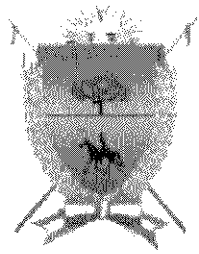


0/H.22214 e Filadelfo
DIIc

43090



PROVINCIA DE LA PAMPA

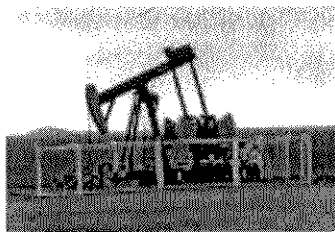
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

**CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA
PETROLERA**

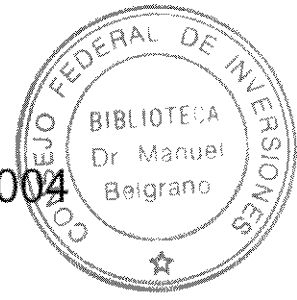
MANUAL DE PROCEDIMIENTOS

**APLICABLE AL CONTROL PROVINCIAL SOBRE SUS
ÁREAS HIDROCARBURÍFERAS**

INFORME FINAL



Santa Rosa, noviembre del 2004



Geólogo Carlos A. Dagna

INDICE

	Pagina
1. Índice.....	2
2. Introducción.....	7
3. Convenio sobre Control Técnico Operativo.....	5
 Capítulo I	
I.1 PETRÓLEO – Conceptos generales.....	8
I.1.1 Origenes.....	8
I.1.2 Roca Madre.....	10
I.1.3 Transformación de Materia orgánica a petróleo.....	11
I.1.4 Roca almacén y Migraciones.....	11
I.1.5 Entrampamiento.....	13
I.1.6 Teoría de Engler.....	14
I.1.7 Reseña histórica.....	15
I.1.8 Composición y Tipos de petróleo.....	17
I.2.1 Prospección.....	20
I.3.1 Perforación.....	22
I.3.2 Lodos de perforación.....	24
I.3.3 Suspensión.....	25
I.3.4 Control de presión.....	26
I.3.5 Estabilización de la formación de roca expuesta.....	26
I.3.6 Flotabilidad.....	27
I.3.7 Lubricación y enfriamiento.....	27
I.3.8 Ciclo del lodo.....	28
I.4.1 Perfilaje y terminación.....	29
I.5.1 La Producción de petróleo.....	30
I.6.1 El Transporte del crudo.....	32
 Capítulo II	
II.1 SEGURIDAD – Peligros ocupacionales en la industria.....	34
II.1.1 Perforación.....	34
II.1.2 Exploración – Producción.....	36
 Capítulo III	
III.1 Procedimientos de Inspección.....	43
III.1 Producción.....	43
III.1.1 Operaciones previas a la medición de volúmenes.....	43
III.1.A Control de los volúmenes de petróleo crudo.....	44
III.1.B Muestras y ensayos.....	45
B1 Toma de muestras en tanque.....	45
B2 Determinación de sales en petróleo.....	45
B3 Determinación de porcentaje de agua por centrifugación.....	46
B4 Muestreo para hidrocarburos en agua de purga.....	46
III.1.C Ensayo de pozo.....	47

III.1.D Despacho.....	47
III.1.E Control de los Caudalímetros en sus puntos de montaje.....	48
III.1.F Medición de volumen y calidad de gas.....	49

Capítulo IV

IV.1 Medio ambiente.....	51
--------------------------	----

Capítulo V

V.1 Planillas.....	53
V.1 Pozo y Locación.....	53
V.2 Piletas.....	55
V.3 Líneas de Conducción.....	55
V.4 Agua de Producción.....	56
V.5 Formas de Disposición de Residuos.....	56
V.6 Baterías, Playas de Tanques.....	57
V.7 Caminos.....	57
V.8 Provisión de agua dulce.....	58
V.9 Productos Químicos.....	58
V.10 Aventamiento de Gas.....	58
V.10 Concentraciones y efectos del H ₂ S.....	59
V.11 Seguridad y Plan de Contingencias.....	60
V.12 Equipos de Perforación y Terminación.....	60
V.13 Condiciones Inseguras – Zonas aluvionales.....	61
V.14 Condiciones Inseguras – Registros.....	61
V.15 Modelos de Planillas.....	62
V.16 Parte Diario.....	76
V.17 Acta de Inspección.....	78
V.18 Conversión de Unidades.....	80
V.19 Cuadriculas	93

2. INTRODUCCIÓN

Se propone la implementación de un sistema de control por parte de la Provincia de La Pampa en todas las áreas que desarrollen actividades asociadas con la industria hidrocarburífera. Esto involucra un amplio espectro de tareas que se inician en los sectores bajo actividad exploratoria y aquellos que explotan hidrocarburos bajo todo tipo de sistema de desarrollo.

La importancia que la actividad adquiere a medida que los intereses productivos provinciales crecen, hace necesaria la sistematización de un control sobre el trabajo que cumpla los siguientes objetivos:

1. Fiscalizar los volúmenes de producción de hidrocarburos.
2. Certificar los movimientos de los mismos.
3. Certificar entregas para su comercialización.
4. Monitorear el comportamiento de respeto ambiental

A fin de cumplir los objetivos enumerados anteriormente, el personal asignado a la inspección deberá asumir el compromiso de recorrer diariamente las instalaciones que el correspondiente cronograma le exige, observando y registrando los eventos y detalles que surgieran del mismo.

Considerando que las operaciones se desarrollan en las proximidades de Colonia 25 de mayo, la Provincia decidió la conveniencia de coordinar la inspección mediante personal asignado por el Municipio de dicha localidad. A tal fin el 12 de Mayo del cte. año se firmó un acuerdo que renueva el compromiso asumido en fecha 27/10/1992 ratificado por Decreto 2335/92 y que fuera reemplazado con el Decreto N° 1783-31-X-02, donde se detalla el modo operativo y de control tanto en gas como en petróleo a realizar en las áreas provinciales.

La provincia de La Pampa asume el rol de Autoridad de Aplicación (AA) haciendo cumplir la legislación vigente de carácter Nacional como Provincial en el tema ambiental y las responsabilidades contractuales respecto la exploración y explotación hidrocarburífera – Ley Provincial N°1441 y Decreto N°717/91.

La inspección cotidiana será el instrumento de control sobre las áreas quedando de este modo en la AA la evaluación de lo acontecido y la decisión de todo reclamo que surja de la misma. Asimismo queda absolutamente definida la función del cuerpo de inspectores como de exclusiva supervisión y control de las actividades en las áreas y las entregas de la producción hidrocarburífera. Toda gestión que obedezca a razones operativas, incumplimientos, mejoras o propuestas, **deberá cursarse mediante la AA sin excepción.**

3. CONVENIO SOBRE EL CONTROL TECNICO OPERATIVO DE LA EXPLOTACION, EXPLORACION Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS EN LAS AREAS 25 DE MAYO – MEDANITO, EL MEDANITO, JAGÜEL DE LOS MACHOS Y LAS OPERACIONES QUE EFECTUE LA EMPRESA GAS MEDANITO SA.-

En Santa Rosa, a los 12 días del mes de mayo del 2.004, entre el Ministerio de la Producción, representado por el Dr. Ricardo Horacio Moralejo, en adelante EL MINISTERIO y la Municipalidad de 25 de Mayo, representada por el Ing. Jorge Poletti, en adelante LA MUNICIPALIDAD, acuerdan celebrar el presente convenio de colaboración que se registrá por las siguientes cláusulas:

PRIMERA: LA MUNICIPALIDAD realizará la fiscalización y control en las áreas petroleras de 25 de Mayo – Medanito, El Medanito y Jagüel de Los Machos, además de las operaciones que realiza la Empresa Gas Medanito S.A. sobre el emprendimiento industrial de remoción de ácido-sulfhídrico del gas que producen los yacimientos comprendidos en la Resolución N° 195 de la Subsecretaría de Energía de La Nación, actividad que se desarrolla en su ejido comunal.-

SEGUNDA: A los efectos de la cláusula anterior, EL MINISTERIO otorgará a LA MUNICIPALIDAD la suma anual de PESOS SETENTA Y SEIS MIL QUINIENTOS CUARENTA (\$76.540), pagaderos en 1 cuota inicial de PESOS VEINTICINCOMIL QUINIENTOS DOCE (\$25.512) a abonar en el mes de abril y 4 cuotas bimestrales de PESOS DOCE MIL SETECIENTOS CINCUENTA Y SEIS MIL (\$12.756) cada una.-

TERCERA: A fin de contribuir a dotar a LA MUNICIPALIDAD de la movilidad necesaria para el cumplimiento del presente, EL MINISTERIO le entrega en calidad de comodato el siguiente bien: Pick up marca Isuzu, cabina doble, modelo 1998, dominio CBV-170, legajo N° PU 1741, que LA MUNICIPALIDAD se obliga a conservar y destinar al fin enunciado, comunicando cualquier daño ocurrido a dicho bien.-

CUARTA: Las operaciones de control en los yacimientos se realizarán a través de la fiscalización de:

- Medición de la producción de petróleo crudo y gas natural a los efectos de la determinación de la producción.-
- Cantidad de pozos totales y en producción por yacimiento.-
- Venteos de gas por parte de las empresas explotadoras.-
- Control de los ductos, derrames de petróleo, derrames de agua de formación a tierra y/o ríos.-
- Calidad del petróleo y gas natural producidos, mediante la extracción de muestras.-
- Abandono de pozos.-
- Control del cumplimiento de las normas ambientales y ecológicas relacionadas con la actividad hidrocarburífera que establece la legislación nacional.-
- Novedades que se registren en las áreas.-
- Control de las entregas que las empresas concesionarias y/o explotadoras, realicen a las distribuidoras o a quienes las sustituya.-

Respecto de las operaciones efectuadas por la empresa Gas Medanito S.A., LA MUNICIPALIDAD deberá fiscalizar los volúmenes lavados diarios y mensuales.-

Toda la información obtenida será remitida a la Dirección de Minería dependiente de EL MINISTERIO, en forma diaria.-

QUINTA: LA MUNICIPALIDAD deberá controlar además de los aspectos citados en la cláusula precedente, aquellos que se establezcan específicamente en los distintos convenios y/o contratos que EL MINISTERIO suscriba a tales efectos, con las empresas concesionarias y/o explotadoras que se radiquen en su ejido comunal, los cuales serán remitidos a LA MUNICIPALIDAD para su conocimiento.-

SEXTA: Este convenio se suscribe por el término de un año, a partir del día 12 de mayo del dos mil cuatro y se renovará por idénticos períodos sucesivos, en forma automática, salvo manifestación contraria de las partes notificada con un plazo no menor a 30 días, sin perjuicio de preverse todos los años la afectación de los recursos presupuestarios e intervención del Tribunal de Cuentas. Asimismo ambas partes estarán facultadas para rescindir el convenio, debiendo notificar la decisión con una anticipación no menor de treinta días.-

SÉPTIMA: LA MUNICIPALIDAD asume la obligación de destinar a tres agentes de su dependencia, **con dedicación full – time**, para el cumplimiento del presente, quedando a su cargo la puesta a disposición y mantenimiento de las instalaciones edilicias necesarias a tales efectos.-

OCTAVA: Queda expresamente acordado que el Control Operativo de los yacimientos, a cargo de LA MUNICIPALIDAD, será fiscalizado por EL MINISTERIO a través del personal técnico que al efecto designe, los que tendrán amplias facultades para requerir toda la información que consideren pertinente.-

NOVENA: El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones asumidas por las partes facultará a las mismas a rescindir el presente convenio.-

DECIMA: En virtud de la suscripción del presente, las partes designan los siguientes domicilios especiales: EL MINISTERIO en su despacho del Tercer Piso, Casa de Gobierno y LA MUNICIPALIDAD en Av. Figueroa Alcorta 536 de Colonia de 25 de Mayo, La Pampa.-

En prueba de conformidad se firma el presente convenio en el lugar y fecha arriba indicados.-

CAPITULO I

I.1 PETROLEO

Conceptos Generales

I.1.1 ORÍGENES

El petróleo es el fluido más abundante en la corteza terrestre, después del agua. Sin embargo, nadie conoce con exactitud su real naturaleza. Sólo es posible deducir a través de evidencias científicas qué ocurrió hace millones de años en el lecho de los océanos, cuando el petróleo se formó. Sin embargo, esta hipótesis no ha podido ser confirmada en la mayoría de los yacimientos del mundo. Se han logrado sintetizar hidrocarburos obteniéndose así petróleo en laboratorios.

Algunas teorías planteaba un origen inorgánico, a través de procesos exclusivamente químicos (Berthelott y Mendelejev). Hoy las mismas han quedado descartadas.

La otra teoría, más aceptada, establece que el petróleo se originó en los restos de miles de millones de diminutos animales que, a medida que morían, se acumulaban en el fondo de los mares, mezclándose con el barro. Allí se sumaban a vegetales de origen marino y fragmentos de plantas terrestres. El conjunto fue enterrándose cada vez más profundamente, comprimido por el peso de los nuevos sedimentos y suavemente recalentado por el calor de la tierra. Este caldo, transformado a lo largo de los siglos, dio origen a lo que hoy conocemos como petróleo. El problema de la génesis del petróleo ha sido, por mucho tiempo, un tópico de investigación de interés. Se sabe que la formación del petróleo esta asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos. El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos. Los restos de animales minúsculos que viven en el mar —y, en menor medida, los de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos— se mezclan con las finas arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas. Estos

depósitos, ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo. El proceso comenzó hace muchos millones de años, cuando surgieron los organismos vivos en grandes cantidades, y continúa hasta el presente. Los sedimentos se van haciendo más espesos y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se van acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados más abajo se multiplica por varios miles, y la temperatura aumenta en varios cientos de grados. El cieno y la arena se endurecen y se convierten en esquistos y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convierten en caliza, y los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y gas natural.

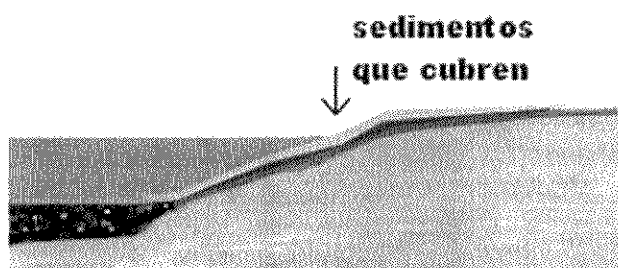
Una vez formado el petróleo, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre porque su densidad

es menor que la de las salmueras que saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que constituyen dicha corteza. El petróleo y el gas natural ascienden a través de los poros microscópicos de los sedimentos situados por encima. Con frecuencia acaban encontrando un esquisto impermeable o una

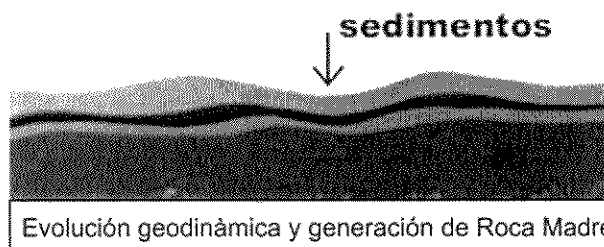
LUGAR DE DEPOSITACIÓN



SOTERRAMIENTO



SOTERRAMIENTO Y GENERACIÓN DEL PROTOPETRÓLEO



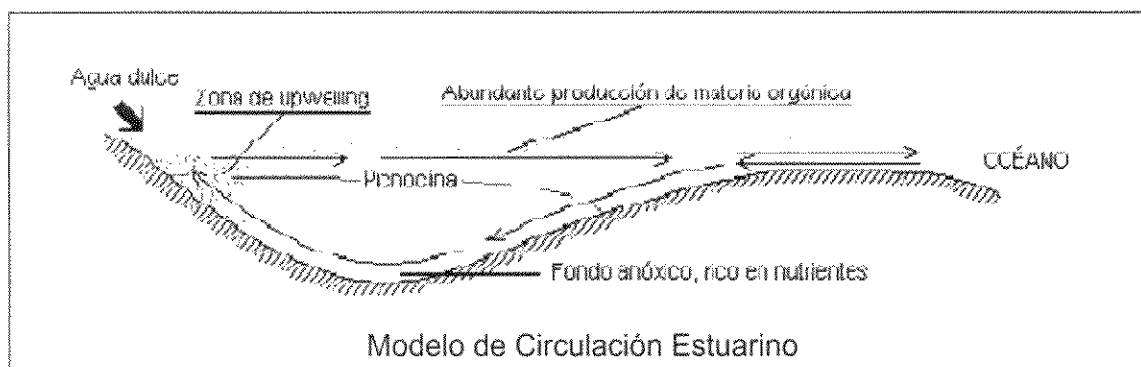
capa de roca densa: el petróleo queda atrapado, formando un depósito. Sin embargo, una parte significativa del petróleo no se topa con rocas impermeables, sino que brota en la superficie terrestre o en el fondo del océano. Entre los depósitos superficiales también figuran los lagos bituminosos y las filtraciones de gas natural.

I.1.2 ROCA MADRE DE PETRÓLEO (ambientes productores)

Por roca madre entendemos una unidad sedimentaria que ha generado y expulsado suficiente petróleo o gas como para que sea acumulable y explotable de forma económicamente rentable.

Las localizaciones donde se produce el petróleo son aquellas donde tengamos una abundante masa de agua y abundantes aportes orgánicos a un subambiente reductor. Éstas zonas pueden ser:

- Lagos: normalmente en un contexto tectónico activo y en zonas ecuatoriales, donde la estratificación de las aguas (por salinidad o densidad) impida la mezcla de las aguas superficiales y profundas.
- Deltas: la roca madre son las lutitas del prodelta, con materia orgánica procedente de vegetales transportados por los ríos y materia orgánica de fito- y zooplancton.
- Cuencas marinas semicerradas con un balance positivo (mayor entrada de agua dulce que de agua salada), y con un modelo de circulación estuarino.



- Cuencas marinas abiertas, en zonas de upwelling, donde se produce mínimo oxígeno.
- En plataformas y cuencas profundas en periodos de máxima trasgresión.

I.1.3 TRANSFORMACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA A PETRÓLEO.

Partimos de la existencia de un sedimento orgánico llamado kerógeno, que se acumula en una roca madre que por procesos geológicos sufre las consecuencias de la presión, la temperatura y el tiempo, dando lugar según el cuadro que sigue a las siguientes transformaciones:

Profundidad	T ^m máxima		
1km	90°C	Diagénesis (etapa submadura)	KERÓGENO + GAS BIOGÉNICO (SIN GENERACIÓN DE HCS)
			Inicio de la generación de petróleo
4km	175°C	Catagénesis (etapa madura)	PETRÓLEO
			Limite de la preservación del petróleo
5km	220°C	Metagénesis (etapa supermadura)	GAS HÚMEDO
			Limite de la preservación del gas húmedo
6km	315°C		GAS SECO
			Limite de la preservación del gas seco

Transformaciones del Kerógeno en función de la temperatura

I.1.4 ROCA ALMACÉN Y MIGRACIONES DE PETRÓLEO

Por **roca almacén** entendemos una roca lo suficientemente porosa y permeable como para que pueda almacenar petróleo en cantidad explotable de forma económicamente rentable. Esta roca además ha de ser cerrada y tener alguna relación física con la roca madre, ya sea por una fractura que permita el paso de los HCs o bien por contacto directo.

Migración primaria

El paso del petróleo desde la roca madre hasta la roca almacén se conoce como **migración primaria**, lo cual sucede por los siguientes procesos:

Compactación: se pierde porosidad por disminución del volumen de sedimento y por las cementaciones asociadas, así como las recristalizaciones. Todo ello consigue que aumente la presión de fluidos y por tanto se produce un gradiente de presión y de temperatura, generando el desplazamiento de los fluidos hacia zonas más "confortables" (de menor p y T).

Deshidratación de arcillas hinchables: esto consigue liberar agua a los poros, con lo que aumenta de nuevo la presión intersticial.

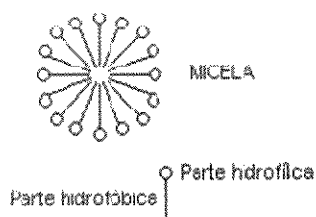
Cambios químicos de la materia orgánica: pasamos de kerógeno a petróleo y a gas, aumentando la entropía del sistema, además disminuye el peso molecular de los HCs (y por tanto el tamaño de la cadena) con lo que la movilidad es mayor y puede incluso aumentar tanto la presión intersticial que cause abundante microfracturación para liberar la presión de los poros.

Los mecanismos por los que se supone que migran los HCs son los siguientes:

Movimiento en disolución: parte del petróleo es soluble en agua y por lo tanto podría viajar en disolución con ésta. El problema es que en zonas someras la solubilidad es muy baja y en zonas profundas el tamaño del poro se reduce tanto que dificultaría los procesos de solubilidad.

Formación de burbujas de HC: estas burbujas viajarían en inmiscibilidad líquida con el agua.

Formación de coloides y micelas de HC: se produce una orientación de las moléculas de los HCs de tal modo que la parte hidrofóbica quede protegida por la parte hidrofílica en contacto con el agua.

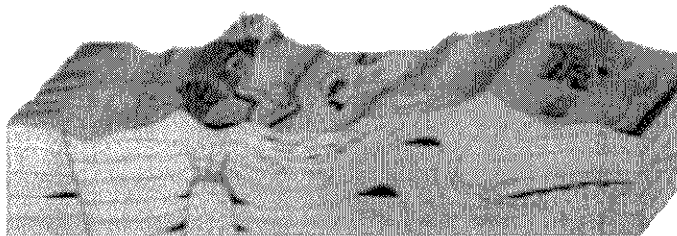


Difusión como una fase continua: el HC se mueve aprovechando fracturas, contactos entre formaciones rocosas...

I.1.5 ENTRAMPAMIENTO

Empujado por la presión de los estratos rocosos, subiendo desde las profundidades el petróleo migró hacia rocas menos compactas hasta toparse con algún estrato totalmente impermeable. Mientras tanto, los movimientos geológicos hacían que, a veces, el lecho de los mares alcanzara la superficie.

TRAMPAS DEL PETROLEO



Trampas Estratigráficas:
lentes de arena donde el petróleo se encuentra impregnado entre los granos (poros). Estas lentes se encuentran rodeadas por material impermeable que actúa como roca sello.



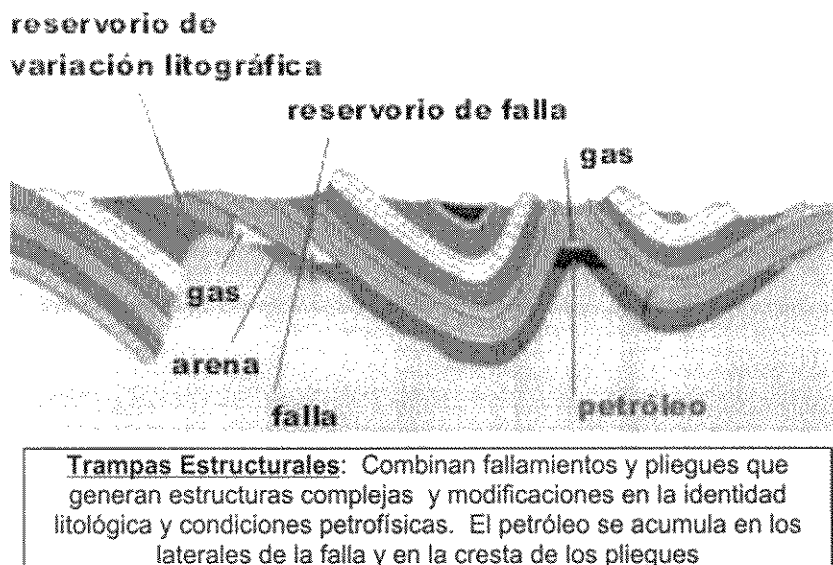
Cuando el petróleo aflora sus elementos más livianos se liberan y se forman depósitos bituminosos. Si los movimientos de ascenso se interrumpen sin alcanzar la superficie, el petróleo queda en el subsuelo, diseminado en arenas, areniscas y calizas, así como el agua se aloja en los poros de una esponja. La mayor parte del petróleo descubierto y explotado en el mundo se encuentra en unos pocos yacimientos grandes.

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

1. Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
2. La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie
3. El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.

4. Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento

TRAMPAS DE PETRÓLEO

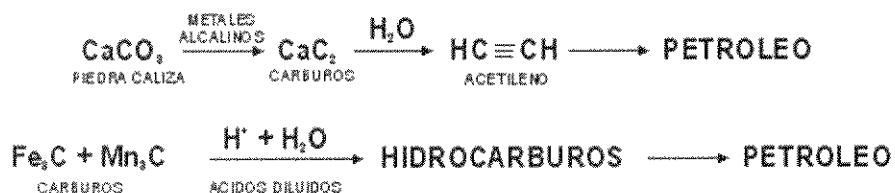


I.1.6. TEORÍA DE ENGLER (1911)

Uno de los supuestos acerca del origen del Petróleo lo constituye la Teoría de Engler (1911):

1ª etapa

Depósitos de organismos de origen vegetal y animal se acumulan en el fondo de mares internos (lagunas marinas). Las bacterias actúan, descomponiendo los constituyentes carbohidratos en gases y materias solubles en agua, y de esta manera son desalojadas del depósito. Permanecen los constituyentes de tipo ceras, grasas y otras materias estables solubles en aceite.



2da etapa

A condiciones de alta presión y temperatura, se desprende CO₂ de los compuestos con grupos carboxílicos, y H₂O de los ácidos hidroxílicos y de los alcoholes, dejando un residuo bituminoso.

La continuación de exposiciones a calor y presión provoca un craqueo ligero con formación de olefinas (protopetróleo).

3er etapa

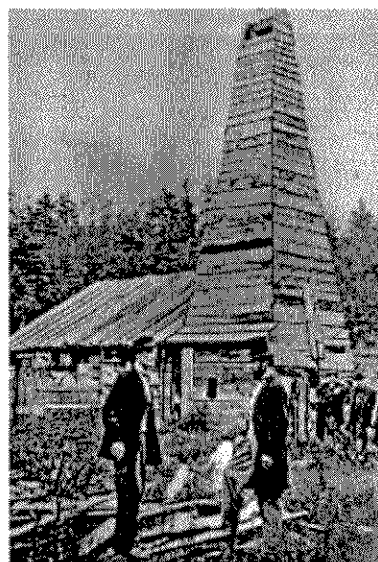
Los compuestos no saturados, en presencia de catalizadores naturales, se polimerizan y ciclizan para dar origen a hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Los aromáticos se forman, presumiblemente, por reacciones de condensación acompañando al craqueo y ciclización, o durante la descomposición de las proteínas.

I.1.7 RESEÑA HISTÓRICA

Los seres humanos conocen estos depósitos superficiales de petróleo crudo desde hace miles de años. Durante mucho tiempo se emplearon para fines limitados, como el calafateado de barcos, la impermeabilización de tejidos o la fabricación de antorchas. En la época del renacimiento, el petróleo de algunos depósitos superficiales se destilaba para obtener lubricantes y productos medicinales, pero la auténtica explotación del petróleo no comenzó hasta el siglo XIX. Para entonces, la "Revolución Industrial" había desencadenado una búsqueda de nuevos combustibles y los cambios sociales hacían necesario un aceite bueno y barato para las lámparas. El aceite de ballena sólo se lo podían permitir los ricos, las velas de sebo tenían un olor desagradable y el gas del alumbrado sólo llegaba a los edificios de construcción reciente situados en zonas metropolitanas. La búsqueda de un combustible mejor para las lámparas llevó a una gran demanda de "aceite de piedra" o petróleo, a mediados del siglo XIX varios científicos desarrollaron procesos para su uso comercial. Por ejemplo, el británico James Young y otros comenzaron a fabricar diversos productos a partir del petróleo, aunque después Young centró sus actividades en la destilación de carbón y la explotación de esquistos petrolíferos.

En 1852, el físico y geólogo canadiense Abraham Gessner obtuvo una patente para producir a partir de petróleo crudo un combustible para lámparas relativamente limpio y barato, el queroseno. Tres años más tarde, el químico estadounidense Benjamin Silliman publicó un informe que indicaba la amplia gama de productos útiles que se podían obtener mediante la destilación del petróleo.

Con ello empezó la búsqueda de mayores suministros de petróleo. Hacía años que la gente sabía que en los pozos perforados para obtener agua o sal se producían en ocasiones filtraciones de petróleo, por lo que pronto surgió la idea de realizar perforaciones para obtenerlo. Los primeros pozos de este tipo se perforaron en Alemania entre 1857 y 1859, pero el acontecimiento que obtuvo fama mundial fue la perforación de un pozo petrolífero cerca de Oil Creek, en Pennsylvania (Estados Unidos), llevada a cabo por Edwin L. Drake, el Coronel, en 1859. Drake, contratado por el industrial estadounidense George H. Bissell que también proporcionó a Silliman muestras de



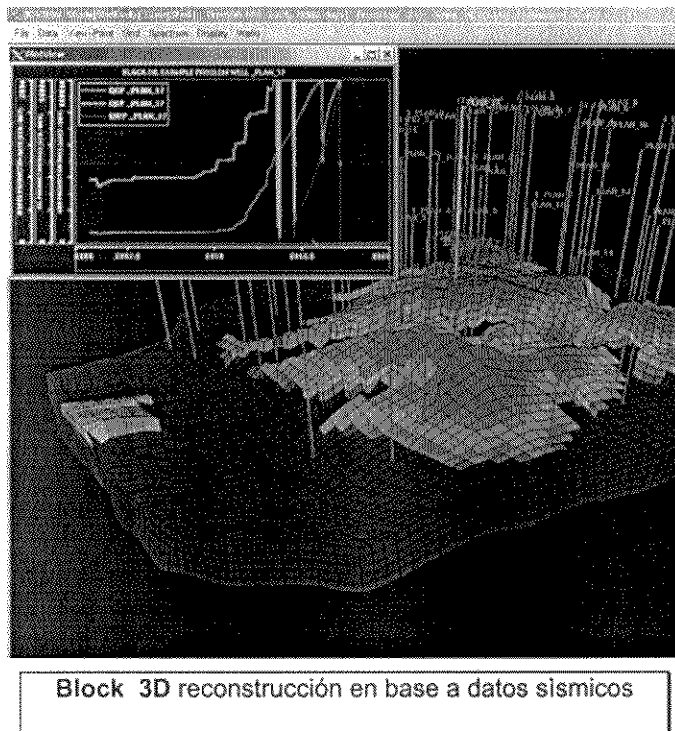
Pozo de Oil Creek perforado por E. Drake

rocas petrolíferas para su informe—, perforó en busca del supuesto “depósito matriz”, del que parece ser surgían las filtraciones de petróleo de Pennsylvania occidental. El depósito encontrado por Drake era poco profundo (21,2 m) y el petróleo era de tipo parafínico, muy fluido y fácil de destilar.

El éxito de Drake marcó el comienzo del rápido crecimiento de la moderna industria petrolera. La comunidad científica no tardó en prestar atención al petróleo, y se desarrollaron hipótesis coherentes para explicar su formación, su movimiento ascendente y su confinamiento en depósitos. Con la invención del automóvil y las necesidades energéticas surgidas en la “Primera Guerra Mundial”, la industria del petróleo se convirtió en uno de los cimientos de la sociedad industrial.

Hoy día, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, magnetometría, gravimetría e imágenes de satélite. Potentes computadoras asisten

a los geólogos para interpretar sus descubrimientos. Pero, finalmente, sólo la



perforadora puede determinar si existe petróleo bajo la superficie. Se ha encontrado petróleo en todos los continentes excepto en la Antártica. En su estado natural se le atribuye un valor mineral, siendo susceptible de generar, a través de procesos de transformación industrial, productos de alto valor, como son los combustibles, lubricantes, ceras, solventes y derivados petroquímicos.

I.1.8 COMPOSICIÓN Y TIPOS DE PETRÒLEO

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos. Además hay hidrocarburos con presencia de azufre, nitrógeno y oxígeno formando familias bien caracterizadas, y un contenido menor de otros elementos.

Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión.

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%.

El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural. Existen tres grandes categorías de petróleo crudo:

- parafínico
- asfáltico
- base mixta.

El petróleo **parafínico** está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. De color claro, fluidos y de baja densidad (0.75-0.85 g/ml). Rinden más nafta que los asfálticos. Cuando se refina sus aceites lubricantes se separa la parafina.

En la Cuenca Cuyana (Mendoza) y Noroeste (Salta) poseen yacimientos de petróleos parafínicos. En suma, de estos petróleos se pueden extraer grandes cantidades de naftas, querosene y aceites lubricantes.

Las moléculas características del petróleo **asfáltico** son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. Estos son negros, viscosos y de elevada densidad (0.95 g/ml). En la destilación primaria producen poca nafta y abundante fuel-oil, quedando asfalto como residuo. Petróleos asfálticos se extraen del flanco sur del golfo de San Jorge (Chubut y Santa Cruz). Estos petróleos son ricos en compuestos cíclicos como el ciclopentano y el ciclohexano y en hidrocarburos aromáticos como el benceno y sus derivados.

El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos. Un ejemplo son los asfaltenos que forman parte del residuo de la destilación al vacío; estos compuestos además están presentes como coloides en una suspensión estable que se genera por el agrupamiento envolvente de las moléculas grandes por otras cada vez menores para constituir un todo semicontinuo. Tienen características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades principales. Después de destilar sus porciones más volátiles abandonan naftas y asfalto. Aunque sin ser iguales entre sí, petróleos de las Cuencas de Golfo San Jorge (Comodoro Rivadavia, Chubut) y Neuquina (Plaza Huinca, Neuquén) son de base mixta.

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

TIPOS DE PETRÓLEO POR DENSIDAD

Aceite Crudo	Densidad Gramos/cc	Densidad Grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

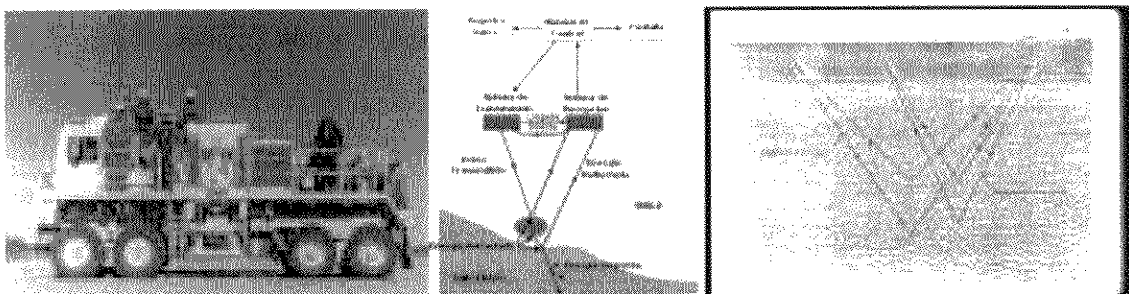
Las curvas de destilación TBP (del inglés "true boiling point", temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

I.2.1 PROSPECCIÓN

Las mayores acumulaciones, que representan aproximadamente el 75% de los hidrocarburos del mundo, se encuentran en tres grandes áreas: Estados Unidos, Rusia y Medio Oriente.

Localizar los reservorios de petróleo es una tarea compleja, que requiere de la participación de diversos especialistas en ciencias de la tierra y la utilización de las más modernas tecnologías. En las regiones terrestres, la exploración comienza con el sobrevuelo de centenares de kilómetros cuadrados para tomar fotografías aéreas, complementadas con la toma de fotografías satelitales. Los geólogos, con el auxilio de los mapas así confeccionados, eligen las áreas con mayores probabilidades. Viajan entonces hasta las zonas seleccionadas y examinan las rocas y estructuras de superficie que aporten indicios sobre la conformación del subsuelo. Entonces es el turno de los geofísicos. Estos expertos miden pequeñas alteraciones en el campo magnético de la tierra o en la gravedad, provocadas por la presencia de distintas rocas en el subsuelo.

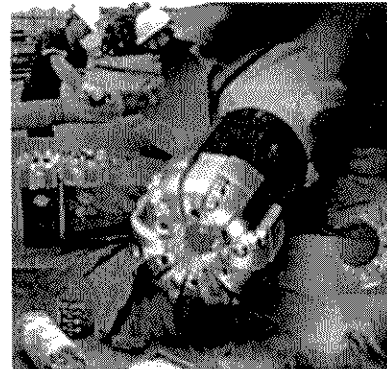


Equipo Vibro y Cortes con detalle de comportamiento sísmico

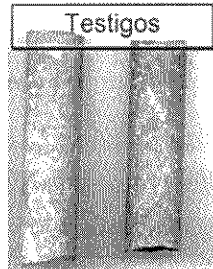
Luego realizan la medición sísmica: a partir de vibraciones producidas diez metros por debajo de la superficie (antes con cargas de dinamita, ahora con martillos neumáticos), se provocan ondas de impacto que atraviesan buena parte de la corteza terrestre. Cuando estas ondas chocan contra los estratos rocosos, son reflejadas hacia la superficie, donde las registran micrófonos especiales, muy

sensibles. Estos datos son procesados por computadoras, que generan los llamados mapas sísmicos. Los geofísicos analizan estos mapas, determinando el tipo de rocas que la onda atravesó, y estableciendo si hay formaciones rocosas en condiciones de contener petróleo.

