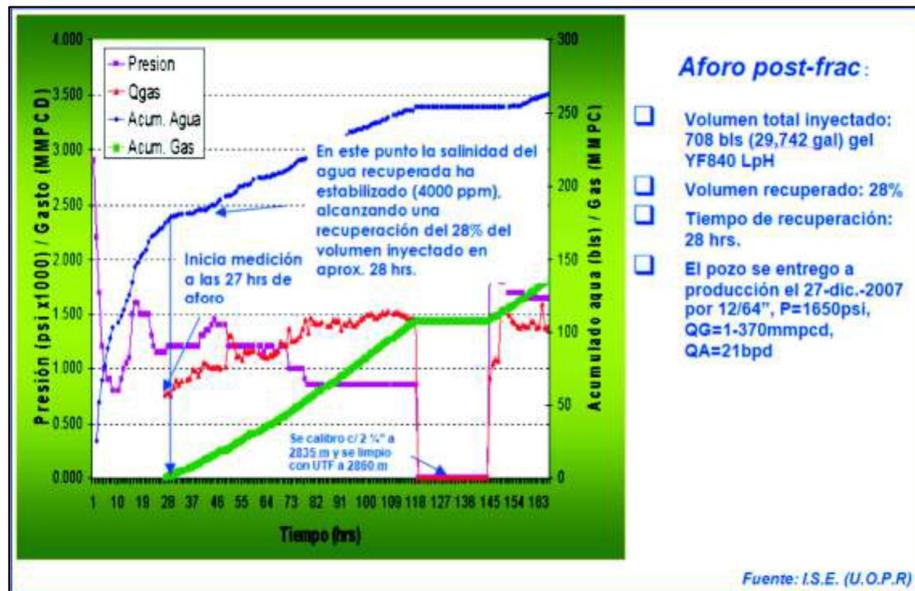


Figura 5.4 Aforo Post-Fractura²³

En la figura 5.5 se presenta la producción acumulada del mismo pozo, en la cual se observa un incremento en la producción mensual de más del 300%, así como una recuperación de reservas de cerca del 200% en su producción acumulada en el último año, al comparar su producción acumulada antes del tratamiento (0.25 bcf) y posterior al tratamiento a un año de producción (0.469bcf), es decir, en un año duplicó su producción acumulada en comparación con su vida productiva. El pozo se entregó a producción el 27-Dic-2007 fluyendo a la estación por 12/64", P=1,650psi, Qg=1.370 MMpcd y Qo=21 bpd. Los resultados superaron las expectativas esperadas. A finales de diciembre del 2008, el pozo tuvo que ser cerrado con posibilidades de explotación por problemas en instalaciones superficiales.

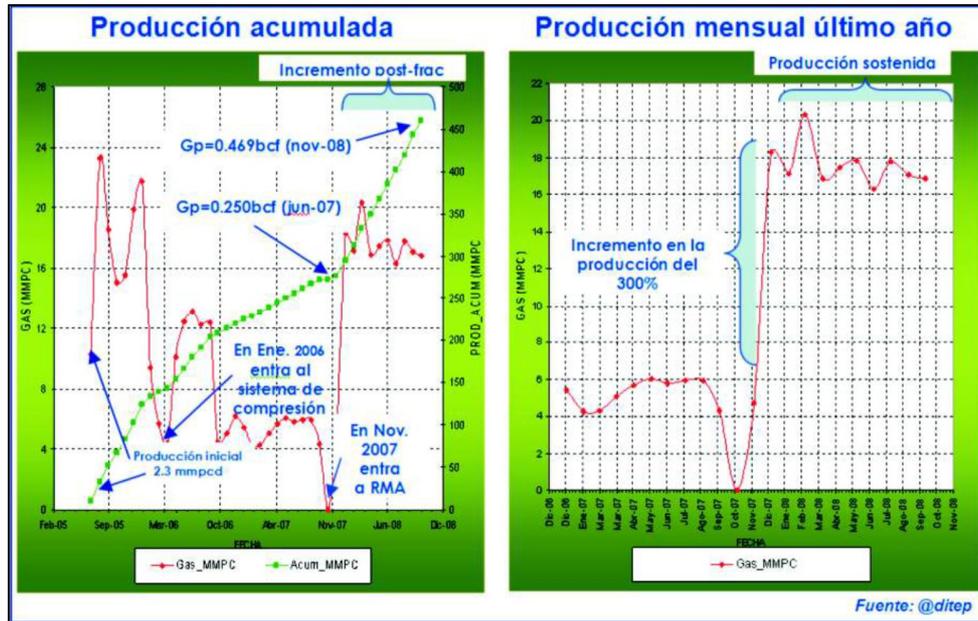


Figura 5.5 Producción Acumulada y Producción Mensual (Post-Tratamiento) ²³

5.1.4.3 Pozo Arcabuz 180

El pozo Arcabuz 180 fue perforado del 17-Feb-04 al 07-Mar-04 a la profundidad de 2719 m. La terminación se realizó del 05-May-04 al 17-May-04 en la formación W-4, intervalo 2659-2677 m, fracturado hidráulicamente de forma convencional. La producción inicial de gas fue de 1.46 MMpcd. La producción acumulada al mes de junio del 2007 fue de 0.21 bcf. El último dato de producción en junio del 2007 fue de 0.2 MMscfd, con una presión de 210psi en cabeza por un 14/64” con sistema artificial de producción de forma intermitente. Para enero del 2008, el pozo entra a reparación mayor. Fue seleccionando como pozo candidato para ser refracturado hidráulicamente con CO₂ como medio energizante. Se estimó una producción de 1.0 MMscfd para la refractura.

El fracturamiento hidráulico se realizó con éxito utilizando CO₂ como fluido energizante con 8002 sacos de sustentante sintético de resistencia media hasta 8,000 psi, malla 20/40 y 400 sacos de sustentante sintético curable cubierto con resina con resistencia hasta 10,000 psi, malla 20/40 y 65 toneladas de CO₂ líquido, con una calidad del 50% decreciente hasta un 25% en las últimas etapas, utilizando fluido YF845LPH.

En la figura 5.6 se presenta el resultado de la geometría obtenida del ajuste de datos medidos en superficie vs los datos obtenidos con el simulador MFrac en el fracturamiento hidráulico con CO₂, obteniéndose así una longitud de fractura de 145 m (con una concentración por área de 1 lb/pie), un ancho de fractura de 0.152 pulgadas en la zona de interés y una conductividad final de 1,088 mD-pie.

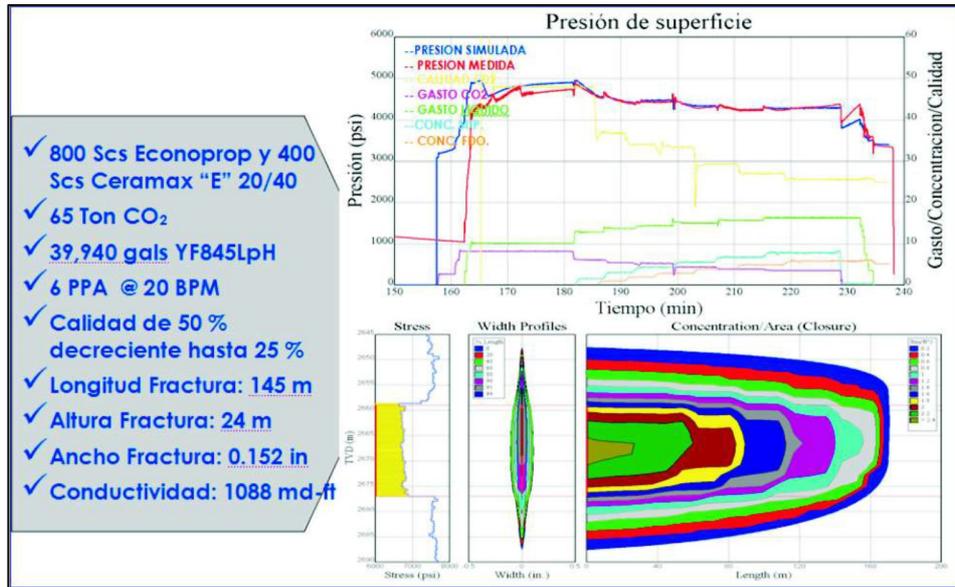


Figura 5.6 Geometría de la Fractura²³

En las figura 5.7 se presentan los resultados del aforo post-fractura durante la etapa de limpieza del pozo). El porcentaje de recuperación de los fluidos inyectados fue del 24%, (este porcentaje de recuperación es típico del campo el cual va del 20 al 40%) sin embargo éste se alcanzó a sólo 28 horas, después de haber completado el fracturamiento hidráulico, permitiendo recuperar en menor tiempo una mayor cantidad de los líquidos inyectados.

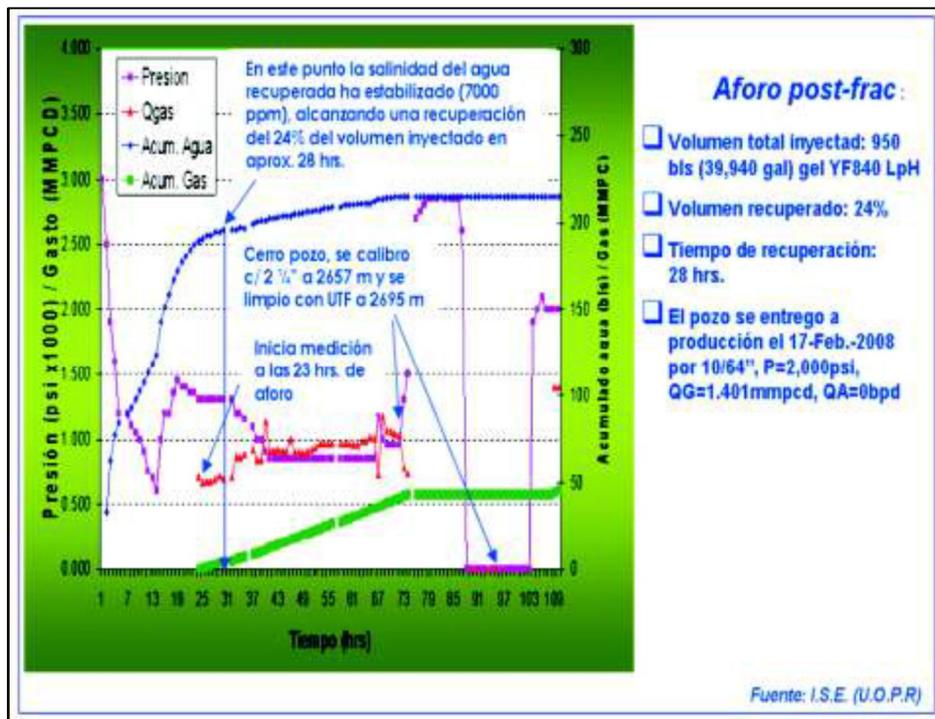


Figura 5.7 Aforo Post-Fractura²³

En la figura 5.8 se presenta la producción acumulada del mismo pozo, en la cual se observa un incremento en la producción mensual de más del 600%, así como una recuperación de reservas de más del 200% en su producción acumulada en el último año, al comparar su producción acumulada antes del tratamiento (0.210 bcf) y posterior al tratamiento a un año de producción (0.432bcf), es decir, en un año duplicó su producción acumulada en comparación con toda su vida productiva.

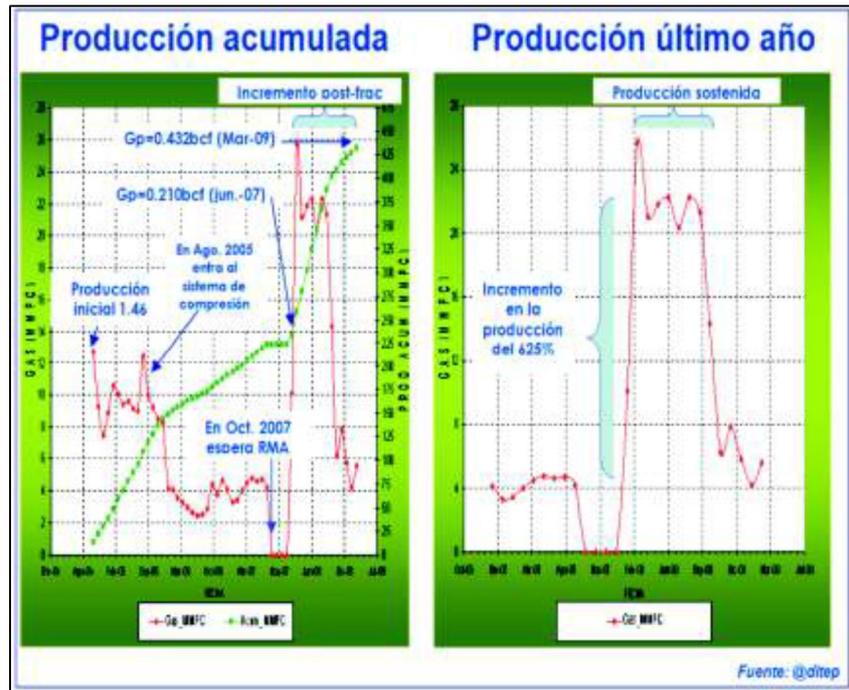


Figura 5.8 Producción Acumulada y Producción Mensual (Post-Fracturamiento)²³

El pozo se entregó a producción el 17-Feb-2008 fluyendo a la estación por 10/64", P=2,000 psi, Qg=1.401 MMpcd y Qo=0 bpd. A marzo del 2009, el pozo se encuentra alineado a compresión con un gasto mensual promedio de 5.6 MMpc.

5.1.5 Conclusiones:

La selección de pozos candidatos es un factor determinante para el éxito del fracturamiento hidráulico con CO₂, por lo que esta actividad es necesario realizarla en conjunto con personal del Activo Integral y Personal de la UOPR (ISE) con la finalidad de optimizar esta selección.

El servicio de fracturamiento hidráulico con Dióxido de Carbono (CO₂), es una alternativa viable que permite explotar en forma comercial aquellos yacimientos de baja permeabilidad y/o presiones anormalmente bajas, como se verificó en los resultados de los pozos analizados en los cuales se observó un incremento sostenido de la producción de gas del 300 al 600%, así mismo se confirmó la eficiencia del tratamiento con CO₂ (fracturas más limpias y altamente conductivas) al comparar la producción acumulada antes del tratamiento (0.25 y 0.21 bcf) y posterior al tratamiento a un año de producción (0.469 y 0.432bcf), es decir, en un año recupero más del 200% de su reserva vs el total de su vida productiva.

Derivado de lo anterior es necesario compartir la incorporación de tecnologías probadas y buenas prácticas operativas a fin de contribuir al éxito y la mejora continua para alcanzar de manera eficiente nuestro fin común: La producción de hidrocarburos.

5.2 Optimización Mediante Sistemas No Convencionales, Campo Arcabuz 6

5.2.1 Objetivo:

El objetivo es optimizar el trabajo de los pozos, tratando que estos se estimulen por sí solos de acuerdo a su presión durante las 24 horas del día. Con la estimulación continua y la aplicación de barras espumantes, se pretende que la columna de líquidos que se genera en el pozo, sea arrastrada paulatinamente a la superficie, mejorando el comportamiento de la presión y la producción.

Al estimularse los pozos con la operación de la válvula de seguridad, se está tratando que con la propia energía del pozo éste cierre y abra por la calibración de los pilotos cuando lo requiera.

5.2.2 Desarrollo:

La válvula de seguridad empleada como válvula motora

Para abatir costos, a la válvula de seguridad se le dio otro enfoque de utilidad, para tal efecto se modificó su sistema de operación y su objetivo.

El pozo Arcabuz 576 y 573, mostraba un comportamiento intermitente, por lo tanto, se modificó el modo de acción de la válvula de seguridad, para que trabajara como válvula motora, pero con la variante de abrir y cerrar por presión y no por tiempo programado, como lo hace la válvula motora convencional.

5.2.2.1 Pozo Arcabuz 576

El pozo mostró mejores resultados fue el Arcabuz 576, que trabajaba manualmente y sólo por una ocasión al día. Al inicio de la maniobra, el pozo registraba presión es igualadas de 110 psi, por lo tanto, presentaba un comportamiento de flujo subcrítico, se represionaba con aplicación de barras por espacio de 2 a 3 horas, alcanzando una presión de 400 psi, el tiempo que duraba su aportación era aproximadamente de 6 horas con un gasto promedio de 0.100 MMpcd y posteriormente se igualaba a la presión del sistema 110 psi.

En la figura 5.9, se muestra el comportamiento de la presión de la cabeza en el pozo; de los datos que se registran en la gráfica, se observa que abre a las 13:30 hrs, la presión se empieza a disminuir, desplazándose únicamente el casquete de gas que se acumuló durante el cierre, posteriormente, a las 14:00 hrs, nuevamente el pozo empieza a recuperar presión desplazando baches de líquidos (efecto de las barras), esto lo hace hasta las 19:00 hrs, la presión durante este tiempo disminuye lentamente. Cuando se termina el efecto de las barras, la presión del pozo presenta un comportamiento lineal, son mínimos los baches de líquido que todavía son desplazados. Todo este efecto del pozo se realizó con el trabajo manual durante el recorrido del trabajador, el sistema no se había instalado aún.

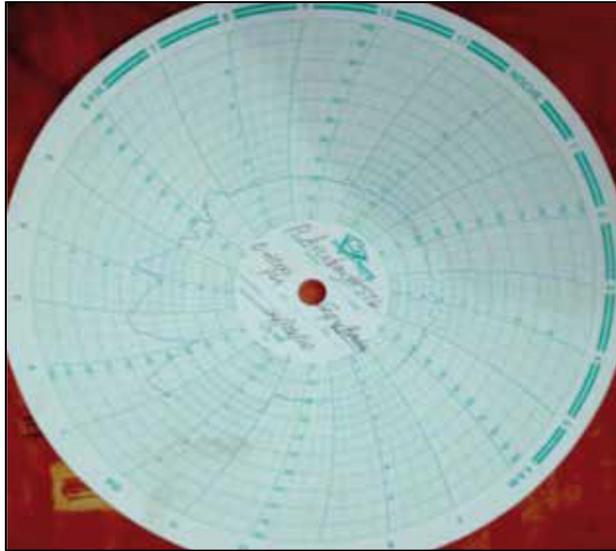


Figura 5.9 Pozo Arcabuz 576, Trabajo Manual²⁴

Como el pozo mostraba un comportamiento intermitente, se tomó la decisión de cambiar el modo de operar la válvula de seguridad, adaptándola como válvula motora, pero con la variante de que sería manipulada por los pilotos instrumentados en forma inversa, quedando la operación del piloto de alta en mandar a cerrar la válvula cuando se presente una baja presión del pozo, y el piloto de baja actuaría la válvula para la apertura cuando este alcance la presión de alta calibrada, de acuerdo a la represión del pozo.

En la figura 5.10 se muestra como la instrumentación se conectó en la válvula lateral opuesta a la bajante, la presión que entra a los pilotos impulsa el resorte de cada uno de ellos en distintos tiempos, de esta manera la válvula es operada por la presión del pozo.



Figura 5.10 Conexión de la Instrumentación²⁴

Cuando la presión alcanza la máxima calibración, el vástago y a su vez el resorte es impulsado hacia arriba, permitiendo la entrada de gas al piloto viajero que manda la señal a la válvula de seguridad para abrir, posteriormente cuando la presión disminuye a la presión de calibración en baja, activa el piloto viajero y manda cerrar la válvula de seguridad, reteniendo la presión en el piloto viajero por medio de una válvula de retención (check), para que no restablezca la señal al alcanzar una presión por encima de la calibración de baja y pueda mantenerse cerrado para que se represione y se vuelva activar a la apertura, cuando registre la presión de alta que fue calibrada, dicho sistema se puede ver en la figura 5.11.



Figura 5.11 Conexión de la Instrumentación²⁴

La figura 5.12 muestra el comportamiento del pozo Arcabuz 576 con la instalación del sistema, la válvula de seguridad trabajando como válvula motora, el pozo mostró mejoría porque ahora se estaba trabajando durante las 24 horas, con el sistema operando, en cuanto al modo de represionarse por sí mismo fue que empezó a manifestar un incremento sostenido de la presión y por consiguiente, se pasó de producir 0.100 MMpcd a una producción promedio de 0.200 MMpcd.



Figura 5.12 Pozo Arcabuz 576 con Válvula de Seguridad Trabajando en Forma de Motora²⁴

El modo de barreo no cambio, se le siguió suministrando 4 barras por día, el efecto de las barras comenzó a ser más prolongado, la estimulación continua que recibía el pozo con el sistema instalado fue haciendo que su comportamiento se prolongara por más tiempo, el desalojo de los líquidos fue más continuo, figura 5.13.

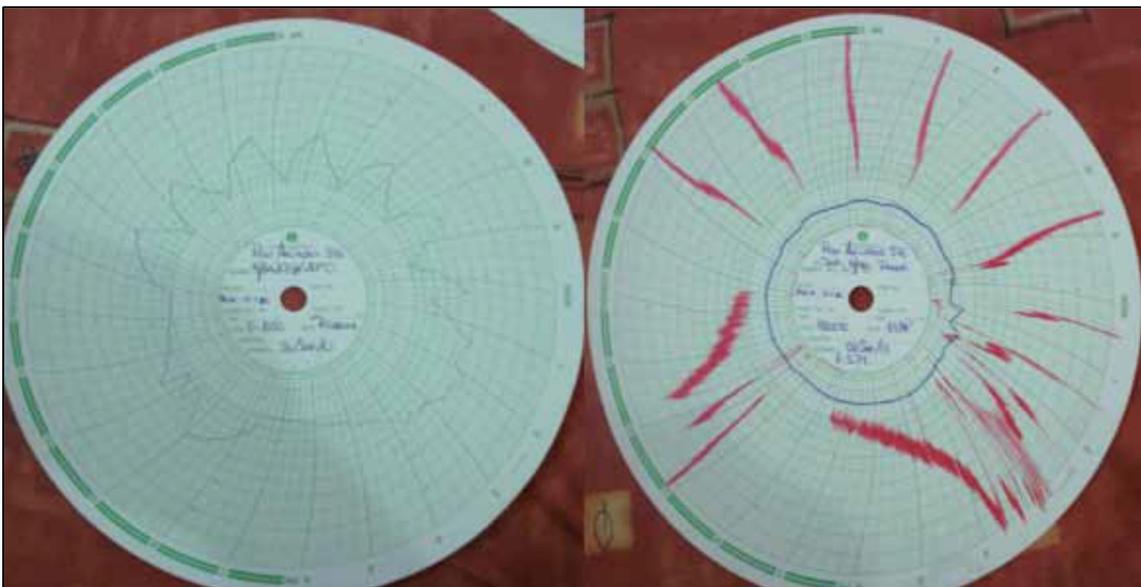


Figura 5.13 Pozo Arcabuz 576, la Estimulación de la Válvula de Seguridad Empieza a Tener Efecto en el Comportamiento del Pozo²⁴

El trabajo continuo de la válvula de seguridad y el barreo, provocaron que el pozo incrementara su producción, repercutiendo en una producción promedio de 0.300 MMpcd.

5.2.2.2 Pozo Arcabuz 579

El comportamiento del pozo Arcabuz 579, con la válvula trabajando ha mostrado la necesidad de instalar un lanzador de barras, la estimulación que está recibiendo por el cierre y la apertura y el suministro de barras, provocan un efecto de aligerar la columna de líquidos, permitiendo que sea desplazado por un cierto tiempo.

Posteriormente se termina el efecto de las barras y el pozo únicamente manifiesta el represionamiento que se le da. Por lo tanto, se requiere de un segundo barreo para que la mayor parte del día esté desalojando los líquidos y repercuta en la mejora de la presión de fondo.

5.2.3 Análisis Económico:

La instalación de válvula motora, instrumentación, así como la mano de obra se muestra en la siguiente tabla:

Instalación de Válvula Motora Nueva			
DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	
		M.N.	U.S.D.
Servicio de Suministro, Instalación, Configuración y Puesta en Operación del Sistema de Válvula	Servicio	0	9,827.33
Mantenimiento y Reubicación			
DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	
		M.N.	U.S.D.
Desmantelamiento del Sistema de Válvula Motora	Servicio	6,495.31	0
Instalación del Sistema de Válvula Motora	Servicio	6,483.47	0
Servicio de Mantenimiento a Sistema de Válvulas Motoras	Servicio	6,287.95	0
Precio Unitario			
DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	
		M.N.	U.S.D.
Controlador Electrónico Compacto	Pieza	0	2,181.12
Celda Solar para Alimentación de Baterías	Pieza	0	796.75
Batería Recargable	Pieza	0	34.57
Kit de la Válvula Motora	Juego	0	65.74
Panel de Control	Pieza	0	1,081.73
Válvula Solenoide	Pieza	0	345.14
Manifold	Pieza	0	110.34
Ensamble de Base	Pieza	0	27.66
Caja de Fibra Termoplástica	Pieza	0	494.06
Asiento, Vástago y Empaquetadura	Juego	0	432.31

Tabla 5.2 Análisis Económico en la Instalación de una Válvula Motora Nueva

Para habilitar la válvula de seguridad con cierres y aperturas, se utilizó el equipo de origen:

- Controlador de presión (pilotos)
- Regulador J-500
- Línea de acero de ¼
- Conectores de ¼
- Mano de obra a cargo de personal de Pemex (recorrido del área)

Y se adicionó un juego más de controlador de presión (pilotos recuperados). Por lo tanto, el ahorro económico fue del 90 % a diferencia del costo de la instalación de válvula motora.

5.2.4 Ventajas y desventajas

Dentro de las ventajas y desventajas de utilizar la válvula de seguridad para estimular los pozos, tenemos las siguientes:

5.2.4.1 Ventajas

- Bajos costos en la implantación.
- Bajos costos en el mantenimiento.
- La estimulación se lleva a cabo por la propia energía del pozo.
- El desarrollo de todo el proceso es llevado a cabo por personal de recorrido, (Pemex).

5.2.4.2 Desventajas

- Queda sin protegerse la línea de descarga por cualquier evento de una baja o alta presión, cabe mencionar que este sistema se aplica a pozos con baja presión.

5.2.5 Conclusiones

Aprovechando el equipo de origen ya instalado en el pozo, se le ha dado otra utilidad, ayudando al pozo a estimularse por sí solo mediante su presión, los costos han disminuido y el comportamiento de la producción en el sistema de baja presión de la estación Arcabuz 6 se mantiene constante, la optimización del tiempo de recorrido del trabajador ha mejorado de tal modo que permite desarrollar una mejor supervisión y análisis del comportamiento de los pozos.

5.3 Sartas de Velocidad para Mantener Flujo Continuo en Pozos de Gas con Carga de Líquidos

5.3.1 Objetivo:

Conocer los principios de funcionamiento, aplicación, selección, optimización y resultados de sartas de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos para prolongar la vida productiva de los pozos y maximizar el valor económico de los hidrocarburos, se presentan diferentes escenarios de aplicación dependiendo de las características de los pozos y de sus instalaciones.

5.3.1.1 Problema

La carga de líquido se presenta con mayor frecuencia en pozos con baja presión de fondo, sucede cuando el gasto de gas se vuelve insuficiente para transportar a superficie los líquidos producidos por el yacimiento, la producción declina fuertemente por la contra presión no deseada en la formación creada por los líquidos acumulados y la permeabilidad relativa al gas disminuye en la zona cercana al pozo restringiendo la producción de gas hasta dejar de producir, esta es la razón por la que se debe remover continuamente los líquidos para mantener los pozos de gas fluyendo.