Para encontrar petróleo bajo tierra, los geólogos deben buscar una cuenca sedimentaria con esquistos ricos en materia orgánica, que lleven enterrados el suficiente tiempo para que se haya formado petróleo (desde unas decenas de millones de años hasta 100 millones de años). El petróleo tiene que haber ascendido hasta depósitos capaces de contener grandes cantidades de líquido. La existencia de petróleo crudo en la corteza terrestre se ve limitada por estas condiciones. Sin embargo, los geólogos y geofísicos especializados en petróleo disponen de



Saca testigo Diamant Core



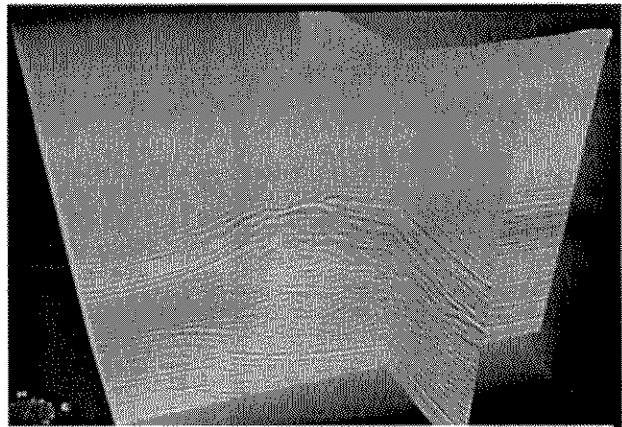
Testigos

numerosos medios para identificar

zonas propicias para la perforación. Por ejemplo, la confección de mapas de superficie de los afloramientos de lechos sedimentarios

permite interpretar las características

geológicas del subsuelo, y esta información puede verse complementada por datos obtenidos perforando la corteza y extrayendo testigos o muestras. Por otra parte, las técnicas de prospección sísmica que estudian de forma cada vez más precisa la reflexión y refracción de las

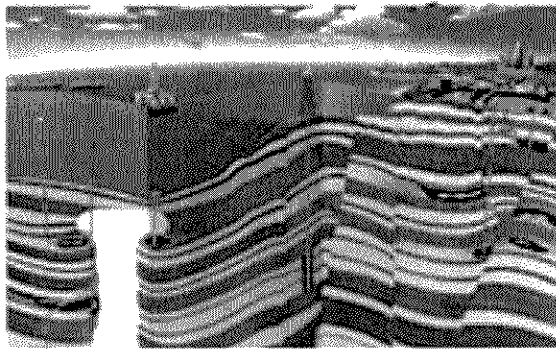


PROMAX 3D interpretación sísmica

ondas de sonido propagadas a través de la tierra revelan detalles de la estructura e interrelación de las distintas capas subterráneas. Pero, en último término, la única forma de demostrar la existencia de petróleo en el subsuelo es perforando un pozo. De hecho, casi todas las zonas petrolíferas del mundo fueron identificadas en un principio por la presencia de filtraciones superficiales, y la mayoría de los

yacimientos fueron descubiertos por prospectores particulares que se basaban más en la intuición que en la ciencia.

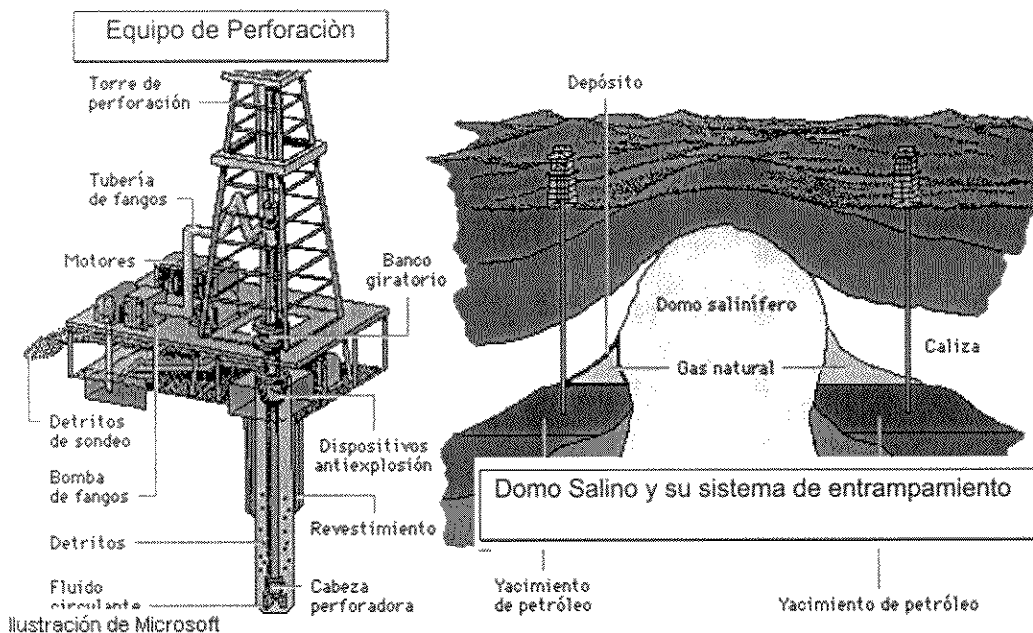
Un campo petrolífero puede incluir más de un yacimiento, es decir, más de una única acumulación continua y delimitada de petróleo. De hecho, puede haber varios depósitos apilados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de esquistos y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más. .

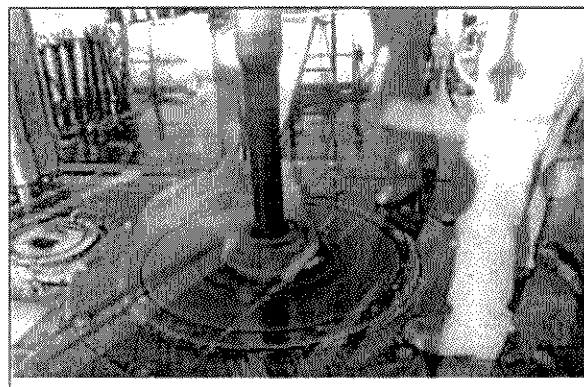


Corte Esquemático con trampas estructurales Domo salino y equipos Off Shore

I.3.1 PERFORACIÓN

No importa cuán fuertes sean los indicios hallados por geólogos y geofísicos: la única forma de determinar la real existencia de hidrocarburos es realizando la perforación de un pozo. El método más utilizado en la actualidad es el de la perforación rotativa.





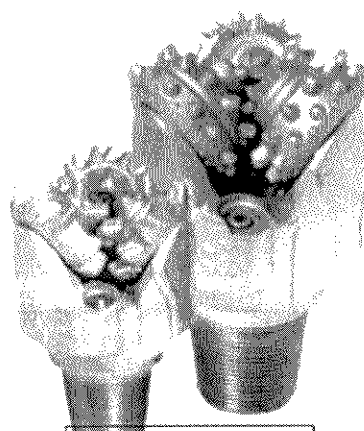
Mesa Rotativa

unida en tramos de nueve metros, que pasa por una mesa rotativa colocada en el piso de la torre. Motores Diesel o eléctricos hacen girar a la mesa rotativa y a toda la columna de perforación, en cuyo extremo inferior se encuentra el trépano, que horada la tierra y



Trépanos con insertos de diamante

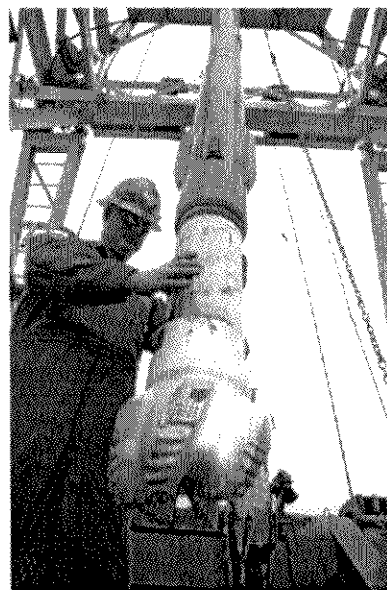
roca. Cuando el trépano ha penetrado en el subsuelo unos



Trépanos Triconos

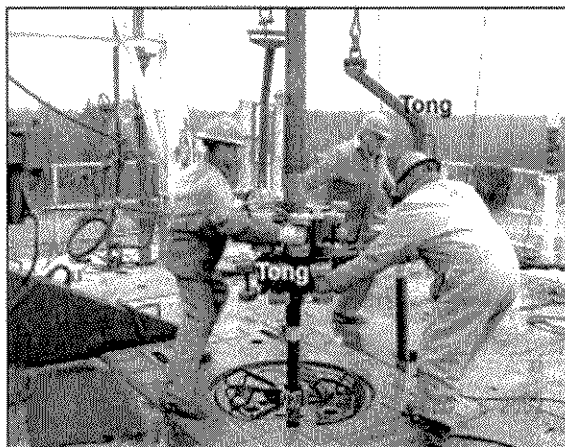
nueve metros, se detiene la operación y se añade una nueva barra. Este proceso se repite a medida que la perforación se profundiza. Los trépanos registran diseños alternativos en función de las características litológicas que se esperan atravesar. Parámetros tales como dureza, abrasión, temperatura, etc. Definen un diseño de trépano a utilizar. En las rocas preferentemente carbonáticas, areniscas compactadas, ígneas y metamórficas son utilizados trépanos de insertos diamantados que resisten cientos de metros bajo condiciones de alta abrasión. Estos tienen un diseño estático y poseen un frente anatómico con componentes diamantados. En zonas heterogéneas con variaciones litológicas importantes se decide la utilización de trépanos triconales con un funcionamiento dinámico. La longitud de sus "Dientes" de

La torre de perforación está integrada por cuatro grandes columnas de acero unidas lateralmente, y mide aproximadamente cuarenta metros de altura. Sostenida por ella se encuentra la barra de sondeo,



corte será proporcional a la expectativa de atravesar zonas más o menos arcillosas. Están contruidos sobre un cuerpo de acero y aleaciones de alta dureza en sus conos de trabajo.

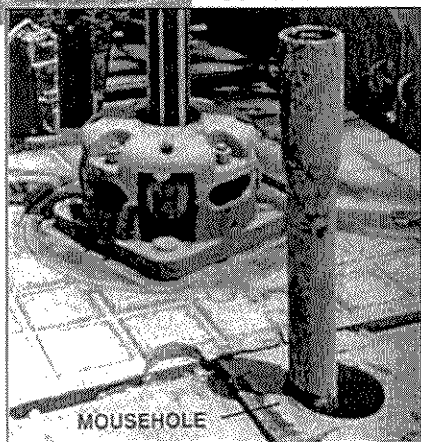
El desgaste de los trepanos obliga a su reemplazo para lo cuál se efectúa una maniobra conocida como Trip-Out que consiste en retirar toda la



cañería que hasta esa profundidad se desarrollara dentro del pozo hasta llegar al extremo del sondeo donde se encuentra el trepans a reemplazar. Estas maniobras son complejas operativamente ya que cada barra de sondeo agregada previamente debe ser desarmada mediante su desenrosque y trasladada a un sistema de acopio vertical. Finalmente se reemplaza el trepans y se realiza el proceso inverso enroscando cada barra de aproximadamente 9.30 m a su inmediata posterior. Finalmente con la llegada a la profundidad donde se decidió la maniobra, sobre la última barra se conecta el Kelly o cabeza de inyección



que permite la circulación del "lodo de perforación" mediante un sistema de bombeo de alta presión. Cada 9 nuevos metros perforados, se detiene la rotación y se agrega una nueva barra de sondeo que se encuentra depositada en lo que se conoce como Ratonera (Mousehole).



I.3.2 LODOS DE PERFORACIÓN

El "lodo de perforación" es un producto químico especial, que se hace circular permanentemente desde la cabeza de inyección, situada en lo alto de la torre, hasta el fondo del pozo. Cumple dos finalidades importantes: por

un lado, enfriar el trépano para evitar su recalentamiento, y por el otro, arrastrar en su trayecto de vuelta los fragmentos de roca despedazados en la perforación. El geólogo de pozo estudia detenidamente estos "cuttings", para establecer el tipo de roca que se está atravesando. El lodo también contribuye a plastificar las paredes del pozo, antes de entubarlas con cañerías de acero especial, para impedir su derrumbe. Al rotar la barrena de perforación, se desprenden fragmentos de roca (Cuttings). El fluido de perforación se bombea a través de la tubería de perforación, recoge estos recortes y los lleva a la superficie donde son identificados.



Geólogo clasificando Cutting

El exigente ambiente en las operaciones de perforación subterráneas incentivó la investigación y el desarrollo de fluidos de perforación que pudieran cumplir con diversas funciones cruciales en el proceso de perforación: suspensión, control de presión, estabilización de las formaciones, flotabilidad, lubricación y enfriamiento.

1.3.3 Suspensión

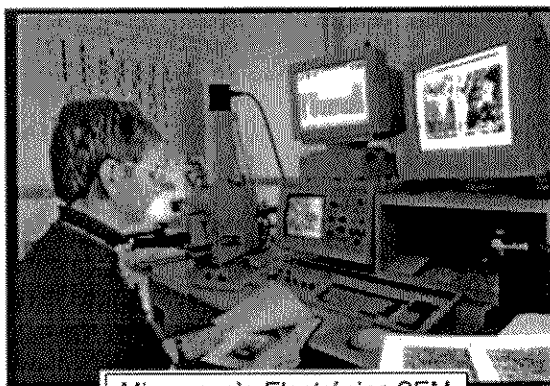
El flujo del fluido de perforación a través de la tubería de perforación y luego hacia la superficie, algunas veces se detiene, bien sea debido a un problema o con el fin de extraer la tubería del hoyo para poder cambiar una barrena. Cuando se detiene la perforación, los recortes suspendidos en el fluido pueden caer al fondo del pozo, atascando la barrena. Los fluidos de perforación están diseñados para contar con una propiedad muy interesante que se ocupa de este problema. El espesor o viscosidad del fluido se incrementa a medida que el movimiento del fluido se hace más lento. Cuando el fluido se detiene, forma un gel espeso que mantiene en suspensión los recortes de la roca y evita que se hundan y lleguen al fondo del pozo. Cuando el fluido comienza a fluir nuevamente, vuelve a su estado previo, es decir, se torna líquido y liviano. En reposo, el gel soporta el peso de las pequeñas rocas (cuttings). Estos geles pueden cambiar de estado, de viscoso a aguado. Esto permite que el fluido de perforación mantenga los recortes en suspensión cuando se detiene la perforación. Cuando se agita, se vuelve más líquido y la roca se hunde.

1.3.4 Control de presión

Existe una imagen popular del petróleo brotando de un equipo de perforación muy alto hacia el cielo, mientras los trabajadores se regocijan por haber encontrado petróleo. Realmente, esos estallidos son poco comunes y no son causa de celebración pues el objetivo consiste en extraer el petróleo de una manera controlada. El lodo se diseña para prevenir esos accidentes al contrarrestar la presión natural de los fluidos en las formaciones. Se debe alcanzar un equilibrio apropiado en el que la presión del fluido de perforación contra las paredes del hueco sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen las formaciones y el petróleo o gas, pero que no sea tan fuerte que dañe el pozo. Si el peso del fluido de perforación es muy grande, podría causar la fractura de la roca y el fluido de perforación se perdería en la tierra. La presión de un líquido depende de su densidad. Se pueden agregar agentes para aumentar el peso del fluido de perforación con el fin de aumentar su densidad, y por lo tanto, la presión que ejerce en las paredes del hueco. La densidad del líquido puede ajustarse para satisfacer las condiciones del pozo.

1.3.5 Estabilización de la formación de roca expuesta

El proceso de perforación consta de dos fases. Al principio, la perforación se abre paso a través de la roca que no contiene petróleo. La meta es moverse tan rápido como sea posible y llegar a la roca que contiene el petróleo; el yacimiento. Es prioritario mantener estable la formación de roca expuesta mientras se evita la pérdida del fluido de perforación. Al mantener la presión del fluido de perforación por encima de la presión del fluido del poro de la formación, hay una tendencia natural a que el fluido de perforación penetre la roca permeable en la formación. El uso de aditivos especiales en el fluido de perforación puede evitar esto.



Microscopía Electrónica SEM

El fluido de perforación puede interactuar con la roca circundante de otras maneras. Por ejemplo, si la roca está cargada de sal, el agua disolverá la sal y las

paredes del hueco tenderán a ser inestables. Un fluido a base de petróleo sería más apropiado en esta situación. Las formaciones con un alto contenido de arcilla también tienden a que el agua las arrastre. Estas formaciones requieren un fluido inhibitorio para mantener el pozo estable y evitar ensanchamientos o derrumbes.



Bajando cañería de revestimiento (Casing)

A medida que la perforación avanza, el pozo se reviste con tubería de acero (Casing) que se cementa en su lugar para proporcionar la estabilidad del pozo y un camino hacia la superficie para el petróleo cuando se llega al yacimiento. Una vez se llega a éste, es posible que la composición del fluido de perforación deba cambiarse para evitar obstaculizar los poros de la roca. El mantener los poros abiertos permitirá que el petróleo fluya más libremente al pozo y hacia la superficie.

1.3.6 Flotabilidad

Un pozo puede encontrarse a cientos de metros de profundidad. Una tubería de perforación de acero de tanta longitud pesa muchas toneladas. La inmersión de la tubería de perforación en el fluido produce un efecto de flotación, lo que reduce su peso, ejerciendo menor esfuerzo en el mecanismo de perforación.

1.3.7 Lubricación y enfriamiento

Cuando el metal se mueve contra la roca, hay fricción y calor. Los fluidos de perforación proporcionan la lubricación y enfriamiento necesarios para que el proceso continúe sin problemas, así como para extender la vida de la barrena de perforación. La lubricación puede ser de especial importancia en pozos horizontales o de alcance extendido en los que la fricción entre la tubería de perforación, la barrena y la superficie de la roca debe mantenerse al mínimo.

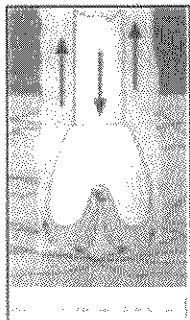
1.3.8 CICLO DEL LODO

La mayor parte del lodo que se utiliza en una operación de perforación se recircula en forma continua:

1. El lodo se mezcla y se guarda en el foso de lodo.

2. Una bomba lo extrae del foso de lodo y lo envía a través de la tubería de perforación directa hacia el hueco.

3. El lodo emerge de la tubería de perforación en la base del hueco donde la barrena de perforación está triturando la formación de roca.



4. Ahora el lodo comienza el viaje de regreso a la superficie, arrastrando consigo los fragmentos de roca, llamados recortes, que se han desprendido de la formación por acción de la barrena.

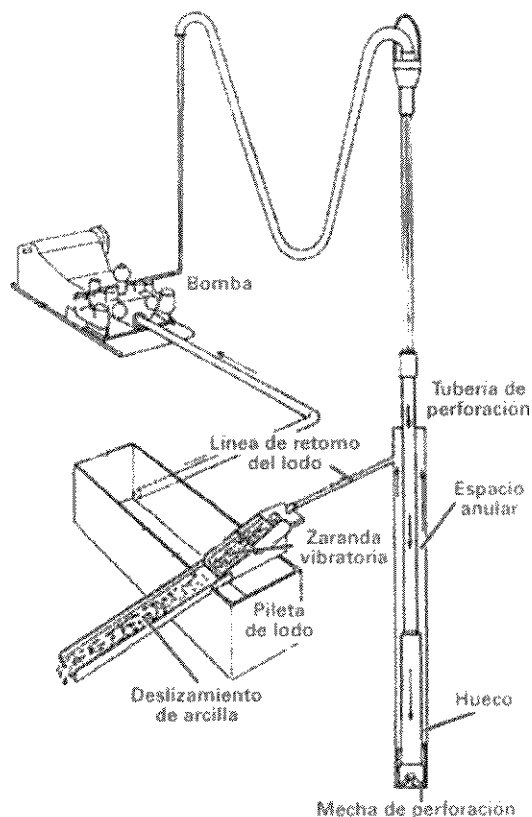
5. El lodo sube por el espacio anular, el espacio entre la tubería de perforación y las paredes del hueco.

El diámetro típico de una tubería de perforación es de cerca de 10 cm. En el fondo de un pozo profundo, el hoyo puede tener 20 cm de diámetro.

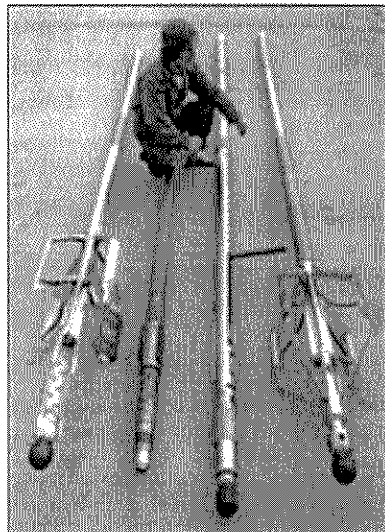
6. En la superficie, el lodo viaja a través de la línea de retorno del lodo, una tubería que conduce a la zaranda vibratoria.

7. Las zarandas vibratorias consisten de una serie de cribas vibradoras metálicas que se usan para separar el lodo de los recortes. El lodo gotea a través de las cribas y regresa al foso de lodo.

8. Los recortes de roca se deslizan por la corredera de recortes para que se disponga de ellos. Dependiendo de consideraciones ambientales y de otro tipo, pueden lavarse antes de ser desechados. Algunos de los recortes se toman para ser examinados por los geólogos en busca de claves sobre lo que está sucediendo en la profundidad del pozo.



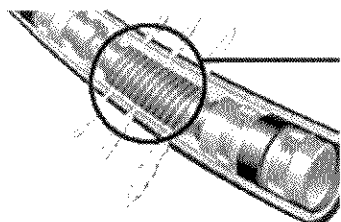
I.4.1 PERFILAJE Y TERMINACIÓN



Herramientas de Perfilaje

Se denominan perfilajes aquellas operaciones en las que se registran, en función de la profundidad uno o varios datos característicos de las formaciones. El gráfico obtenido se denomina perfil y las magnitudes medidas pueden ser de distinto tipo: se puede hablar de perfiles eléctricos, radioactivos y sónicos, además de los procedimientos de toma de muestras (testigos), ensayos de la formación y los modernos sistemas de visualización directa.

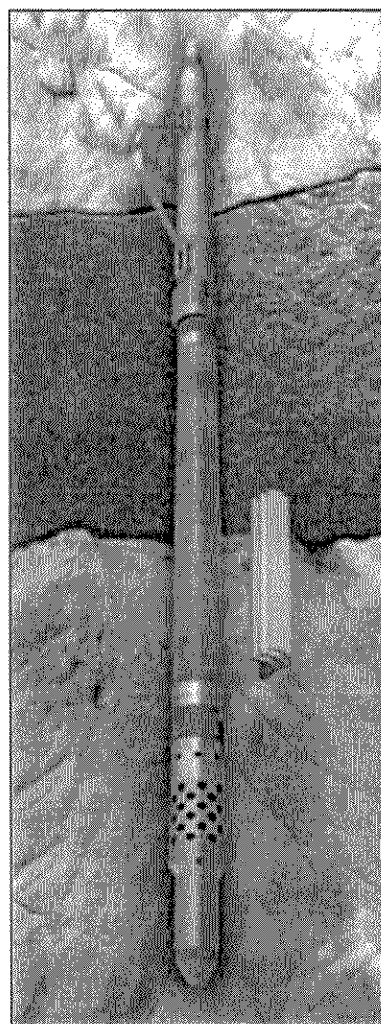
Para la realización de los ensayos y/o verificación de los resultados, como así también las operaciones de perforación y producción, se utilizan sistemas electrónicos que emplean distintas tecnologías. Estas tecnologías incluyen el control de



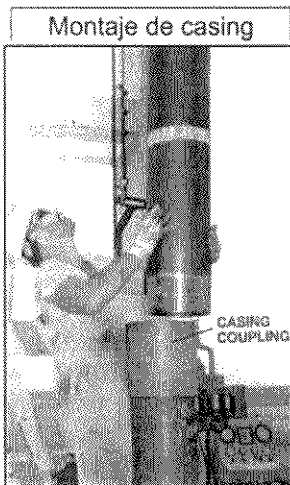
las herramientas bajadas al pozo para sensar los distintos parámetros físicos y la computación de los resultados en tiempo real o diferido.

La información general que proporcionan los perfiles es esencialmente la siguiente:

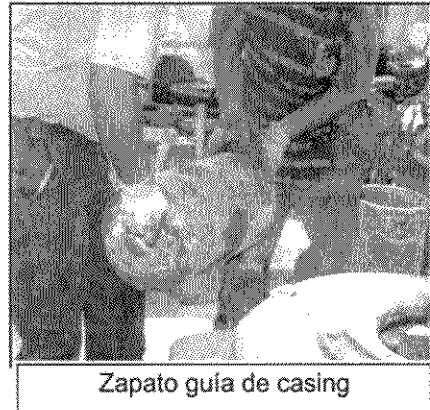
- 1) Diferenciación entre arcillas, rocas duras y capas permeables; definición de límites entre capas y correlación. Estos datos permiten la delineación de las características estructurales y la determinación del espesor y extensión lateral de las rocas de almacenamiento potenciales.



2) En muchos casos permiten una discriminación cualitativa entre capas petrolíferas, gasíferas y acuíferas, así como la determinación del contacto agua-petróleo. Puede evaluarse cuantitativamente la porosidad y la saturación de agua.

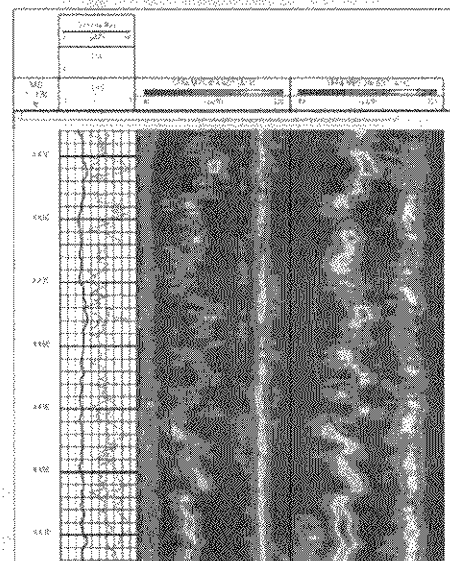


3) Si los resultados de los estudios dan buenas perspectivas se procede con la terminación del pozo, tarea que consiste en entubar el pozo, es decir insertar una cañería de superficie hasta el fondo con un zapato guía en el extremo.

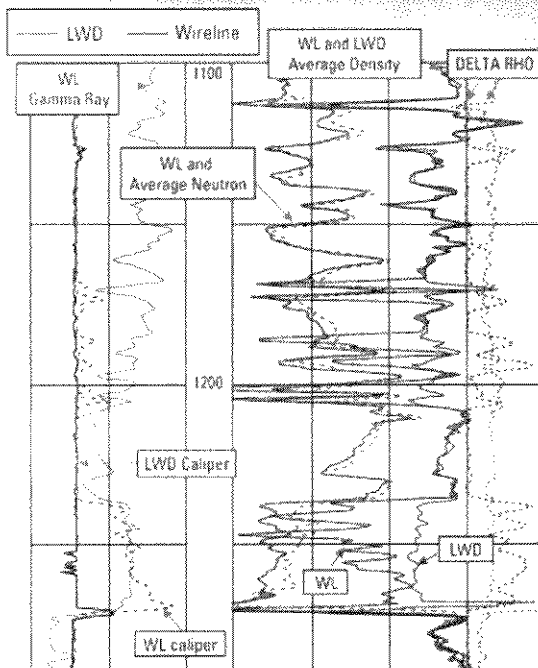


Posteriormente se cementa esa cañería a las paredes del pozo para aislar las capas entre sí, evitando la invasión de una capa hacia otra y/o la contaminación entre ellas. El control de la calidad de esta cementación se hace por

Tools centered in the casing, low-frequency firing, and optimized transmitter-receiver tool spacing give ABC casing-optimized processing (right) better coherence and continuity than standard processing (left).



LWD density often measures a more accurate formation density due to hole conditions. Notice shaded areas where Wireline density is affected by hole washouts as indicated by the caliper measurement.



perfilajes sísmicos, realizando, a la vez un perfilaje radioactivo para compararse con los realizados en el pozo abierto.

Con la herramienta de registro centrada en el casing, con un sistema de baja frecuencia y un espaciamiento optimizado entre transmisor-receptor se logra un procesamiento con mejor

coherencia (pista derecha) y continuidad que el standard (pista izquierda).

Armando las cargas de punzado

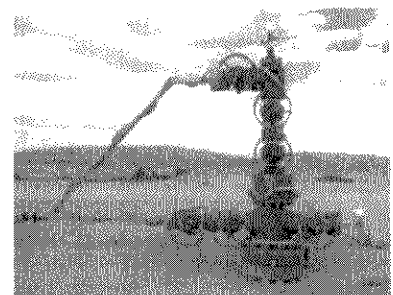


El sistema LWD density mide con mucha eficiencia la Densidad Formacional en condiciones de pozo abierto. Se puede observar en el gráfico a la izquierda donde la densidad del registro es afectada por el lavado del pozo indicado por medidas del cãliper.

Terminada la tarea anterior y definidas las capas productoras se perfora (punzado) radialmente la cañería, el cemento circundante y la formación, frente una capa (o más) en todo su espesor mediante "cañones" con cargas explosivas de diseño especial que generan el efecto de un soplete de alta penetración (similar a una bazuca). Luego se instalan los equipos de extracción por surgencia natural o por bombeo.

I.5.1 LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

La producción de los campos petroleros se concentra en grandes playas de tanques para luego ser transportada hacia las refinерías de dos maneras: por barco o por oleoducto. Si la búsqueda es coronada por el éxito, y los volúmenes de hidrocarburos encontrados justifican su explotación económica, es necesario poner el pozo en producción. El petróleo crudo entrampado en el subsuelo se mantiene allí bajo presión, asociado a gas y agua. Si las presiones son altas, el petróleo es obligado a desplazarse hacia el fondo del pozo, y fluye hacia arriba.

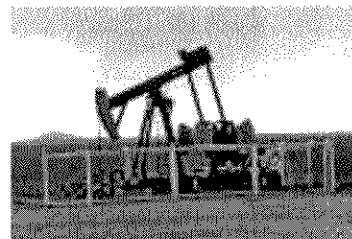


Cabeza de producción
Arbol de Navidad

Para controlar este proceso, una vez terminada la perforación se instala una cañería de producción, de cinco a diez centímetros de un "árbol de Navidad", dispositivo compuesto por una serie de válvulas que permiten cerrar y abrir el pozo a voluntad, regulando su

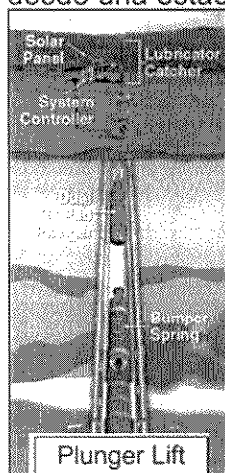
surgencia. El petróleo llega a la superficie mezclado con gas en solución. Entonces se lo bombea hacia una planta de procesamiento que separa el gas del petróleo, enviando éste hacia tanques de almacenaje. El período de surgencia natural de un pozo es el de menor costo de producción, dado que toda la energía utilizada es aportada por el mismo yacimiento. Cuando esta energía deja de ser suficiente, es necesario recurrir a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Los habituales son:

- Bombeo por accionamiento mecánico: es el más utilizado. La bomba se baja hasta el fondo de la tubería de producción, y se acciona por varillas movidas por un balancín, al que se imprime un movimiento de vaivén.



Bombeo mecánico

- Bombeo con accionamiento hidráulico: una variante del anterior, en la que la bomba es accionada sin varillas, desde una estación de bombeo hidráulico.

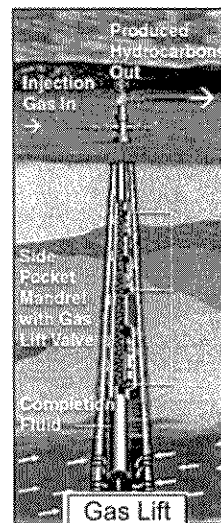


Plunger Lift



Rotaflex

- Pistón accionado a gas o "plunger lift": es un pistón viajero, empujado por el gas propio del pozo, que lleva a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.
- Extracción con gas o "gas lift": también llamada surgencia artificial, consiste en inyectar gas a presión dentro de la tubería, para alivianar la columna de petróleo y llevarlo a la superficie.
- Bomba centrífuga con motor eléctrico sumergible: utiliza una bomba de paletas, accionada por un motor eléctrico. El conjunto se baja con una tubería especial, y permite bombear grandes volúmenes.
- Los sistema tipo Rotaflex registran una gran eficiencia y compiten con los sistemas hidráulicos convencionales.



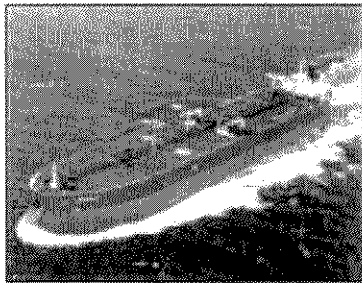
Gas Lift

I.6.1 EL TRANSPORTE DEL CRUDO

Desde los tanques de almacenaje en los yacimientos, el petróleo crudo es bombeado a través de oleoductos hasta terminales oceánicas o refinerías. Como por lo general los yacimientos de petróleo se encuentran alejados de los centros de consumo, los oleoductos deben recorrer largas distancias.

Muchos oleoductos se entierran por debajo del nivel del suelo, y en todos los casos demandan procesos especiales para protegerlos de la corrosión. Se han desarrollado aceros especiales de gran resistencia a la tensión, que permiten construir cañerías más delgadas y de menor costo. También, aunque menos utilizadas, se han ensayado cañerías de aluminio y de material plástico.

Un volumen sustancial del petróleo es transportado por buques tanque. Los buques petroleros llevan las máquinas propulsoras a popa, para evitar que el árbol



de la hélice atraviese los tanques de petróleo y como medida de protección contra el riesgo de incendio. Algunos de los petroleros de mayor porte encuentran dificultades para atracar en puertos que carecen del calado adecuado o no disponen de muelles especiales.

En estos casos se recurre a boyas fondeadas a distancia conveniente de la costa, provistas de tuberías. Estas, conectadas a terminales en tierra, permiten a los grandes petroleros amarrar y descargar el petróleo sin necesidad de ingresar al puerto.

CAPITULO II

SEGURIDAD

II.1 Peligros ocupacionales para la salud en la industria del petróleo

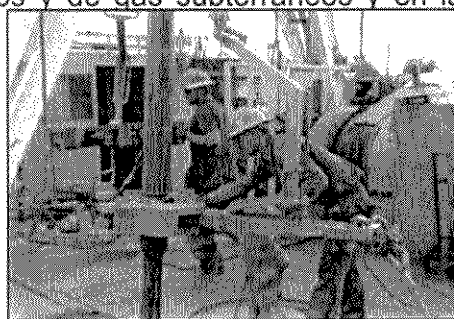


Existe un número abrumador de situaciones peligrosas para la salud en la industria petrolera. El inventario de dichos peligros se ha clasificado por sectores de la industria, procesos o la materia principal que emplean.

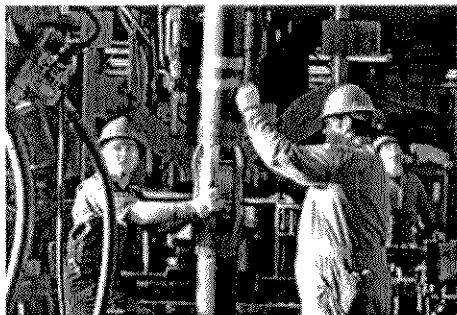
- Perforación / exploración.
- Producción (se incluyen las estaciones compresoras, instalaciones satélites de petróleo y plantas de gas).
- Ductos y almacenamiento.
- Procesamiento (se incluyen las plantas de productos químicos y las refinerías).

II.1.1 PERFORACIÓN

La industria de perforación y de prestación de servicios toma parte en la ubicación y explotación de yacimientos petrolíferos y de gas subterráneos y en la manutencción del equipo empleado para traer el petróleo o el gas a la superficie. Los trabajadores se encuentran expuestos a una serie de peligros asociados, provenientes tanto de los equipos como de las diversas actividades que se realizan en el curso de la perforación y las prestaciones de servicio. Los peligros para la salud asociados al sector de perforación son los relacionados al lodo de perforación, presiones de pozo y emanaciones de gas como el sulfuro de hidrógeno.



Adicionalmente, las actividades de perforación presentan mas lesiones/enfermedades que cualquier otro sector de la industria petrolera. Las lesiones por esfuerzo excesivo y la fatiga asociada a turnos de largas horas se

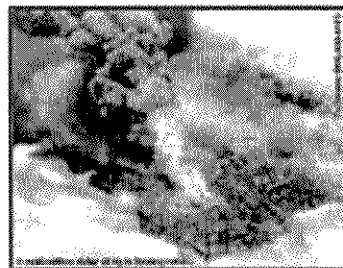


presentan a menudo y probablemente se asocian a los puntos máximos estacionales. Este sector exige mas desgaste físico que la mayoría de los demás sectores. Por estos motivos requiere los cambios más dramáticos en la cantidad de trabajadores. La capacitación formal en este sector tiende a obstaculizarse debido a la cantidad de horas extra que se trabaja y a una fuerza laboral transitoria.

Estos son algunos de los peligros específicos asociados a la perforación:

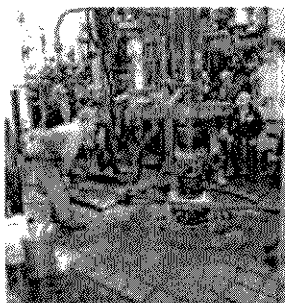
Peligros de incendio y explosión

- Incendios en los pozos causados por fuentes de ignición presentes en atmósferas inflamables o líquidos inflamables.
- Lodos de perforación contaminados por fluidos de petróleo como posible causa de destellos.



Peligros para la salud

- Exposición a presiones anormales.
- Contacto con lodos de perforación y petróleos crudos que pueden ocasionar depresión del Sistema Nervioso Central, cáncer y otras patologías.
- Exposición excesiva a gases , tóxicos.
- Ruido.
- Estrés por frío.
- Exposiciones a materiales radiactivos naturales.



vapores o líquidos

Operaciones de soldadura y cortes

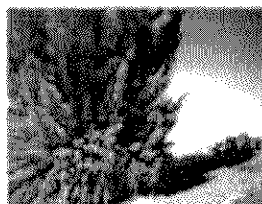
- Peligros de incendio y explosión en atmósferas inflamables.
- Inhalación de emanaciones tóxicas y vapores de metales.

Trabajo en espacios confinados

- Falta de oxígeno.
- Atmósferas de hidrocarburos inflamables.
- Exposición a gases tóxicos.



II.1.2 EXPLORACIÓN



La mayoría de las lesiones ocasionadas en las operaciones sísmicas se asocian a esfuerzos y tirones de los tejidos suaves de los músculos relacionados a la ergonomía o causados por caídas y resbalones al trabajar en superficies desparejas. Las lesiones a la espalda, piernas, brazos, tobillos y muñecas comprenden hasta un 50 por ciento de todas las lesiones de los trabajadores en operaciones sísmicas.

Producción

Estaciones compresoras, plantas de gas, instalaciones satélites petroleras

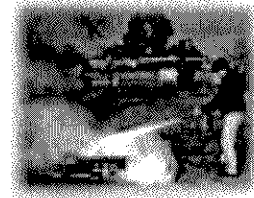


En las instalaciones de producción, tales como las plantas de gas o estaciones satélites, los trabajadores de la planta posiblemente se



encuentren expuestos a contaminantes de aire tóxicos o a atmósferas explosivas durante las operaciones o el mantenimiento.

Ambientes propensos a incendios/explosivos asociados a los productos químicos



Dependiendo de la operación o la tarea, los productos inflamables, (muchos de ellos tóxicos) como los componentes químicos y derivados del gas natural, aceites y demás líquidos pueden producir atmósferas explosivas. Las explosiones o incendios se pueden producir cuando se presenta la combinación de algún combustible (vapores y gases inflamables), aire (oxígeno) y calor (una fuente de ignición).

Ocurre una atmósfera inflamable cuando las mezclas del vapor de hidrocarburos y de aire se prenden por alguna fuente de ignición si la proporción combustible-aire se encuentra dentro de ciertos límites. En el caso de gases o vapores, los mencionados límites se conocen por inflamación superior e inferior o como límites explosivos. Dichos límites generalmente suelen expresarse en términos de porcentajes y representan los porcentajes límites de las mezclas de gas y vapor las cuales al prenderse propagan las llamas.



Ambientes tóxicos

Dependiendo de la operación, tareas y de los productos empleados, los trabajadores pueden quedar expuestos a una serie de gases, vapores o líquidos tóxicos. Las exposiciones a materias tóxicas llevadas por el aire que pueden ocasionar enfermedades o la muerte son las siguientes:



- Exposición al H₂S en las instalaciones de gas amargo durante las operaciones.Descarga de vapores de hidrocarburos como el benceno, tolueno, xileno, etc.



- Descarga de gases tóxicos producidos a raíz del proceso, óxidos de nitrógeno, sulfuros, etc.

- La presencia de atmósferas con falta de oxígeno en espacios limitados.

- Contacto en membrana dérmica (piel) y mucosa (ojos, vía respiratoria) con hidrocarburos (disolventes orgánicos) líquidos posiblemente corrosivos o que causan irritación a las diferentes partes del cuerpo.

- A continuación se resumen los peligros a los que los trabajadores de producción estarían expuestos:

Paquetes compresores

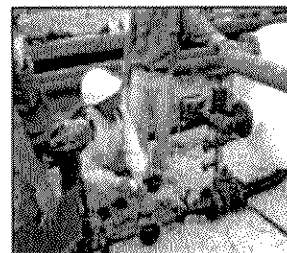
- Peligros de incendio o explosión.

Sistemas de admisión y arranque del suministro de gas

- Peligros físicos como ruido y estrés por calor.
- Escasa ventilación, falta de oxígeno.
- Exposición a gases o vapores tóxicos.

Tuberías, conexiones y válvulas

- Quemaduras térmicas, por contacto con cañerías calientes.
- Inhalación de gases y vapores tóxicos, debido a posibles fugas por malas conexiones.



Instalaciones de GLP

- Peligros de incendio o explosión.
- Ruido.
- Inhalación de gases o vapores tóxicos.
- Exposición al gas natural licuado y gas licuado del petróleo.

Ductos

Los peligros para la salud en el sector de ductos finalmente se asocian al producto que se bombea (petróleo crudo, gas o líquidos).

La exposición puede ocurrir a partir de fugas de gas/vapor, derrames de productos o en las tareas que exigen que el trabajador maneje o entre en contacto con el producto del ducto, tales como ensayos de las muestras, cambios de filtros, etc. Las demás fuentes de preocupación comprenden las fuentes de ignición, como las operaciones de generación eléctrica en áreas donde habrían atmósferas inflamables o explosivas.

Operaciones de limpieza de ductos



- Peligro de incendio o explosión debido a la manipulación de sustancias químicas.
 - Exposición a gases, vapores o líquidos tóxicos.
 - Exposición a presiones anormales debido a la despresurización de las tuberías.
 - Ruido.
- Exposición al caudal de productos durante las operaciones ciegas.

Mantenimiento de ductos

- Peligro de incendio o explosión debido a la manipulación de sustancias químicas.
- Exposición a gases, vapores o líquidos tóxicos.

Almacenamiento

La exposición a peligros para la salud por las instalaciones de almacenamiento de productos (tanques, recipientes) se relaciona principalmente a fugas/derrames o a tareas de limpieza por mantenimiento. Sin medidas de resguardo, como controles técnicos, y



prácticas laborales seguras, las explosiones, incendios, falta de oxígeno, peligros físicos o la presencia de líquidos, vapores o polvo tóxico pueden dar origen a lesiones, enfermedades o daños a la propiedad. Los peligros para la salud mencionados en la presente sección se pueden dividir en dos grupos:

- Fugas o derrames.
- Limpieza y mantenimiento de tanques.

Procesos de refinamiento de petróleo



En la industria de refinamiento del petróleo, debido a que prácticamente todos los procesos se cierran durante la operación regular, generalmente, en caso de producirse una fuga o una emanación, los trabajadores se exponen a riesgos ocupacionales. Además se presentan casos de exposición en operaciones no regulares (paros de revisión) o durante muestreos de proceso de inspecciones. Por lo tanto, las prácticas laborales y procedimientos que se desarrollan para la detección temprana de fugas o emanaciones o algún enfoque en el control de la maquinaria de proceso dentro de los parámetros operacionales de función, disminuirá las oportunidades de exposición a los peligros ocupacionales.

Pretratamiento del petróleo crudo

El proceso de pretratamiento abarca la desalinización del petróleo crudo antes de integrarlo a las unidades de procesamiento. Lo anterior se logra debido a que los agentes contaminantes presentes en el petróleo crudo (agua, sales inorgánicas, sólidos suspendidos y oligoelementos solubles en agua) si no se eliminan, pueden causar corrosión, taponamiento o trastornos de equipos y pueden envenenar los productos catalíticos empleados en el procesamiento.

En esta parte del proceso se pueden presentar peligros como:

- Peligros de incendio o explosión debidos a fugas o descargas crudas de los

calefactores.

- Exposición a tóxicos como amoniaco, demulsificantes, cáusticos o ácidos.
- Contacto dérmico con líquidos de hidrocarburos que pueden ocasionar quemaduras químicas.
- Estrés por calor originado en los procesos de muestreo, inspección, mantenimiento y actividades de paro de revisión.

Fraccionamiento

Es el proceso de destilación que se realiza mediante la "separación del petróleo crudo en torres de destilación atmosféricas o al vacío en grupos de compuestos de hidrocarburos en escalas de puntos de ebullición diferentes denominados "fracciones" o "cortes". Aquí pueden ocurrir:

- Peligros de incendio o explosión.
- Exposición a vapores, líquidos o gases tóxicos.
- Exposición a aguas de desperdicio.
- Quemaduras químicas.
- Ruido.



Tratamiento

Los procesos de tratamiento se emplean a fin de eliminar los agentes contaminantes que afectan negativamente las propiedades de los productos terminados o que reducen la eficiencia de los procesos de conversión. Prepara los caudales de hidrocarburos para su procesamiento adicional y para preparar los productos terminados. Los agentes contaminantes se componen de impurezas no relacionadas a los hidrocarburos y demás constituyentes. Los procesos de tratamiento abarcan la separación química o física como la disolución, absorción o la precipitación, la desulfurización de los productos químicos, tratamiento de ácidos, hidrotratamiento, extracción y desparafinización de disolventes. Entre sus principales peligros están:

- Peligros de incendio o explosión.
- Exposición a vapores líquidos tóxicos.
- Ruido.
- Estrés por calor.



Conversión

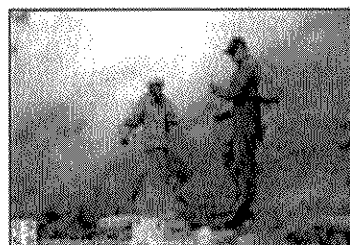
Los procesos de conversión cambian el tamaño o la estructura de las moléculas de los hidrocarburos. Antes de las conversiones, generalmente, la materia prima proviene de los procesos de tratamiento en forma de residuos, fracciones, etc., de planta de gas o de los diferentes procesos. Sus peligros son:

- Exposición a vapores o líquidos tóxicos.
- Carencia de oxígeno en espacios confinados.
- Estrés por calor.
- Ruido.
- Quemaduras químicas con aguas de desperdicio que contengan sulfuros, amoniacos o fenol.
- Quemaduras físicas al manejar coque caliente, vapores de cañerías o agua caliente.



Formulación y mezcla

La formulación y la mezcla es el proceso de mezclar y combinar fracciones de hidrocarburos, aditivos y demás componentes a fin de producir productos terminados con propiedades específicas de rendimiento.



Los peligros a la salud asociados a la formulación y mezcla del petróleo son:

- Exposición a vapores o líquidos tóxicos.
- Peligros de incendio o explosión.

CAPÍTULO III

III.1 PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION

PRODUCCIÓN

1. El personal asignado a las tareas de control e inspección deberá certificar los movimientos de fluidos en los puntos de medición habilitados al respecto. Esto requiere un registro que permita cuantificar con un error no mayor a CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%) en el punto de transferencia – Unidad LACT (Resolución 435/2004 – Art.1).
2. Queda debidamente establecido que las condiciones de despacho de hidrocarburos son exclusivamente las especificadas en el PBC – Art. Nº 19.4 con todos sus sub-incisos. Nunca existió autorización para operar despachos por cargaderos lo que hace a los mismos totalmente violatorios de las exigencias y acuerdos contractuales.
3. En el caso puntual de Medanito operado por PCR y mientras mantenga el sistema de entrega por tanque, se controlarán los despachos conforme las normas implementadas en el PBC – Anexo 5 – Condiciones para la Medición del Petróleo Crudo:

III.1.1 OPERACIONES PREVIAS A LA MEDICIÓN DE LOS VOLÚMENES DE PETRÓLEO

Los tanques destinados al almacenaje y/o medición del PETRÓLEO CRUDO, deberán ser purgados a fin de desalojar en lo posible toda el agua acumulada en sus fondos. Si los tanques estuvieran dotados de protección catódica, el drenaje deberá efectuarse hasta el nivel de seguridad fijado por los mismos.

Finalizada la operación se procederá al cierre y precintado de todas las válvulas de expurgue del tanque afectado, así como de las válvulas de entrada y salida.

III.1.A CONTROL DE LOS VOLÚMENES DE PETRÓLEO CRUDO

A.1 Verificación del cierre y precintado de las válvulas de la línea de entrada

A.2 Comprobación del cierre y precintado de las válvulas de salida del tanque afectado a la recepción.

A.3 Control de la exactitud de los elementos con el que se efectuarán las mediciones

A.4 Medición del vacío del tanque

La medición de vacío del tanque se efectúa mediante el uso de cinta pilón. Para éste método es necesario conocer la altura total del tanque y tener en la parte superior de la boca un punto de referencia, ya que la cinta y pilón se hace llegar hasta la superficie del líquido. La lectura tomada es lineal expresada en centímetros o milímetros.

A.5 Medición del agua y sedimentos separados en el fondo.

A.6 Determinación de la temperatura del producto existente.

A.7 Medición de lleno.

La lectura directa de lleno del tanque, se realiza introduciendo una varilla graduada por la boca de medición del mismo. La lectura tomada es lineal, expresada en centímetros o milímetros. Cada tanque tiene una constante que su producto con el factor lineal transforma la lectura en volumen.

A.8 Determinación de existencia y agua libre directa en tanque.

- I. Pintar con melaza varilla de bronce
- II. Bajar varilla graduada hasta fondo de tanque desde el punto de referencia en la boca de medición.
- III. Reposar en fondo aproximadamente 5 minutos.
- IV. Sacar varilla hasta la boca de medición.

- V. Rociar con kerosén la varilla en boca de medición.
- VI. Comprobar por la variación de color el corte de agua.
- VII. Registrar.

III.1.B MUESTRAS Y ENSAYOS

Las determinaciones analíticas de los hidrocarburos son importantes en su condición de calidad. Esto requiere la certificación correspondiente de la AA mediante la fiscalización de la extracción y su posterior tratamiento. La toma de muestra en tanque para su posterior análisis se describe a continuación:

B.1 Toma de muestras en tanques.

- A. Bajar lentamente desde boca de medición del tanque Sacamuestras de bronce de 750 cc.
- B. Tocar fondo de tanque.
- C. Subir despaciosamente hasta boca de medición.
- D. Limpiar con kerosén cuerda y Sacamuestras en boca de medición.
- E. Trasvasar en laboratorio a recipiente adecuado.
- F. Colocar en baño térmico.
- G. Etapa de Despacho

B.2 Determinación de sales en petróleo.

- A. Colocar en un Balón de 500 ml, 250 ml de agua destilada.
- B. Calentar hasta punto de ebullición.
- C. Sacar 100 ml de muestra de petróleo.
- D. Colocar en ampolla de decantación de 1000 ml.
- E. Agregar 100 ml de kerosén.
- F. Agregar 250 ml del agua destilada hervida.
- G. Agitar vigorosamente durante 5 minutos.
- H. Liberar frecuentemente la presión con la llave de la ampolla en posición invertida.
- I. Dejar reposar 15 minutos.
- J. Evacuar 100 ml a una probeta graduada.
- K. Pasar a un Erlenmeyer de 250 ml los 100 ml del agua de la muestra.

- L. Agregar 1 ml de Cromato de Potasio.
- M. Abrir válvula de bureta graduada conteniendo Nitrato de Plata.
- N. Titula girando continuamente hasta cambio de color de la muestra (salmón)
- O. Cerrar válvula de bureta graduada.
- P. Observar en bureta graduada la cantidad de Nitrato de Plata utilizado.ç
- Q. Constatar en planilla de equivalencias el valor correspondiente al contenido de sales expresado como Cloruro de Sodio en gramos por metros cúbicos.

B.3 Determinación de porcentaje de agua por centrifugación

- A. Colocar en 2 tubos torpedos de 100 cc, 50 cc de petróleo y 50 cc de kerosén.
- B. Agregar tres gotas de desmulsionante.
- C. Agitar los tubos para homogeneizar la muestra durante 1 minuto.
- D. Poner en el baño térmico durante 15 minutos a una temperatura de 80°
- E. Sacar los tubos torpedo.
- F. Colocar los tubos torpedo en la caja de metal de la centrífuga.
- G. Centrifugar durante 10 minutos a una velocidad entre 1500 a 1700 rpm
- H. Sacar los tubos.
- I. Leer en cada tubo el volumen total de agua y sedimentos.

B.4 Muestreo para hidrocarburos en agua de purga.

- A. Disponer un envase limpio vidriado de 250 cc
- B. Colocar envase en salida de agua de purga.
- C. Llenar envase sin que rebalse.
- D. Tapar envase e identificar.
- E. Enviar a laboratorio.

Otro de los puntos a fiscalizar es lo que se define como "Ensayo de Pozo". Este sistema es el que se adopta como método de cuantificación productiva y sus resultados son posteriormente registrados en el Capítulo IV. Su metodología es la siguiente:

III.1.C ENSAYO DE POZO

- A.Efectuar la medición inicial en tanque
- B.Colocar gráfico circular en registrador correspondiente.
- C.Verificar instalaciones de superficie en locación del pozo.
- D.Sacar la muestra del fluido.
- E.Tomar presiones.
- F.Verificar carrera y GPM.
- G.Verificar trabajo de bomba.
- H.Tomar medida final en tanque.

III.1.D DESPACHO

El petróleo comercial es bombeado desde la planta de tratamiento PTC a un tanque de 500 m³ por un ducto de 4" de diámetro con una longitud de 16 Km aproximadamente.

Cuando se completa la capacidad del tanque de referencia o por decisión de la operadora, el bombeo se mantendrá suspendido hasta finalizar la etapa final de la recepción – Medición Final.

Se debe establecer fecha y horario para la etapa inicial de recepción - Medición Inicial - con la contratista.

El proceso consiste en realizar la medición por el método de "Medición de Vacío" – Punto 4 – la extracción de tres muestras de 750 cc del producto y la toma de temperatura. Una muestra se procesará para determinar porcentaje de agua y salinidad del producto. Las restantes muestras se deben guardar cerradas y precintadas por un tiempo de 60 días, quedando una en poder de la terminal – OLDELVAL – y la otra en poder de la operadora. Ambas muestras serán el "Respaldo" de la certificación".

Una vez comprobado que el producto está en condiciones comerciales en cuanto a contenido de agua y sales, se procede a precintarse la válvula de entrada al tanque de 500 m³ y evacuar el producto al tanque de la terminal.

Finalizado el bombeo se rompe el precinto del punto anterior y se precinta la válvula de salida del tanque de 500 m³ procediendo a la etapa final de recepción (Medición Final).

III.1.E. CONTROL DE LOS CAUDALÍMETROS EN SUS PUNTOS DE MONTAJE.

Los Caudalímetros son elementos de medición de caudal que actúan sobre el flujo de paso circulante. En el mercado se conocen diversos modelos adaptados a diferentes necesidades. Los tradicionales del tipo mecánico funcionan bajo el principio de DP (Diferencial de Presión) que se produce sobre el sensor manométrico incorporado en el dispositivo. Como consecuencia de la presión ejercida sobre la superficie del sensor este gira traduciendo su movimiento, mediante un registro calibrado, en volúmenes dinámicos. También existen sistemas conocidos como "Desplazamiento Positivo" o por "Turbinas".

A través de cartas se puede graficar un registro continuo tipo On Line donde se obtiene el caudal por unidad de tiempo. Se trata de un sistema tipo "Aforo" donde, si se toma la precaución de mantenerlo calibrado, la precisión es aceptable. Para una calibración eficiente deben tenerse en cuenta parámetros físicos tales como temperatura, presión o compensación de gravedad específica. El limitante de este sistema es que no reconoce diferencias de sustancias con lo que los fluidos asociados aparecen incluidos en el caudal total.

Los sistemas del tipo MMC (Micro Motion Coriolis) más conocidos como "Máscos" proveen un alto nivel de precisión en las mediciones de flujo tanto de líquidos como gases. La diferencia radica en que los MMC miden masa y densidad en forma directa y pueden derivar flujos volumétricos a partir de estas mediciones primarias. Su principio prescinde de las compensaciones necesarias en los Caudalímetros mecánicos y no necesita ser calibrado en caso de modificarse las condiciones de los fluidos.

El registro de los Caudalímetros se llevará por medio de una lectura periódica en el mismo horario a fin de cotejar la evolución productiva .

En la planilla Ca101 se volcarán los datos registrados mediante la correspondiente lectura. Mensualmente se informará el producido total según lecturas de caudalímetro y el certificado de despacho por unidad LACT.

III.1.F. MEDICIONES DE VOLUMEN Y CALIDAD DE GAS

Las mediciones de volúmenes de gas deben realizarse en los puntos finales del tratamiento (H₂S) previo a su despacho. En el caso de Medanito el punto de medición se identifica con el número 311. A este PM311 el gas llega transportado por un gasoducto de 8" con 18 Km de longitud.

Las mediciones y controles de calidad del gas son efectuadas por la empresa TGS. El sistema cuenta con un puente de medición de 6" del tipo bridas portaplacas serie 600, con una unidad de cómputo y correctora de caudales electrónica. La transmisión de datos a planta es por medio de un sistema de radio la que envía los datos a la sala de operaciones durante las 24 hs.

La inspección fiscalizará las tareas de:

- 1.Lectura total de volumen
- 2.Toma de muestra
- 3.Determinación del poder calorífico
- 4.Densidad relativa
- 5.Composición cromatográfica
- 6.Procesamiento para volumen corregido a 9300 Kcal.

Las Especificaciones de Calidad son las siguientes:

Contenidos Máximos de:

Dióxido de Carbono	2% Molar
Agua	65 mg/sm ³
Total Inertes (N ₂ +CO ₂)	4 % Molar
Sulfuro de hidrógeno (SH ₂)	3 mg/sm ₃
Azufre Entero	15 mg/m ₃
Hidrocarburos Condensables	-4°C a 5500 Kpa Abs.
Oxígeno (O ₂)	0.2% molar
Partículas sólidas	22.5 Kg/MM de sm ₃
Partículas Líquidas	1001/MM de sm ₃
Poder Calorífico superior	Min.8850 kcal/sm ₃ Max.10200 kcal/m ₃
Temperatura	50ª C
Otras consideraciones	Libre de arenas, polvos, gomas, aceites.

CAPITULO IV

IV.1 MEDIO AMBIENTE

La identificación de acciones que puedan o hayan alterado las condiciones naturales del medio son indispensables para evaluar sus consecuencias y por ende su importancia. La actividad hidrocarburífera y minera que se lleva a cabo en la porción sur lindante al Río Colorado, entre Casa de Piedra y Colonia Chica hacen que la valoración y medición de efectos se califique como de "Alta Importancia". Este rango define niveles de recuperación muy lentos lo que demuestra que el mejor modo en el sostenimiento de condiciones ambientales no alteradas es la prevención.

A fin de lograr el objetivo citado en el párrafo anterior, la Autoridad de Aplicación asume la responsabilidad de controlar que las actividades industriales se encuadren dentro del marco legal correspondiente. Un sistema organizado bajo normas actualizadas asociado al monitoreo y control in situ, son eficientes herramientas en la prevención de accidentes y por ende en la conservación del medio ambiente.

La AA establece un monitoreo continuo de superficie al que le sumará controles de subsuelo mediante freátímetros estratégicamente ubicados. De este modo se evaluará cada factor ambiental en la medida de los posibles efectos.

La región bajo explotación hidrocarburífera se ha dividido en cuadrículas de aproximadamente 4 Km². Cada una de estas superficies registra un variable número de locaciones. La modalidad operativa de la inspección programará la distribución de grillas entre el cuerpo de inspectores a fin que sean recorridas en su totalidad cada 60 días. Esto significa que todos los sondeos serán relevados cada dos meses.

Paralelamente a este Manual de Procedimientos se elaboró una recopilación de la legislación Provincial y Nacional de las siguientes leyes y resoluciones:

Ley 24051 Nac. de Residuos Peligrosos 17/01/1992

Decreto 831/93 Reglamentación de la Ley N° 24.051

Resolución SE N° 105/92 "Normas y procedimientos que regulan la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos."

Resolución SE N° 342/93 "Estructura de los Planes de Contingencia"

Resolución 224/1994 "Definición de Residuos peligrosos de Alta y Baja Peligrosidad"

Resolución SE N°341 "Cronograma y normas para el reacondicionamiento de piletas y restauración del suelo."

Se confeccionaron planillas de relevamiento originarias de la Secretaría de Energía de Nación que los inspectores deben completar en sus recorridos. La modalidad será la de distribuir entre el personal de la inspección áreas a cubrir por espacio de tiempo.

Las planillas cubren rasgos y detalles de los siguientes items:

- 1.Pozo y Locación
- 2.Piletas
- 3.Líneas de conducción
- 4.Agua de producción.
- 5.Formas de disposición de residuos.
- 6.Baterías, Playas y tanques.
- 7.Ruidos.
- 8.Caminos.
- 9.Provisión de agua dulce.
- 10.Productos químicos.
- 11.Aventamiento de gas.
- 12.Seguridad y plan de contingencias.
- 13.Equipos de perforación y terminación
- 14.Condiciones inseguras – Zonas aluvionales.
- 15.Condiciones inseguras – Registros.

CAPITULO V

V.1 PLANILLAS

Las planillas serán el complemento de la visita a cada locación, batería, camino, etc. En ellas el inspector volcará toda la información del ítem respectivo. El llenado de las planillas requiere una tarea combinada entre el campo y la base de la operadora. Gran parte de las respuestas se obtendrán directamente in situ con la sola observación. El resto requiere información que solamente la empresa podrá facilitar a fin de completar la misma.

A continuación se describe el contenido de cada planilla con nota aclaratoria de sus puntos.

V.1.- POZO Y LOCACION

Nombre del Pozo : EM-X 2016 (ejemplo)

Estado (Productor – Inyector – En estudio – Abandonado)

Sistema de Extracción: Gas Lift – Mecánica – Surgencia

- 1.1 Está identificado el pozo?
- 1.2 Está cercada la locación?
- 1.3 Está cercado el equipo de bombeo?
- 1.4 Existen programas de mantenimiento? Se refiere a programas de rutina tendientes a evitar incidentes ambientales en la boca de pozo y locación. Por ejemplo reemplazos de Tee prensa, cambio de algún sector del puente de producción, pintura en general, repaso de canaleta de contención de derrames, acondicionamientos de terraplenes afectados a erosión hídrica, etc. Se completa con SI-NO y la frecuencia del mantenimiento (Semanal – Mensual – Anual)
- 1.4 Está nivelada la locación?
- 1.5 Se ha rellenado la bodega? Se refiere a la fosa de hormigón construida alrededor de la boca de pozo. La misma puede ser rellenada con tierra o, en caso de no poseer relleno, debe tener una protección metálica que evite el ingreso de fauna u otro incidente. Se completa con SI-NO.
- 1.6 Tiene protección la bodega?
- 1.7 Está vacía y limpia la bodega?
- 1.8 Tiene canaleta perimetral para contener derrames?

- 1.9 Tiene parada automática por pérdidas?
- 1.10 Tiene telesupervisión de variables? Se refiere al monitoreo de algún parámetro (presión, volumen, golpe de fluido) que permita, en caso de ocurrir una anomalía (cambio de presión de flujo, aumento de volumen) interrumpir automáticamente el bombeo. Los sistemas utilizados son: Presostatos, Pump OFF, etc. Se completa con SI-NO pudiendo adjuntar el sistema utilizado.
- 1.11 Se han evaluado riesgos de zonas aluvionales?
- 1.12 Está señalado correctamente? Se refiere a la señalización que permite ubicar el pozo una vez que se abandona el camino principal y la cartelería en el acceso a la locación.
- 1.13 Cantidad de piletas asociadas?
- 1.14 Tiene tanque sobre elevado y cargadero de camiones?
- 1.15 Presión en la boca de pozo?
- 1.16 Hay derrames de petróleo
- 1.17 Son recientes? Tiempo desde el derrame. Los derrames recientes son los que tienen días o semanas. A partir de la observación y donde el derrame aparezca sin movilidad con colores oscuros y aspecto bituminoso se asumirá que no son recientes sin precisar la estimación de cuando se produjo.
- 1.18 Se vierte agua de producción? Recorrido y destino.
- 1.19 Se detectan pérdidas? En cualquier parte del sistema de extracción.
- 1.20 De petróleo? Estimar cuanto. Se utilizará la siguiente clasificación areal :
- Hasta 1m² : D1
 - Hasta 5 m²: D2
 - Hasta 20 m²:D3
 - Hasta 50 m²:D4
 - Hasta 100 m²:D5
 - Más de 100 m²:D6
- 1.21 De gas? Estimar cuanto. Se define como escape de gas a la pérdida a la atmósfera proveniente de un sistema a presión, sin que se produzca incendio o explosión
- A. Burbujeo: escape de poca magnitud con poco riesgo y de fácil control
 - B. Soplido intermitente: escape de poca a mediana magnitud con mayor riesgo para personas e instalaciones que A.

C. Soplido constante: escape de proceso importante con dificultad para controlar y riesgo de incendio o explosión.

D. Soplido Violento: escape de proceso muy grande con grandes posibilidades de incendio o explosión y de muy difícil control.

1.22 De agua? Estimar cuanto en litros por unidad de tiempo.

1.23 Pierde el prensa de algún vástago o válvula?

1.24 Se aventa gas sin quemar?

1.25 Se conducen fluidos por canales abiertos.

1.26 Hay signos de corrosión?

1.27 Hay chatarra dispersa?

2.- PILETAS

Las piletas que aún existan en las áreas deberás cumplir los requerimientos de la Res. SE N°341 de fecha 1 de noviembre de 1993. Cada punto que requiera información que no surja de la observación de campo deberá ser consultado en la base correspondiente con el personal responsable.

3. LINEAS DE CONDUCCIÓN

La planilla describe ductos en general bajo la siguiente referencia:

Oleoductos – Transporte de petróleo : 1

Gasoductos - Transporte de gas:2

Acueducto – Transporte de agua:3

Tipo de empalme: soldado – roscado

Los siguientes puntos deberán ser consultados en la base:

3.6.Se monitorea la corrosión?

3.7Tiene protección automática contra derrames?

3.10 Existe la documentación de su tendido?

3.11Están actualizados los registros de mantenimiento?

4.- AGUA DE PRODUCCIÓN

Tradicionalmente el agua de producción se vertía en piletones para su desecación o en los cauces fluviales próximos.

Actualmente la legislación vigente considera que la misma debe tratarse (desalinización y filtrado) y posteriormente inyectarse al subsuelo en lo posible a la formación madre. También aparecen posibles alternativas como:

Reinyección a Formación Productiva

Inyección a Pozo sumidero

Pileta de infiltración

Evaporación

La Planilla 4 intenta conocer el destino del agua de producción.

- 1.1 Método de disposición del agua de producción.
- 2.2 Reinyección a formación productiva? (m³/día) . Consulta a Operadora
- 3.3 Pileta de infiltración? (m³/día) – Evaporación?. Consulta a Operadora
- 4.4 Se mide y se registra el caudal de agua producida. Consulta a Operadora.
- 5.5 Tiene tratamiento previo? Consulta a Operadora y verificación.
- 6.6 Se determina la salinidad a la entrada y salida? Consulta a Operadora y verif.
- 7.7 Se determina el contenido de hidroc. residuales? (ppm) Consulta y verif.
- 8.8 Se realizan otros análisis? Indicar cuales. Consulta y verificación.
- 9.9 Cumple con una frecuencia de muestreo? Indicar. Consulta y verificación.

5.- FORMAS DE DISPOSICIÓN DE RESIDUOS

La disposición de los diferentes residuos guarda estrecha relación con las consecuencias que potencialmente pueden tener sobre el medio. Un adecuado sitio y un eficiente tratamiento logra minimizar y controlar los efectos contaminantes que los mismos pueden tener.

En el caso de 5.1.3 Fondos de tanque, se refiere a la disposición de los residuos que por su densidad se acumulan en la base de los depósitos. Su disposición debe evitar la lixiviación de los hidrocarburos pesados. Se pueden disponer en piletones de hormigón o piletas impermeabilizadas con laminas de PVC, etc. Este residuo debe ser caracterizado para luego disponer su tratamiento tendiente a la inertización del mismo.

El resto de la planilla deberá consultarse con las autoridades correspondientes del área verificando que las respuestas coincidan con la realidad.

A tal fin se sugiere la visita a cada repositorio con el responsable de medio ambiente. La frecuencia de visita debería ser mensual.

6.- BATERÍAS, PLAYAS DE TANQUES.

Esta planilla se completará cuando dentro de la grilla de relevamiento se registren depósitos, baterías, etc.

Tiene un cuestionario sencillo que posiblemente no requiera apoyo de la autoridad del área ya que con una observación exhaustiva es posible completarla. De todos modos y si el inspector considera la necesidad de consulta siempre será beneficioso el aporte de información del operador.

La planilla N°6 tiene en su base un registro para posible "Contaminación acústica". Los ruidos operativos producen consecuencias físicas tanto en los operadores, en los posibles vecinos como en la fauna. Con una adecuada protección y con sistemas de atenuación las emisiones acústicas son controladas en un nivel inofensivo.

Finalmente la Planilla N°6 adjunta un cuestionario del tipo C1 con las mismas preguntas referidas a derrames, pérdidas, etc.

7.- CAMINOS

La prevención evita accidentes. Los cortes en los caminos por procesos hídricos son comunes en áreas con precipitaciones extraordinarias, fuera del régimen estadístico. Generalmente las precauciones se fundamentan en los antecedentes y las características climáticas.

La región donde se desarrolla la actividad petrolera en la Provincia de La Pampa, tiene un nivel de precipitaciones por debajo de los 400 mm anuales. Sin embargo son posibles situaciones de alto impacto hídrico mediante lluvias torrenciales. La erosión que se produce como resultado de estos cursos de agua temporales es previsible con adecuados sistemas de drenaje controlado siguiendo la estructura y la topografía que se encauza con canales cementados hacia los depósitos fluviales regionales. La pregunta 7.1 trata este tema.

Igualmente los caminos con terraplenes altos en sus márgenes evitan el deterioro de la acción eólica, muy común en la zona.

El resto de la planilla podrá ser completado con la observación in situ.

8.-PROVISION DE AGUA DULCE

El manejo racional del recurso es una obligación por parte de los operadores industriales. La zona, si bien dispone de un cauce fluvial – Río Colorado – debe considerársela como de escasos recursos en aguas subterráneas. Por este motivo se hace necesario conocer el manejo del agua potable por parte de las operadoras. La planilla debería ser completada con información provista por las empresas y verificadas por la inspección.

9.- PRODUCTOS QUÍMICOS

Los productos químicos utilizados en la industria petrolera – UpStream - se aplican en las técnicas de :

Perforación: Lodos base agua o base petróleo. Estabilizantes, espesantes, desemmulsionantes, lubricantes, etc.

Terminaciones: Acidos (HCl / FIH), Geles, etc.

Producción: Metanol, Glicol.

La correcta conservación y manipulación de los mismos es sinónimo de seguridad. La planilla N°9 intenta conocer la situación y manejo que se realizan en las áreas de los químicos utilizados. En relación al nivel de preguntas se considera que el correcto completado de la misma debería realizarse con el asesoramiento de personal de la operadora procediendo a su posterior verificación.

10.- AVENTAMIENTO DE GAS

El aventamiento de gas está regimentado por la Resolución de la Secretaría de Energía N° 236 de fecha 26 de agosto de 1993 y modificada por Res. SE N° 143/98.

Dentro de las consecuencias que involucra el venteo, existe la peligrosidad de que el gas contenga componentes tóxicos. En la región donde se desarrolla la actividad se registra gas sulfhídrico (H₂S) asociado al gas producido.

Con este antecedente se hace imprescindible tomar precauciones en zonas de venteo ante posibles "bolsones" de H₂S.

I	Emisión de poco caudal y bajo tenor de H ₂ S (<100 ppm) Bajo riesgo
II	H ₂ S Emisión de gas cuyo caudal es importante pero de bajo tenor en (<100 ppm) con bajo riesgo
III	Emisión de caudal importante de gas con altas concentraciones de H ₂ S (<500 ppm) alto riesgo para las personas
IV	Emisión de grandes caudales de gas con muy altas concentraciones de H ₂ S (>500 ppm) con graves riesgos para las personas.

Concentración de gas sulfhídrico en el aire y su efecto sobre la salud

Aprox. 0,1 mg/l	Umbral olfatorio
Menos de 10 mg/l	Sin señales de intoxicación
100-150 mg/l	Irritación de los ojos y vías respiratorias.
200-300 mg/l	Grave intoxicación local de las mucosas con signos generales de intoxicación luego de 30 minutos.
300-700 mg/l	Intoxicación subaguda de las mucosas.
700-900 mg/l	Grave intoxicación. Muerte luego de 30 a 60 minutos.
1000-1500 mg/l	Desmayo y calambres, muerte después de pocos minutos.

El detector de H₂S portátil tiene una sensibilidad de detección de hasta 5 ppm

En caso de haberse tomado contacto con un ambiente de H₂S el personal afectado debe ser trasladado a un lugar con aire fresco. Esto demuestra que en los lugares de venteo se debe concurrir de a pares y evitar que ambos tomen contacto con la zona afectada. En caso de escape repentino del tipo "bolsón", se debe mantener la calma, contener la respiración y dirigirse de inmediato a un lugar donde se esté al reparo de las emanaciones tóxicas.

La planilla N° 10 requiere información que la operadora deberá proveer y proceder posteriormente a su verificación.

11.- SEGURIDAD Y PLAN DE CONTINGENCIAS

Los Planes de Contingencia permiten evaluar los daños ambientales y organizar las medidas preventivas y la respuesta ante la ocurrencia de incidentes que afecten o puedan afectar recursos naturales y/o de valor socioeconómico.

La reglamentación de los mismos se encuentra en la Resolución SE N°342/93 y la información requerida en la planilla N°11 debería enmarcarse en los términos que la Res. dispone.

La operadora deberá proveer parte de la información requerida en la planilla y procederse a su posterior verificación.

12.- EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

La inspección en la actividad de perforación tiene tres objetivos:

1. Contribuir en la seguridad operativa mediante la exigencia de las normas correspondientes.
2. Controlar el cumplimiento preventivo ambiental.
3. Mantener actualizado los resultados operativos y de desarrollo del área.