5.3.1.2 Solución

La selección apropiada del diámetro de la tubería de producción o la instalación de una tubería auxiliar dentro del aparejo de producción son alternativas de solución para mantener las condiciones fluyentes sin carga de líquido, estimar el diámetro adecuado significa optimizar la energía natural del yacimiento y mantener la velocidad de flujo de gas suficiente para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

5.3.2 Desarrollo:

La presencia de líquidos en el pozo se debe a dos factores:

- 1.- A los cambios de presión - temperatura en la tubería de producción del pozo en la trayectoria del yacimiento a superficie.
- 2.- A la producción directa de agua y/o condensado del yacimiento.

En la identificación de pozos con carga de líquidos se hace uso de:

- Graficas de producción.
- Análisis de curvas de declinación.
- Registros de presión de fondo cerrado.
- Monitoreo del comportamiento de producción.
- Ecómetros.

5.3.2.1 Campo Picadillo

Como se muestra en la figura 5.14 el campo Picadillo se ubica en el Activo Integral Burgos, al norte de México, se descubrió en 1964, cuenta con 43 pozos: 30 productores de gas y condensado, 2 productores de gas seco, 10 fueron improductivos, la primera etapa de desarrollo del campo fue de 1964 a 1972 con 19 pozos terminados en tubería de producción 2 7/8", 7 pozos fueron improductivos y en la etapa de reactivación de la cuenca se perforaron 24 pozos de 2002 a 2009 terminados con TL 3 1/2", 3 fueron improductivos. El campo tiene nueve estructuras con potencial, sin embargo, son dos los yacimientos importantes: Queen City-3 (QC-3) y Yegua, petrofísicamente estos yacimientos son de baja permeabilidad y baja porosidad.

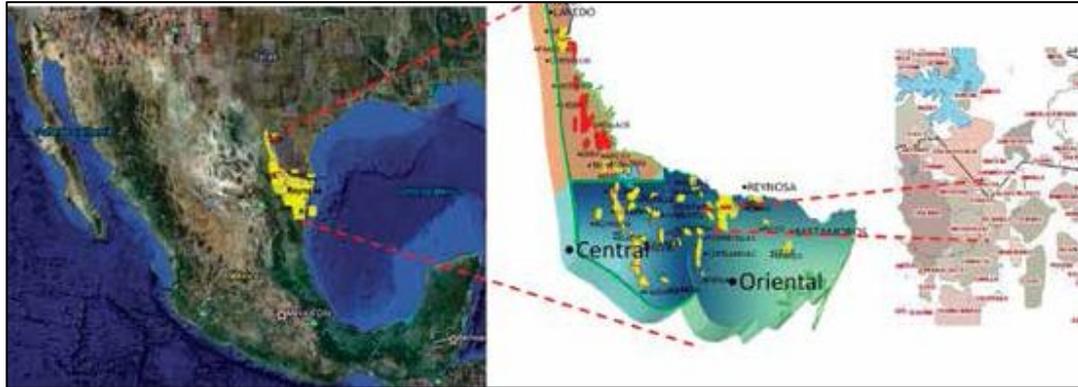


Figura 5.14 Ubicación Campo Picadillo²⁵

La metodología de análisis para seleccionar el sistema artificial no convencional apropiado se basó en el análisis nodal para cada pozo, sin embargo, es importante mencionar que el objetivo de la sarta de velocidad es mantener el flujo del pozo por encima del flujo crítico.

El desarrollo inicial de explotación del campo se realizó con tubería de producción 2 7/8", aun cuando no se tiene historia de producción de los pozos, la producción acumulada de gas se considera buena, tabla 5.2, con la incorporación de tecnologías, los pozos fueron terminados con tubingless 3 1/2" con declinación brusca en los primeros meses y baja recuperación, figura 5.15.

POZO	PERFORACIÓN (Año)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp)
Pic-1	1965	0.878
Pic-3	1966	0.514
Pic-5	1967	0.413
Pic-10	1969	1.843
Pic-13	1970	0.674
Pic-14	1970	0.818
Pic-15	1971	2.337
Pic-11	1972	2.747

Tabla 5.3 Pozos que Produjeron con TP 2 7/8"²⁵

POZO	PERFORACIÓN (Año)	INSTALACIÓN (Año)	PERIODO (Años)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp)
Pic-102	2002	2012	10	0.66
Pic-104	2003	2012	9	0.804
Pic-103	2003	2012	9	0.707
Pic-113	2002	2012	10	0.871
Pic-112	2004	2012	8	0.602

Tabla 5.4 Producción de Pozos sin Sarta de Velocidad 1 3/4"²⁵

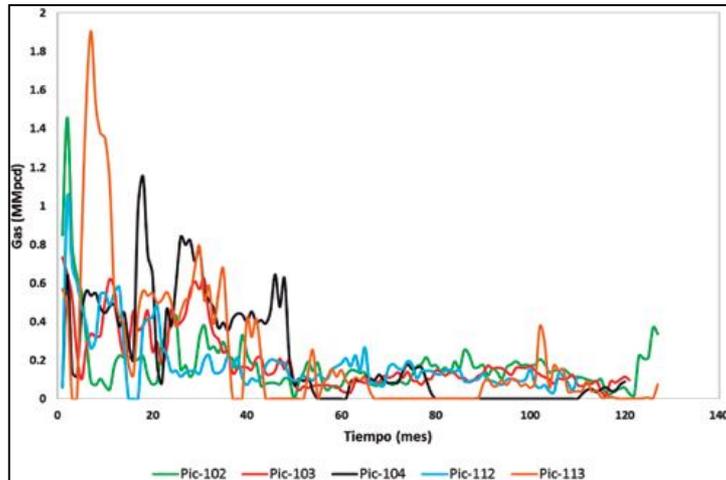


Figura 5.15 Producción Normalizada en Pozos Picadillo sin Sarta de Velocidad²⁵

Se evaluó el desempeño de la sarta de velocidad 1 ¾ “φ entre los pozos Picadillo 208 y Picadillo 103, ambos pozos producen en QC-3, separados 400 m, se encuentran en el mismo bloque, no existen fallas geológicas entre ellos, estructuralmente el Pic-208 se encuentra 20 metros más alto que Pic-103, ambos pozos se fracturaron y se terminaron en TL 3 ½” φ, existe un año de diferencia del inicio de producción, sin embargo, para fines de evaluación, se muestra la producción normalizada en la figura 5.16 , la producción acumulada difiere en 0.52 bcf a favor del pozo con sarta de velocidad, la evaluación se realizó en un periodo igual de producción, esto significa que la sarta de velocidad aceleró la recuperación de la reserva, mejorando el factor de recuperación.

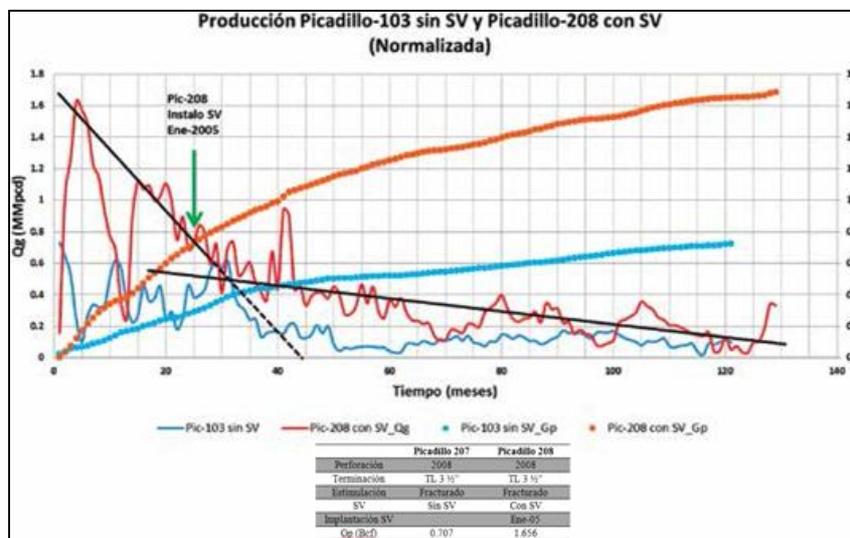


Figura 5.16 Análisis de Producción de Pozos con Sarta y sin Sarta²⁵

5.3.3 Resultados:

Las sartsas de velocidad (SV) 1 ¾” empezaron a instalarse en el campo Picadillo en 2005, a la fecha ocho pozos se les ha instalado SV y se han estimulado con fracturas hidráulicas, cinco de ellos

continúan operando con SV y a tres se les ha retirado para RMA. Los pozos que operan con SV tienen un volumen de gas recuperado promedio (Gp) de 1.5 bcf en siete años, figura 5.17, sin embargo, aquellos pozos que operan sólo con Tubingless 3 1/2" ha recuperado 0.78 bcf en nueve años, las gráficas de producción de los pozos con SV muestran declinaciones prácticamente lineales, también se observa que la producción acumulada de pozos con tubería de producción 2 7/8" es similar a los pozos que operan con SV, la diferencia radica en el tipo de estimulación del pozo, figura 5.18.

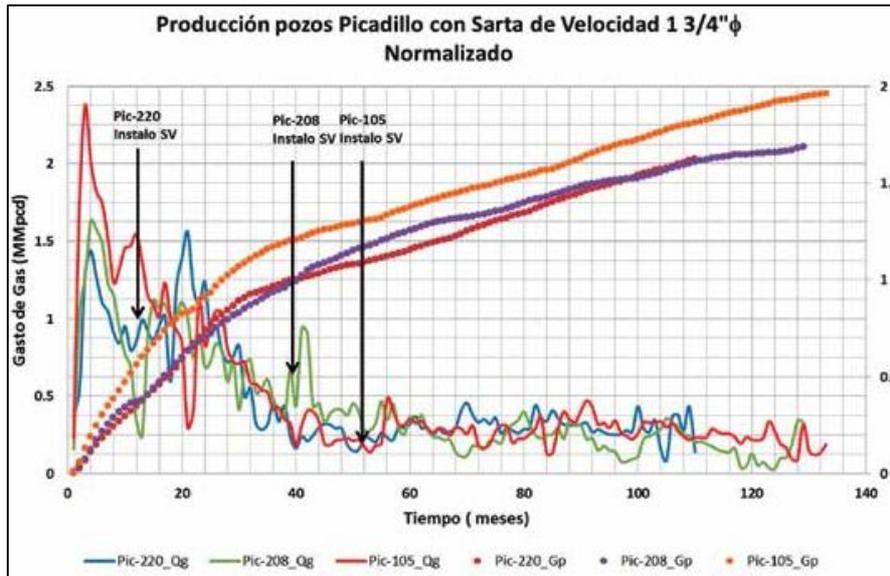


Figura 5.17 Análisis de Producción de Pozos con Sarta²⁵

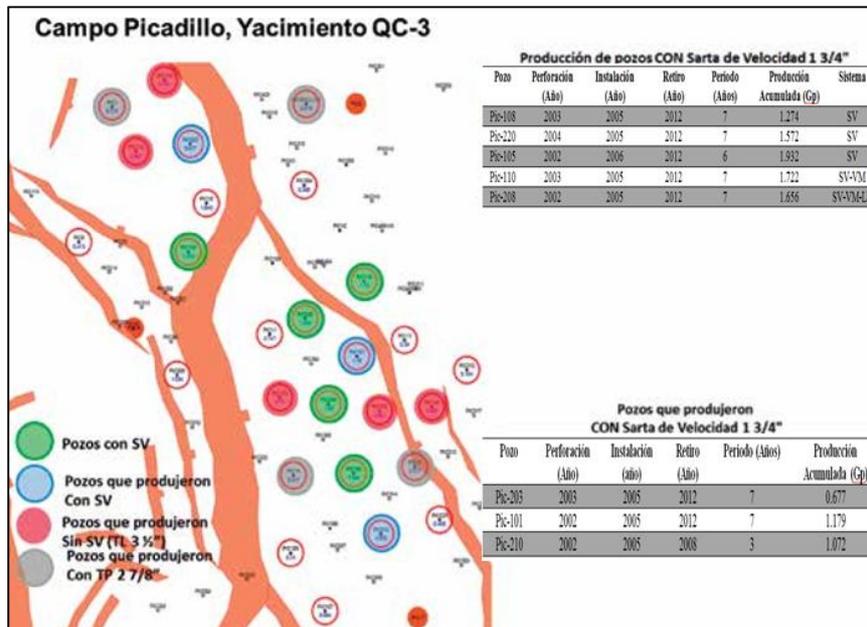


Figura 5.18 Distribución de Sarta de Velocidad en el Campo²⁵

Con la finalidad de mitigar el efecto de los líquidos en los pozos de gas y optimizar los sistemas artificiales no convencionales, el Activo Integral Burgos ha realizado, instalado y evaluado combinaciones diversas entre los sistemas, éstos permiten establecer líneas de acción para optimizar la explotación y desarrollo de los campos maduros con el fin de mejorar el comportamiento del pozo, la rentabilidad de los proyectos de gas y los factores de recuperación.

5.3.4 Conclusiones:

En base a los resultados obtenidos, se establece que:

- La producción de pozos de gas con sarta de velocidad ha demostrado ser una alternativa factible de uso para prolongar el flujo continuo en los pozos del campo Picadillo (nueve sartas de velocidad instaladas), la recuperación de la reserva se realiza en menor tiempo.
- La recuperación de gas en los pozos con sarta de velocidad es aproximadamente el doble que uno sin sarta.
- La sarta de velocidad modifica el patrón de flujo a lo largo del pozo (TP) y permite flujo continuo y disminuye el número de pozos abatidos.
- Su instalación no requiere equipo de perforación, lo que resulta en mayor rentabilidad.
- El comportamiento de producción de pozos con sarta de velocidad es similar a los pozos terminados con aparejo de producción 2 7/8”.
- El éxito involucra la integración de la información - análisis de ingeniería- implementación- monitoreo- optimización.
- Los pozos que tienen tuberías de producción con diámetro pequeño tienen mejor capacidad de levantamiento debido a que la velocidad de transporte de gas se incrementa.