Los puntos 1 y 2 forman parte de los conceptos que exige la planilla. El punto 3 se manejará mediante el parte diario.

13.- CONDICIONES INSEGURAS – ZONAS ALUVIONALES

Los aluviones son movimientos de material que se producen como consecuencia de deslizamientos en zonas inestables por su pendiente y la estructura del terreno. Las consecuencias de un aluvión son impredecibles ya que pueden asociarse elementos tales como agua, roca, barro en volúmenes gigantescos provocando verdaderos desastres.

El análisis individual de los componentes de un aluvión permite organizar sistemas de prevención. Si consideramos la remoción en masa que representa un aluvión podemos entender que su principal vector condicional es la pendiente. Con el análisis topográfico asociado a la estructura sostén del suelo se puede evaluar la capacidad autoportante de un sistema. A mayor pendiente mayor inestabilidad. Por este motivo, las zonas que potencialmente aparecen como aluvionales deben ser controladas mediante sistemas de contención y evitando en sus puntos críticos obras de intersección.

La planilla 13 intenta relevar la situación regional respecto a posibles aluviones. Se recomienda contactar a la empresa y verificar posteriormente la información.

14.- CONDICIONES INSEGURAS - REGISTROS

El objetivo de esta planilla es conocer las falencias que el inspector puede eventualmente apreciar en los incidentes de trabajo como ambientales. Se trata de conocer las actitudes que la operadora adopta ante determinadas situaciones. El inspector determinará personalmente donde corresponde tomar la información.

PLANILLAS

1.-POZO Y LOCACION

Marcar en el plano del área la ubicación de los pozos verificados

Coordenadas: X: _____ Y: _____

Nombre del pozo verificado		
Estado (productor, inyector, en estudio, abandonado, etc.):		
Sistema de extracción (Adjuntar códigos utilizados):		

1.1	Está identificado el pozo?		
1.2	Está cercada la locación?		
1.3	Está cercado el equipo de bombeo?		
1.4	Existen programas de mantenimiento?		
1.5	Está nivelada la locación?		
1.6	Se ha rellenado la bodega?		
1.7	Tiene protección la bodega?		
1.8	Está vacía y limpia la bodega?		
1.9	Tiene canaleta perimetral para contener derrames?		
1.10	Tiene parada automática por pérdidas?		
1.11	Tiene telesupervisión de variables?		
1.12	Se han evaluado riesgos en zonas aluvionales?		
1.13	Está señalizado correctamente?		
1.14	Cantidad de piletas asociadas		
1.15	Tiene tanque sobre- elevado y cargadero de camiones?		
1.16	Presión en la boca de pozo		

Cl.1	Hay derrames de petróleo?		
Cl.1.1	Son recientes? / Tiempo desde el derrame		
Cl.2	Se vierte agua de producción? Recorrido y destino		
Cl.3	Se detectan pérdidas?		
Cl.3.1	De petróleo? Estimar cuánto		
Cl.3.2	De gas? Estimar cuánto		
Cl.3.3	De agua? Estimar cuánto		
Cl.3.4	Pierde el prensa de algún vástago o válvula?		
Cl.9	Se aventa gas sin quemar?		
Cl.10	Se conducen fluidos por canales abiertos?		
Cl.11	Hay signos de corrosión?		
Cl.13	Hay chatarra dispersa?		

Observaciones:

Marcar en el plano del área la ubicación de las piletas observadas.

Ubicación o nombre de la pileta:			
Tipo de pileta (Adjuntar códigos utilizados):			
Coordenadas: X :		Y:	
2.1	Está cercada la pileta?		
2.2	Está libre de petróleo?		
2.2.1	Tiene los bordes limpios?		
2.3	Está libre de agua de producción?		
2.4	Está libre de residuos sólidos y/o chatarra?		
2.5	Está libre de animales atrapados?		
2.6	Está impermeabilizada?		
2.7	Está construida sobre terreno firme?		
2.8	Está libre de la acción de escurrimientos?		
2.9	Está en ejecución su reacondicionamiento?		
2.10	Está programado su reacondicionamiento?		
2.11	Está restaurada o en proceso de restauración?		
2.12	Está señalizada correctamente?		
2.13	Para piletas de perforación. Tiene menos de 60 días?		
2.14	Tamaño aproximado (m)		

CI.1	Hay derrames de petróleo?		
CI.1.1	Son recientes? / Tiempo desde el derrame		
CI.4.1	Hay acumulación de sales?		
CI.5	Hay redes sobre piletas para protección de aves?		
CI.7	Hay condiciones que puedan contaminar el suelo?		
CI.8	Hay condiciones que puedan contaminar recursos hídricos?		
CI.10	Se conducen fluidos por canales abiertos?		
CI.13	Hay chatarra dispersa?		

Observaciones:

3.- LINEAS DE CONDUCCION

Marcar en el plano de tendido de cañerías la ubicación de los ductos verificados.

Coordenadas: X:

Y:

Ducto verificado:		
Tipo de cañería (Adjuntar códigos utilizados):		
Tipo de fluido (Adjuntar códigos utilizados):		
Tipo de empalme:		

3.1	Está enterrada?		
3.2	Está tendida sobre soportes?		
3.3	Tiene protección en cruces de cauces y caminos?		
3.4	Están restaurados (o en proceso) el suelo y la flora?		
3.5	Hay signos de corrosión?		
3.6	Se monitorea la corrosión?		
3.7	Tiene protección automática contra derrames?		
3.8	Está pintada de acuerdo a un código de colores?		
3.9	Están señalizadas correctamente?		
3.10	Existe la documentación de su tendido?		
3.11	Están actualizados los registros de mantenimiento?		

Cl.1	Hay derrames de petróleo?		
Cl.1.1	Son recientes? / Tiempo desde el derrame		
Cl.3	Se detectan pérdidas?		
Cl.3.1	De petróleo? Estimar cuanto		
Cl.3.2	De gas? Estimar cuanto		
Cl.3.3	De agua? Estimar cuanto		
Cl.3.4	Pierde el prensa de algún vástago o válvula?		
Cl.7	Hay condiciones que puedan contaminar el suelo?		
Cl.8	Hay condiciones que puedan contaminar recursos hídricos?		
Cl.11	hay signos de corrosión?		

(1)- Acero revestido interior y exterior, diámetro 3".-

(2)- Agua, gas y petróleo.-

Observaciones:

4.- AGUA DE PRODUCCION

Marcar en el plano de instalaciones la ubicación de las plantas observadas

Coordenadas: X:

Y:

Planta de Tratamiento observada:		
Tipo de planta (Adjuntar códigos utilizados):		

4.1	Método de disposición del agua de producción:		
4.1.1	Reinyección a formación productiva? - (m ³ /día)		
4.1.2	Inyección a pozo sumidero? - Profundidad (m) y formación		
4.1.3	Pileta de infiltración? - (m ³ /día) - evaporación?		
4.1.4	Se vierte agua de producción? / Recorrido y destino		
4.2	Se mide y se registra el caudal de agua producida? - (m ³ /día)		
4.3	Tiene tratamiento previo?		
4.4	Se determina la salinidad a la entrada y la salida		
4.5	Se determina el contenido de HC residuales? - (ppm)		
4.6	Se realizan otros análisis? Indicar cuales.		
4.7	Cumple con una frecuencia de muestreo? Indicar.		

CI.3	Se detectan pérdidas?		
CI.3.1	De petróleo? Estimar cuanto		
CI.3.2	De gas? Estimar cuanto		
CI.3.3	De agua? Estimar cuanto		
CI.3.4	Pierde el prensa de algún vástago o válvula?		
CI.4	Hay piletas? Indicar tipo		
CI.4.1	Hay acumulación de sales?		
CI.7	Hay condiciones que puedan contaminar el suelo?		
CI.8	Hay condiciones que puedan contaminar recursos hídricos?		
CI.10	Se conducen fluidos por canales abiertos?		
CI.11	Hay signos de corrosión?		

Observaciones:

5.- FORMAS DE DISPOSICION DE RESIDUOS

5.1	Se disponen los residuos sólidos y semisólidos según legislación?		
5.1.1	Domésticos (Indicar método)		
5.1.2	Chatarra (Indicar método)		
5.1.3	Fondos de tanque (Indicar método)		
5.1.4	Envases (Indicar método)		
5.1.5	Otros (Especificar)		
5.2	Se disponen los residuos líquidos según legislación vigente?:		
5.2.1	Aceites usados		
5.2.2	Productos químicos		
5.2.3	Lodos de perforación base agua		
5.2.4	Lodos de perforación base hidrocarburos		
5.2.5	Cloacales		
5.2.6	Otros (Especificar)		
5.3	Hay registración de cantidades de otros residuos?		
5.4	Se disponen en base a legislación vigente? Indicar ley.		
5.5	Hay señalización apropiada?		
CI.7	Hay condiciones que puedan contaminar el suelo?		
CI.8	Hay condiciones que puedan contaminar recursos hídricos?		
CI.13	Hay chatarra dispersa?		

Observaciones:

6.-BATERIAS, PLAYAS DE TANQUES

Marcar en el plano de instalaciones la ubicación de las baterías o tanques verificados.

Baterías o tanques verificados:				
Tipo de instalación (Adjuntar códigos utilizados):				
Coordenadas: X:		Y:		
6.1	Los tanques tienen recinto de seguridad?			
6.2	Es apropiado el volumen del recinto? (Ley 13660)			
6.3	Esta cerrado y sin obturaciones el drenaje?			
6.4	Tienen puesta a tierra los tanques?			
6.4.1	Tiene suficientes jabalinas?			
6.4.2	Se mide la resistencia de puesta a tierra? - Valor (ohms)			
6.5	Equipo contra incendios. Cumplen con la Ley 13,660?			
6.5.1	Está vigente la carga de los extinguidores? Fecha vencimient			
6.6.	Hay pileta de emergencia?			
6.6.1	Está cerrada?			
6.6.2	Está vacía?			
6.6.3	Tiene señalización de riesgo?			
6.7	Están los techos en buenas condiciones?			
6.8	Están las bases de envueltas en buenas condiciones?			
6.9	Tienen alarmas o cortes de prevención por alto nivel?			
6.10	Poseen válvulas de presión y vacío? Con malla de protección?			
6.11	Está la presión de acuerdo con la altura del tanque?			
6.12	Poseen tapas de muestreo con antichispas y balanceados?			
6.13	Matafuegos - Fecha de Vencimiento			

RUIDOS

Zona rural/urbana:			
--------------------	--	--	--

6.13	Se realizan mediciones del nivel de ruido? - (dB)			
6.14	Se atenúan emisiones a pobladores vecinos?			
6.15	Se ha mitigado el impacto negativo en fauna?			
6.16	El personal usa protectores auditivos?			
6.17	Están señalizadas las áreas donde se requiere protección?			
6.18	Hay protectores para visitas?			

Observaciones

6.- BATERIAS, PLAYAS DE TANQUES

Coordenadas: X:

Y:

Batería o tanques verificados:		
--------------------------------	--	--

Cl.1	Hay derrames de petróleo?		
Cl.1.1	Son recientes? / Tiempo desde el derrame		
Cl.2	Se vierte agua de producción? / Recorrido y destino		
Cl.3	Se detectan pérdidas?		
Cl.3.1	De petróleo? Estimar cuanto		
Cl.3.2	De gas? Estimar cuanto		
Cl.3.3	De agua? Estimar cuanto		
Cl.3.4	Pierde el prensa de algún vástago o válvula?		
Cl.4	Hay piletas? Indicar tipo		
Cl.4.1	Hay acumulación de sales?		
Cl.7	Hay condiciones que puedan contaminar el suelo?		
Cl.8	Hay condiciones que puedan contaminar recursos hídricos?		
Cl.9	Se aventa gas sin quemar?		
Cl.10	Se conducen fluidos por canales abiertos?		
Cl.11	Hay signos de corrosión?		
Cl.12	Se detectan deficiencias en capacitación/adiestramiento?		
Cl.13	Hay chatarra dispersa?		

Observaciones:

7.- CAMINOS

Marcar en el plano de caminos la ubicación de los tramos verificados.

Tramo verificado:			
Coordenadas extremas: X:		Y:	X: Y:
7.1	Se ha prevenido la erosión hídrica?		
7.2	Se ha prevenido la erosión eólica?		
7.3	Están asfaltados/consolidados/enripiados?		
7.4	Se ha evitado la sobreabundancia de caminos?		
7.5	Se han respetado las especies protegidas o en extirpación?		
7.6	Se han aprovechado las picadas sísmicas?		
7.6.1	Se han cerrado las picadas no utilizadas?		
7.7	están correctamente señalizados?		
7.7.1	Hay carteles "Prohibido cazar"?		
7.8	Tienen el ancho <10 mts.?		
7.9	Se han dispuesto lodos empetrolados, se ha hecho?		
7.10	Es correcto el sistema de alcantarillado / badenes?		
7.11	Están restaurados (o en proceso) el suelo y flora afectada?		

Cl.1	Hay derrames de petróleo?		
Cl.1.1	Son recientes? / Tiempo desde el derrame		
Cl.13	Hay chatarra dispersa?		

Observaciones:

8.- PROVISION DE AGUA DULCE

Marcar en el plano del área la ubicación de los puntos de toma verificados.

Tomas de agua dulce observadas:			
Coordenadas: X:		Y:	
8.1	Fuentes:		
8.1.1	Se extrae de un curso de agua? - Identificar		
8.1.2	Se extrae de un curso de agua superficial? - Identificar		
8.1.3	Se extrae de pozo? - Identificar		
8.1.3.1	Profundidad del acuífero explotado . (mts.)		
8.1.3.2	Método de extracción		
8.1.3.3	Tiene autorización para su extracción? De quién?		
8.1.4	Se mide el caudal extraído? - (m3/día)		
8.2	Está justificado su uso? - Indicar uso		
8.3	Se realizan análisis físico - químicos? - frecuencia		
8.4	Se realizan análisis bacteriológicos? - frecuencia		
CI.3	Se detectan pérdidas?		
CI.3.3	De agua? Estimar cuanto		
CI.3.4	Pierde el prensa de algún vástago o válvula?		

Observaciones:

9.- PRODUCTOS QUIMICOS

Marcar el el plano de instalaciones la ubicación de los depósitos verificados.

Depósito verificado:		
----------------------	--	--

Coordenadas: X:	Y:	
-----------------	----	--

9.1	Se estiban bajo techo? Identifique el grupo químico.		
9.2	Están sobre superficies impermeabilizadas?		
9.3	El recinto está cercado y los accesos c/llave?		
9.4	Tienen la señalización de riesgo según código?		
9.5	Se lleva un inventario de los productos químicos?		
9.6	Se lleva un inventario de las sustancias peligrosas?		
9.7	Están libres de la acción de escurrimientos?		
9.8	En caso de derrames, hay medios de contención?		
9.9	Hay hojas de datos para cada producto?		

CI.3	Se detectan pérdidas?		
CI.3.1	De petróleo? Estimar cuanto		
CI.3.2	De gas? Estimar cuanto		
CI.3.3	De agua? Estimar cuanto		
CI.3.4	Pierde el prensa de algún vástago o válvula?		
CI.7	hay condiciones que puedan contaminar el suelo?		
CI.8	Hay condiciones que puedan contaminar recursos hídricos?		
CI.11	Hay signos de corrosión?		
CI.12	Se detectan deficiencias en capacitación/adiestramiento?		
CI.13	hay chatarra dispersa?		

Observaciones:

10.- AVENTAMIENTO DE GAS

Marcar en el plano del área la ubicación de los puntos de venteo verificados.			
Punto de venteo verificado:		Antorcha Mechero	
Coordenadas: X: Y:			
10.1	Se quema el gas aventado?		
10.1.2	En antorcha?		
10.1.3.	En fosa de ensayos?		
10.1.3.1	Está cercada?		
10.1.4	Tiene sistema de autoencendido?		
10.2	Tiene excepción para aventar en pozos con RGP >25?		
10.2.1	Se están realizando obras de captación?		
10.2.2	Están al día con el cronograma aprobado?		
10.3	Se ha eliminado el aventamiento de gas entre columnas?		
10.4	Se mide el caudal aventado? - m3/día		
10.5	Se mide el contenido de CO2 - % ó PPM		
10.6	Se mide el contenido de SH2 - % ó PPM		
10.7	Se miden otros gases contaminantes? - %		
10.8	Se ha implementado un sistema de medición y registración?		
10.9	Hay detectores y alarmas según legislación vigente?		
10.10	Se han señalado los lugares con riesgo?		
10.11	Se chequean periódicamente los equipos de medición usados?		

- Cl.1 hay derrames de petróleo?
- Cl.1.1 Son recientes? / Tiempo desde el derrame
- Cl.7 Hay condiciones que puedan contaminar el suelo?
- Cl.13 Hay chatarra dispersa?

Observaciones:

11.-SEGURIDAD Y PLAN DE CONTINGENCIAS

11.1	Está el PC disponible en yacimiento?	
11.2	El plan de llamadas de emergencias está visible?	
11.3	hay disponible un plano de instalaciones y baterías?	
11.4	Están los planes de Contingencia Específicos?	
11.4.1	Descontrol de pozo?	
11.4.2	Derrames de petróleo?	
11.4.3	Derrames de agua de producción?	
11.4.4	Emisiones de gases tóxicos?	
11.4.5	Emisiones de gases explosivos?	
11.4.6	Incendios?	
11.4.7	Plan de evacuación?	
11.5	Está el PC actualizado? - Fecha de última revisión.	
11.6	Participa de un plan de cooperación interindustrial?	
11.7	Están involucradas las autoridades? Indicar	
11.8	Está involucrada la comunidad?	
11.9	Se hacen cursos de adiestramiento?	
11.9.1	Se hacen simulacros de campo?	
11.9.2	Se hacen simulaciones de aula?	
11.9.3	Hay registros de los cursos, simulacros y simulaciones?	
11.10	Se lleva un registro de incidentes?. Fecha de inicio del mismo	
11.11	Grupo de respuesta. Nombre (jefe): GERENTE	
11.12	Responsable de comunicaciones con aut. Provinciales. Nombre: _____ Tel.: _____	
11.13	Existen normas internas relativas a la gestión ambiental?	
11.14	Existen normas internas relativas a higiene y seguridad?	
CI.12	Se detectan deficiencias en capacitación/adiestramiento?	

Observaciones:

12.- EQUIPOS DE PERFORACION Y TERMINACION

Nombre del pozo			
Tipo de equipo (Adjuntar códigos utilizados):			
Coordenadas: X:		Y:	
12.1	El personal usa casco, botines de seguridad, guantes?		
12.2	Hay sensores y alarmas y alarmas para SH2?		
12.3	Hay equipo de primeros auxilios?		
12.4	Es satisfactoria la apariencia del equipo de perforación?		
12.5	Son apropiados el tipo de BOP y su rango de presión?		
12.6	Son apropiadas las RAM para la columna de perforación?		
12.7	Habilitadas las líneas de ahogo y de liberación de presión?		
12.8	Hay lodo suficiente para ahogar el pozo?		
12.9	Está cargado el acumulador?		
12.10	Se probaron los circuitos de cierre?		
12.11	Está conectado el separador de gas?		
12.12	Se mide el volumen de lodo y se llena el pozo?		
12.13	Tiene el personal el entrenamiento apropiado?		
12.14	Se han previsto endicamientos y piletta de emergencia?		
12.15	Está instalada la línea de venteo? Distancia (m)		
12.16	Hay carteles de Prohibido Fumar y se respetan?		
12.17	La locación se ajusta al equipo de perforación?		
12.18	Se ha minimizado el desmonte para los accesos?		
12.19	Se han previsto endicamientos y piletta de emergencia?		
12.20	Son suficientes las medidas de prevención de contaminación del suelo?		
Cl.1	Hay derrames de petróleo?		
Cl.1.1	Son recientes? / Tiempo desde el derrame		
Cl.2	Se vierte agua de producción? / Recorrido y destino		
Cl.6	Hay piletas? Indicar tipo		
Cl.7	Hay condiciones que puedan contaminar el suelo?		
Cl.8	Hay condiciones que puedan contaminar recursos hídricos?		
Cl.9	Se aventa gas sin quemar?		
Cl.11	Hay signos de corrosión?		
Cl.12	Se detectan deficiencias en capacitación/adiestramientos?		
Cl.13	Hay chatarra dispersa?		
Observaciones:			

13.- CONDICIONES INSEGURAS - ZONAS ALUVIONALES

Marcar en el plano del área la ubicación de los lugares verificados.

Lugar verificado:		
Tipo de instalación:		

13.1	hay instalaciones en zonas aluvionales?		
13.1.1	Tapada insuficiente?		
13.1.2	Falta de identificación de canalizaciones aluvionales.		
13.1.3	Falta información topográfica, hidrográfica?		
13.1.4	Falta determinar direcciones de escurrimiento?		
13.1.5	Falta observación de pronósticos meteorológicos?		
13.1.6	Falta el plan para condiciones meteorológicas adversas?		
13.1.7	Falta estimación del volumen y tipo de derrame potencial.		
13.1.8	Tendidos de cañerías de conducción extensos.		
13.2	Hay cañerías plásticas (ERFV) a nivel?		
13.3	Falta de manifolds de colección.		
13.4	Falta de instrumentos de detección de pérdidas.		
13.4.1	Falta de alarmas.		
13.4.2	Falta de válvulas motorizadas con comando a distancia.		
13.4.3	Falta de comando a distancia para parada de pozos.		

14.- CONDICIONES INSEGURAS - REGISTROS

Marcar en el plano del área la ubicación de los lugares verificados.

Lugar verificado:		
Tipo de instalación:		

14.1	Falta de registración de incidentes.		
14.2	Falta de registración de tareas de mantenimiento.		
14.3	Falta de acciones correctivas despues de incidentes.		
14.4	Falta de revisiones hechas a los planes de contingencias.		
14.5	Falta de los análisis de riesgos en el campo.		
14.6	Falta de identificación de áreas riesgosas.		
14.7	Falta identificación de fuentes de derrames potenciales.		
14.8	Falta estimación del volumen y tipo de derrame potencial.		
14.9	Falta identificación de peligros durante el derrame.		

PARTE DIARIO

El Parte Diario tiene como objetivo informar de modo preciso las principales actividades desarrolladas en la fecha.

Su detalle debe ser claro con intención de informar lo trascendente, dejando para los informes mensuales el relato de eventos que no requieren tratamiento inmediato.

Son datos imprescindibles los de producción y despacho. Los registros caudalométricos y todos los eventos que puedan aparecer de importancia ante el criterio del inspector tales como derrames, cortes de ruta, accidentes, etc.

Respecto a los datos de perforación o intervención de pozos, la presencia de la AA mediante su cuerpo de inspectores en la actividad, genera un ambiente de control y autoridad, demostrando ante la operadora el interés de la Provincia por toda la actividad desarrollada en el área.

El modelo adjunto es tentativo y solo se propone a ser adaptado conforme el criterio que surja de la experiencia de las áreas, los inspectores y la Autoridad de Aplicación.

PARTE DIARIO

Fecha:

Yacimiento:.....

Operador:.....

PRODUCCIÓN

Petróleo

Lectura Caudalímetro 1:..... Hora.....

Lectura anterior:.....Hora.....

Lectura Caudalímetro 2:.....Hora.....

Lectura anterior:.....Hora.....

Lectura Caudalímetro 3:..... Hora.....

Lectura anterior:.....Hora.....

Despacho diario petróleo por caudalímetro:.....
Despacho certificado petróleo:..... Certificado N°.....
Pilón.....Agua.....Temperatura.....Final.....
Precinto anterior N°:..... Precinto actual N°.....

Gasolina

Precinto anterior N°:..... Precinto actual N°.....
Despacho:Remito N°.....

Gas

Despachado:..... Empresa receptora:.....

Perforación/Reparación/Pulling

Locación:	Equipo:
Estado:	Profundidad
Locación:	Equipo:
Estado:	Profundidad
Locación:	Equipo:
Estado:	Profundidad
Locación: LPEM 2010	Equipo: San Huberto
Estado: Terminación y ensayo. Punzados 1323/1329 acidifica HCl , fractura con 500 bolsas y ensaya: 70 m3/hora 25% agua 25000 ppm Cl – Fm Quintuco	
Profundidad: 1360 m	Profundidad final: 1650 m
Locación: EXLP121	Equipo: San Huberto39/Pulling
Estado: Reemplazando packers y varilla de bombeo.	

Observaciones operativas:

Movimiento de camiones con fluido de ensayo originados en EXLP136 controlados en pasarela. Total 7 camiones con 9m3 cada uno.

Observaciones ambientales:

Se tomaron muestras de locación LP2003 con sacatestigos de hincado, observándose un depósito de hidrocarburos con las siguientes características:

Espesor estimado: 37cm Color: castaño oscuro
Estado: semisólido Olor: parafinico
Aspecto: ceroso Superficie involucrada: 50 m2
Posible origen: derrame en producción
Notificado al operador: No

Inspector:

ACTA DE INSPECCION

Es un instrumento informativo y de reclamo que confecciona la inspección. Cada anomalía o evento que se detecte en el recorrido de campo, el inspector podrá comunicar a la empresa responsable mediante el Acta de Inspección de lo observado y solicitar la correspondiente acción reparadora. Se interpone un plazo de 5 días en términos generales para atender el reclamo y la posible solución. En aquellos casos que se considere un plazo mayor, se detallarán los motivos que lo fundamenten. Vencido dicho término y de verificarse el incumplimiento de lo solicitado, el inspector informará la situación al coordinador operativo en Santa Rosa, quién derivará las acciones al sector conveniente.

En los casos que la empresa operadora se niegue a firmar la recepción de la copia pertinente, esta se entregará con la aclaración, por parte del inspector en el casillero designado, de la negativa y fundamento interpuesto.

El modelo de Acta se adjunta en la siguiente página.

ACTA DE INSPECCIÓN N°**Fecha**.....
Área: **Operadora**.....
Instalaciones inspeccionadas.....
Interviene por la OPERADORA**Legajo N°**.....
Interviene por la PROVINCIA **Legajo N°**.....

Las observaciones cuyos detalles se registran en la presente acta, se consideran elementos de evaluación ante situaciones o eventos que aparecen perjudicando en diversos aspectos los intereses provinciales. Ante esta realidad se solicita la rápida intervención y reparación de las mismas a cuyo fin se otorga un plazo de cinco (5) días contados a partir de la notificación de la presente. Vencido el mismo, la Autoridad de Aplicación se reserva los derechos que la asisten para iniciar las acciones legales correspondientes si la situación no fuera normalizada dentro del plazo otorgado.-

Sin más agregar, previa lectura, se firman 4 (cuatro) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto

Representante Autoridad de Aplicación

Representante Operadora

Conversión de Unidades

LONGITUD

UNIDAD	PULGADAS	PIES	MILLAS	MILÍ- METROS	CENTÍ- METROS	METROS	KILÓ- METROS
PULGADAS	1	0.0833	-	25.4	2.54	0.0254	-
PIES	12	1	-	304.8	30.48	0.3048	-
MILLAS	63,360	5,280	1	-	-	1,609.344	1.609344
MILÍMETROS	0.03937	0.003281	-	1	0.1	0.001	-
CENTÍMETROS	0.3937	0.032808	-	10	1	0.01	-
METROS	39.3701	3.28084	-	1,000	100	1	0.001
KILÓMETROS	39,370	3,280.8	0.62137	-	100,000	1,000	1

Notas:

Lea los valores equivalentes en esta tabla horizontalmente.

ÁREA O SUPERFICIE

UNIDAD	PULGADAS CUADRADAS	PIES CUADRADOS	ACRES	MILÍ- METROS CUADRADOS	CENTÍ- METROS CUADRADOS	METROS CUADRADOS
PULGADAS CUADRADAS	1	0.006944	-	645.16	6.4516	0.00064516
PIES CUADRADOS	144	1	-	92,903.04	929.0304	0.09290
ACRES	-	43,560	1	-	-	4,046.8564
MILÍMETROS CUADRADOS	0.00155	-	-	1	0.01	-
CENTÍMETROS CUADRADOS	0.1550	0.001076	-	100	1	0.0001
METROS CUADRADOS	1,550.0031	10.76391	0.000247	-	10,000	1

Notas:

Lea los valores equivalentes en esta tabla horizontalmente.

EQUIVALENCIAS DE PESO Y VOLUMEN DE AGUA

UNIDAD	GALÓN (US)	GALÓN IMPERIAL	PULGADAS CÚBICAS	PIES CÚBICOS	METROS CÚBICOS	LITROS	LIBRAS
GALÓN (US)	1.0	0.833	231.0	0.1337	0.00378	3.785	8.33
GALÓN IMPERIAL	1.20	1.0	277.41	0.1605	0.00455	4.546	10.0
PULGADAS CÚBICAS	0.004329	0.003607	1.0	0.00057	0.000016	-	0.0361
PIES CÚBICOS	7.48	6.232	1,728.0	1.0	0.0283	28.317	62.425
METROS CÚBICOS	284.17	220.05	-	35.314	1.0	1,000	2,204.5
LITROS	0.26417	0.220	61.023	0.0353	0.001	1.0	2.205
LIBRAS	0.12	0.1	27.68	0.016	-	0.454	1.0

Notas:

Lea los valores equivalentes en esta tabla horizontalmente.

EQUIVALENCIAS DE PRESIÓN Y CARGA DE AGUA

UNIDAD	Lbs - pulg ²	Lbs/ pie ²	Atmósferas	Kg/ cm ²	Pulg. de agua	Pies de agua	Pulg.de Hg	mm Hg	BARS.
Lbs/pulg ²	1	144.0	0.068046	0.070307	27.7276	2.3106	2.0360	51.7150	0.06895
Lbs/pie ²	0.006945	1	0.000473	0.000488	0.1926	0.01605	0.0141139	0.35913	0.000479
Atmósferas	14.696	2,116.22	1	1.0332	407.484	33.9570	29.921	760.0	1.01325
Kg-cm ²	14.2233	2,048.16	0.96784	1	394.27	32.864	28.959	735.558	0.9807
Pulg. de agua	0.03607	5.184	0.002454	0.00254	1	0.08333	0.0734	1.865	0.00249
Pies de agua	0.43278	62.3205	0.029449	0.03043	12.0	1	0.8811	22.381	0.02964
Pulg. de Hg.	0.49115	70.726	0.033421	0.03453	13.617	1.1349	1	25.40	0.03386
mm de Hg.	0.019337	2.7845	0.0013158	0.0013595	0.5361	0.04468	0.03937	1	0.001333
BARS.	14.5036	2,068.55	0.98692	1.0197	402.1	33.51	29.53	750.0	1

Notas:

Lea los valores equivalentes en esta tabla horizontalmente.

UNIDAD	UNIDADES DE CAUDAL DE AGUA								
	US GALONES /MIN	GALONES IMPERIALES/ MIN	MILLONES DE US GALONES/ DIA	Pie ³ /seg.	m ³ /hora	Litros/ seg.	Barriles /min.	Barriles /día	
US GALONES/MIN.	1	0.8327	0.00144	0.00223	0.02271	0.0631	0.0238	34.286	
GALONES IMPERIALES/MIN.	1.201	1	0.00173	0.002676	0.2727	0.0758	0.02859	41.176	
MILLONES DE US GALONES/DIA	694.4	578.25	1	1.547	157.7	43.8	16.53	23,810	
Pie ³ /seg.	448.83	373.7	0.646	1	101.9	28.32	10.686	15,388	
m ³ /seg.	15,850	13,199	22.83	35.315	3,600	1,000	377.4	543,447	
m ³ /min.	264.2	220	0.3804	0.5883	60.0	16.667	6.290	9,058	
m ³ /hora	4.403	3.67	0.00634	0.00982	1	0.2778	0.1048	151	
Litros/seg.	15.85	13.20	0.0228	0.0353	3.60	1	0.3773	543.3	
Litros/minuto	0.2642	0.220	0.000380	0.000589	0.060	0.0167	0.00629	9.055	
Barriles/min.	42	34.97	0.0605	0.09357	9.5256	2.65	1	1,440	
Barriles/día	0.0292	0.0243	0.000042	0.000065	0.00662	0.00184	0.00069	1	

Notas:

Lea los valores equivalentes en esta tabla horizontalmente.

Equivalencias De Temperatura

0.555 (°F - 32)	=	Grados Celsius (°C)
(1.8 x °C) + 32	=	Grados Fahrenheit (°F)
°C + 273.15	=	Grados Kelvin (°K)
Punto de ebullición	=	212° F
Punto de congelamiento	=	32° F

Unidades de Presión

Inglés a Métrico

Libras/pulgada cuadrada (psi)	x	0.00689	=	Megapascales (MPa)
Libras/pulgada cuadrada (psi)	x	0.070307	=	Kilogramos/centímetro cuadrado (kg/cm ²)
Libras/pie cuadrado (lb/pie ²)	x	47.8803	=	Pascales (Pa)
Libras/pie cuadrado (lb/pie ²)	x	0.000488	=	Kilogramos/centímetro cuadrado (kg/cm ²)
Libras/pie cuadrado (lb/pie ²)	x	4.8824	=	Kilogramos/metro cuadrado (kg/m ²)
Pulgadas de Hg	x	3,376.8	=	Pascales (Pa)
Pulgadas de agua	x	248.84	=	Pascales (Pa)
Bar	x	100,000	=	Newtons/metros cuadrados (N/m ²)

Métrico a Inglés

Pascales (Pa)	x	1	=	Newtons/metros cuadrados (N/m ²)
Pascales (Pa)	x	0.000145	=	Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg. ²)
Kilopascales (kPa)	x	0.145	=	Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg. ²)
Pascales (Pa)	x	0.000296	=	Pulgadas de Hg (a 60° F)
Kilogramos/ centímetro cuadrado (kg/cm ²)	x	14.22	=	Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg. ²)
Kilogramos/ centímetro cuadrado (kg/cm ²)	x	28.959	=	Pulgadas de Hg (a 60° F)
Kilogramos/ metro cuadrado (kg/m ²)	x	0.2048	=	Libras/pie cuadrado (lb/pie ²)
Centímetros de Hg	x	0.4461	=	Pies de agua
Centímetros de Hg	x	0.1939	=	Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg. ²)

Longitud

Sistema Inglés a Métrico

Pulgades (pulg.) x 25.4 = Milímetros (mm)

Pulgades (pulg.) x 2.54 = Centímetros (cm)

Pies (pie) x 304.8 = Milímetros (mm)

Pies (pie) x 30.48 = Centímetros (cm)

Pies (pie) x 0.3048 = Metros (m)

Yardas (yda) x 0.9144 = Metros (m)

Millas (mi) x 1,609.3 = Metros (m)

Millas (mi) x 1.6093 = Kilómetros (k)

Sistema Métrico a Inglés

Milímetros (mm) x 0.03937 = Pulgades (pulg.)

Milímetros (mm) x 0.00328 = Pies (pie)

Centímetros (cm) x 0.3937 = Pulgades (pulg.)

Centímetros (cm) x 0.0328 = Pies (pie)

Metros (m) x 39.3701 = Pulgades (pulg.)

Metros (m) x 3.2808 = Pies (pie)

Metros (m) x 1.0936 = Yardas (yda)

Kilómetros (k) x 0.6214 = Millas (mi)

Medidas de Área o Superficie

Métrico a Métrico

Metros cuadrados (m²) x 10,000 = Centímetros cuadrados (cm²)

Hectáreas (ha) x 10,000 = Metros cuadrados (m²)

Inglés a Métrico

Pulgadas cuadradas (pulg.²) x 6.4516 = Centímetros cuadrados (cm²)

Pies cuadrados (pie²) x 0.092903 = Metros cuadrados (m²)

Yardas cuadradas (yd²) x 0.8361 = Metros cuadrados (m²)

Acres (Ac) x 0.004047 = Kilómetros cuadrados (km²)

Acres (Ac) x 0.4047 = Hectáreas (ha)

Millas cuadradas (mi²) x 2.59 = Kilómetros cuadrados (km²)

Métrico a Inglés

Centímetros cuadrados (cm²) x 0.16 = Pulgadas cuadradas (pulg.²)

Metros cuadrados (m²) x 10.7639 = Pies cuadrados (pie²)

Metros cuadrados (m^2) x 1.1960 = Yardas cuadradas (yd^2)

Hectáreas (ha) x 2.471 = Acres (Ac)

Kilómetros cuadrados (km^2) x 247.1054 = Acres (Ac)

Kilómetros cuadrados (km^2) x 0.3861 = Millas cuadradas (mi^2)

Unidades de Volumen

Inglés a Métrico

Pulgadas cúbicas ($pulg.^3$) x 16.3871 = Mililitros (ml)

Pulgadas cúbicas ($pulg.^3$) x 16.3871 = Centímetros cúbicos (cm^3)

Pies cúbicos (pie^3) x 28,317 = Centímetros cúbicos (cm^3)

Pies cúbicos (pie^3) x 0.028317 = Metros cúbicos (m^3)

Pies cúbicos (pie^3) x 28.317 = Litros (lt)

Yardas cúbicas (yd^3) x 0.7646 = Metros cúbicos (m^3)

Acre–Pie (Ac–Pie) x 1233.53 = Metros cúbicos (m^3)

Onzas fluidas (US)(oz) x 0.029573 = Litros (lt)

Cuarto (qt) x 946.9 = Milímetros cúbicos (mm^3)

Cuarto (qt) x 0.9463 = Litros (lt)

Galones (gal) x 3.7854 = Litros (lt)

Galones (gal) x 0.0037854 = Metros cúbicos (m^3)

Galones (gal) x 3785 = Centímetros cúbicos (cm^3)

Pecks (pk) x 0.881 = Decalitros (DL)

Bushels (bu) x 0.3524 = Hectolitros (HL)

Cucharada x 5 = Mililitros (ml)

Cucharadita x 15 = Mililitros (ml)

Taza x 0.24 = Litros (lt)

Pinta x 0.47 = Litros (lt)

Métrico a Inglés

Millilitros (ml) x 0.03 = Onzas fluidas (oz)

Millilitros (ml) x 0.0610 = Pulgadas cúbicas (pulg.³)

Centímetros cúbicos (cm³) x 0.061 = Pulgadas cúbicas (pulg.³)

Centímetros cúbicos (cm³) x 0.002113 = Pintas (Pt)

Metros cúbicos (m³) x 35.3183 = Pies cúbicos (pie³)

Metros cúbicos (m³) x 1.3079 = Yardas cúbicas (yd³)

Metros cúbicos (m³) x 264.2 = Galones (gal)

Metros cúbicos (m³) x 0.000811 = Acre–Pie (Ac–Pie)

Litros (lt) x 1.0567 = Cuarto (qt)

Litros (lt) x 0.264 = Galones (gal)

Litros (lt) x 61.024 = Pulgadas cúbicas (pulg.³)

Litros (lt) x 0.0353 = Pies cúbicos (pie³)

Decalitros (DL) x 2.6417 = Galones (gal)

Decalitros (DL) x 1.135 = Pecks (pk)

Hectolitros (HL) x 3.531 = Pies cúbicos (pie³)

Hectolitros (HL) x 2.84 = Bushels (bu)

Hectolitros (HL) x 0.131 = Yardas cúbicas (yd³)

Hectolitros (HL) x 26.42 = Galones (gal)

(Nota: los galones US están listados en la parte superior.)

Unidades de Presión

Inglés a Métrico

Libras/pulgada cuadrada (psi) x 0.00689 = Megapascuales (MPa)

Libras/pulgada cuadrada (psi) x 0.070307 = Kilogramos/centímetro cuadrado (kg/cm²)

Libras/pie cuadrado (lb/pie²) x 47.8803 = Pascales (Pa)

Libras/pie cuadrado (lb/pie²) x 0.000488 = Kilogramos/centímetro cuadrado (kg/cm²) 85

Libras/pie cuadrado (lb/pie²) x 4.8824 = Kilogramos/metro cuadrado (kg/m²)

Pulgadas de Hg x 3,376.8 = Pascales (Pa)

Pulgadas de agua x 248.84 = Pascales (Pa)

Bar x 100,000 = Newtons/metros cuadrados (N/m²)

Métrico a Inglés

Pascales (Pa) x 1 = Newtons/metros cuadrados (N/m²)

Pascales (Pa) x 0.000145 = Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg.²)

Kilopascales (kPa) x 0.145 = Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg.²)

Pascales (Pa) x 0.000296 = Pulgadas de Hg (a 60° F)

(kg/cm²) x 14.22 = Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg.²)

(kg/cm²) x 28.959 = Pulgadas de Hg (a 60° F)

kg/m²) x 0.2048 = Libras/pie cuadrado (lb/pie²)

Centímetros de Hg x 0.4461 = Pies de agua

Centímetros de Hg x 0.1939 = Libras/pulgada cuadrada (lb/pulg.²)

Unidades de Peso

Inglés a Métrico

Granos (troy) x 0.0648 = Gramos (g)

Granos (troy) x 64.8 = Miligramos (mg)

Onzas (oz) x 28.3495 = Gramos (g)

Libras (lb) x 453.59 = Gramos (g)

Libras (lb) x 0.4536 = Kilogramos (kg)

Toneladas (cortas: 2,000 lb) x 0.9072 = Megagramos (tonelada métrica)

Libras/pies cúbicos (lb/pie³) x 16.02 = Gramos/litro (g/lt)

Libras/mil-galón (lb/milgal.) x 0.1198 = Gramos/metros cúbicos (g/m³)

Métrico a Inglés

Miligramos (mg) x 0.01543 = Granos (troy)

Gramos (g) x 15.4324 = Granos (troy)

Gramos (g) x 0.0353 = Onzas (oz)

Gramos (g) x 0.0022 = Libras (lb)

Kilogramos (kg) x 2.2046 = Libras (lb)

Kilogramos (kg) x 0.0011 = Toneladas (cortas: 2,000 lb)

Megagramos (tonelada métrica) x 1.1023 = Toneladas (cortas: 2,000 lb)

Gramos/litro (g/lt) x 0.0624 = Libras/pies cúbicos (lb/pie³)

Gramos/metros cúbicos (g/m³) x 8.3454 = Libras/mil-galón (lb/milgal.)

Unidades de Flujo o Caudal

Inglés a Métrico

Galones/segundo (gps) x 3.785 = Litros/segundo (lps)

Galones/minuto (gpm) x 0.00006308 = Metros cúbicos/segundo (m³/seg)

Galones/minuto (gpm) x 0.277 = Metros cúbicos/hora (m³/h)

Galones/minuto (gpm) x 0.06308 = Litros/segundo (lps)

Galones/hora (gph) x 0.003785 = Metros cúbicos/hora (m³/h)

Galones/día (gpd) x 0.000003785 = Millones de litros/día (Mlt/d)

Galones/día (gpd) x 0.003785 = Metros cúbicos/día (m³/d)

Pies cúbicos/segundo (pie³/seg) x 0.028317 = Metros cúbicos/segundo (m³/seg)

Pies cúbicos/segundo (pie³/seg) x 1,699 = Litros/minuto (lt/min)

Pies cúbicos/minuto (pie³/min.) x 472 = Centímetros cúbicos/segundo (cm³/seg)

Pies cúbicos/minuto (pie³/min.) x 0.472 = Litros/segundo (lps)

Pies cúbicos/minuto (pie³/min.) x 1.6990 = Metros cúbicos/hora (m³/h)

Millones de galones/día (mgd) x 43.8126 = Litros/segundo (lps)

Millones de galones/día (mgd) x 0.003785 = Metros cúbicos/día (m³/d)

Millones de galones/día (mgd) x 0.043813 = Metros cúbicos/segundo (m³/seg)

Galones/pie cuadrado (gal/pie²) x 40.74 = Litros/metros cuadrados (lt/m²)

Galones/Acre/día (gal/Ac/d) x 0.0094 = Metros cúbicos/hectárea/día (m³/ha/d)

Galones/Pie cuadrado/día (gal/pie²/d) x 0.0407 = Metros cúbicos/metros cuadrados/día (m³/m²/d)

Galones/Pie cuadrado/día (gal/pie²/d) x 0.0283 = Litros/metros cuadrados/día (lt/m²/d)

Galones/Pie cuadrado/minuto (gal/pie²/min) x 2.444 = Metros cúbicos/metros cuadrados/hora (m³/m²/h)

Galones/Pie cuadrado/minuto (gal/pie²/min) x 0.679 = Litros/metros cuadrados/segundo (lt/m²/seg.)

Galones/Pie cuadrado/minuto (gal/pie²/min) x 40.7458 = Litros/metros cuadrados/minuto (lt/m²/min)

Galones/cápita/día (gpcd) x 3.785 = Litros/día/cápita (lt/d per cápita)

Métrico a Inglés

Litros/segundo (lt/seg) x 22,824.5 = Galones/día (gpd)

Litros/segundo (lt/seg) x 0.0228 = Millones de galones/día (mgd)

Litros/segundo (lt/seg) x 15.8508 = Galones/minuto (gpm)

Litros/segundo (lt/seg) x 2.119 = Pies cúbicos/minuto (pie³/min)

Litros/minuto (lt/min) x 0.0005886 = Pies cúbicos/segundo (pie³/seg)

Centímetros cúbicos/segundo (cm³/s) x 0.0021 = Pies cúbicos/minuto (pie³/min)

Metros cúbicos/segundo (m³/seg) x 35.3147 = Pies cúbicos/segundo (pie³/seg)

Metros cúbicos/segundo (m³/seg) x 22.8245 = Millones de galones/día (mgd)

Metros cúbicos/segundo (m³/seg) x 15,850.3 = Galones/minuto (gpm)

Metros cúbicos/hora (m³/h) x 0.5886 = Pies cúbicos/minuto (pie³/min)

Metros cúbicos/hora (m³/h) x 4.403 = Galones/minuto (gpm)

Metros cúbicos/día (m³/d) x 264.1720 = Galones/día (gpd)

Metros cúbicos/día (m³/d) x 0.00026417 = Millones de galones/día (mgd)

Metros cúbicos/hectárea/día (m³/ha/d) x 106.9064 = Galones/Acre/día (gal/A/d)

Metros cúbicos/metros²/hora (m³/m²/h) x 0.408 =Galones/Pie cuadrado/minuto (gal/pie²/min)

Metros cúbicos/metros²/día (m³/m²/d) x 24.5424 =Galones/Pie cuadrado/día (gal/pie²/d)

Litros/metros² /minuto (lt/m²/min) x 0.0245 =Galones/Pie cuadrado/minuto (gal/pie²/min)

Litros/metros² /minuto (lt/m²/min) x 35.3420 =Galones/Pie cuadrado/día (gal/pie²/d)

Velocidad, Aceleración y Fuerza

Inglés a Métrico

Pies/segundo (pie/seg) x 30.48 = Centímetros/segundo (cm/seg)

Pies/minuto (pie/min) x 182.9 = Kilómetros/hora (km/h)

Pies/minuto (pie/min) x 0.305 = Metros/minuto (m/min)

Pies/minuto (pie/min) x 18.2880 = Metros/hora (m/h)

Pies/hora (pie/h) x 0.3048 = Metros/hora (m/h)

Millas por hora (mph) x 44.7 = Centímetros/segundo (cm/seg)

Millas por hora (mph) x 26.82 = Metros/minuto (m/min)

Pies/segundo/segundo (pie/seg²) x 0.3048 = Metros/segundo/segundo (m/seg²)

Pies/segundo/segundo (pie/seg²) x 1.0973 = Kilómetros/hora/segundo (km/h/seg)

Pulgadas/segundo/segundo (pulg/seg²) x 0.0254 = Metros/segundo/segundo (m/seg²)

Libras Fuerza (lbF) x 4.44482 = Newtons (N)

Métrico a Inglés

Centímetros/segundo (cm/seg) x 0.0224 = Millas por hora (mph)

Metros/segundo (m/seg) x 3.2808 = Pies/segundo (pie/seg)

Metros/minuto (m/min) x 0.0373 = Millas por hora (mph)

Metros/minuto (m/min) x 3.28 = Pies/minuto (pie/min)

Metros/hora (m/h) x 0.0547 = Pies/minuto (pie/min)

Metros/hora (m/h) x 3.2808 = Pies/hora (pie/h)

Kilómetros/segundo (km/seg) x 2.2369 = Millas por hora (mph)

Kilómetros/hora (km/h) x 0.0103 = Millas por hora (mph)

Kilómetros/hora (km/h) x 54.68 = Pies/minuto (pie/min)

Kilómetros/hora/segundo (km/h/seg) x 0.911 = Pies/segundo/segundo (pie/seg²)

Metros/segundo/segundo (m/seg²) x 3.2808 = Pies/segundo/segundo (pie/seg²)

Metros/segundo/segundo (m/seg²) x 39.3701 = Pulgadas/segundo/segundo (pulg/seg²)

Newtons (N) x 0.2248 = Libras Fuerza (lbF)

Tiempo:

$$\begin{aligned} 1 \text{ s} &= 1,667 \times 10^{-2} \text{ min} = 2,778 \times 10^{-4} \text{ h} \\ &= 3,169 \times 10^{-8} \text{ año} \\ 1 \text{ min} &= 60 \text{ s} = 1,667 \times 10^{-1} \text{ h} \\ &= 1,901 \times 10^{-6} \text{ año} \\ 1 \text{ h} &= 3600 \text{ s} = 60 \text{ min} = 1,141 \times 10^{-4} \text{ año} \\ 1 \text{ año} &= 3,156 \times 10^7 \text{ s} = 5,259 \times 10^5 \text{ min} \\ &= 8,766 \times 10^3 \text{ h} \end{aligned}$$

Longitud:

$$\begin{aligned} 1 \text{ m} &= 10^2 \text{ cm} = 39,37 \text{ pulg} = 6,214 \times 10^{-4} \text{ mi} \\ 1 \text{ mi} &= 5280 \text{ pie} = 1,609 \text{ km} \\ 1 \text{ pulg} &= 2,540 \text{ cm} \\ 1 \text{ Å (angstrom)} &= 10^{-8} \text{ cm} = 10^{-10} \text{ m} \\ &= 10^{-4} \mu \text{ (micrón)} \\ 1 \mu \text{ (micrón)} &= 10^{-6} \text{ m} \\ 1 \text{ UA (unidad astronómica)} &= 1,496 \times 10^{11} \text{ m} \\ 1 \text{ año luz} &= 9,46 \times 10^{15} \text{ m} \\ 1 \text{ parsec} &= 3,084 \times 10^{16} \text{ m} \end{aligned}$$

Angulo:

$$\begin{aligned} 1 \text{ radián} &= 57,3^\circ \\ 1^\circ &= 1,74 \times 10^{-2} \text{ rad} \\ 1' &= 2,91 \times 10^{-4} \text{ rad} \\ 1'' &= 4,85 \times 10^{-6} \text{ rad} \end{aligned}$$

Area:

$$\begin{aligned} 1 \text{ m}^2 &= 10^4 \text{ cm}^2 = 1,55 \times 10^{-5} \text{ pulg}^2 \\ &= 10,76 \text{ pie}^2 \\ 1 \text{ pulg}^2 &= 6,452 \text{ cm}^2 \\ 1 \text{ pie}^2 &= 144 \text{ pulg}^2 = 9,29 \times 10^{-2} \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Volumen:

$$\begin{aligned} 1 \text{ m}^3 &= 10^6 \text{ cm}^3 = 10^3 \text{ litros} \\ &= 35,3 \text{ pie}^3 = 6,1 \times 10^4 \text{ pulg}^3 \\ 1 \text{ pie}^3 &= 2,83 \times 10^{-2} \text{ m}^3 = 28,32 \text{ litros} \\ 1 \text{ pulg}^3 &= 16,39 \text{ cm}^3 \end{aligned}$$

Velocidad:

$$\begin{aligned} 1 \text{ m s}^{-1} &= 10^2 \text{ cm s}^{-1} = 3,281 \text{ pie s}^{-1} \\ 1 \text{ pie s}^{-1} &= 30,48 \text{ cm s}^{-1} \\ 1 \text{ km min}^{-1} &= 60 \text{ km h}^{-1} = 16,67 \text{ m s}^{-1} \end{aligned}$$

Aceleración:

$$\begin{aligned} 1 \text{ m s}^{-2} &= 10^2 \text{ cm s}^{-2} = 3,281 \text{ pie s}^{-2} \\ 1 \text{ pie s}^{-2} &= 30,48 \text{ cm s}^{-2} \end{aligned}$$

Masa:

$$\begin{aligned} 1 \text{ kg} &= 10^3 \text{ g} = 2,205 \text{ lb} \\ 1 \text{ lb} &= 453,6 \text{ g} = 0,4536 \text{ kg} \\ 1 \text{ uma} &= 1,6604 \times 10^{-27} \text{ kg} \end{aligned}$$

Fuerza:

$$\begin{aligned} 1 \text{ N} &= 10^5 \text{ dina} = 0,2248 \text{ lbf} = 0,102 \text{ kgf} \\ 1 \text{ dina} &= 10^{-5} \text{ N} = 2,248 \times 10^{-6} \text{ lbf} \\ 1 \text{ lbf} &= 4,448 \text{ N} = 4,448 \times 10^5 \text{ dina} \\ 1 \text{ kgf} &= 9,81 \text{ N} \end{aligned}$$

Presión:

$$\begin{aligned} 1 \text{ N m}^{-2} &= 9,265 \times 10^{-6} \text{ atm} \\ &= 1,450 \times 10^{-4} \text{ lbf pulg}^{-2} \\ &= 10 \text{ dina cm}^{-2} \end{aligned}$$

Energía:

$$\begin{aligned} 1 \text{ J} &= 10^7 \text{ ergs} = 0,239 \text{ cal} \\ &= 6,242 \times 10^{16} \text{ eV} \\ 1 \text{ eV} &= 10^{-6} \text{ MeV} = 1,60 \times 10^{-12} \text{ erg} \\ &= 1,07 \times 10^{-9} \text{ uma} \\ 1 \text{ cal} &= 4,186 \text{ J} = 2,613 \times 10^{10} \text{ eV} \\ &= 2,307 \times 10^{10} \text{ uma} \\ 1 \text{ uma} &= 1,492 \times 10^{-10} \text{ J} \\ &= 3,564 \times 10^{-11} \text{ cal} = 931,0 \text{ MeV} \end{aligned}$$

Temperatura:

$$\begin{aligned} \text{K} &= 273,1 + ^\circ\text{C} \\ ^\circ\text{C} &= \frac{5}{9} (^\circ\text{F} - 32) \\ ^\circ\text{F} &= \frac{9}{5} ^\circ\text{C} + 32 \end{aligned}$$

Potencia:

$$\begin{aligned} 1 \text{ W} &= 1,341 \times 10^{-3} \text{ hp} \\ 1 \text{ hp} &= 745,7 \text{ W} \end{aligned}$$

Carga eléctrica:*

$$\begin{aligned} 1 \text{ C} &= 3 \times 10^9 \text{ stC} \\ 1 \text{ stC} &= \frac{1}{3} \times 10^{-9} \text{ C} \end{aligned}$$

Corriente:*

$$\begin{aligned} 1 \text{ A} &= 3 \times 10^9 \text{ stA} \\ 1 \text{ stA} &= \frac{1}{3} \times 10^{-9} \text{ A} \\ 1 \mu\text{A} &= 10^{-6} \text{ A}, 1 \text{ mA} = 10^{-3} \text{ A} \end{aligned}$$

Campo eléctrico:*

$$\begin{aligned} 1 \text{ N C}^{-1} &= 1 \text{ V m}^{-1} = 10^{-2} \text{ V cm}^{-1} \\ &= \frac{1}{3} \times 10^{-4} \text{ stV cm}^{-1} \end{aligned}$$

Potencial eléctrico:*

$$\begin{aligned} 1 \text{ V} &= \frac{1}{3} \times 10^{-2} \text{ stV} \\ 1 \text{ stV} &= 3 \times 10^2 \text{ V} \end{aligned}$$

Resistencia:

$$\begin{aligned} 1 \Omega &= 10^6 \mu\Omega \\ 1 \text{ M}\Omega &= 10^6 \Omega \end{aligned}$$

Capacitancia:*

$$\begin{aligned} 1 \text{ F} &= 9 \times 10^{11} \text{ stF} \\ 1 \text{ stF} &= \frac{1}{9} \times 10^{-11} \text{ F} \\ 1 \mu\text{F} &= 10^{-6} \text{ F}, 1 \text{ pF} = 10^{-12} \text{ F} \end{aligned}$$

Campo magnético:

$$1 \text{ T} = 10^4 \text{ gauss}, 1 \text{ gauss} = 10^{-4} \text{ T}$$

Flujo magnético:

$$1 \text{ Wb} = 10^8 \text{ maxwell}, 1 \text{ maxwell} = 10^{-8} \text{ Wb}$$

Campo magnetizante:

$$\begin{aligned} 1 \text{ A m}^{-1} &= 4\pi \times 10^{-3} \text{ oersted} \\ 1 \text{ oersted} &= 1/4\pi \times 10^3 \text{ A m}^{-1} \end{aligned}$$

Magnitud	Símbolo	Nombre de la unidad*	Relación con las unidades fundamentales	
			MKSC	MKSA
Longitud	l, s	metro	m	
Masa	m	kilogramo	kg	
Tiempo	t	segundo	s	
Velocidad	v		$m s^{-1}$	
Aceleración	a		$m s^{-2}$	
Velocidad angular	ω		s^{-1}	
Frecuencia angular	ω		s^{-1}	
Frecuencia	ν	hertz (Hz)	s^{-1}	
Momentum	p		$m kg s^{-1}$	
Fuerza	F	newton (N)	$m kg s^{-2}$	
Momentum angular	L		$m^2 kg s^{-1}$	
Torque	τ		$m^2 kg s^{-2}$	
Trabajo	W	joule (J)	$m^2 kg s^{-2}$	
Potencia	P	watt (W)	$m^2 kg s^{-3}$	
Energía	E_k, E_p, U, E	joule (J)	$m^2 kg s^{-2}$	
Temperatura	T	K	$m^2 kg s^{-3}/partícula$	
Coefficiente de difusión	D		$m^2 s^{-1}$	
Coefficiente de conductividad térmica	K		$m kg s^{-3} K^{-1}$	
Coefficiente de viscosidad	η		$m^{-1} kg s^{-1}$	
Módulo de Young	Y		$m^{-1} kg s^{-2}$	
Módulo volumétrico	κ		$m^{-1} kg s^{-2}$	
Módulo de corte	G		$m^{-1} kg s^{-2}$	
Momento de inercia	I		$m^2 kg$	
Campo gravitacional	g		$m s^{-2}$	
Potencial gravitacional	V_g		$m^2 s^{-2}$	
Carga	q, Q	coulomb	C	A s
Corriente eléctrica	I	ampere	$s^{-1} C$	A
Campo eléctrico	E		$m kg s^{-3} C^{-1}$	$m kg s^{-3} A^{-1}$
Potencial eléctrico	V	volt (V)	$m^2 kg s^{-3} C^{-1}$	$m^2 kg s^{-3} A^{-1}$
Densidad de corriente	j		$m^{-2} s^{-1} C$	$m^{-2} A$
Resistencia eléctrica	R	ohm (Ω)	$m^2 kg s^{-1} C^{-2}$	$m^2 kg s^{-3} A^{-2}$
Inductancia	L	henry (H)	$m^2 kg C^{-2}$	$m^2 kg s^{-3} A^{-2}$
Permitividad eléctrica	ϵ_0		$m^{-3} kg^{-1} s^2 C^2$	$m^{-3} kg^{-1} s^4 A^2$
Polarización	P		$m^{-2} C$	$m^{-2} s A$
Desplazamiento eléctrico	D		$m^{-2} C$	$m^{-2} s A$
Campo magnético	B	tesla (T)	$kg s^{-1} C^{-1}$	$kg s^{-3} A^{-1}$
Permeabilidad magnética	μ_0		$m kg C^{-2}$	$m kg s^{-3} A^{-2}$
Magnetización	M		$m^{-1} s^{-1} C$	$m^{-1} A$
Campo magnetizante	H		$m^{-2} s^{-1} C$	$m^{-2} A$
Flujo magnético	Φ_B	weber (Wb)	$m^2 kg s^{-1} C^{-1}$	$m^2 kg s^{-3} A^{-1}$
Momento eléctrico dipolar	p		$m C$	$m s A$
Momento eléctrico cuadrupolar	Q		$m^2 C$	$m^2 s A$
Momento magnético dipolar	M		$m^2 s^{-1} C$	$m^2 A$
Momento magnético cuadrupolar	Q		$m^2 s^{-1} C$	$m^2 A$
Capacitancia	C	farad (F)	$m^{-2} kg^{-1} s^2 C^2$	$m^{-2} kg^{-1} s^4 A^2$

REFERENCIAS:

● Petróleo

▲ Gasolina

○ Gas Extracción efectiva

○ En estudio

○ Inyector de agua

○ Productor de agua

- Abandonados definitivamente

● Petróleo - Gas

○ Parado transitoriamente

2596000

2598000

64

64

5798000

5798000

63

63

5796000

5796000

62

62

Provincia de Río Negro

Río Colorado

Provincia de La Pampa

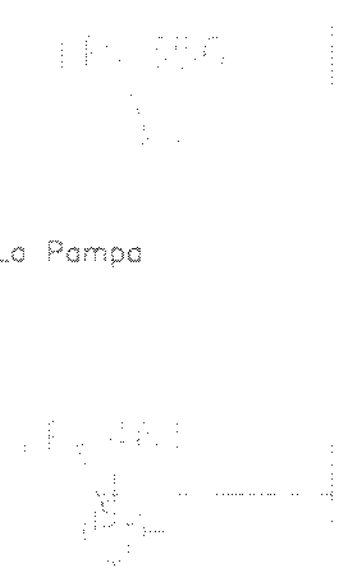
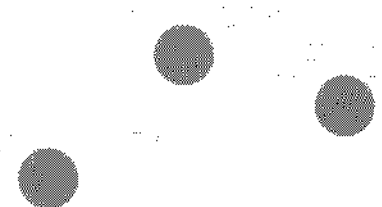
Provincia de La Pampa

Area: 25 de Mayo - El Maderito S.E. PETROBRAS

Escala: 1 : 12500

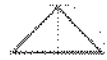
Noviembre 2004

Dr. Carlos DAGNA



2596000

2598000

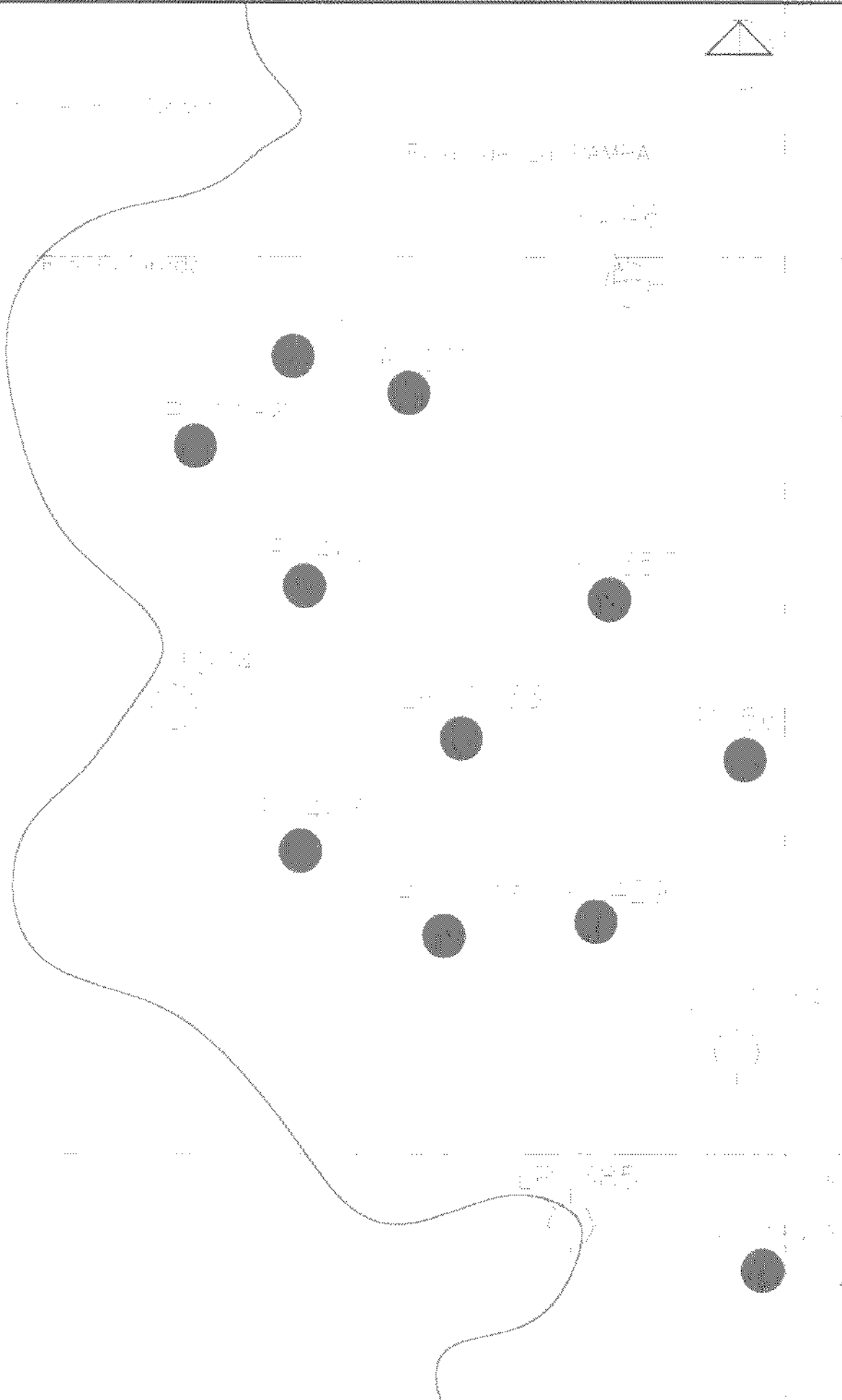


5796000

5796000

5794000

5794000



Instituto de la Patagonia Ave: 25 de Mayo - El Madarito S.E. - Pto. Iguazú
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2596000

E

2598000

5794000

5794000

5792000

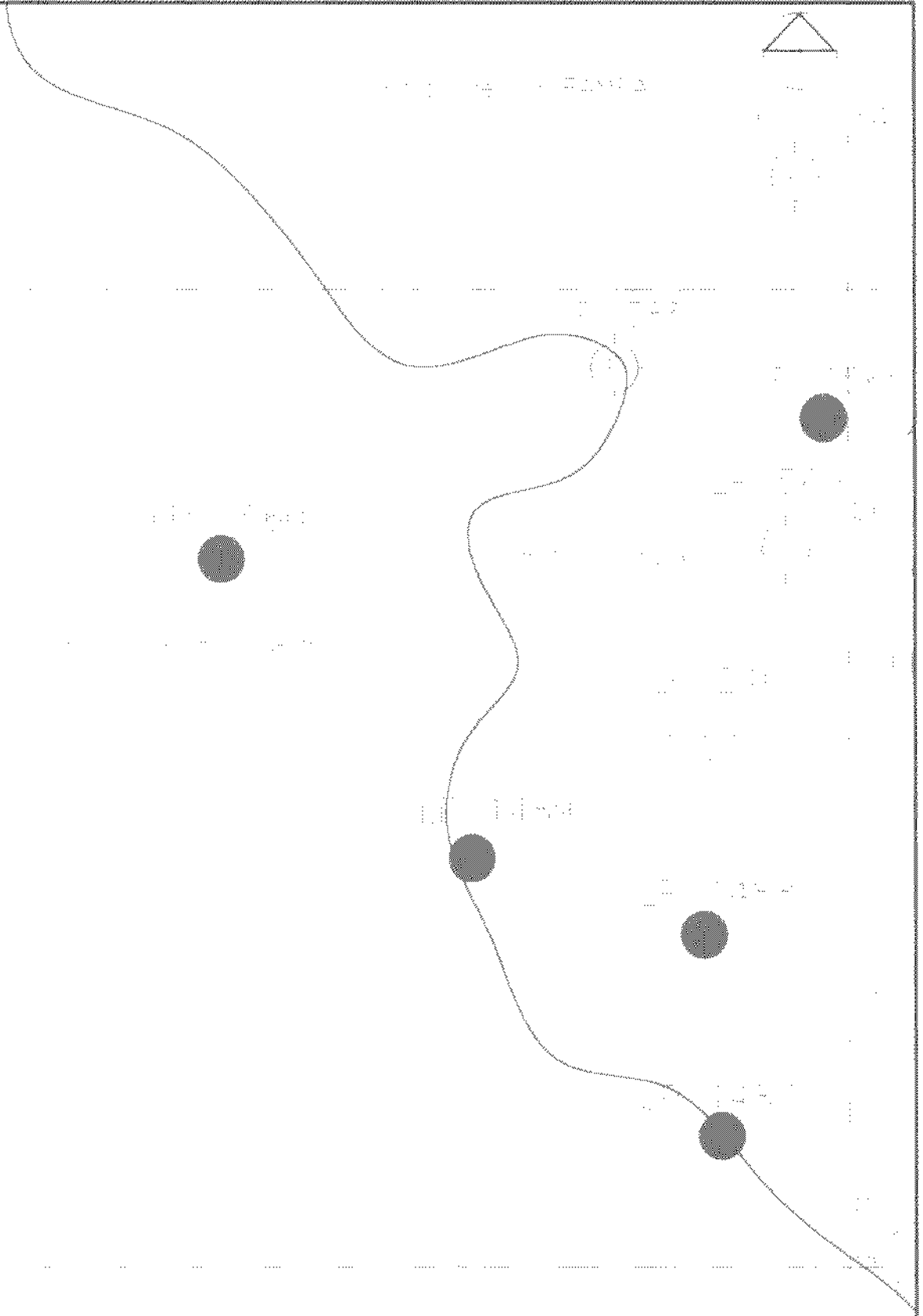
5792000

5792000

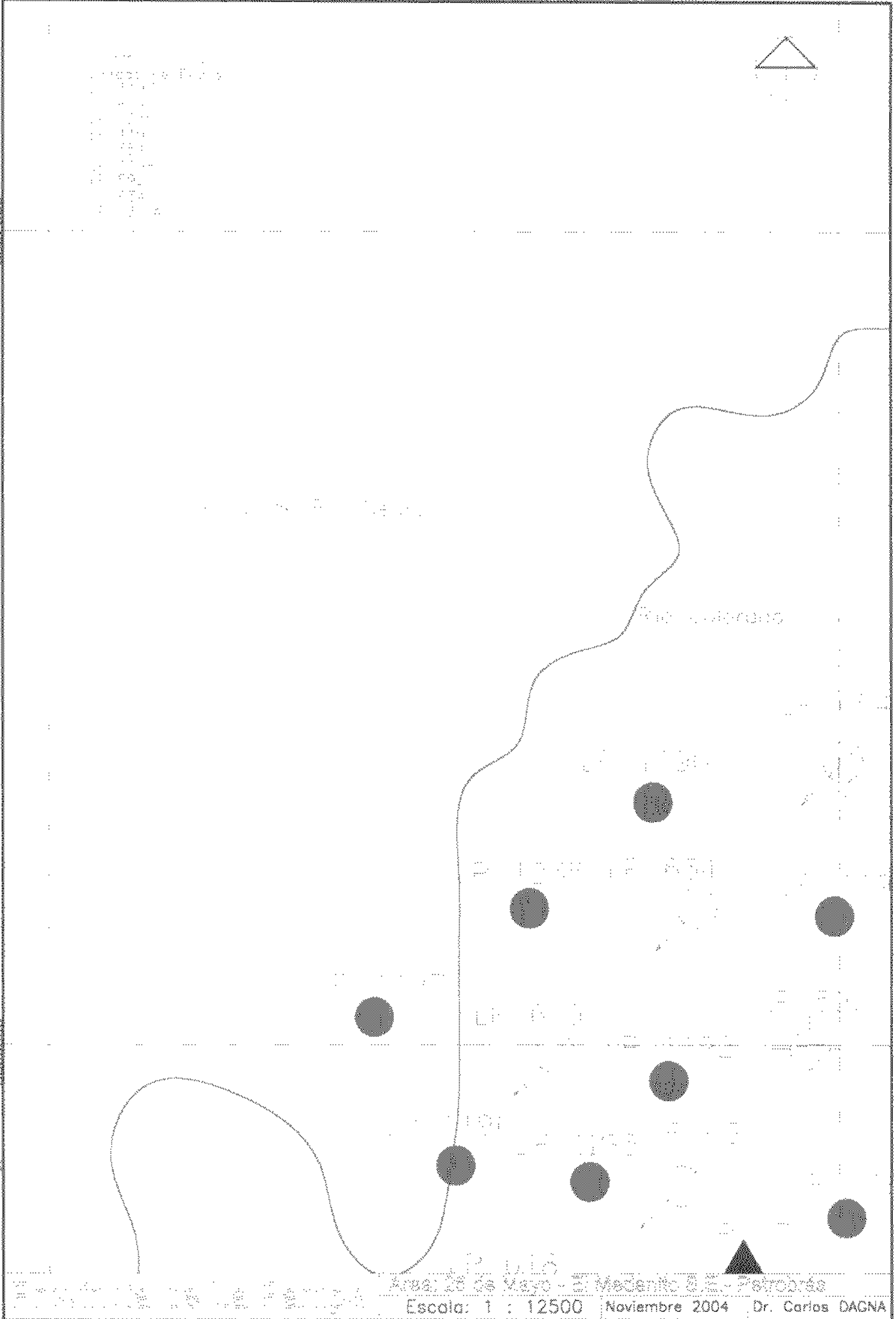
5792000



PROYECTO DE OBRAS



1. El río San Juan
 2. El río de San Juan
 3. El río de San Juan
 4. El río de San Juan
 5. El río de San Juan
 6. El río de San Juan
 7. El río de San Juan
 8. El río de San Juan
 9. El río de San Juan
 10. El río de San Juan
 11. El río de San Juan
 12. El río de San Juan
 13. El río de San Juan
 14. El río de San Juan
 15. El río de San Juan
 16. El río de San Juan
 17. El río de San Juan
 18. El río de San Juan
 19. El río de San Juan
 20. El río de San Juan