5.4 Proyecto Integral Cuenca de Burgos

5.4.1 Introducción

5.4.1.1 Ubicación

La Provincia Petrolera Burgos, considerada como la principal cuenca productora de gas no asociado en el país, como se muestra en la figura 5.19 está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Se extiende al norte hacia EUA donde se le conoce como Cuenca del Río Grande, limita al oeste con las provincias Alto de Tamaulipas y Plataforma Burro Picachos, al oriente con la Provincia Salina del Bravo, al sur con Tampico Misantla. Geográficamente, cubre una superficie aproximada de 110,000 km² y la actividad se centra en un área de 30,000 km².

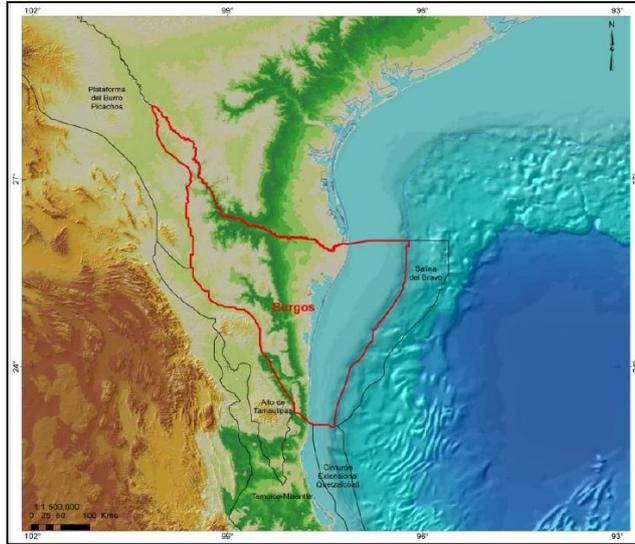


Figura 5.19 Localización de la Cuenca de Burgos¹

5.4.1.2 Marco Estructural

La Cuenca de Burgos se originó a principios del Terciario y en ella se depositó una columna sedimentaria cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 m. Su geometría estratigráfica y estructural obedece a progradaciones que dieron lugar a un arreglo en forma de franjas, las cuales se pueden ver en la figura 5.20, variando cronológicamente de occidente a oriente desde el Paleoceno hasta el Mioceno y obedecen primordialmente a regresiones marinas y a la actividad de fallas extensionales de crecimiento sinsedimentarias que desarrollaron estructuras “roll-over”. Siguiendo estos lineamientos estructurales se encuentran los campos petroleros de la cuenca en trampas estructurales, estratigráficas y combinadas.

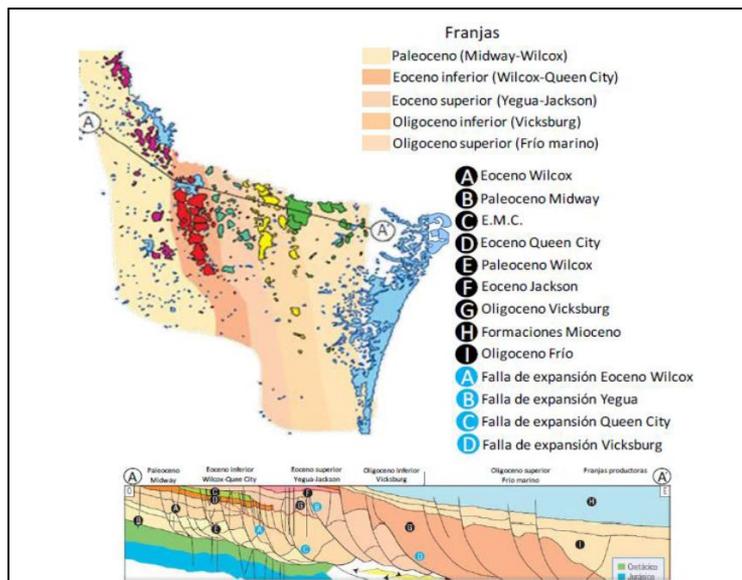


Figura 5.20 Geometría Estratigráfica y Estructural¹

La columna sedimentaria de la Provincia Petrolera Burgos abarca todo el Terciario y yace sobre rocas del Mesozoico. El espesor máximo calculado de ésta cuenca es de aproximadamente 10,000 m y está compuesto litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas.

5.4.1.3 Sistemas Petroleros

En la Cuenca de Burgos se han clasificado como sistemas conocidos al Tithoniano-Cretácico-Paleógeno y Paleógeno-Paleógeno donde se agrupan las facies arcillosas de las formaciones Midway, Wilcox y Vicksburg como rocas generadoras que cargan a las areniscas interestratificadas de estas secuencias Paleógeno-Paleógeno, este sistema produce hidrocarburos gaseosos y condensados en esta cuenca.

Estos sistemas petroleros proveen de hidrocarburos a las rocas almacén y se diferencian cinco franjas en dirección norte-sur, volumétricamente el Oligoceno es el más productivo, estos volúmenes de gas se encuentran almacenados en secuencias arenosas del Terciario selladas por potentes espesores de arcillas interestratificadas.

5.4.1.4 Extensión Geográfica del Sistema Petrolero

Como se ve en la figura 5.21 actualmente se considera que la extensión geográfica de los sistemas petroleros ligados al tithoniano se extiende por toda la provincia petrolera burgos mientras que los sistemas petroleros relacionados a generadoras del paleógeno se extienden hacia el oriente de la cuenca y se postula que se adentre hacia el Golfo de México.

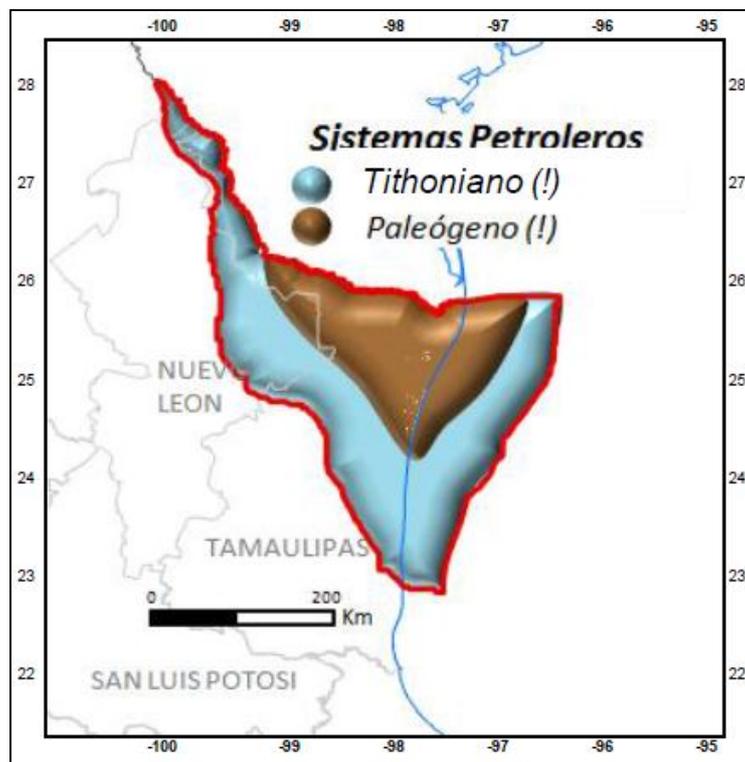


Figura 5.21 Sistemas Petroleros¹

5.4.1.5 Extensión Estratigráfica de los Sistemas Petroleros

Los elementos de los sistemas petroleros de la provincia petrolera burgos productores de gas y condensados se distribuyen a lo largo y ancho de esta cuenca, de manera general las rocas generadoras se ubican en el tithoniano y paleógeno, los hidrocarburos se almacenan en los carbonatos del cretácico superior y en las facies arenosas del paleógeno interestratificadas con las lutitas de estos niveles las cuales a su vez funcionan como sellos.

5.4.1.6 Propiedades Petrofísicas de las Áreas que conforman la Cuenca de Burgos

En 1993 se realizó un estudio geológico y geoquímico por parte de PEMEX y Chevron en el que se examinó la estratigrafía del área, y se interpretaron tres tipos de estructuras, que se pueden ver en la figura 5.22: la primera al occidente de la cuenca, compuesto por una serie de bloques afectados por fallas normales de poco desplazamiento; la segunda al centro de la cuenca, formada por un sistema de fallas normales de crecimiento en las formaciones Vicksburg y Frío; y la tercera, ubicado al oriente de la cuenca, formada por bloques afectados por fallas normales y diapiros de lutita en el Oligoceno Superior y Mioceno. Así mismo se reconocieron tres unidades de rocas generadoras: Paleoceno-Eoceno, Oligoceno y Mioceno.

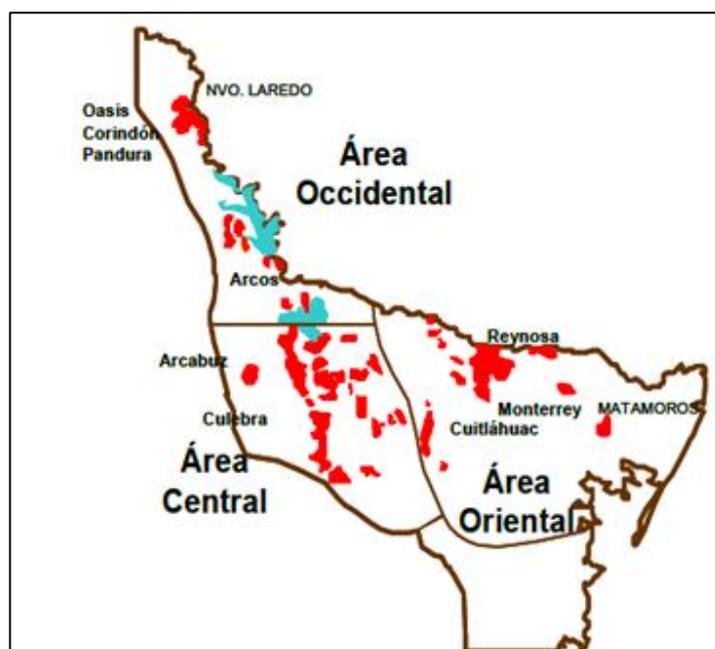


Figura 5.22 Áreas en las que se estructuró la Cuenca de Burgos²⁷

En la tabla 5.5 se muestra la cromatografía promedio de las tres áreas:

ÁREA	C1	CO2	C2	N2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6
Oriental	88.900	0.880	1.260	0.170	0.250	0.670	0.580	0.840	0.590	5.860
Central	94.893	3.262	1.568	0.052	0.141	0.029	0.023	0.013	0.007	0.012
Occidental	90.500	3.310	3.700	0.129	0.983	0.470	0.420	0.072	0.065	0.351

Tabla 5.5 Cromatografía Promedio en el Área Oriental, Central y Occidental

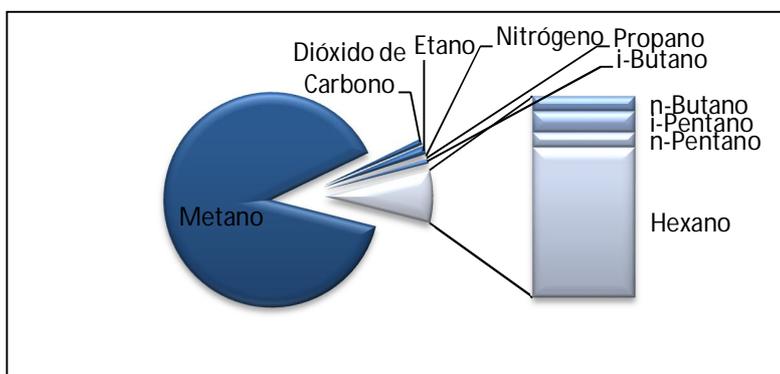


Figura 5.23 Cantidad Molar en el Análisis Cromatográfico en Área Oriental

Peso Molecular Aparente	MWa (kg/kmol)	21.9946017
Temperatura Pseudocrítica	T _{pc} (°K)	218.83785
Presión Pseudocrítica	P _{pc} (Kpa)	4501.157435
Corrección por CO ₂	T _{pc} (°K)	217.923469
Corrección por CO ₂	P _{pc} (Kpa)	4482.35002
Temperatura Pseudoreducida	T _{pr}	1.717764633
Presión Pseudoreducida	P _{pr}	6.257978927
Constante a de la Mezcla	A _m	412.1937686
Constante b de la Mezcla	B _m	0.033432056
Parámetro β	B _m	0.301299655
Parámetro q	Q _m	3.975509894
Factor de Compresibilidad Z	Z _m	0.630190405
Volumen Molar de la Mezcla	V _m (m ³ /Kmol)	0.069925607
Volumen Másico de la Mezcla	V _m (m ³ /Kg)	0.003179217
Densidad Molar de la Mezcla	ρ _g (Kmol/m ³)	14.30091275
Densidad Másica de la Mezcla	ρ _g (Kg/m ³)	314.5428799
Densidad Reducida	Pr	1.560854487
Gravedad Específica de la Mezcla	Sg	0.052964686

Tabla 5.6 Propiedades en el Área Orinetal

En el área oriental de la cuenca de burgos se encuentra el play vicksburg-frío.

Sus rocas generadoras tienen un potencial generador del oligoceno vicksburg que varía de pobre a regular con un COT menor que 0.5 a 1.0 % debido a la intensa biodegradación y oxidación asociada a un ambiente de alta energía, por su materia orgánica el tipo de kerógeno es II y III; el índice de hidrogeno tiene valores de 300 hasta 600 mg de HC/g de COT. Dando por consiguiente la generación de gas seco y condensados.

Su migración fue casi inmediata a la generación de estos, desplazándose de lutitas generadoras hacia los desarrollos arenosos inmediatos, siguiendo trayectorias cortas, verticales ascendentes y laterales a través de fallas de crecimiento.

Su roca almacenadora tiene una naturaleza transgresiva con alternancia de lutitas y areniscas de ambientes continentales, deltaicos, prodeltaicos y turbidíticos; con espesores de arenas de 50 a 500 metros y arenas saturadas entre 8 a 40 metros.

Su roca sello está formada por lutitas de las planicies costeras y deltaicas depositadas en la misma unidad estratigráfica así como aspectos estructurales donde se tiene hidrocarburo por cierre contra falla, donde esta actúa como sello lateral formada por millonitas.