2598000

2600000

5800000

5800000

5800000

5800000

5798000

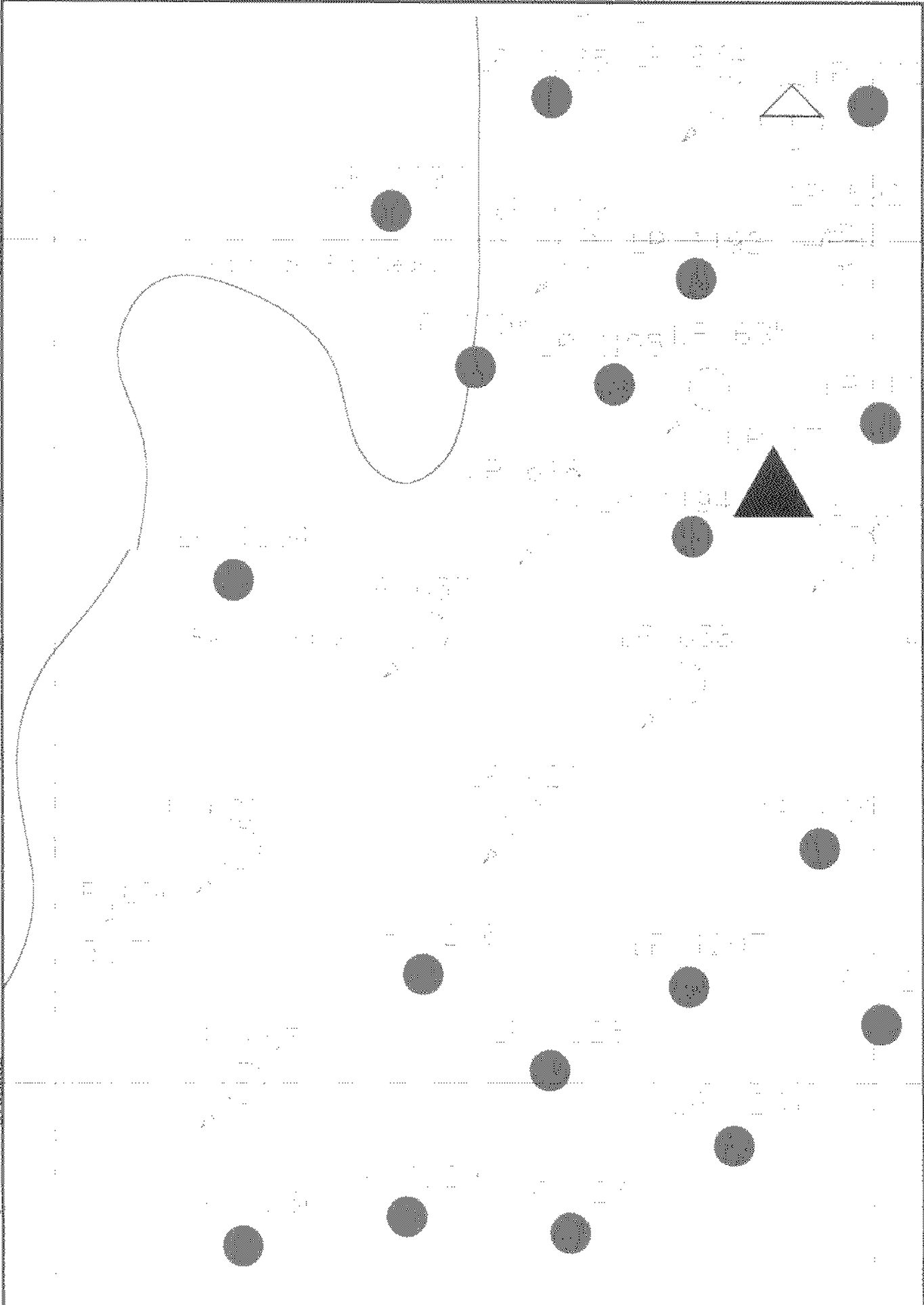
5798000

5798000

5798000

5798000

5798000



Escala: 1 : 12500
Noviembre 2004
Dr. Carlos DAGNA
Área: La Vaya - El Mecánico S.E. - PATROCENAS

2598000

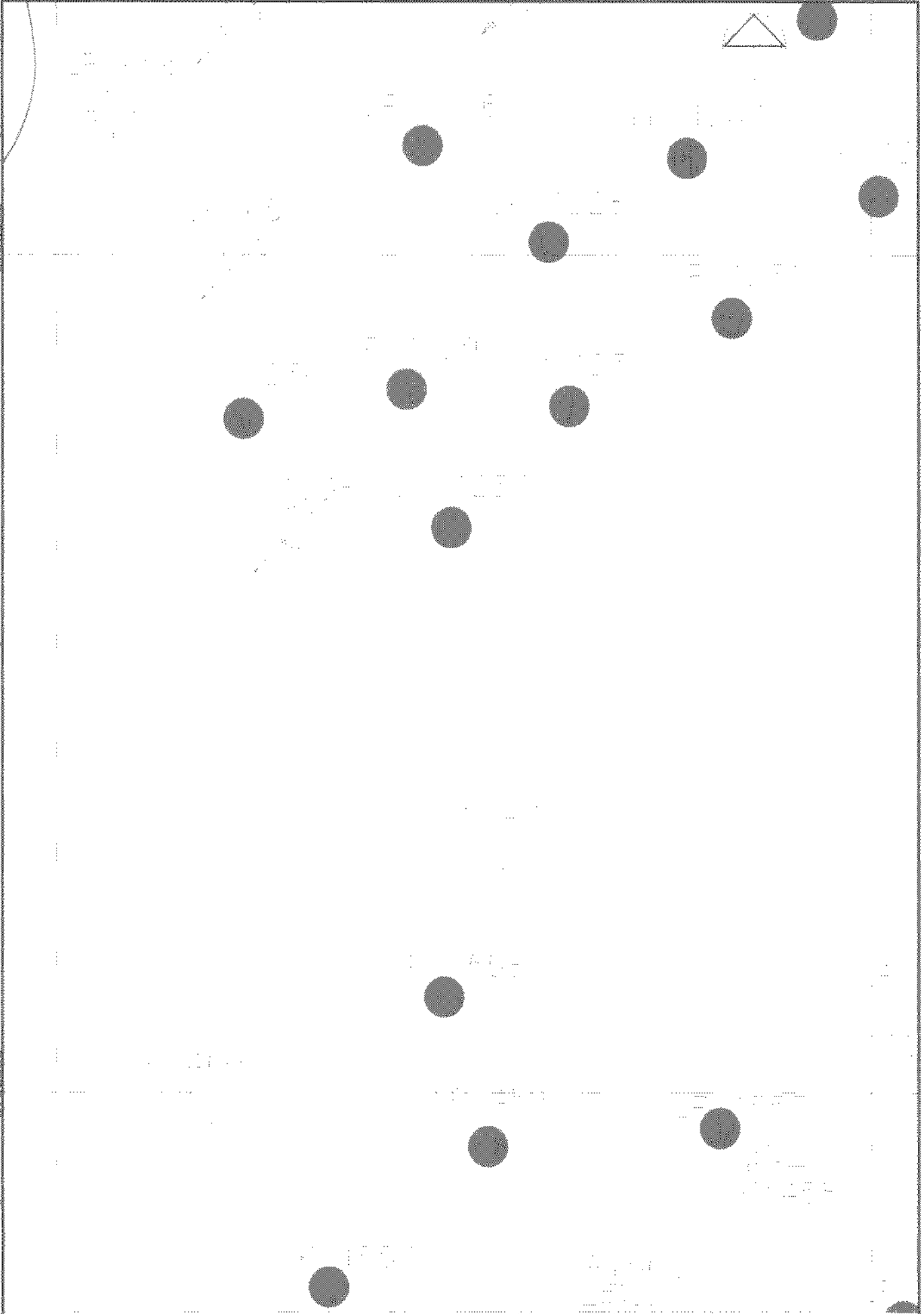
2600000

5798000

5798000

5796000

5796000

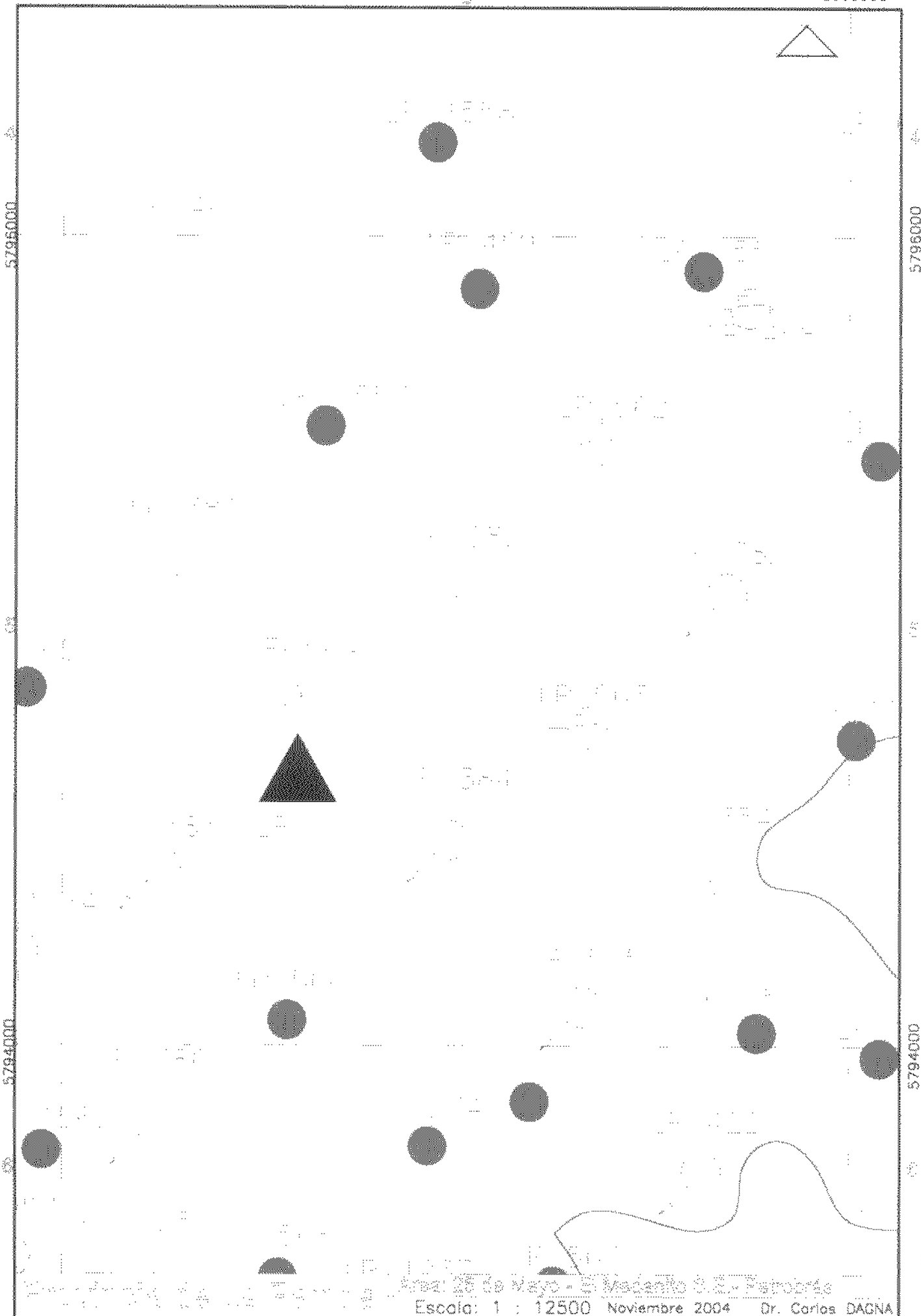


Area: 26 de Mayo - E. Mederita S.E. - Febrebre

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2598000

2600000



Area: 25 de Mayo - El Madanillo S.C. - Pinar del Rio

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2598000

2600000

5794000

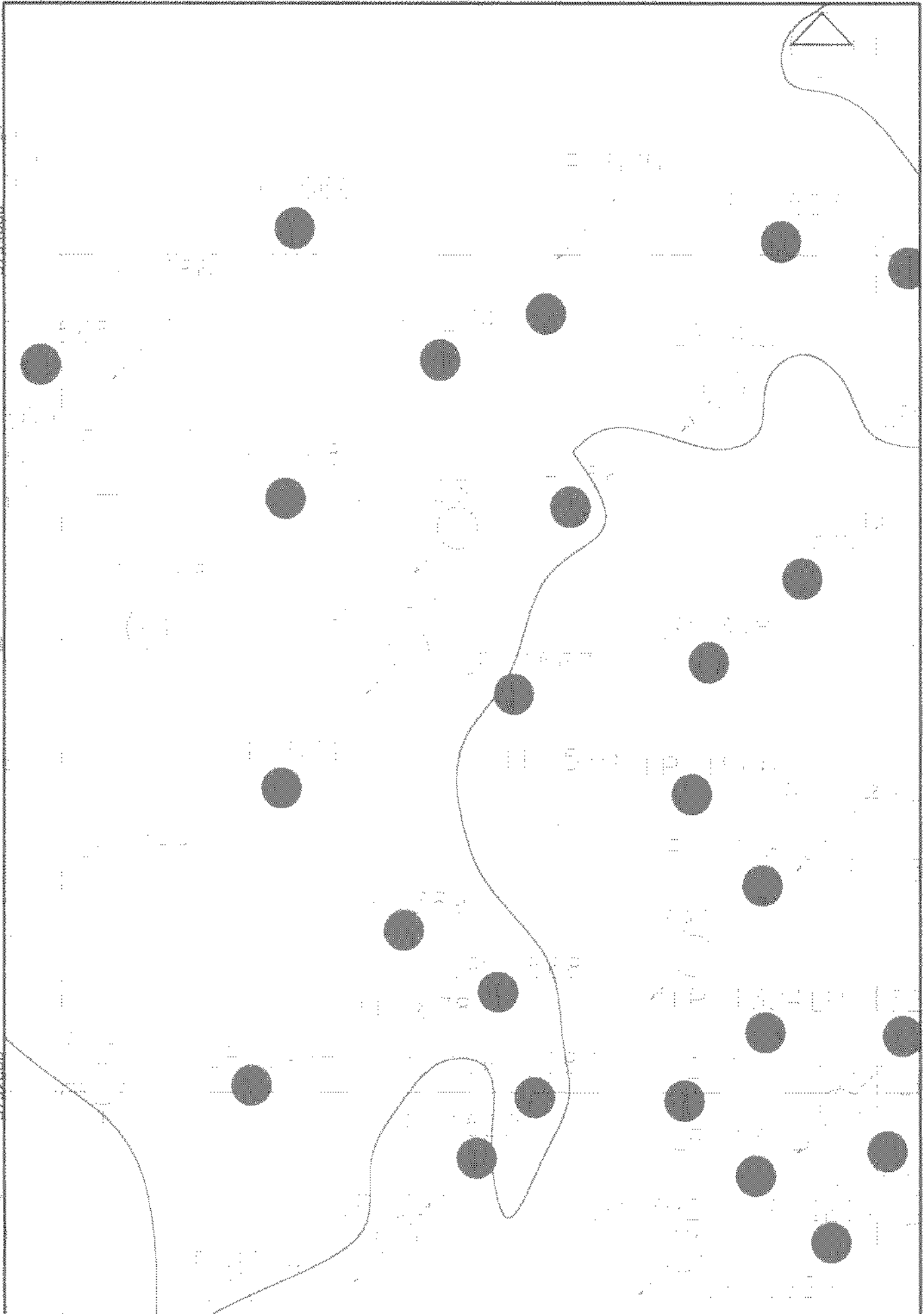
5794000

5792000

5792000

5792000

5792000



Provincia de La Pampa

Area: 25 de Mayo - E. Mesenito S.E. - Petroleras

Escala: 1 : 12500

Noviembre 2004

Dr. Carlos DAGNA

2598000

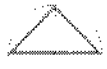
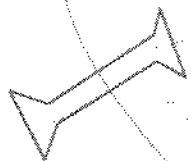
2600000

5792000

5792000

5790000

5790000



Area: *La Yaya - E. Mediano S.E. - Patrobia*

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2598000

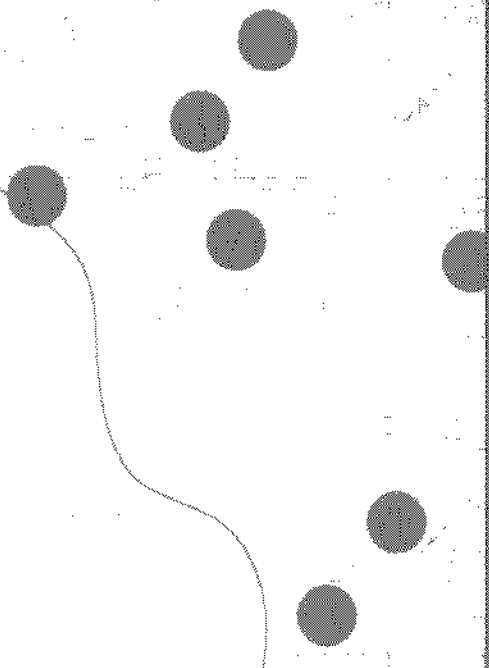
2600000

5790000

5790000

5780000

5780000



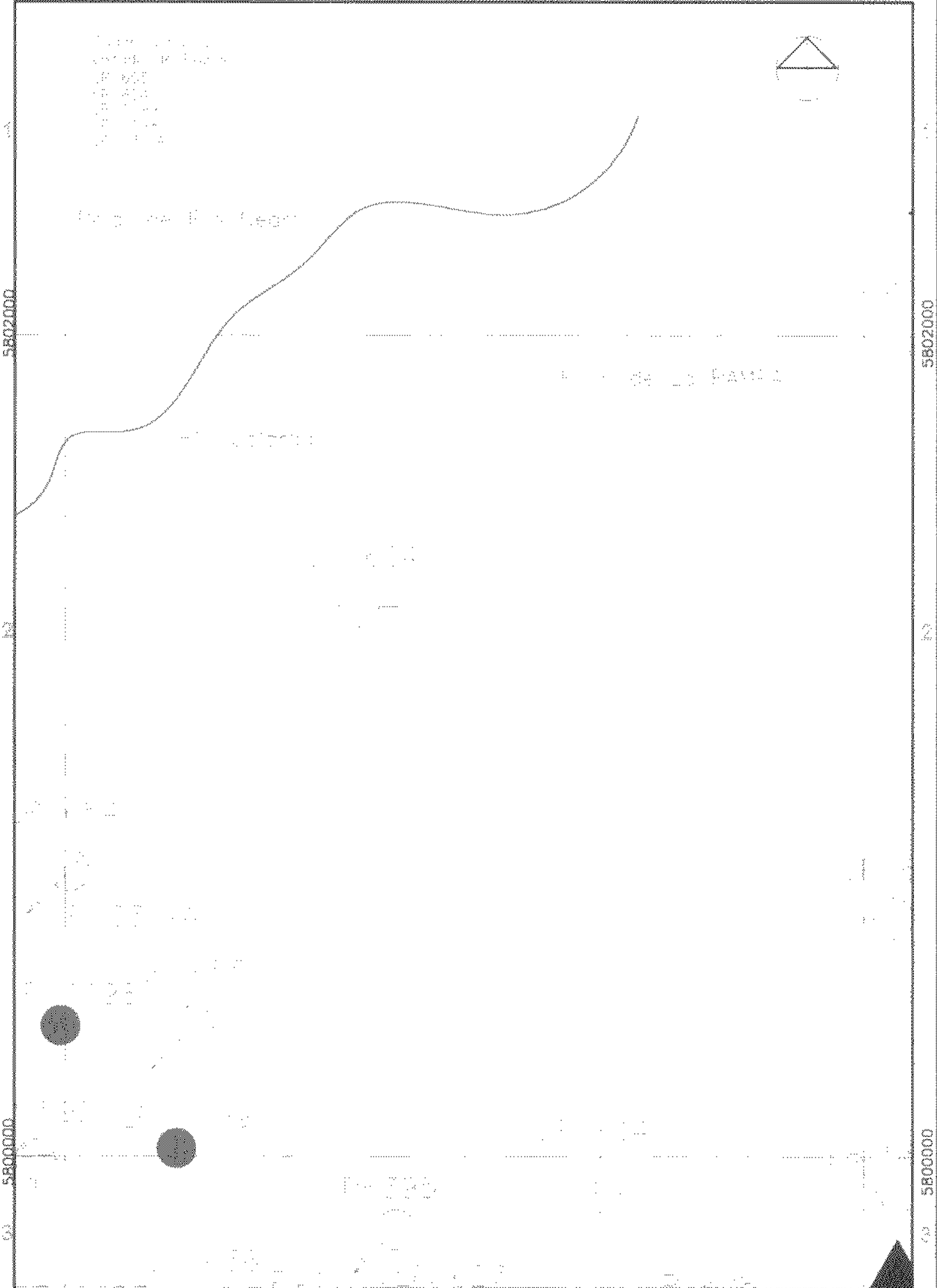
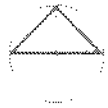
El Mucanito S.E.

2600000

5

2602000

Leyenda
 Límite de Petroleras
 P. 302
 P. 303
 P. 304
 P. 305
 P. 306
 P. 307
 P. 308
 P. 309
 P. 310
 P. 311
 P. 312



Provincia de La Pampa

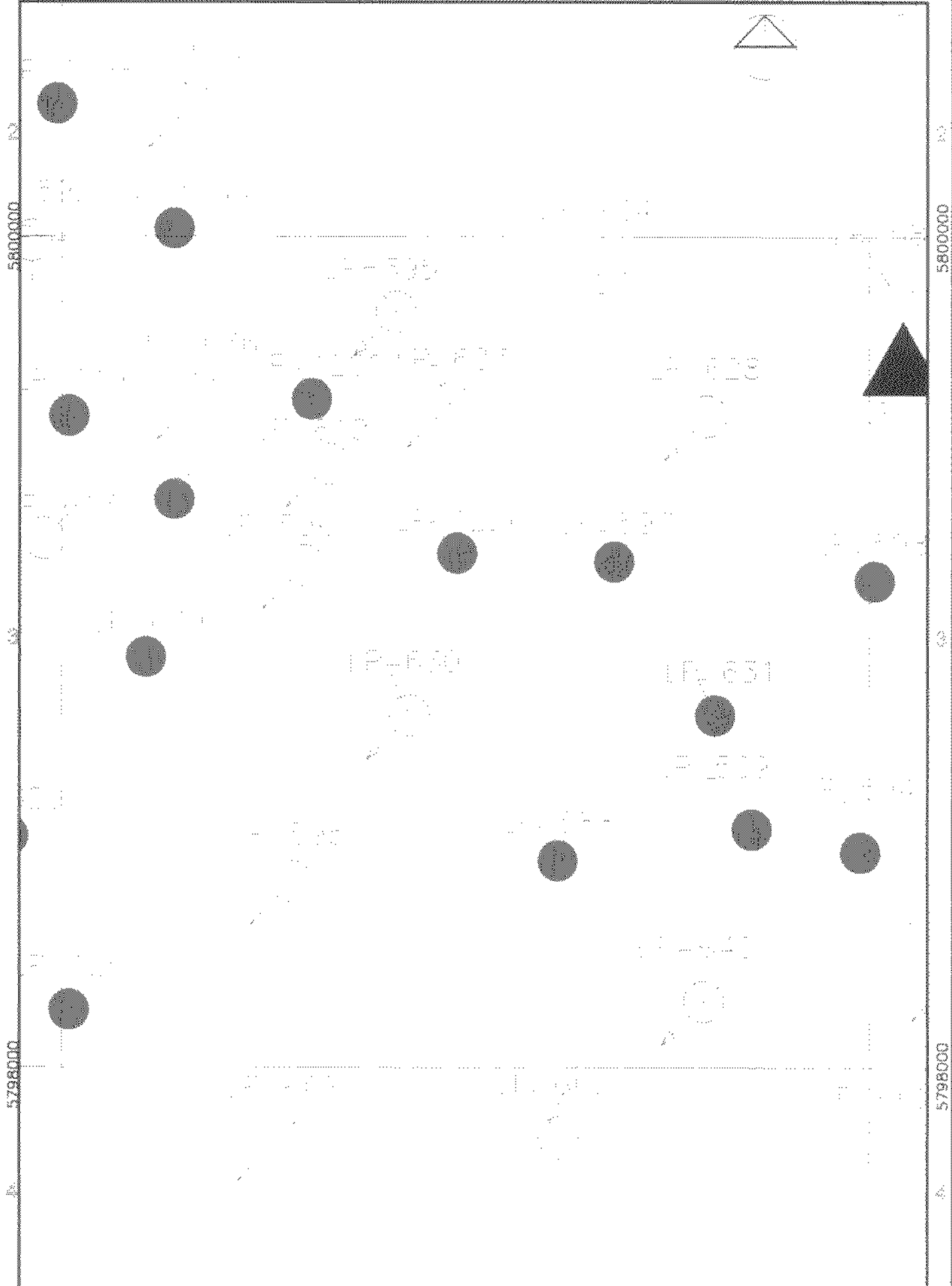
Áreas: 25 de Mayo - El Medardo S.E. - PETROLERAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2600000

D

2602000



5800000

5800000

5798000

5798000

5798000

5798000

Departamento de Ingeniería Mecánica - Área de Maquinaria - El Mecánico S.E. PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2600000

2602800

5798000
5796000
5796000

5798000
5796000
5796000



LF 440

LF 447

LF 474

LF 477

LF 478

LF 459

LF 475

LF 476

LF 473

LF 472

Provincia de La Pampa

Area: 25 de Mayo - El Medanto S.E. - Petrobras

Escala: 1 : 12500

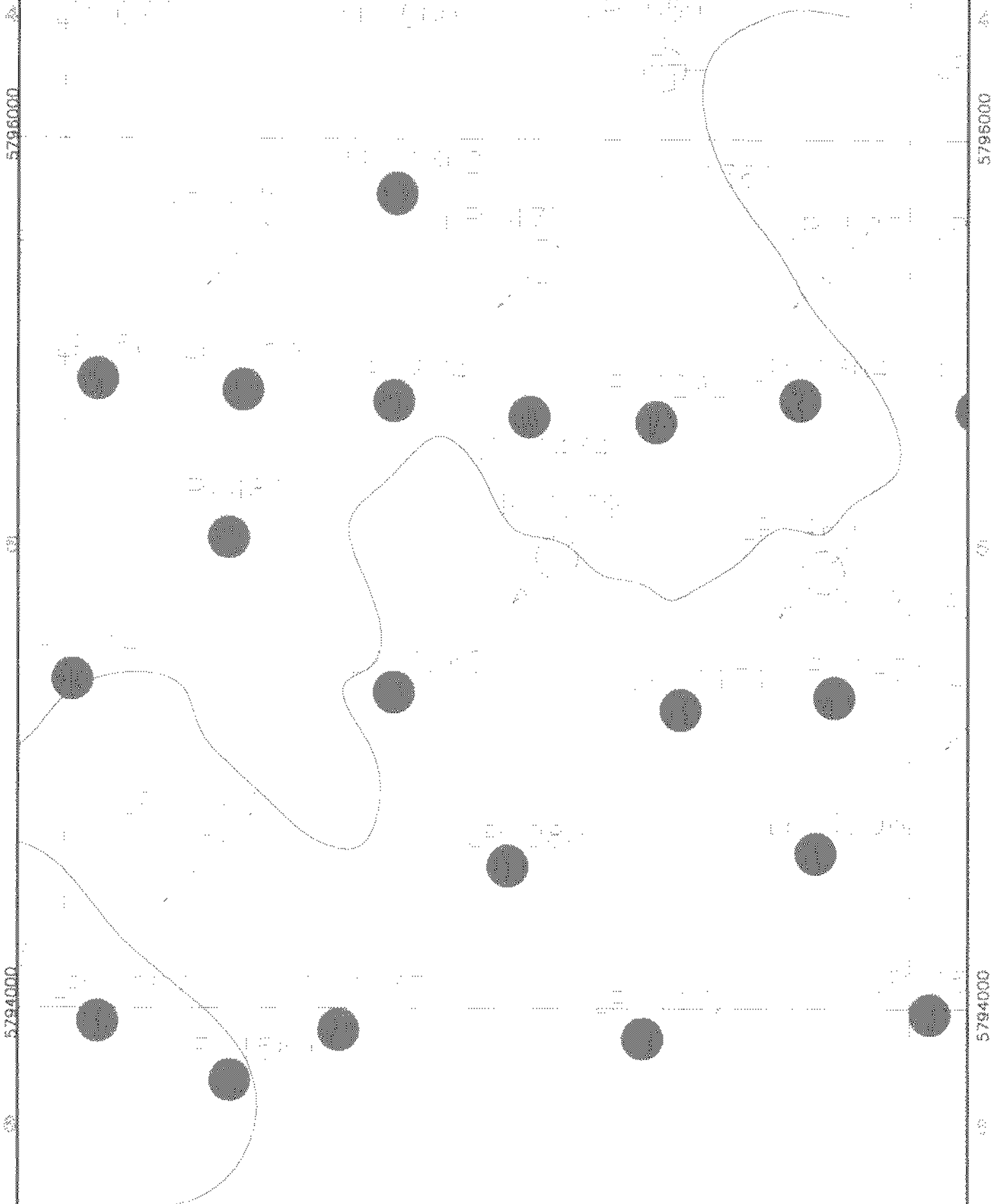
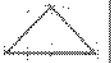
Noviembre 2004

Dr. Carlos DAGNA

2600000

D

2602000



5796000

5796000

5795000

5795000

5794000

5794000

Área: 15 de Mayo - El Medante S.A. - Petrobrás
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2600000

D

2602000

5794000

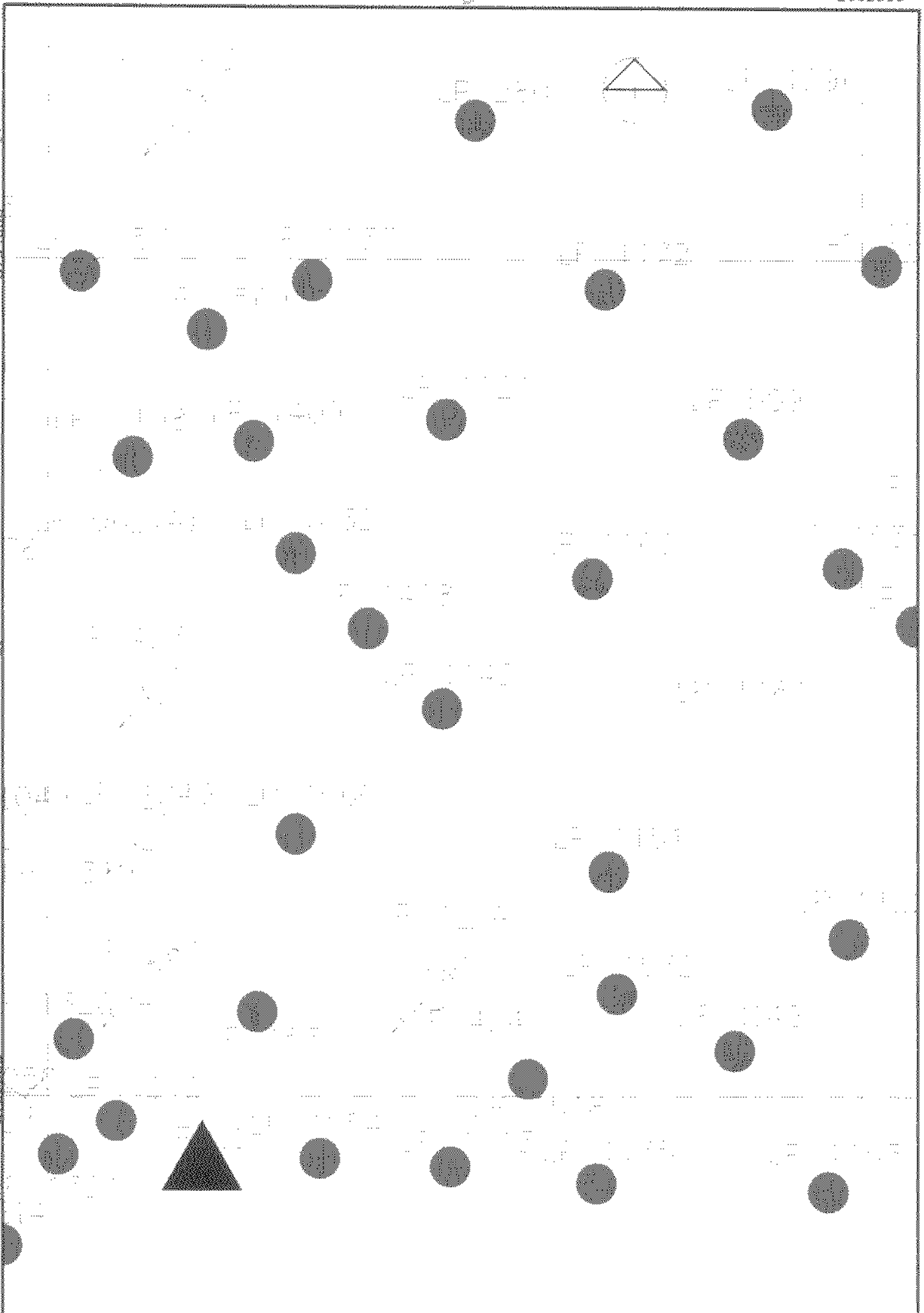
5794000

5792000

5792000

5792000

5792000



Áreas: 25 de Mayo - El Medarito S.E. - Petrobrás
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2600000

2602000

03

03

5792000

5792000

04

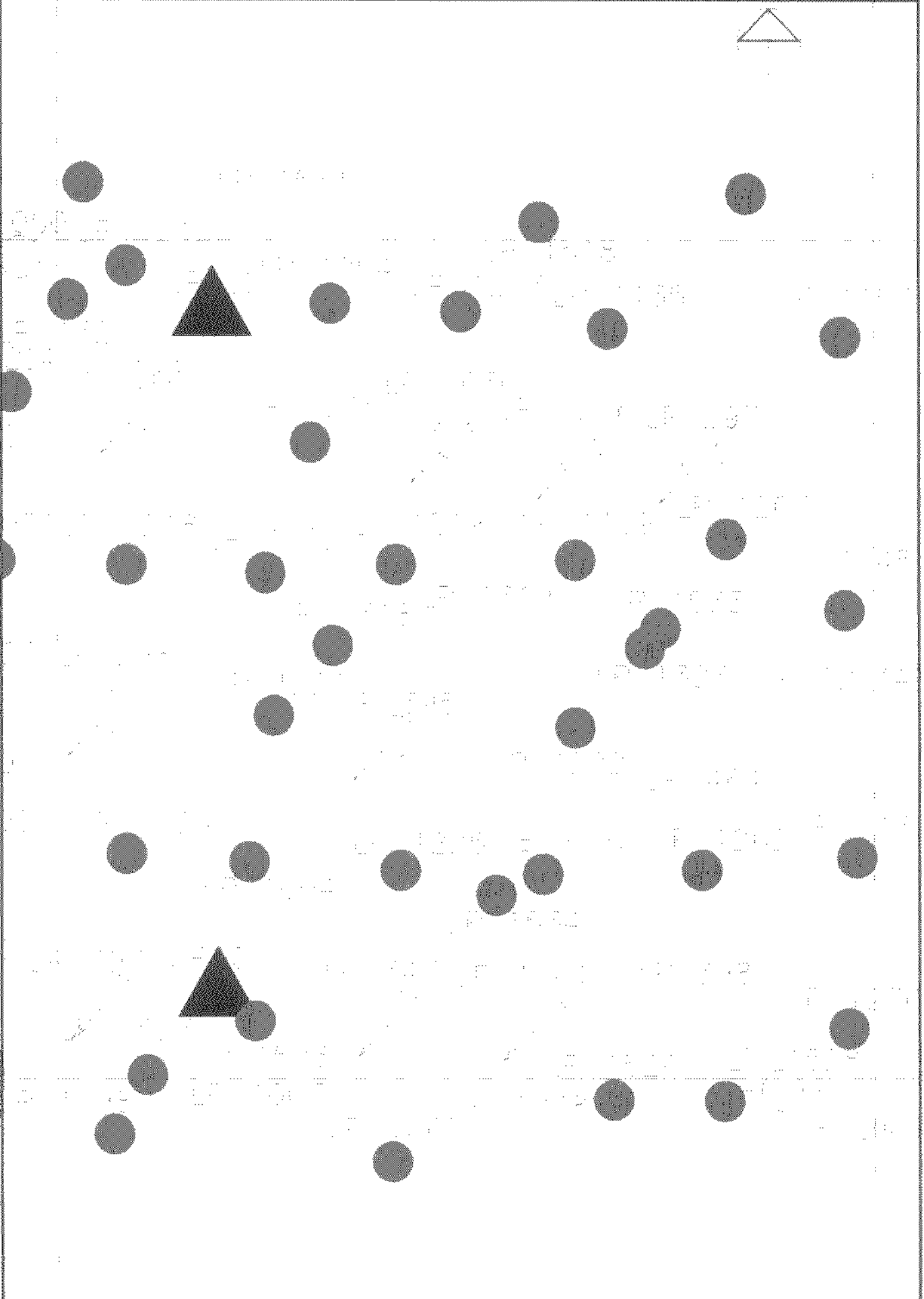
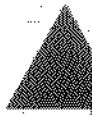
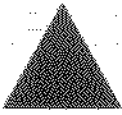
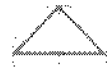
04

5790000

5790000

05

05



Armas: CE de Mayo - III Medianoche S.E. - Patrobrás
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2600000

2602000

5780000

5790000

0

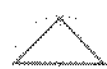
60

5780000

5780000

0

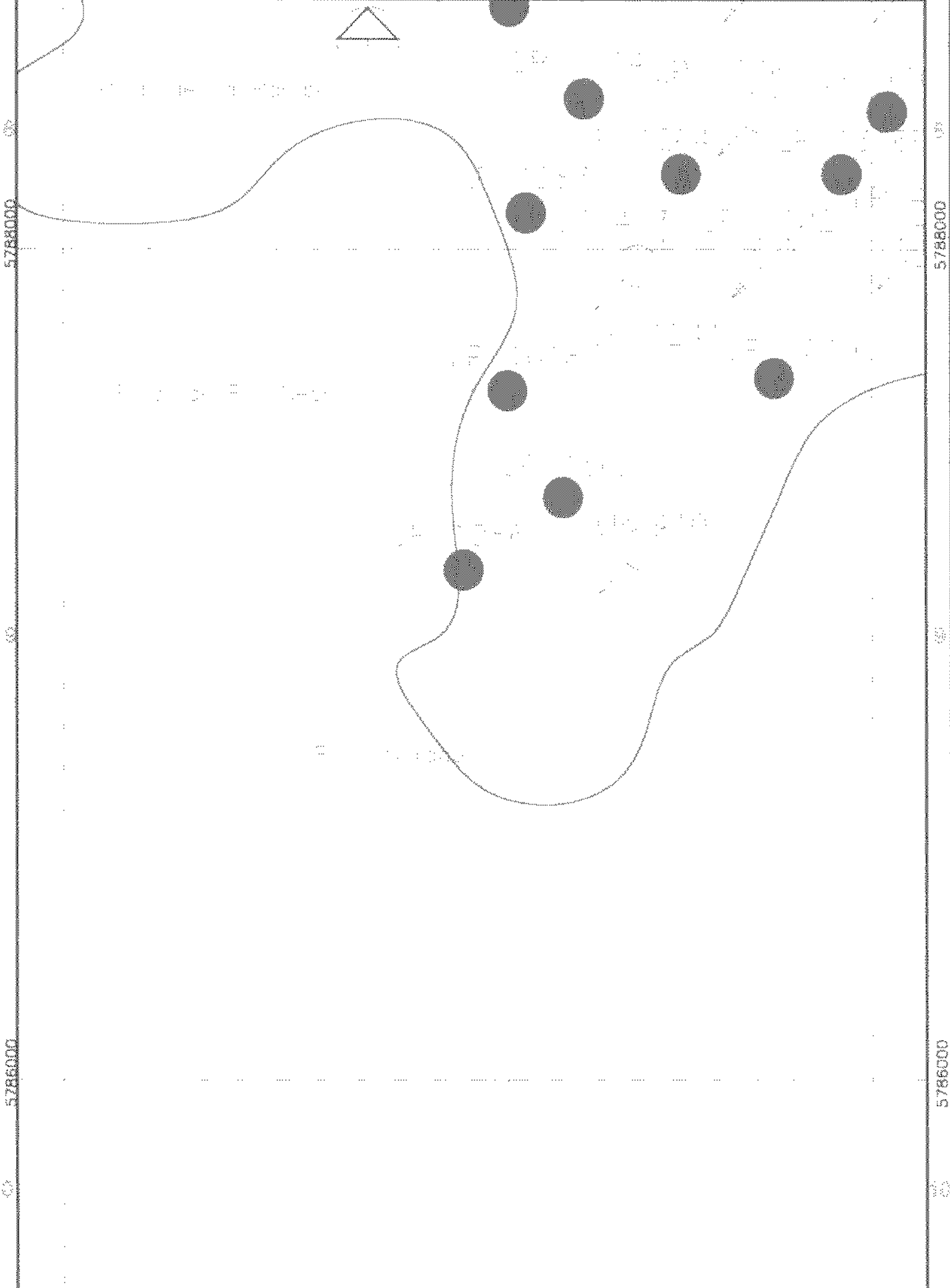
60



Área: 25 de Mayo - El Mecánico S.E. - El Cajas
Escala: 1 : 12500. Noviembre 2004. Dr. Carlos DAGNA

2600000

2602000

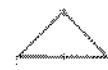


Provincia de La Pampa | Area: El Medarillo - Petroquímica Comodoro Rivadavia | Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2602000

2604000

El Medante



5802000

5802000

Plan de la zona

El Medante
Código de zona
1000000

60

60

5800000

5800000

60

60

Apex: El Medante - 05 de Mayo - El Medante S.E.
Escala: 1 : 12500. Noviembre 2004. Dr. Carlos DAGNA

2602000

2604000

5800000

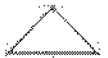
5800000

5798000

5798000

5796000

5796000



Departamento de Planificación y Evaluación

Áreas: El Medarito - 15 de Mayo - El Medarito S.E.

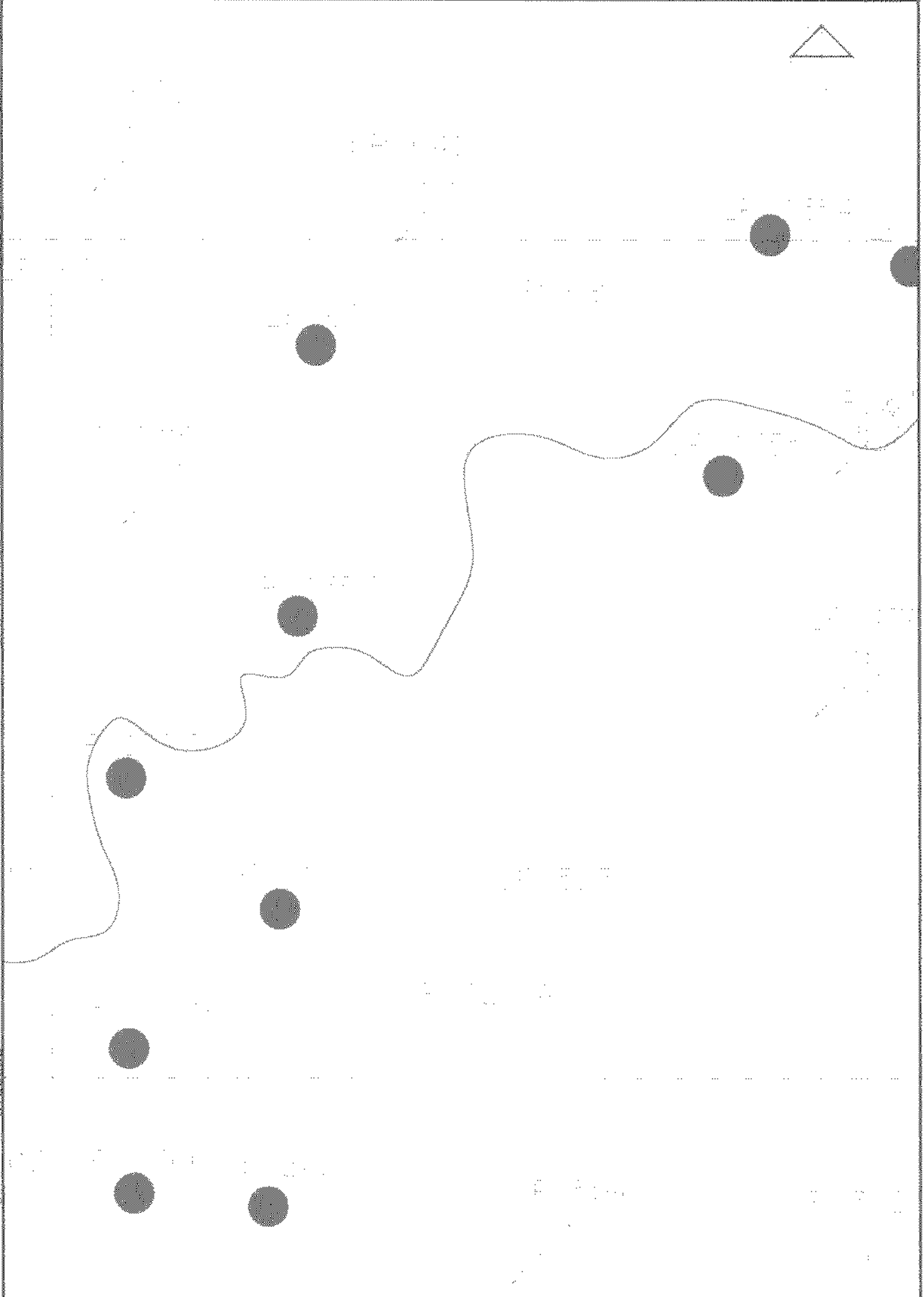
Escala: 1 : 12500. Noviembre 2004. Dr. Carlos DAGNA

2602000

2604000

5798000
5796000
5794000
5792000
5790000

5798000
5796000
5794000
5792000
5790000



Area: 25 de Mayo - Mecenio S.A. - Petrobrás
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2602000

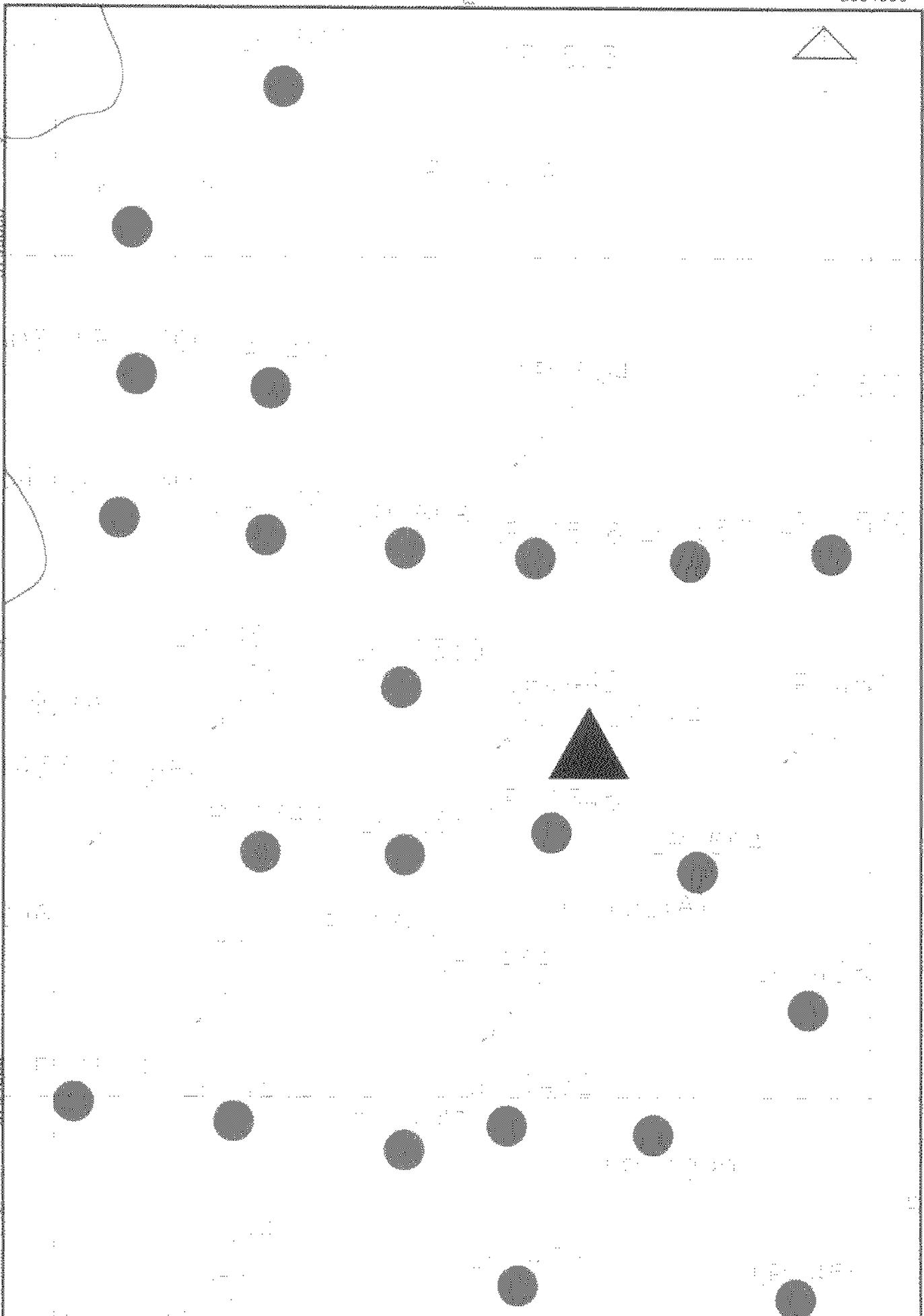
2604000

5796000

5796000

5794000

5794000



Area 25 de Mayo - La Mercedita S.E. - Petroleras
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2602000

2604000

5794000

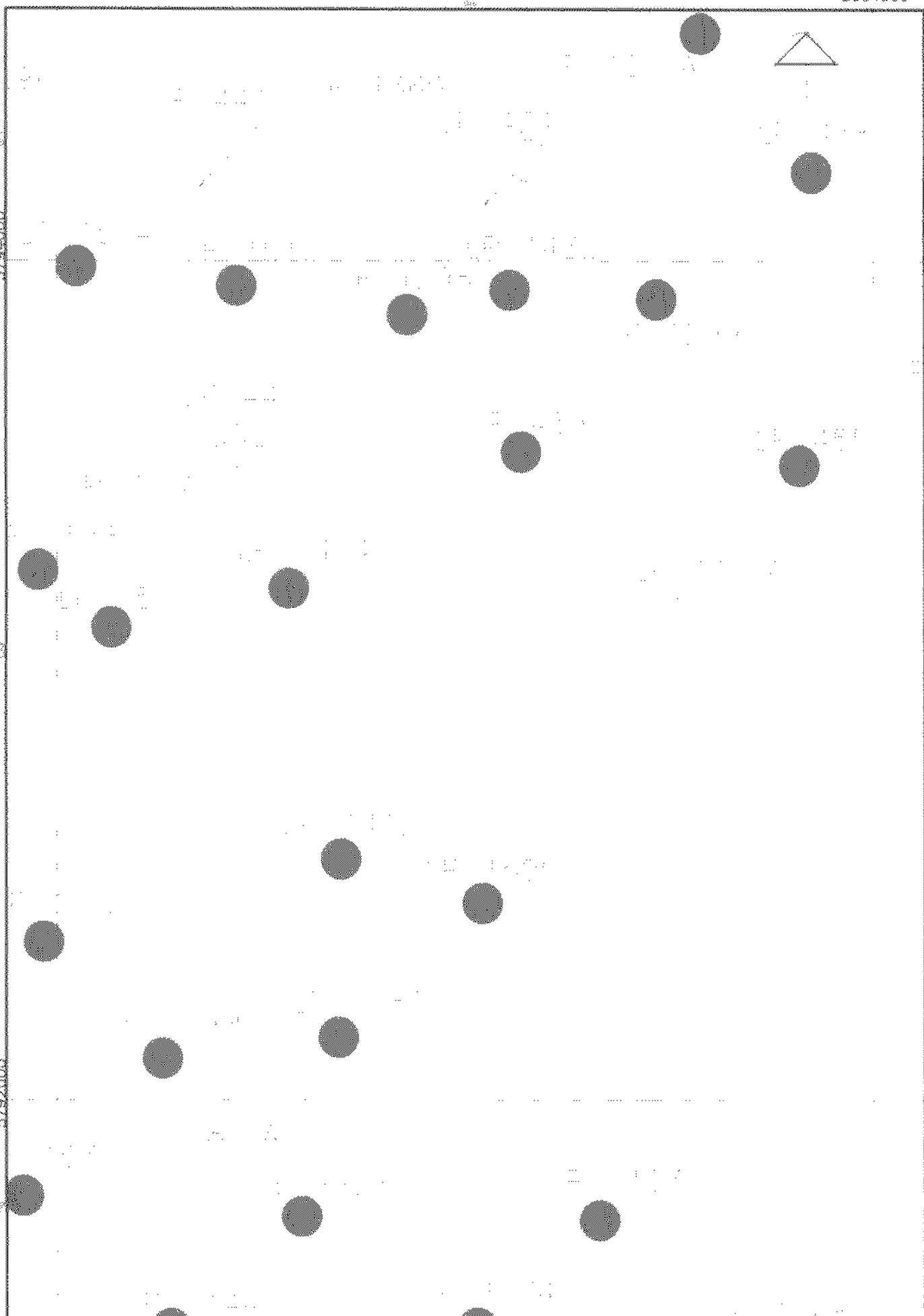
5794000

5792000

5792000

5792000

5792000

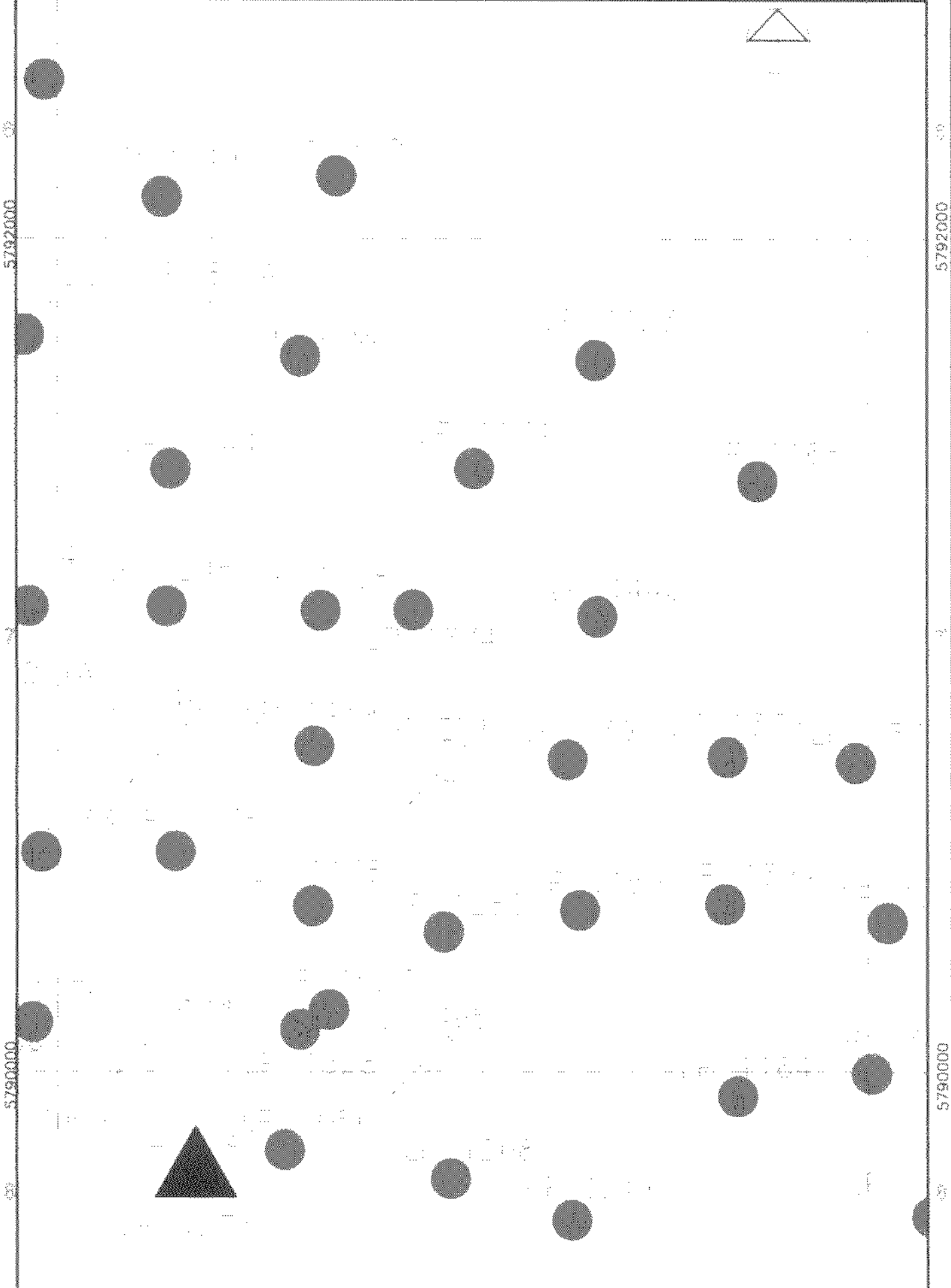


Area: El Medaño - Petroquímico Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2602000

2604000



5792000

5792000

5790000

5790000

Área: 08 de Mayo - E. Mecánico S. E. - Petrobrás
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2602000

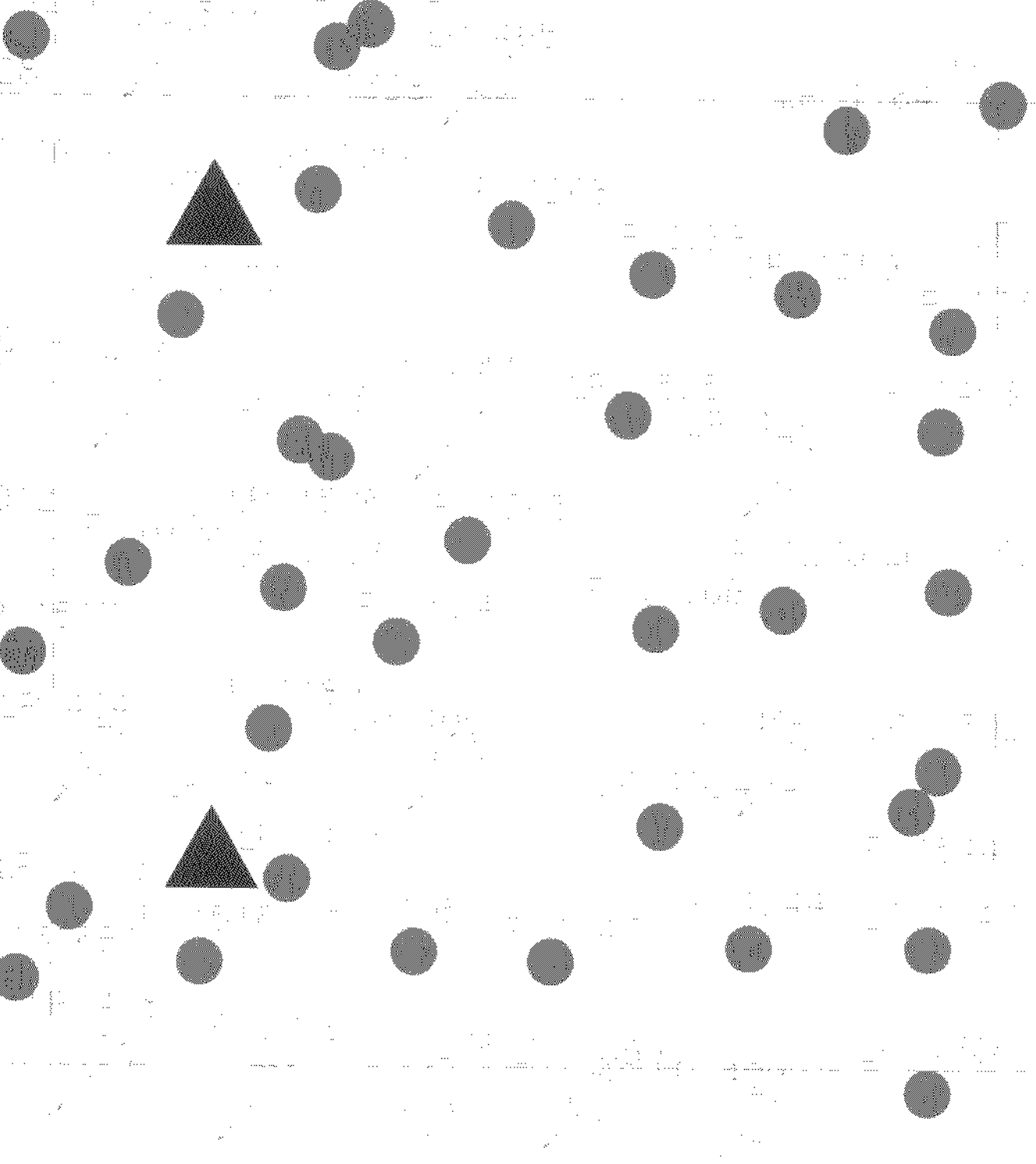
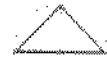
2604000

5790000

5790000

5780000

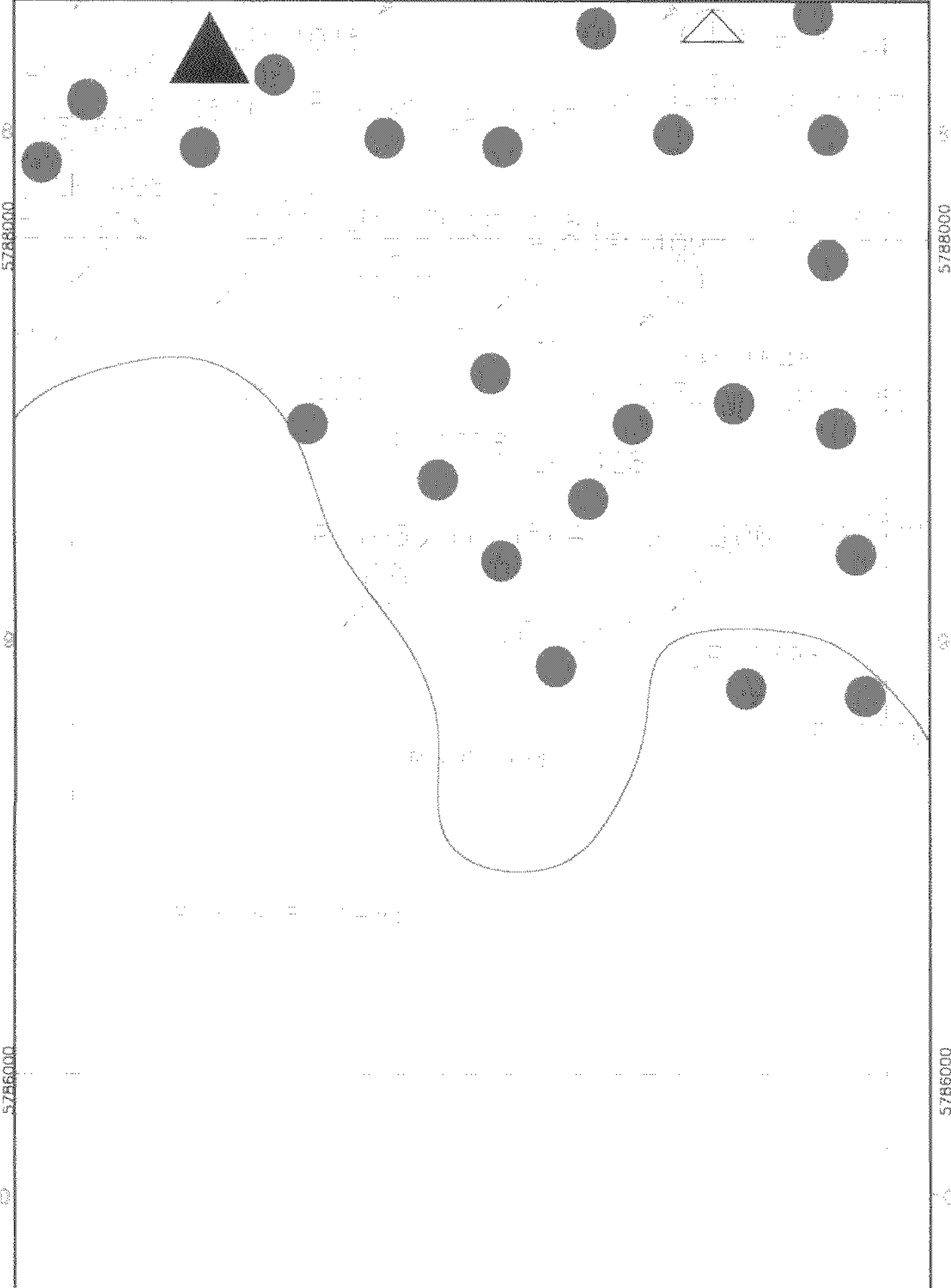
5780000



Area: 28 de Mayo - El Yedante S.E. - Ferrocarril
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2602000

2604000



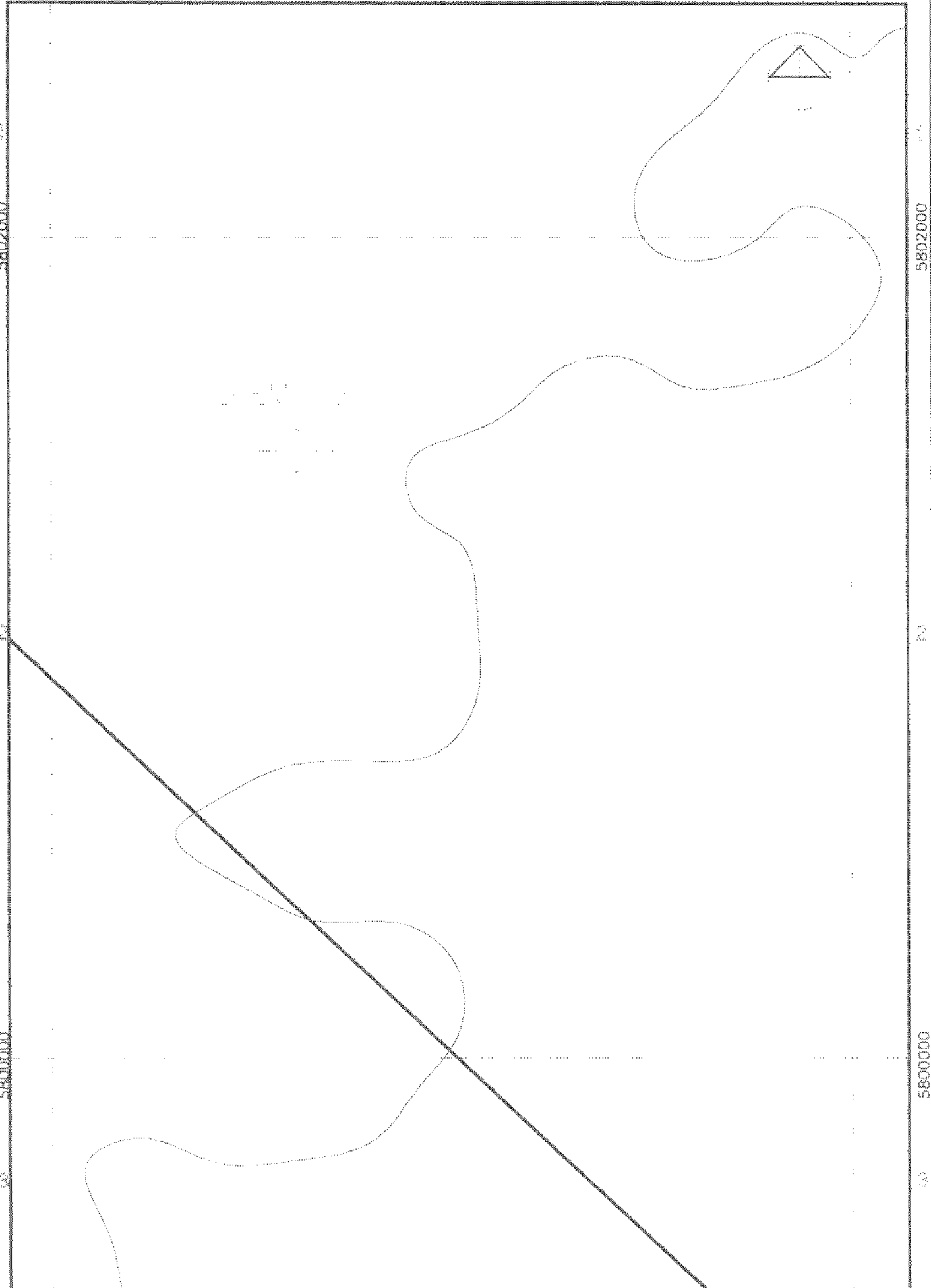
Area: ES de Mayo - El Mecanito S.A. - Piscoobrás

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2604000

2606000

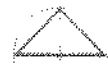
UTM



Municipio de La Unión, Área: EL MEDANO, Conces.: P.C.R.
 Escala: 1 : 12500, Noviembre 2004, Dr. Carlos DAGNA

2604000

2606000



5800000

5800000

5798000

5798000

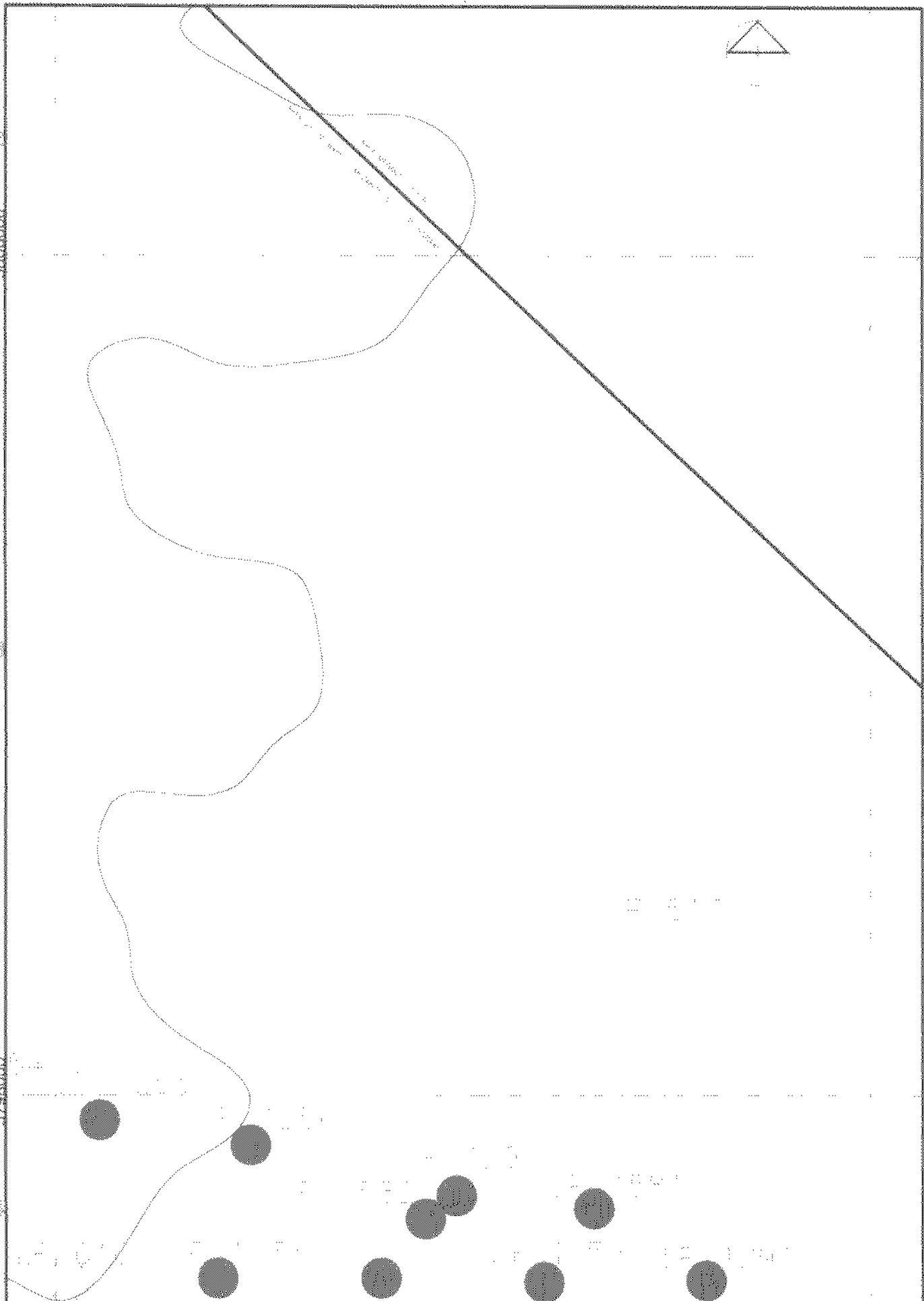
5796000

5796000

Provincias de La Esmeraldas

Area: El Mecarito - 25 de Mayo - El Mecarito S.E.