Las trampas dominantes son de tipo estructural-estratigráfico constituida por secuencias de desarrollos arenosos, depositados en los bloques bajos de las fallas de crecimiento.

La porosidad promedio varía entre 17 y 23 %; sus saturaciones de agua están entre 48 y 51 % y permeabilidades del orden de 0.05 a 0.1 mD.

Área Central

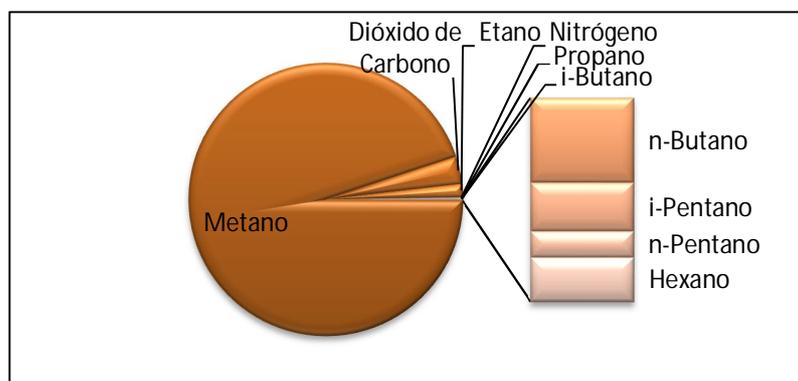


Figura 5.24 Cantidad Molar en el Análisis Cromatográfico en Área Central

Peso Molecular Aparente	MW _a (kg/kmol)	17.2625274
Temperatura Pseudocrítica	T _{pc} (°K)	196.540812
Presión Pseudocrítica	P _{pc} (Kpa)	4693.13964
Corrección por CO ₂	T' _{pc} (°K)	191.028716
Corrección por CO ₂	P' _{pc} (Kpa)	4561.51792
Temperatura Pseudoreducida	T _{pr}	1.95258602
Presión Pseudoreducida	P _{pr}	4.5363781
Constante a de la Mezcla	a _m	380.431721
Constante b de la Mezcla	b _m	0.02709791
Parámetro β	β _m	0.18080438
Parámetro q	q _m	4.52684301
Factor de Compresibilidad Z	Z _m	0.40695517
Volumen Molar de la Mezcla	V _m (m ³ /Kmol)	0.6099208
Volumen Másico de la Mezcla	V _m (m ³ /Kg)	0.00353321
Densidad Molar de la Mezcla	ρ _g (Kmol/m ³)	16.395572
Densidad Másica de la Mezcla	ρ _g (Kg/m ³)	283.029011
Densidad Reducida	ρ _r	1.54140324
Gravedad Específica de la Mezcla	sg	0.08201846

Tabla 5.7 Propiedades en el Área Central

En el área centro-occidente de la cuenca de burgos se encuentra el play wilcox.

Sus rocas generadoras corresponden a las formaciones midway, paleoceno wilcox y eoceno Wilcox.

La formación Eoceno wilcox tienen un potencial generador de pobre a bueno en sentido W-E, debido a que sus facies varían en ese sentido desde salobre hasta nerítico externo e incluso batial superior, con valores de COT menores que 0.5 a 2.0 % y por su materia orgánica kerógeno tipo III y II con grado de madurez medio por la reflectancia de vitrinita equivalente (R_o) que varía entre 0.5 % en la región occidental a 2.0 % en la parte central. Dando por consiguiente la generación de gas húmedo.

La formación Paleoceno wilcox tiene un potencial generador de bueno a pobre en sentido W-E, la mejor capacidad generar con potencial bueno con valores de COT de 1.0 a 2.0 % ocurre en la parte profunda de la cuenca asociada a ambientes nerítico externo a batial superior; por su materia orgánica se tiene kerógeno tipo III y IV. Dando por consiguiente la generación de gas seco y escaso condensado.

Su proceso de migración está sujeto a un control estructural causado por la distribución y espesor de los cuerpos arenosos que forman los principales yacimientos, sus rutas de migración son de tipo vertical y lateral.

Su roca almacenadora son areniscas depositadas en un ambiente de frente deltaico dominado por oleaje; con espesores de roca entre los 18 y 30 metros y arenas saturadas entre 5 y 15 metros.

Su roca sello corresponde a lutitas que varían de 50 a 200 metros y a nivel regional se tiene un sello arcilloso en la parte superior e inferior del play.

Las trampas dominantes son estructuras rollover asociadas a fallas de crecimiento y cierres contra falla en bloques altamente compartamentalizados.

Los rangos de porosidad varían de 5 a 20 %; sus saturaciones de agua son alrededor del 59 % y permeabilidades bajas de 0.001 a 0.1 mD.

Área Occidental

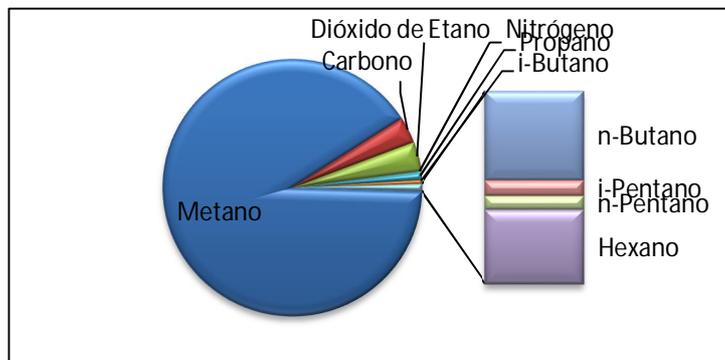


Figura 5.25 Cantidad Molar en el Análisis Cromatográfico en Área Occidental

Peso Molecular Aparente	MW _a (kg/kmol)	18.4764815
Temperatura Pseudocrítica	T _{pc} (°K)	203.896024
Presión Pseudocrítica	P _{pc} (Kpa)	4682.26959
Corrección por CO ₂	T'pc (°K)	198.310982
Corrección por CO ₂	P'pc (Kpa)	4554.01465
Temperatura Pseudoreducida	T _{pr}	1.88088424
Presión Pseudoreducida	P _{pr}	6.13743085
Constante a de la Mezcla	A _m	363.201586
Constante b de la Mezcla	B _m	0.02839248
Parámetro β	B _m	0.25588153
Parámetro q	Q _m	4.12476157
Factor de Compresibilidad Z	Z _m	0.5544881
Volumen Molar de la Mezcla	V _m (m ³ /Kmol)	0.06152572
Volumen Másico de la Mezcla	V _m (m ³ /Kg)	0.00332995
Densidad Molar de la Mezcla	ρ _g (Kmol/m ³)	16.2533658
Densidad Másica de la Mezcla	ρ _g (Kg/m ³)	300.305014
Densidad Reducida	Pr	1.58889821
Gravedad Específica de la Mezcla	S _g	0.06019577

Tabla 5.8 Propiedades en el Área Occidental

En la porción occidental de la Cuenca de Burgos se encuentra el Play Pimienta-Midway el cual corresponde al Jurásico y Cretácico Superior.

Sus rocas generadoras tienen un potencial generador de pobre a bueno con un carbono orgánico total COT menor que 0.5 a 2% y por su materia orgánica se tiene un kerógeno tipo I y II, con grado de madurez alto por la reflectancia de vitrinita equivalente (Ro) que varía de 2 a 3%. Dando por consiguiente la generación de gas seco con alto contenido de metano termogénico.

Su proceso de migración está asociado a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, facilitando la migración de gas seco generado en la columna mesozoica.

Su roca almacenadora corresponde a depósitos en una plataforma nerítica externa a batial superior en la parte inferior, depósitos de complejos abanicos submarinos de talud y de piso de cuenca; con espesores de hasta 110 metros y arenas saturadas con espesores promedio de 35 metros.

La roca sello corresponde a una secuencia arcillo-arenosa con secciones predominantes arcillosas (lutitas-lutitas limolíticas).

La trampa es de tipo estratigráfica estructural, con anticlinales mesozoicos afectados por fallas laterales y normales.

Las arenas están caracterizadas por ser de grano medio a fino con porosidades de 13 a 24 %; saturaciones de agua de 62 % y permeabilidades bajas de 0.001 a 0.01 mD

Producción y Reservas 3P

La producción comercial en la provincia petrolera burgos inició en 1945 con el descubrimiento del campo Misión productor en el play vicksburg. La producción se incrementó a partir de 1956,

principalmente debido al desarrollo del campo Reynosa, hasta alcanzar 620 MMpcd en 1970. Durante los años setenta y ochenta la producción declinó debido a que las inversiones y recursos humanos se enfocaron a la exploración y explotación de los campos en la provincia petrolera sureste. Sin embargo, a principios de los años noventa se produce un cambio en la política energética y el impulso a fuentes limpias de energía. Se inició entonces una campaña de adquisición sísmica tridimensional, aplicación de nuevos conceptos geológicos, nuevas tecnologías de perforación y terminación de pozos, así como trabajo multidisciplinario. Como resultado, la cuenca inicia su revitalización en 1994 revirtiendo la declinación e incrementando la producción de 200 MMpcd a más de 1,000 MMpcd. A partir de 2004 la cuenca produce más de 1,300 MMpcd y ha acumulado más de 2.4 MMMbpce (11 billones de pies cúbicos de gas). Las reservas remanentes de la cuenca son de 0.8 MMMbpce, al 1° de enero de 2013. (Producción acumulada y reservas 3P incluyen a la Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos), y en 2014 la Administración de Información Energética (EIA) indicó que la cuenca de burgos tiene reservas de hasta 393 billones de pies cúbicos de gas y 6.3 millones de barriles de crudo no convencional.

5.4.2 Proyecto

El Proyecto Integral Cuenca de Burgos “PICB” dio inicio con el principal objetivo de analizar las posibilidades de reactivar la reserva de la cuenca e incrementar el ritmo de producción debido al declive al paso del tiempo de 620 MMpcd hasta 200 MMpcd.

Por lo que en 1994 PEMEX comenzó un estudio de factibilidad técnica y económica para generar y dar paso al Proyecto Integral de la Cuenca de Burgos, el cuál comenzaría en el año de 1997 con un horizonte contemplado de 16 años.

El estudio fue centrado principalmente en aumentar el grado de conocimiento de los factores que controlan la producción en los campos, identificar mejores oportunidades con la finalidad de reactivar las reservas e incorporar volúmenes adicionales mediante la optimización de las prácticas operativas y estimar el potencial total de la cuenca.

Se analizó la posibilidad comercial, técnica, financiera y económica para revitalizar las reservas probadas de 40 de los principales campos en producción, lograr la producción de las reservas probables de 8 campos no desarrollados e incorporar producción a partir de reservas potenciales.

Se aplicaron metodologías de planeación operacional y de administración de yacimientos; se incorporó tecnología de punta en prospección geológica, sísmica; y se realizaron prácticas anuales en terminación de pozos.

El estudio de factibilidad resulto positivo en el año de 1996 al pasar de una producción promedio de 238.3 a 386.2 MMpcd en dos años, por lo que el PICB se implementó en 1997 lográndose las producciones de:

AÑO	PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN MMpcd
1997	486.9
1998	735.3
1999	970.8
2000	1,003.1
2001	989.7
2002	1,006.9
2003	1,030.7
2004	1,094.5

Tabla 5.9 Resultados Anuales Promedio de Producción

En 1999 se autorizó al proyecto en materia de impacto y riesgo ambiental dando paso al desarrollo propuesto para la cuenca de burgos del año 2000 a 2012.

En el año 2003 se dio una nueva propuesta para el PICB 2004-2022 abarcando un área de estudio de 40,294.34 km², con el principal objetivo de incrementar el potencial productivo de la cuenca, maximizando el valor económico por medio del desarrollo de programas dirigidos a:

- Continuar el desarrollo de campos con importantes cantidades en reservas probadas y probables.
- Aprovechamiento de las nuevas áreas parcialmente desarrolladas en base al trabajo en equipos multidisciplinarios y apoyo de asesorías especializadas.
- Llevar a cabo un plan agresivo de exploración mediante la perforación de 6,227 prospectos.
- Mejorar el conocimiento geológico y geofísico por medio de la actividad exploratoria que se lleve a cabo.
- Evaluar el potencial gasífero remanente por medio de la certificación de reservas.
- Garantizar la confiabilidad de las predicciones de producción por medio de una caracterización integral de los campos.
- Asegurar la operación y mantenimiento de los campos en producción, en un entorno de seguridad y respeto al medio ambiente.

Todo esto con la realización de obras en los años 2004 al 2011 en 12,541 hectáreas para realizar actividades de prospección sísmológica 2D y de 24,439 hectáreas para prospección sísmológica 3D.

Para los años 2004 a 2022 el desarrollo de 13,657 obras divididas en 6,493 pozos exploratorios y de desarrollo, infraestructura de producción (943 estaciones de recolección y compresión, 154 sistemas de inyección, trasiego y plantas deshidratadoras), 5,897 ductos terrestres como líneas de descarga, 230 gasoductos y gasolinoductos.

5.4.3 Exploración

Prospección sísmológica 2D y 3D

La adquisición sísmica bidimensional y tridimensional será aplicada con el método de punto de reflejo común y se utilizarán como fuente de energía para la generación de ondas vibratorias o explosivos y así poder adquirir datos con un buen grado de interpretación y apoye la identificación de prospectos exploratorios susceptibles de contener gas.

En la figura 5.26 se muestra la red de eventos que se llevarán a cabo en la prospección sísmológica.

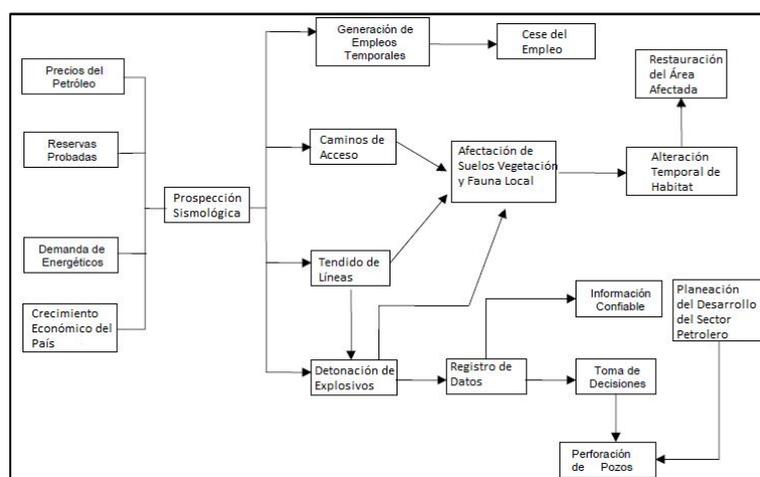


Figura 5.26 Red de Eventos en la Prospección Sísmológica²⁶

Las inversiones exploratorias requeridas para el proyecto son:

CONCEPTO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2028
Inversión Exploratoria	1,795	3,361	5,775	5,482	4,079	1,178	3,010	3,231	71,604
Estratégica	1,657	3,170	5,465	5,218	3,854	1,069	2,830	2,991	66,580
Pozos	1,159	2,629	4,258	2,995	2,871	617	2,303	2,422	56,421
Sísmica	454	484	1,108	2,079	868	394	437	447	7,719
Estudios	44	57	99	144	115	59	90	122	2,440
Operacional	138	191	310	265	226	109	180	240	5,024

Tabla 5.10 Inveriones Necesarias en Exploración

5.4.4 Desarrollo y Explotación

En el desarrollo de pozos se tienen contempladas la instalación de plataformas y áreas necesarias para la localización de pozos, maniobras y operación del equipo de perforación, reparación y terminación.

Se tiene proyectada la construcción de obras relacionadas con los pozos como: prospección sísmológica, ductos terrestres, estaciones de recolección y compresión, los cuales tienen una fuerte relación con las obras de pozos.

Después de la instalación o rehabilitación de la plataforma se dará paso a la instalación del equipo de perforación e intervención del pozo siguiendo un programa de operación en la perforación, terminación, fracturamiento, diseño de la tubería de explotación, cementación de la tubería de explotación, evaluación de la cimentación, técnica de disparos, limpieza y medición de los pozos.

En la figura 5.27 se muestra la red de eventos que se llevarán a cabo en el desarrollo de los pozos.

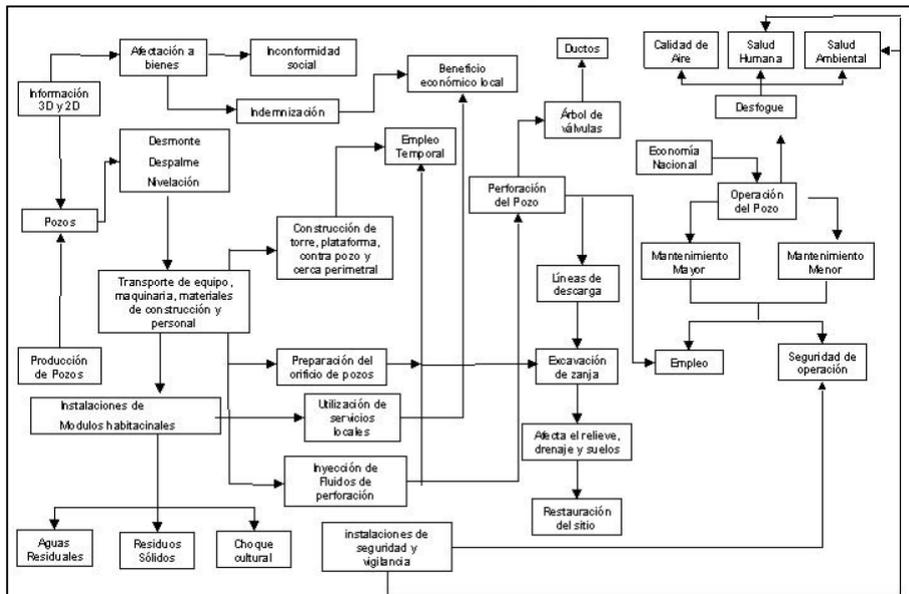


Figura 5.27 Red de Eventos en el Desarrollo de Pozos²⁶

En la figura 5.28 se muestra la red de eventos que se llevarán a cabo en la construcción de ductos.

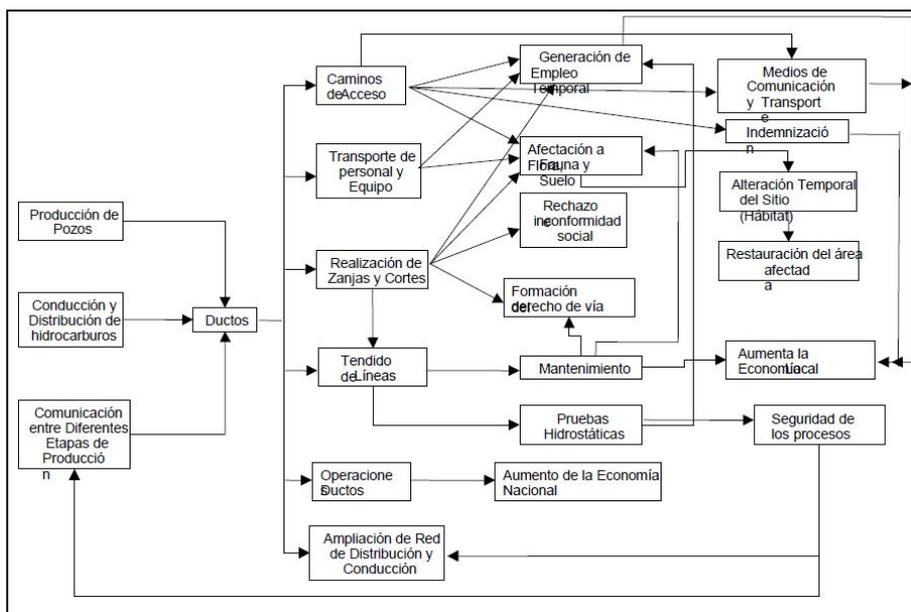


Figura 5.28 Red de Eventos para la Construcción de Ductos²⁶

En la figura 5.29 se muestra la red de eventos para el desarrollo de una estación de recolección de gas.

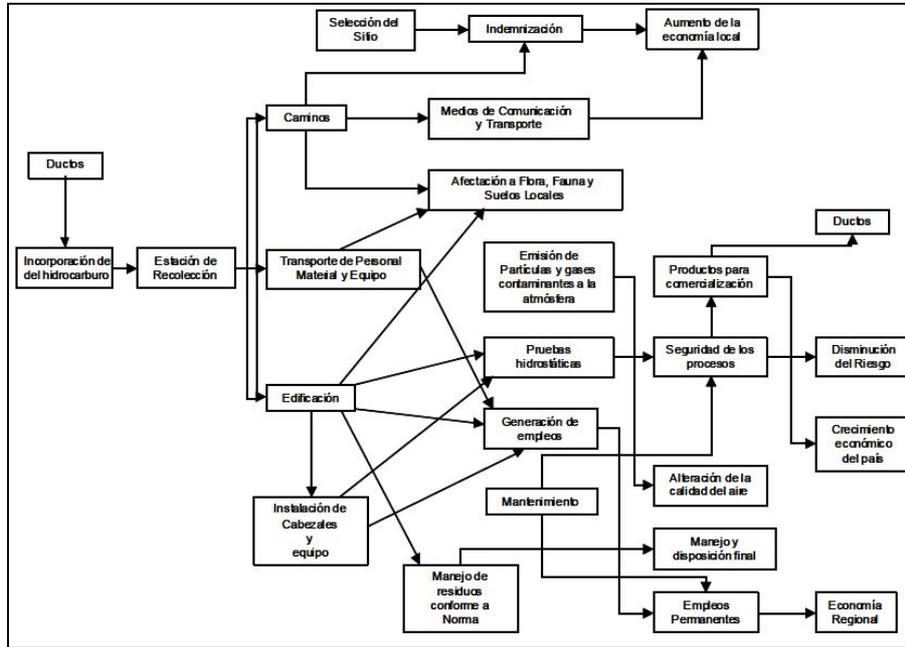


Figura 5.29 Red de Eventos para el Desarrollo de una Estación de Recolección de Gas²⁶

En la figura 5.30 se muestra la red de eventos para el desarrollo de una estación de compresión.

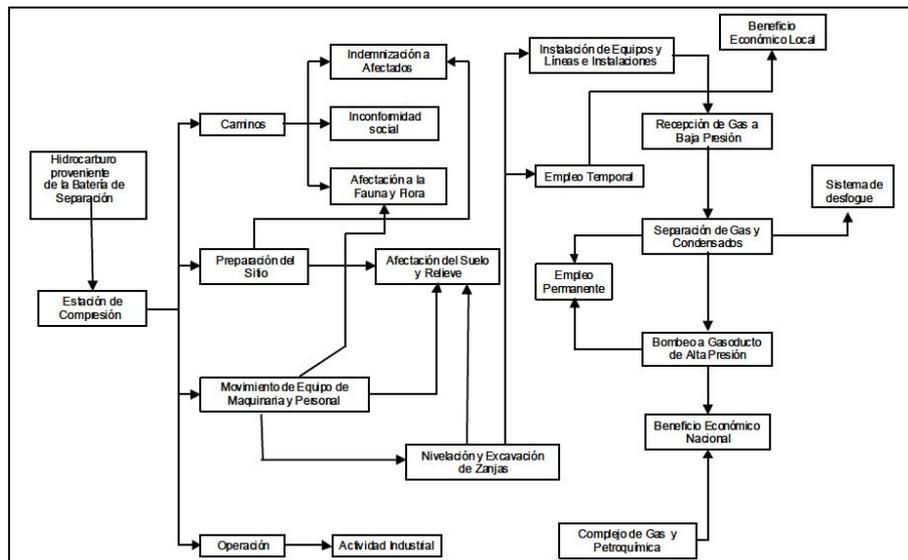


Figura 5.30 Red de Eventos para el Desarrollo de Una Estación de Compresión²⁶

En la figura 5.31 se muestra la red de eventos para llevar a cabo el proceso de desarrollo de inyección de agua congénita.

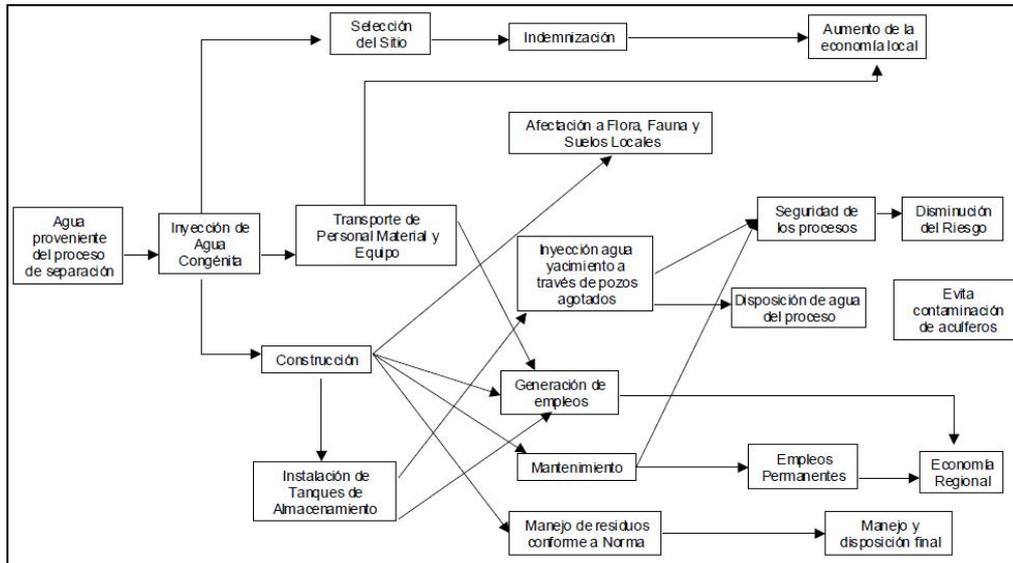


Figura 5.31 Red de Eventos para el Desarrollo de Inyección de Agua Congénita²⁶

Las inversiones de explotación requeridas para el proyecto son:

AÑO	INVERSIÓN EN MMP	GASTO DE OPERACIÓN EN MMP
2011	25,372	4,302
2012	20,533	4,203
2013	14,457	3,728
2014	12,399	3,294
2015	12,089	3,052
2016	11,252	2,909
2017	8,824	2,640
2018	6,722	2,148
2019	4,016	1,445
2020	3,808	1,033
2021	3,543	715
2022	3,361	500
2023	3,297	362
2024	3,161	291
2025	3,199	237

Tabla 5.11 Inveriones Necesarias en Explotación

5.4.5 Conclusiones

La producción proyectada a partir del año 2011 fue de:

AÑO	Qo en Mbpd	Qg en MMpcd
2011	22	1,640
2012	22	1,611
2013	19	1,414
2014	17	1,248
2015	16	1,155
2016	15	1,099
2017	14	1,008
2018	12	820
2019	9	546
2020	6	386
2021	4	260
2022	3	176
2023	2	122
2024	1	94
2025	1	72
Total	60 MMb	4253 MMMpc

Tabla 5.12 Producción Proyectada del Año 2011 al 2025

En la siguiente tabla se puede ver que la proyección estimada es muy cercana a las cifras del histórico de producción revelado por PEMEX.

AÑO	PROYECCIÓN EN MMpcd	REAL EN MMpcd
2011	1,640	1,344.1
2012	1,611	1,269.2
2013	1,414	1,286.6
2014	1,248	1,220.9

Tabla 5.13 Comparación entre la Proyección y la Producción Real

La producción promedio por día que se ha obtenido ha obtenido a partir del estudio de factibilidad en el año de 1993 hasta el presente se puede observar en la siguiente tabla y la figura 5.32, las cuales muestran lo favorable que resultó el proyecto integral cuenca de burgos hasta el año 2007 donde comienza un ligero declive en la producción el cual resulta remediado por un lapso de 3 años para después volver a la declinación hasta el día de hoy.

AÑO	GAS ASOCIADO MMpcd	GAS NO ASOCIADO MMpcd
1993	N/D	215.2475
1994	N/D	238.2994
1995	N/D	301.9599
1996	N/D	386.2096
1997	N/D	486.8984
1998	N/D	735.3395
1999	N/D	970.7931
2000	N/D	1003.123
2001	N/D	989.6608
2002	N/D	1006.905
2003	N/D	1030.689
2004	N/D	1094.502
2005	N/D	1217.251
2006	N/D	1330.272
2007	N/D	1411.776
2008	N/D	1382.67
2009	N/D	1515.22
2010	19.37633	1458.99
2011	33.62341	1310.478
2012	63.74234	1205.515
2013	110.3958	1176.236
2014	67.23362	1153.744

Tabla 5.14 Producción Promedio a Partir del Estudio de Factibilidad

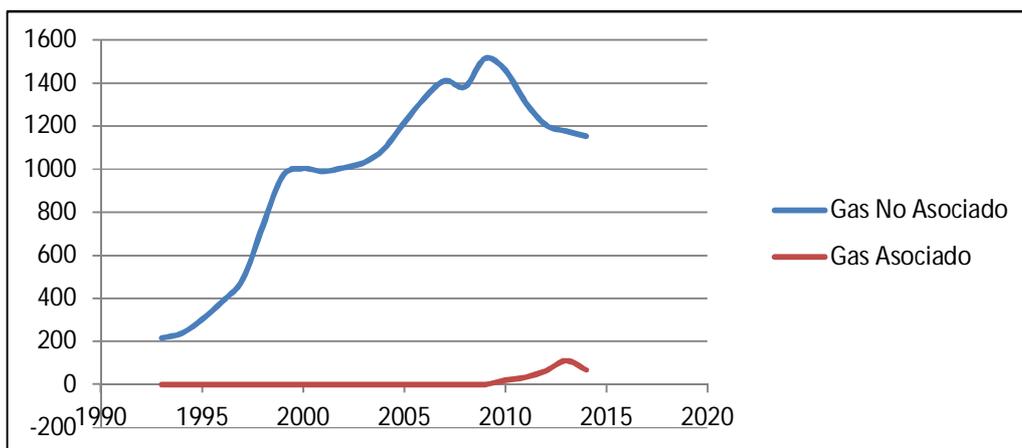


Figura 5.32 Producción Promedio Anual

CONCLUSIONES

- La experiencia en campo ha demostrado que los hitos tecnológicos que se han implementado en los pozos del Activo Integral Burgos son parte fundamental en el mantenimiento de la producción de estos, bajo esquemas en los que la extracción sea al ritmo que se requiere dadas las necesidades y ampliando de la forma más posible el incremento de las reservas a explotar.
- Para poder poner en práctica las nuevas tecnologías siempre será necesario recopilar toda la información posible de los pozos y las zonas que se encuentren involucradas en los yacimientos a intervenir con las nuevas tecnologías y así obtener resultados satisfactorios que queden sustentados con datos exactos y precisos para su manejo normal a futuro.
- Es importante saber las tecnologías que existen para solucionar los problemas que se presentan en los yacimientos y posteriormente en los pozos de gas tal como lo es la presencia de líquidos o la baja permeabilidad de la formación, para así poder tomar una decisión sobre cuál es la que se adaptaría mejor a la solución propuesta.
- Uno de los principales objetivos en la explotación de las reservas de gas es que se obtenga la mayor rentabilidad puesto que los precios del gas no favorecen en la investigación, innovación y puesta en práctica de tecnologías que den mejores resultados, es así que como ingenieros siempre se debe de buscar las alternativas que nos puedan dar los equipos con los que se cuenta e implementar sus funciones.
- Con estas tecnologías se busca maximizar el factor de recuperación en los pozos de gas que presenten problemas, para así seguir teniendo esos factores de recuperación en gas tan elevados.
- Es adecuado seguir investigando los distintos tipos de tecnologías que se utilizan en nuestro país y a nivel mundial y darle seguimiento a estas, ya que si se pretenden seguir extrayendo hidrocarburos en nuestro país no se deben dejar a un lado, no solo en materia de producción, si no en la exploración y en la perforación de los campos y todas las subramas que de ellas emanen, para hacer nuestra industria más productiva.
- La forma más recomendada de explotar el gas siempre será sin hacer daño o modificación alguna al yacimiento por lo menos hasta agotar las formas en que pueda ser así por medio de sistemas artificiales, posteriormente será necesario entrar con sistemas no convencionales tales como el fracturamiento hidráulico que además de que involucra un alto costo genera repercusiones ambientales y de salud.
- Esta recopilación se realizó con la finalidad de que exista más bibliografía en español sobre los distintos tipos de tecnologías que existen, así como de generalidades del gas natural, esto es de mucha ayuda para las generaciones posteriores.

- Se eligió la Cuenca de Burgos ya que es la más importante cuenca de gas no asociado del país además de tener un valor agregado por pertenecer al play Eagle Ford el cual se encuentra entre los yacimientos no convencionales más importantes del mundo.
- Se llegó a la conclusión de que la mejor práctica implementada en el activo es la que mejor se adecue a las circunstancias, principalmente económicas, ya que como se mencionó el servicio de fracturamiento hidráulico con Dióxido de Carbono (CO₂) es una alternativa viable que permite explotar en forma comercial aquellos yacimientos de baja permeabilidad y presiones anormalmente bajas; pero si no se cuenta con el capital para realizar el servicio se tiene que optar por apoyarse e implementar una solución con la infraestructura que se tiene, como el caso de que la válvula de seguridad se adecuó como válvula motora y el pozo se estimuló con su propia energía, aunque su gran inconveniente de este, es que queda sin protegerse la línea de descarga en cualquier evento de baja o alta presión por lo que aplica solo a pozos de baja presión.
- Las tecnologías que se presentaron aportaron una gran mejoría en la producción de las reservas de hidrocarburos, siendo el fracturamiento hidráulico con CO₂ la que más impacto mostró pues a pesar de que la inclusión de sarta de velocidad y la modificación de la válvula de seguridad aportaron un alto incremento el fracturamiento tuvo una mayor producción acumulada en un año.

NOMENCLATURA

- C1	Metano.
- C2	Etano.
- N2	Nitrógeno.
- C3	Propano.
- iC4	Isobutano.
- nC4	Normal butano.
- iC5	Isopentano.
- nC5	Normal pentano.
- C6	Hexano.
- C3 a C6	Gases Pesados.
- C7+	Heptano y Compuestos más Pesados.
- N ₂	Nitrógeno.
- H ₂	Hidrógeno.
- H ₂ S	Ácido Sulfhídrico.
- CO ₂	Dióxido de Carbono.
- EIA	Administración de Información Energética.
- PICB	Proyecto Integral Cuenca de Burgos.
- PEP	Pemex Exploración y Producción.
- UOPR	Unidad Operativa de Perforación Reynosa.
- CPG	Complejo Procesador de Gas.
- SAP	Sistemas Artificiales de Producción.
- VSP	Perfil Sísmico Vertical.
- MWD	Mesure While Drilling.
- LWD	Logging While Drilling.
- SIP	Sistema Integral de Producción.
- TR	Tubería de Revestimiento.
- TP	Tubería de Producción.
- TF	Tubería Flexible.
- BHP	Presión de Fondo.
- BGC	Compresor de Viga.
- ARI	Apuntalante de Resistencia Intermedia.
- 1P	Reservas Probadas.
- 2P	Reservas Probables.
- 3P	Reservas Posibles.
- VPN	Valor Presente Neto.
- ppm	Partes Por Millón.
- mD	MiliDarcies.
- ϵ_3	Factor de Ajuste de Wichert y Aziz.
- ΔT	Incremento de Tiempo.
- P _i	Presión Inicial.
- P _b	Presión de Saturación.
- T _c	Temperatura Crítica.
- B _g	Factor de Volumen el Gas.
- Bo _i	Factor de Volumen inicial del Aceite.
- BN	Barriles Normales de Crudo.
- PCN	Pies Cúbicos Normales de Gas.
- scf	Pies Cúbicos Estándar.

- STB	Barriles a Condiciones Estándar.
- BTU	British Thermal Units.
- RGA	Relación Gas-Aceite.
- RGAi	Relación Gas-Aceite Inicial.
- Rs	Relación de Solubilidad.
- COT	Contenido Total Orgánico.
- Ro	Reflectancia de Vitrinita Equivalente.
- GNV	Gas Natural Vehicular.
- LGN	Líquidos del Gas Natural.
- Ro	Reflectancia de Vitrinita Equivalente.
- bbl	Barriles.
- Mb	Miles de Barriles.
- MMMbpce	Miles de Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente.
- bcf	Billones de Pies Cúbicos.
- MMscfd	Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día.
- MMpcd	Millones de Pies Cúbicos por Día.
- MMMpc	Mil Millones de Pies Cúbicos.
- MBpc	Mil Billones de Pies Cúbicos.
- tpc	Tera Pie Cúbico.
- TPC	Trillones de Pies Cúbicos.
- td	Toneladas Diarias.
- MMP	Miles de Millones de Pesos.
- YC	Yacimiento Convencional.
- YNC	Yacimiento No Convencional.

BIBLIOGRAFIA

- Samuel Eguiluz de Antuñano, Sinopsis de la Cuenca de Burgos, noreste de México; producción y recursos petroleros, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Volumen 63, núm 2, 2011.
- Juan C. Gloriososo, Aquiles Rattia, Repsol, “Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas”, SPE 153004, Austria 20 -22 March 2012.
- José Rafael Valladares Manuel, “Caracterización de Yacimientos de un Pozo Productor de Gas en Aguas Profundas del Golfo de México”, Ciudad Universitaria México DF 2010.
- Germán Vargas Ramírez y Jorge Luis Morales De La Mora, “Bombeo Electro-Reciprocante Una Alternativa de Levantamiento Artificial”, Ciudad Universitaria México DF 2014.
- Zoback M. “Reservoir Geomechanics”. Cambridge University Press. Nueva York. 2007.
- Efraín E. Barberii, Petróleos de Venezuela, S.A. Programa de Educación Petrolera “El Pozo Ilustrado”, PDVSA, Programa de Educación Petrolera, 1998.
- Enrique Vargas León e Ivan Reyes Huerta, “Aplicación del Dispositivo Mejorado de Patrón de Flujo Tipo Venturi para la Optimización de la Producción de Pozos de Gas”, Ciudad Universitaria México DF 2012.
- José Antonio Torres Lara y Andrea Elena Turrubiate Munguía, “Ecuación General de Balance de Materia y una Herramienta Computacional para sus Cálculos”, Ciudad Universitaria México DF 2007.
- Rafael Rodríguez Nieto, “Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos”, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra 1975.
- Pemex Exploración y Producción subdirección de exploración, “Provincia Petrolera Burgos” versión 20, 2013.
- Carmona Torres Diana Gabriela y Fernández Sánchez Victor Ivan, “Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros”, Ciudad Universitaria México DF 2014.
- Martínez Gómez Juana Estefanie y Bastos Reyes Gelbert Renee, “Método de Producción para Pozos de Gas Depresionados con Carga de Líquidos”, Ciudad Universitaria México DF 2009.
- Lee, J., Wattenbarger R. A., Gas Reservoir Engineering, SPE Textbook Series Vol. 5, Richardson Texas, 1996.
- McCain William D., The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1990.
- Becerra Zepeda, Mario. Apuntes de la Materia Ingeniería de Yacimientos de Gas. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2014
- E. Guzmán, A, Yañez Mondragón M, “The Rejuvenation of Two Gas Basins in Mexico: Burgos and Veracruz”, SPE 39839, Marzo de 1998.
- Lucero Aranda, F. J. Manejo de pozos de gas, Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, Tema VII. 2011
- Arévalo Villagrán, Jorge A. Metodología para Caracterizar Yacimientos de Gas – Convencionales y No Convencionales; Casos de Campo, Especialidad de ingeniería petrolera, 2011

- Pérez M. D. 1984. Importancia del Conocimiento Geológico de los Yacimientos Petrolíferos Para Su Mejor Explotación, Rev. Instituto Mexicano del Petróleo.
- Morales Mtz., Otoniel, Dr. Miso Solesa, Martínez G., José Luis, (Schlumberger), De la Mora Mejía Leticia, De la Vega Pérez, Eddi, (PEMEX, activo integral Burgos), Solución Integral para Tratar el Problema de carga de Líquido en Pozos de Gas del Activo Burgos. 2006
- Amyx, J.W.: Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties. McGraw-Hill Book Co. Inc. USA, NY. 1961.
- González García, David, “Ecuaciones de Balance de Materia y Métodos Volumétricos para Yacimientos de Gas”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM, 2011.
- Silva López, Pedro, Desarrollo Técnico y Tecnológico en PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, Academia de Ingeniería, Febrero 2012.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, Documento Técnico 2 (DT-2) La tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos, Diciembre 2011.
- PEMEX, Registros Geofísicos, México.
- Ortiz Camargo, José L., “Potencial del Gas Natural en México”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM, 2014.
- Del Ángel, A. K., “Gestión Integral de la medición de hidrocarburos”. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería. UNAM 2012.
- PEMEX – Exploración y Producción, Subdirección Región Norte, Activo Integral Burgos, “Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022”.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Dictamen del Proyecto Integral Burgos”, Enero 2012.

REFERENCIAS

1. PEMEX Exploración y Producción, “Provincia Petrolera Burgos” versión 2, 2013.
2. Juan C. Gloriososo, Aquiles Rattia, Repsol, “Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas”, SPE 153004, Austria 20 -22 March 2012.
3. McCain, W. “The Properties of the Petroleum Fluids”. Gulf Publishing Co. 1988.
4. <http://notasdegeodesia.blogspot.mx/2010/08/perfil-sismico-vertical-vsp.html>
5. José Rafael Valladares Manuel, “Caracterización de Yacimientos de un Pozo Productor de Gas en Aguas Profundas del Golfo de México”, UNAM, México D.F., 2010.
6. Carmona Torres Diana Gabriela, Fernández Sánchez Victor Ivan, “Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros”, UNAM FI, 2014.
7. Samuel Eguluz de Antuñano, “Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros”, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Volumen 63 Num 2, 2011.
8. Carlos Eduardo Estupiñan Lopez, Leidy Carolina Cardozo Guzmán, “Comportamiento de la producción de un yacimiento de gas condensado basado en el análisis de sus curvas de declinación”, 2011.
9. José Antonio Torres Lara, Andrea Elena Turrubia Munguía, “Ecuación de Balance de Materia y una Herramienta Computacional”, UNAM FI, 2007.
10. <http://www.fisicanet.com.ar/fisica/elasticidad/ap1/hooke02.gif>
11. Gómez Cabrera José Ángel, “Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie”, Facultad de Ingeniería UNAM México D.F. Junio 1986.
12. “Procedimientos para la Instalación de Estaciones de Recolección de Gas, PEMEX Distrito Reynosa”, Universidad Veracruzana.
13. Jetzabeth Ramírez Sabag, “Productividad de Pozos Petroleros”, UNAM, FI.
14. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx
15. Iván Javier Téllez Velázquez, “Nuevos Modelos Para el Análisis del Pistón Viajero”, Tesis UNAM, Facultad de Ingeniería, 2012.
16. <https://yummyko.files.wordpress.com/2010/02/dibujo.jpg>
17. <https://yummyko.files.wordpress.com/2010/02/2.jpg>
18. Juana Estefanie Martínez Gómez, Gelbert Renee Bastos Reyes, “Método de Producción para Pozos de Gas Depresionados con Carga de Líquidos”, UNAM, México D.F., Marzo 2009.
19. Juan Dupré, Raúl Giérega, René Segura, Pablo Cabral, Pedro Constanza, Martín Donino, Luis Mardones, Alejandro Suriano, “Aplicación de Productos Químicos Empleando la Tecnología de Capilar en el Yacimiento Loma a Lata.
20. Germán Vargas Ramírez, Jorge Luis Morales de la Mora, “Bombeo Electro-Reciprocante una Alternativa de Levantamiento Artificial”, Tesis UNAM, México D.F. 2014.
21. J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, and Mark Layne, SPE, ALL Consulting, “Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs”, SPE 121038, USA, 23-25 March 2009.
22. Efraín E. Barberii, “El pozo Ilustrado”, Ediciones de Lagoven S.A., Caracas 1998.

23. Felipe Eleazar Reyes Delgado, Crescenciano Pérez Hernández, “Fracturamiento Hidráulico con Dióxido de Carbono (CO₂)”, Revista Ingeniería Petrolera AIPM Vol 49 Num 12 pp 16-33, Diciembre 2009.
24. Ubaldo Sanchez Nicolás, Carlos A. Gonzalez Romero, “Optimización Mediante Sistemas No Convencionales, Campo Arcabuz 6”, Revista Ingeniería Petrolera AIPM Vol 51 Num 9pp 32-40, Septiembre 2011.
25. Jesús Guerra Abad, Claudio Nieto García, “Sartas de Velocidad Para Mantener Flujo Continuo en Pozos de Gas con Carga de Líquidos”, Revista Ingeniería Petrolera AIPM Vol 54 Num 9 pp 511-524, Septiembre 2014.
26. PEMEX – Exploración y Producción, Subdirección Región Norte, Activo Integral Burgos, “Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022”.
27. PEMEX – Gerencia.
28. Enrique Vargas León e Ivan Reyes Huerta, “Aplicación del Dispositivo Mejorado de Patrón de Flujo Tipo Venturi para la Optimización de la Producción de Pozos de Gas”, Ciudad Universitaria México DF 2012.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Triángulo de Recursos para el Gas Natural ²	16
Figura 1.2 Diagrama de Fase P vs T para una Sustancia Pura ³	17
Figura 1.3 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento ³	18
Figura 1.4 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento ³	19
Figura 1.5 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Gas y Condensado ³	20
Figura 1.6 Diagrama de Fases para un Yacimiento de Gas Húmedo ³	20
Figura 1.7 Diagrama de Fases de un Yacimiento de Gas Seco ³	21
Figura 1.8 Envoltente de Fases Típica de los Fluidos ⁹	21
Figura 1.9 Factor de Volumen del Gas con Respecto a la Presión en el Yacimiento ³	23
Figura 2.1 Diferencias entre un Estudio de Yacimientos: Aproximación Tradicional y Aproximación Integral ⁶	30
Figura 2.2 Etapas de una Caracterización Integral de Yacimientos ⁶	30
Figura 2.3 Aspectos Generales de la Caracterización Geológica ⁶	32
Figura 2.4 Sección Sísmica donde se Muestran Fallas ⁷	33
Figura 2.5 Esquema de Adquisición Sísmica ⁴	34
Figura 2.6 Esquemas de Adquisición de un VSP ³⁰	34
Figura 2.7 Esquema de Adquisición VSP 3D ³⁰	35
Figura 2.8 Monitoreo de fracturamiento hidráulico ³⁰	35
Figura 2.9 Metodología del Proceso ⁵	41
Figura 2.10 Comportamiento de las Curvas de Declinación ⁸	43
Figura 2.11 Efecto de Módulo de Young en Formación ¹⁰	49
Figura 2.12 Cambio en la Envoltente de Fase por el Abatimiento de la Presión en el Yacimiento ²⁸	52
Figura 2.13 Cambio de la Composición del Gas Durante la Producción ²⁸	53
Figura 2.14 Saturación y Movilidad en una Prueba de Decremento de Presión en un Yacimiento de Gas y Condensado ²⁸	53
Figura 2.15 Comportamiento del Gas y Condensado Durante la Producción ²⁸	54
Figura 2.16 Comportamiento del Agua Condensada respecto a la Presión Estática del Yacimiento ²⁸	54
Figura 2.17 Comportamiento del Gasto de Gas Crítico con Respecto a la Presión en la Cabeza del Pozo ²⁸	55
Figura 2.18 Modelo del Movimiento de Arrastre de Partículas ²⁸	56
Figura 2.19 Gráfica con la que se Puede Encontrar el Gasto Crítico para Remover Agua e Hidrocarburos Condensados ²⁸ a las Condiciones de $z= 0.9$, $T= 60$ °F, $\sigma_{\text{hidrocarburos condensados}}=20$ (dina/cm), $\sigma_{\text{agua}}= 60$ (dina/cm) y $\gamma_r= 0.6$	58
Figura 2.20 Transición de Flujo Niebla-Flujo Anular-Flujo Bache-Flujo Burbuja en Base al Decremento de la Velocidad de Flujo del Gas ²⁸	59

Figura 3.1 Sistema Integral de Producción.....	62
Figura 3.2 Visión General de Instalaciones Superficiales Para la Producción de Petróleo y Gas	64
Figura 3.3 Árbol de Válvulas ¹¹	65
Figura 3.4 Sistema de Recolección Ideal para Terreno con Declive Uniforme ¹¹	68
Figura 3.5 Medios de Control para Regular la Presión ¹¹	69
Figura 3. 6 Disposición del Equipo para Controlar el Volúmen y la Presión del Gas Entregado por un Pozo o una Línea de Recolección de Gas ¹¹	69
Figura 3.7 Módulo Recolector de Gas ¹²	72
Figura 3.8 Regulación ¹²	73
Figura 3.9 Separadores Trifásicos ¹²	73
Figura 3.10 Tubos de Medición ¹²	74
Figura 3.11 Registradores de Flujo ¹²	74
Figura 3.12 Estación Recolectora de 25 MMpcd ¹²	83
Figura 3.13 Estación Recolectora de 50 MMpcsd (1er Tipo) ¹²	84
Figura 3.14 Estación Recolectora de 50 MMpcsd (2º Tipo) ¹²	84
Figura 3.15 Estación Recolectora de 50 MMpcsd (3er Tipo) ¹²	85
Figura 4.1 Aplicación de Tecnologías a lo largo de la historia de Producción	93
Figura 4.2 Cambios Representativos a lo largo de la Historia de Producción	96
Figura 4.3 Comparativo del Histórico de producción de Gas Natural.....	108
Figura 4.4 Representación Gráfica de un Pozo sin Energía Suficiente para Fluir a Superficie ¹³	112
Figura 4.5 Sarta de Velocidad ¹⁴	115
Figura 4.6 Ciclo de Operación del Émbolo Viajero ¹⁵	117
Figura 4.7 Esquema del Efecto Bernoulli ¹⁶	121
Figura 4.8 Esquema del Efecto Venturi ¹⁷	122
Figura 4.9 Válvula Motora ¹⁸	122
Figura 4.10 Compresor a Boca de Pozo ¹⁸	123
Figura 4.11 Empacador Roscado ¹⁹	124
Figura 4.12 Empacador Bridado ¹⁹	125
Figura 4.13 Arreglos de Fondo ¹⁹	126
Figura 4.14 Lanzador de Barras Espumantes ¹⁸	127
Figura 4.15 Introducción de una Barra Espumante a un Pozo ²⁰	128
Figura 4.16 Etapas de un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico ²¹	131
Figura 4.17 Composición del Fluido Fracturante Cargado con Apuntalante ²¹	132
Figura 4.18 Disposición de los Elementos para Succionar ²²	134
Figura 5.1 Esquema de un Equipo para Bombeo de CO ₂ ²³	137
Figura 5.2 Aforo Post-Fractura (Etapa de Limpieza) ²³	138
Figura 5.3 Geometría de la Fractura ²³	139
Figura 5.4 Aforo Post-Fractura ²³	140
Figura 5.5 Producción Acumulada y Producción Mensual (Post-Tratamiento) ²³	141
Figura 5.6 Geometría de la Fractura ²³	142
Figura 5.7 Aforo Post-Fractura ²³	142
Figura 5.8 Producción Acumulada y Producción Mensual (Post-Fracturamiento) ²³	143

Figura 5.9 Pozo Arcabuz 576, Trabajo Manual ²⁴	145
Figura 5.10 Conexión de la Instrumentación ²⁴	145
Figura 5.11 Conexión de la Instrumentación ²⁴	146
Figura 5.12 Pozo Arcabuz 576 con Válvula de Seguridad Trabajando en Forma de Motora ²⁴	147
Figura 5.13 Pozo Arcabuz 576, la Estimulación de la Válvula de Seguridad Empieza a Tener Efecto en el Comportamiento del Pozo ²⁴	147
Figura 5.14 Ubicación Campo Picadillo ²⁵	151
Figura 5.15 Producción Normalizada en Pozos Picadillo sin Sarta de Velocidad ²⁵	152
Figura 5.16 Análisis de Producción de Pozos con Sarta y sin Sarta ²⁵	152
Figura 5.17 Análisis de Producción de Pozos con Sarta ²⁵	153
Figura 5.18 Distribución de Sarta de Velocidad en el Campo ²⁵	153
Figura 5.19 Localización de la Cuenca de Burgos ¹	155
Figura 5.20 Geometría Estratigráfica y Estructural ¹	155
Figura 5.21 Sistemas Petroleros ¹	156
Figura 5.22 Áreas en las que se estructuró la Cuenca de Burgos ²⁷	157
Figura 5.23 Cantidad Molar en el Análisis Cromatográfico en Área Oriental	158
Figura 5.24 Cantidad Molar en el Análisis Cromatográfico en Área Central	159
Figura 5.25 Cantidad Molar en el Análisis Cromatográfico en Área Occidental	160
Figura 5.26 Red de Eventos en la Prospección Sismológica ²⁶	164
Figura 5.27 Red de Eventos en el Desarrollo de Pozos ²⁶	165
Figura 5.28 Red de Eventos para la Construcción de Ductos ²⁶	165
Figura 5.29 Red de Eventos para el Desarrollo de una Estación de Recolección de Gas ²⁶	166
Figura 5.30 Red de Eventos para el Desarrollo de Una Estación de Compresión ²⁶	166
Figura 5.31 Red de Eventos para el Desarrollo de Inyección de Agua Congénita ²⁶	167
Figura 5.32 Producción Promedio Anual	169

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Tipos de Cuencas	11
Tabla 3.1 Baterías de Separación de Acuerdo a la Presión de Operación	75
Tabla 3.2 Capacidad en Plantas de Proceso del Complejo Procesador de Gas Reynosa.....	82
Tabla 3.3 Presión y Temperatura en Estaciones de Baja Presión.....	85
Tabla 3.4 Presión y Temperatura en Estaciones de Alta Presión	86
Tabla 4.1 Necesidades y Retos en el Activo Integral Burgos.....	88
Tabla 4.2 Retos Tecnológicos para la explotación de Shale Gas	90
Tabla 4.3 Impactos Debido a las Tecnologías Empleadas.....	93
Tabla 4.4 Tecnologías Clave en el Desarrollo de la Industria Petrolera	107
Tabla 5. 1 Resultados en los Pozos Intervenidos.....	137
Tabla 5.2 Análisis Económico en la Instalación de una Valvula Motora Nueva	148
Tabla 5.3 Pozos que Produjeron con TP 2 7/8"25	151
Tabla 5.4 Producción de Pozos sin Sarta de Velocidad 1 3/4"25	151
Tabla 5.5 Cromatografía Promedio en el Area Oriental,Central y Occidental.....	157
Tabla 5.6 Propiedades en el Área Orinetal	158
Tabla 5.7 Propiedades en el Área Central.....	159
Tabla 5.8 Propiedades en el Área Occidental.....	161
Tabla 5.9 Resultados Anuales Promedio de Producción	163
Tabla 5.10 Inveriones Necesarias en Exploración	164
Tabla 5.11 Inveriones Necesarias en Explotación.....	167
Tabla 5.12 Producción Proyectada del Año 2011 al 2025	168
Tabla 5.13 Comparación entre la Proyección y la Producción Real	168
Tabla 5.14 Producción Promedio a Partir del Estudio de Factibilidad	169