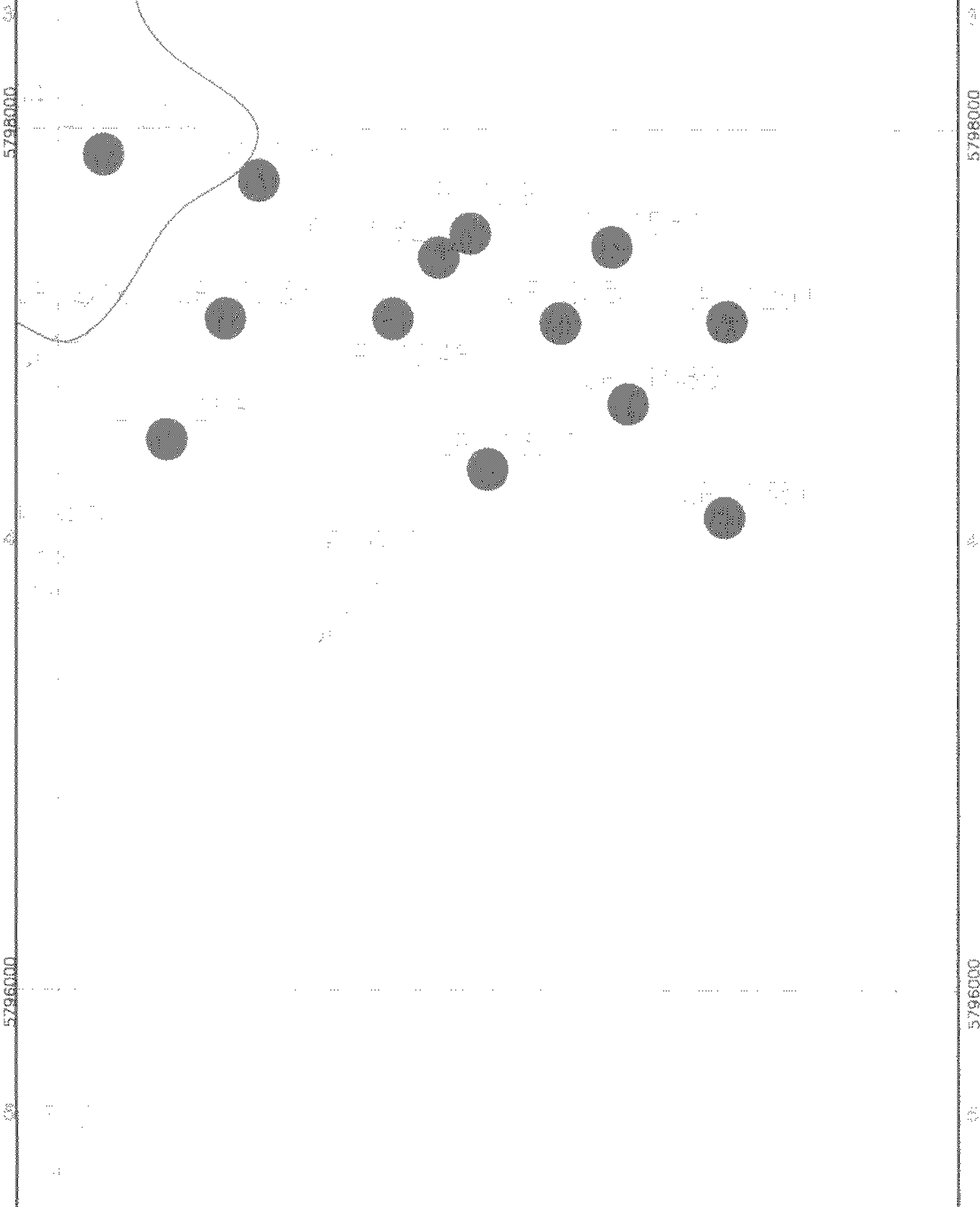
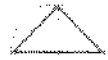
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA



2604000

2606000

F



5798000

5798000

5796000

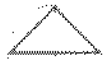
5796000

Provincia de San Francisco Area: C6 de Mayo Medante S.E. Records
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2604000

2606000

E



5795000

5795000

5794000

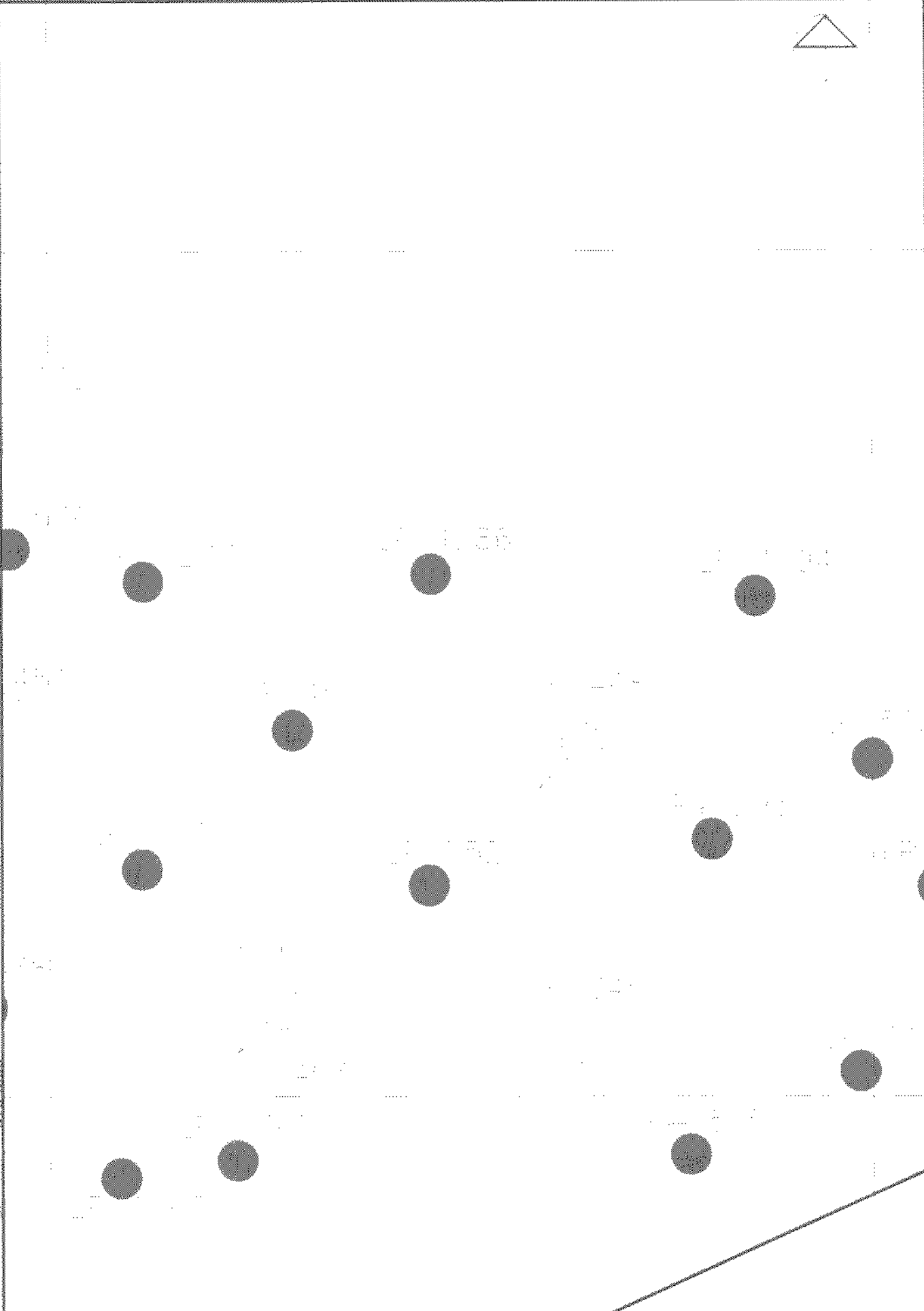
5794000

5794000

5794000

5794000

5794000



Area: 25 de Mayo - E. Mecánico S.E. - Taboacán
 Escala: 1 : 12500 - Noviembre 2004 - Dr. Carlos DAGNA

2604000

2606000



Medonito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás

El Medonito
P.C.R.

1:10000

Provincia de La Pampa

Areas: El Medonito - 25 de Mayo - El Medonito S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2604000

2606000

5792000

5792000

5790000

5790000

El Medonito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás

El Medonito
P.C.R.

Areas: El Medonito - 25 de Mayo - El Medonito S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2604000

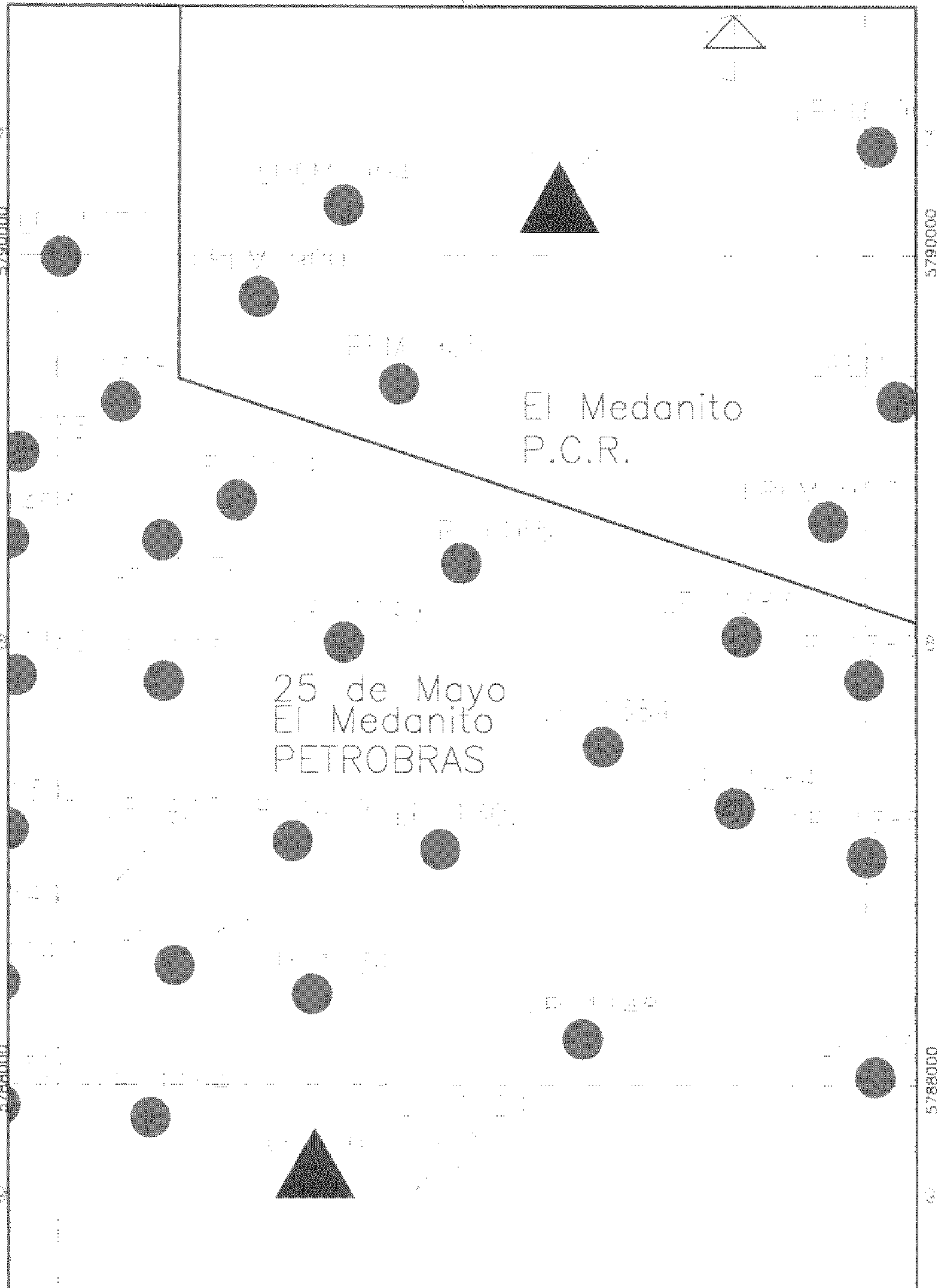
2606000

5790000

5790000

5788000

5788000



PETROBRAS S.A. - LA PETROBRAS
 Área: El Medanita - 25 de Mayo - El Medanita S.E.
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2604000

2606000

5788000

5788000

5786000

5786000

0

0



Provincia de La Paz

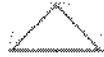
Aos. 28 de Mayo - El Madenio S.L. - Petropetrás

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2806000

2808000

6



5796000

5796000

EL MEDANITO
P.C.R.

60

60

5794000

5794000

25 de Mayo - EL MEDANITO
PETROBRAS

60

60

Areas: El Medanita - 25 de Mayo - El Medanita P.C.R.
Escala: 1 : 12500, Noviembre 2004, Dr. Carlos DAGNA

2606000

2608000

25 de Mayo
El Medanito
Petrobrás

El Medanito
P.C.R.

5794000

5794000

5792000

5792000

5790000

5790000

5788000

5788000

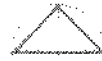
Area: El Medanito - 25 de Mayo - El Medanito S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2606000

6

2608000

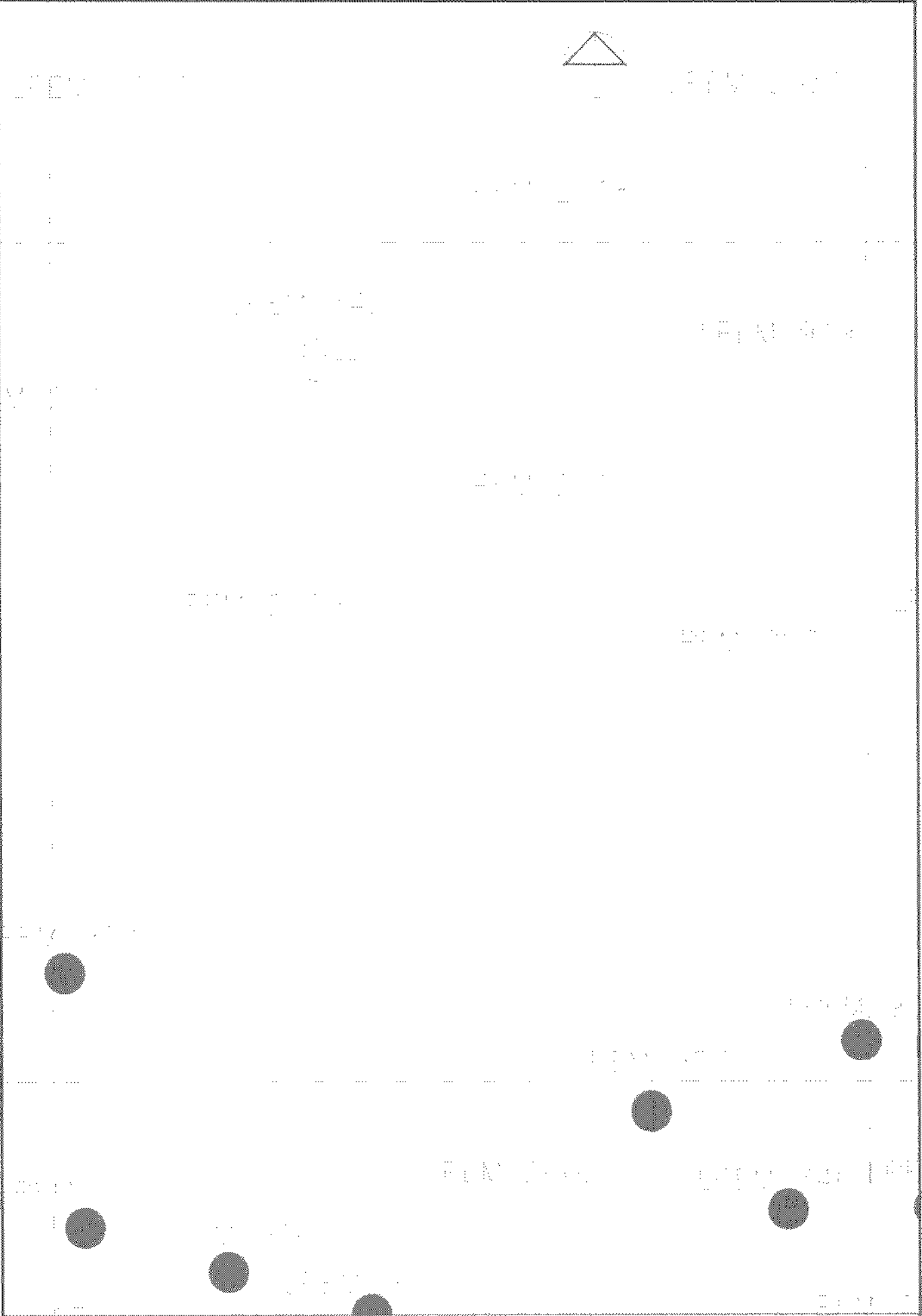


5792000

5792000

5790000

5790000




 Área: El Medanzito - Petroquímica Comodoro Rivadavia
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2606000

2608000

El Medanito
P.C.R.

25 de Mayo
El Medanito
PETROBRAS

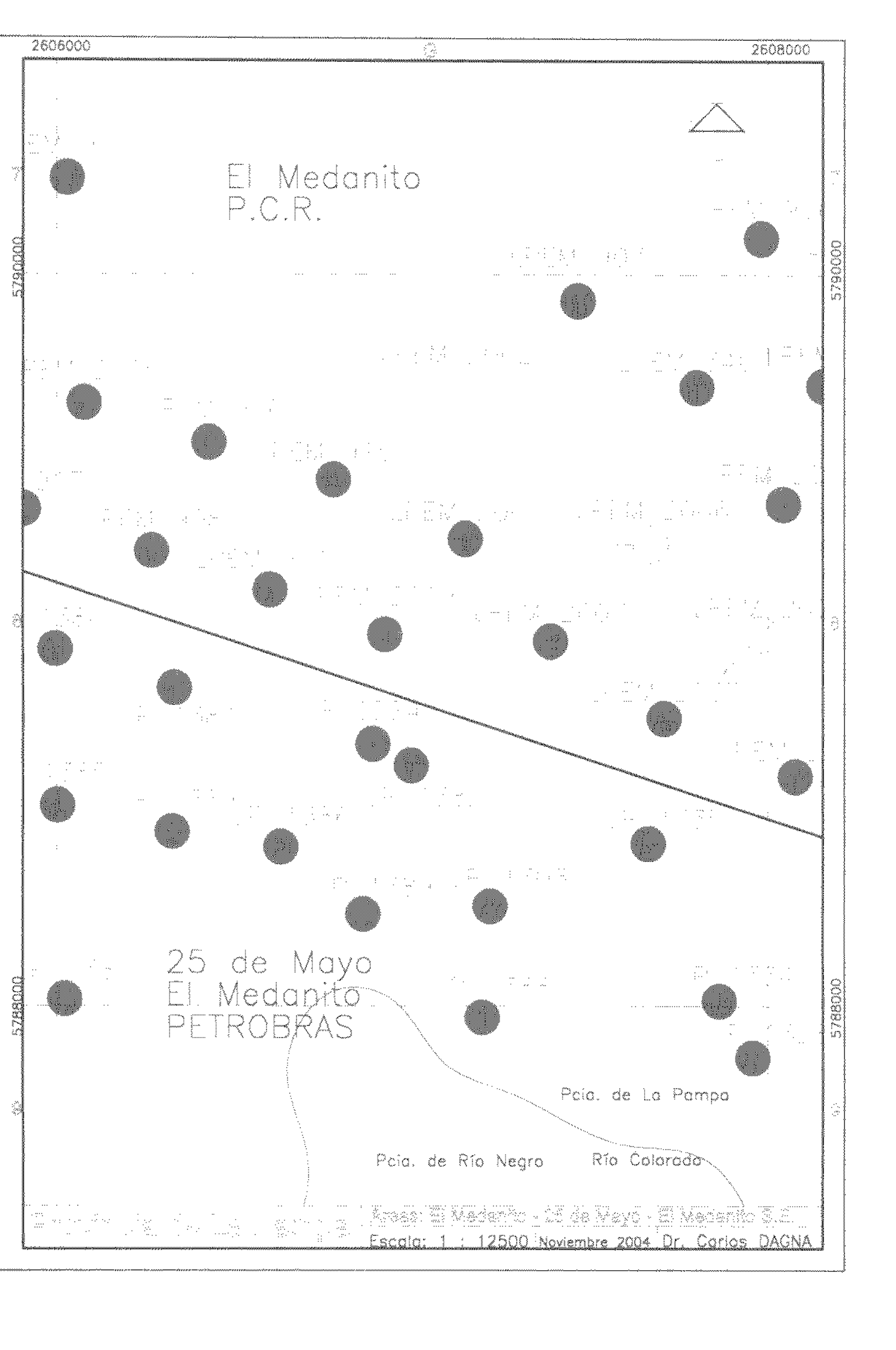
Pcia. de La Pampa

Pcia. de Río Negro

Río Colorado

Áreas: El Medanito - 25 de Mayo - El Medanito S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA



2606000

2608000

5788000

5788000

5786000

5786000

5784000

5784000

5782000

5782000

5780000

5780000

5778000

5778000

5776000

5776000

5774000

5774000

5772000

5772000

5770000

5770000

5768000

5768000

5766000

5766000

5764000

5764000

5762000

5762000

5760000

5760000

5758000

5758000

5756000

5756000

5754000

5754000

5752000

5752000

5750000

5750000

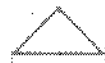
INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS
INVESTIGACIÓN EN AGRICULTURA Y ZOOTECNIA

Área: 25 de Mayo - El Medardo S.E. - Petrópolis

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2608000

2610000



5798000

5796000

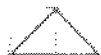
25 de Mayo
El Medanito S.E.
Petrobrás

El Medanito
Petroquímica

Áreas: El Medanito - 25 de Mayo - El Medanito S.E.
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2608000

2610000



5796000

5796000

5794000

5794000

5794000

5794000

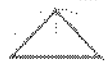
Provincia de La Araucanía

Area: El Medarito - 28 de Mayo - El Medarito S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2608000

2610000



EL MEDANITO S.E.
25 de Mayo
Operador: PETROBRAS

EL MEDANITO
Operador: P.C.R.

EL MEDANITO

EL MEDANITO

El Medano - 25 de Mayo - El Medano S.E.

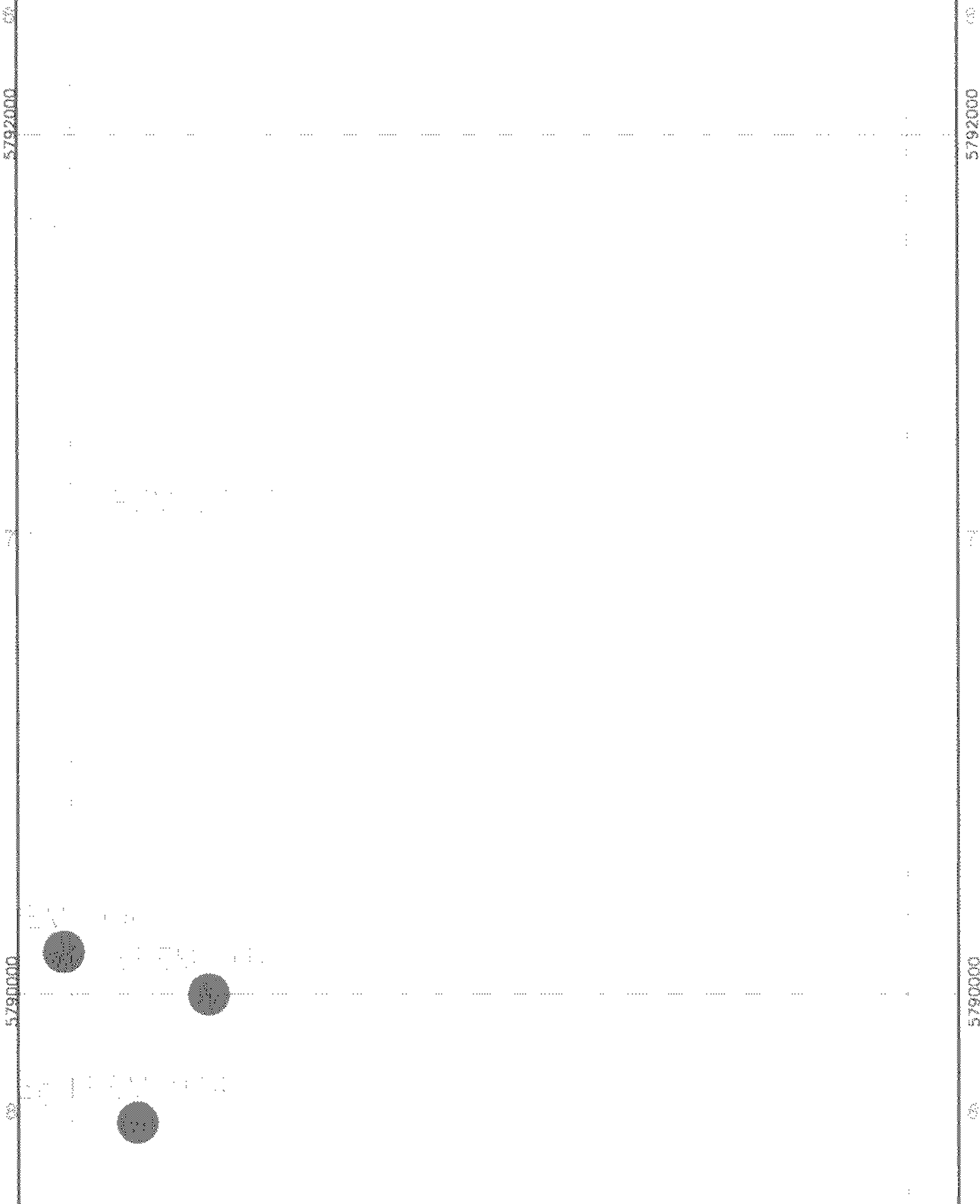
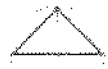
Area: El Medano - 25 de Mayo - El Medano S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2608000

2610000

H



5790000

5790000

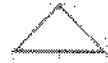
5790000

5790000

EL MEDANITO Operador: P.C.R.
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2608000

2610000

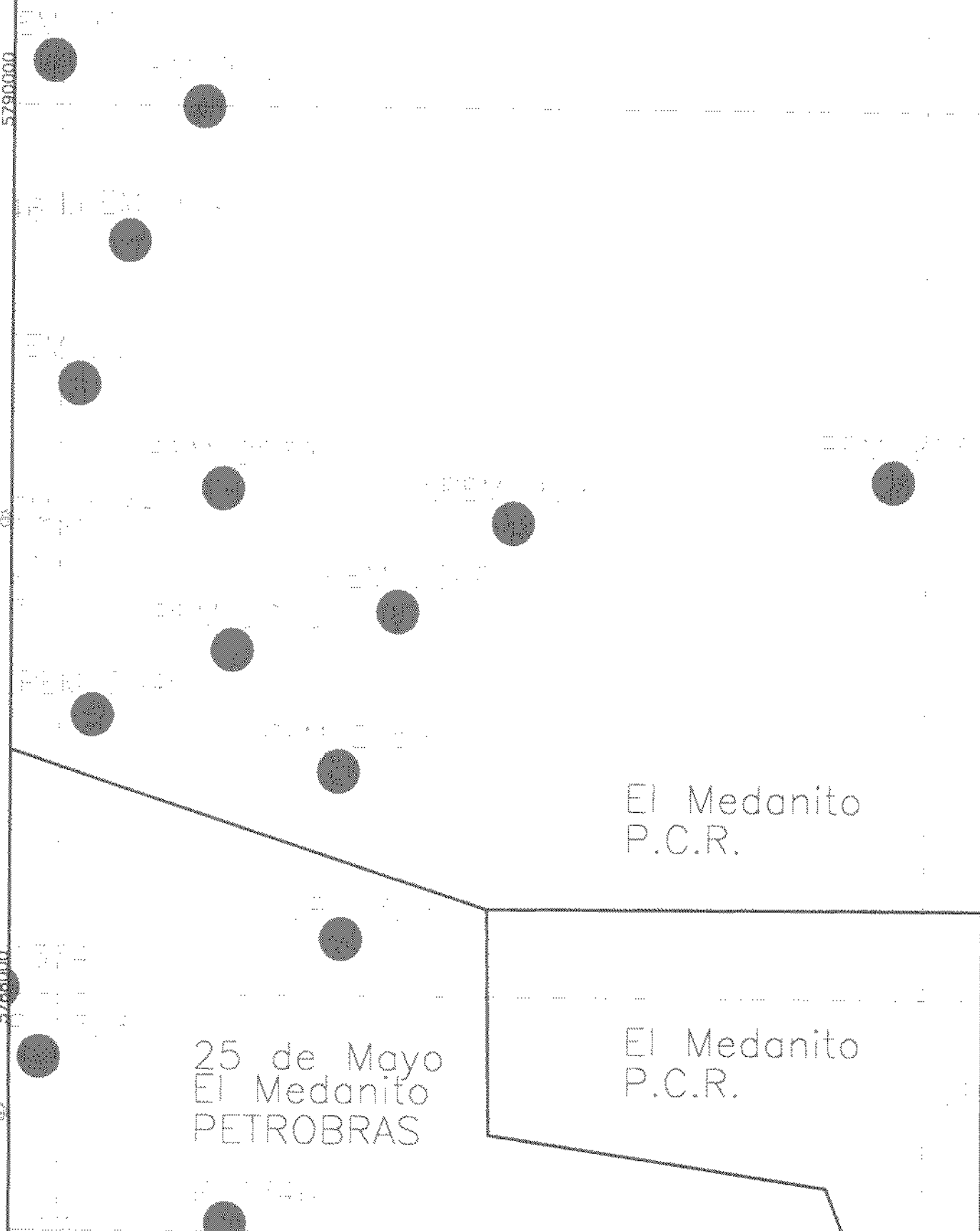


5790000

5790000

5780000

5780000



El Medanito
P.C.R.

25 de Mayo
El Medanito
PETROBRAS

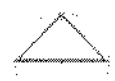
El Medanito
P.C.R.

Proyecto: El Medanito - 25 de Mayo - El Medanito S.A.
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004: Dr. Carlos DAGNA

2608000

2610000

H

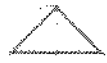



 Instituto Geológico y Minero de Chile
 División de Estudios Geológicos
 Departamento de Geología y Minería

Área: 25 de Mayo - El Medanzito S.E. - Petrópolis
 Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2610000

2612000



5802000

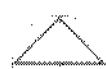
5800000

Área: El Medante - Petroquímicos Comodoro Rivadavia

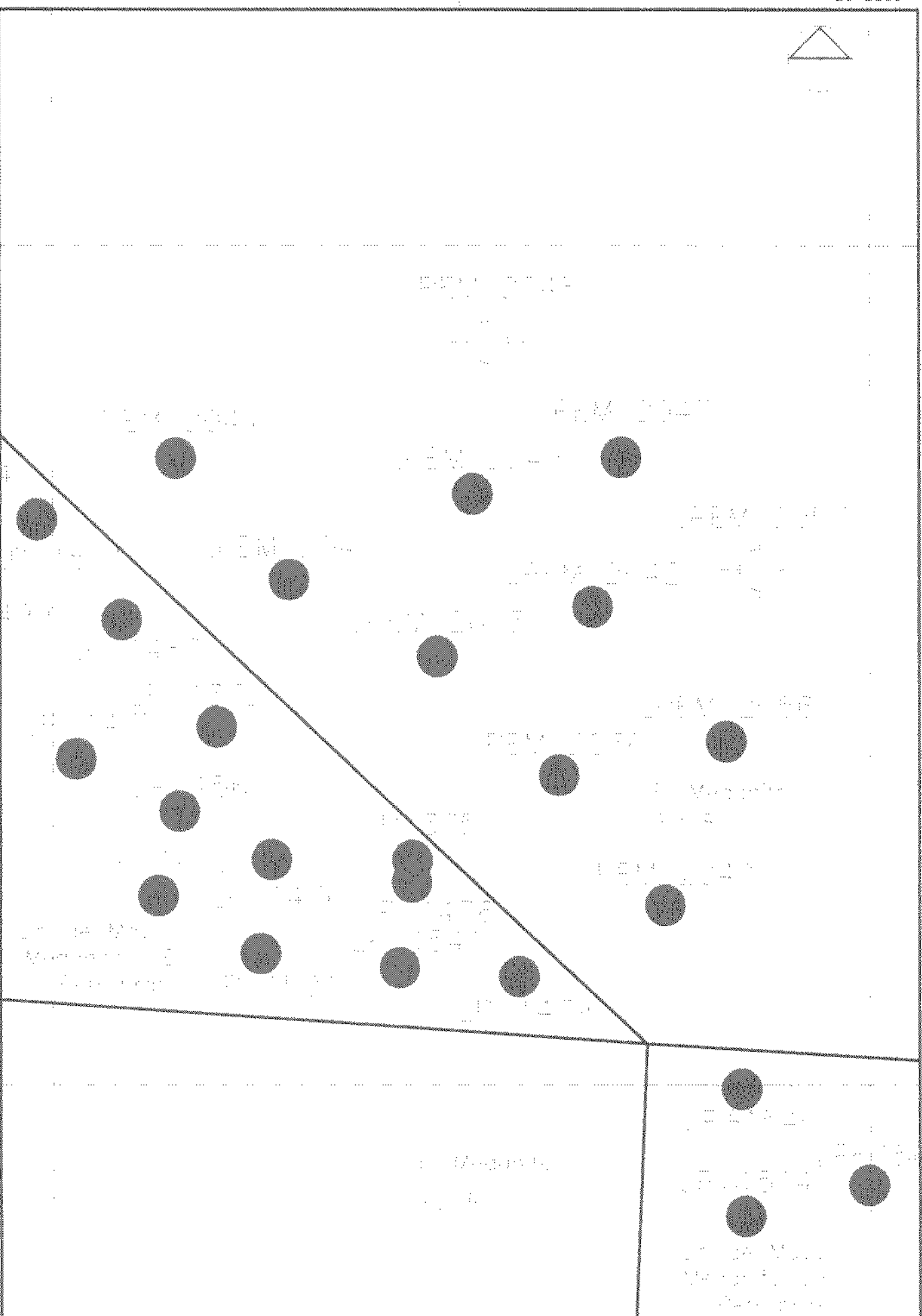
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2610000

2612000



5796000
5794000



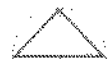
Provincia de La Pampa

Area: El Medarico - 35 de Mayo - El Medarico S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2610000

2612000



El Medonito
P.C.R.



El Medonito
P.C.R.

El Medonito

Medonito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás



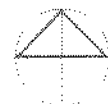
Áreas: El Medonito - 25 de Mayo - El Medonito S.E.

Escala: 1 : 12500 : Noviembre 2004 : Dr. Carlos DAGNA

2610000

2612000

LPEM 918



5792000

5792000

5792000

5792000

LPEM 2035



LPEM 1445



5790000

5790000

5790000

5790000

EL MEDANITO
Operador: P.C.R.

EL MEDANITO S.E.
25 de Mayo
Operador: PETROBRAS

LPEM 576



Provincia de La Pampa

Áreas: El Medanita - 25 de Mayo - El Medanita S.E.

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2610000

2612000

PROYECTO
DE
CONSTRUCCION



PROYECTO
DE
CONSTRUCCION

02

02

5786000

5786000

60

60

5786000

5786000

70

70



Area: El Mecanito Operador: P.C.R.
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2612000

2614000



5798000

5798000

5796000

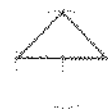
5796000

Provincia de La Esmeralda | Área: El Medante - Petroquímica Comodoro FINECAVIA

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2612000

2614000



El Medonito
P.C.R.



Medonito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás

2612000

2614000

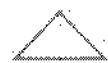


25 de Mayo
El Medanito S.E.
Petrobrás

El Medanito
P.C.R.

2612000

2614000



El Medonito
P.C.R.

Jaguel de Los Machos
Conces.: PETROBRAS

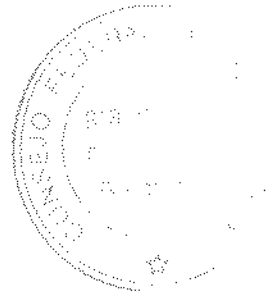
2614000

2616000



El Medanito
P.C.R.

Medanito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás



Provincia de La Pampa

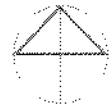
Áreas: El Medanito - 25 de Mayo - El Medanito S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2614000

K

2616000



LP 645

LP 645



LP 648



LP-08

LP 1165



LP 644

LP 578



LP 6

Provincia de La Fampa

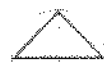
Area: 25 de Mayo - El Medaño S.E. - Páramo

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2614000

2616000

K



Yacimiento:
El Medonito
P.C.R.

Yacimiento:
Jaquel de Los Machos
PETROBRAS

2614000

2616000



5782000

5782000

5780000

5780000

Provincia de La Pampa

Jaguel de Los Meschos

Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2618000

2618000



El Medanito
P.C.R.

Medanito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás

LP 341

LP 438

LP 1542

LP 528

LP 540

LP 531

Provincia de La Pampa

Área: 25 de Mayo - El Medanito S.E. - Petrobrás

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2616000

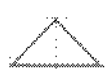
2618000

5792000

5792000

5790000

5790000



10000

10000

Area: El Vedante - 28 de Mayo - El Vedante C.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2616000

2618000



P 347

P 478

25 de Mayo
El Medanita
Petrobrás

El Medanita
P.C.R.

Provincia de La Pampa

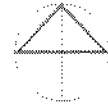
Area: 25 de Mayo - El Medanita S.E. - Petrobrás

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2616000

L

2618000



Instrumento
L. de Mayo - El Medante S.L.
Operador: P.C.R.

Instrumento
El Medante
Operador: P.C.R.

PREV 501



Provincia de La Pampa

Area: El Medante

Operador: P.C.R.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2616000

2618000



Pcio. de La Pampa

Río Colorado

Río Colorado

Pcio. de Río Negro

Lago de Los Mesados

Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2618000

M

2620000



El Medonito
P.C.R.

Medonito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás

F 570

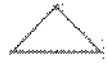
Area: 25 de Mayo - El Medonito S.E. - Petrobrás

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2618000

N

2620000



5792000

5792000

5790000

5790000

000

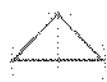
000

Area: 25 de Mayo - A. Macarico S. de C. - Pisco
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2618000

M

2620000



5790000

5790000

25 de Mayo
El Medonito
Petrobrás

60

60

5788000

5788000

El Medonito
P.C.R.

60

60

2618000

2620000



00

00

5788000

5788000

00

00

5786000

5786000

00

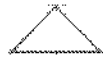
00

PROYECTO DE OBRAS DE RECONSTRUCCIÓN DEL TEMPLO DE SAN JUAN DE LOS RIOS
 AREA: El Madanito Operador: P.C.R.
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2618000

M

2620000



5780000

5780000

5778000

5778000

Provincia de La Pampa | Jaguel de Los Mechos | Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2618000

2620000

M



19

19

5774000

5774000

18

18

5772000

5772000

17

17

Reserva de Agua Subterránea de Aguascalientes, Aguascalientes, México. Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500. Noviembre 2004. Dr. Carlos DAGNA

2620000

N

2622000



FEM 1111

Area: Medonito
Petroquímica Comodoro Rivadavia

Area: 25 de Mayo
Medonito S. E.
Petrobrás

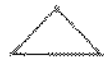
Provincia de La Pampa

Area: El Medonito - 25 de Mayo - El Medonito S.E.
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2620000

N

2622000



5792000

5792000

EL MEDANITO S.E.
25 de Mayo
Operador: PETROBRAS

EL MEDANITO
Operador: P.C.R.

5790000

5790000

Provincia de La Pampa

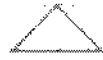
Areas: El Medanto - 25 de Mayo - El Medanto S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2620000

N

2622000



5790000

5790000

50

50

El Medanito S.E.
25 de Mayo
Petrobrás

El Medanito
P.C.R.

5788000

5788000

50

50

El Medanito
P.C.R.

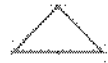
Proyecto de Investigación

Áreas: El Medanito - 25 de Mayo - El Medanito S.E.

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2620000

2622000



Yacimiento:
El Medonito
P.C.R.

Yacimiento:
Jaguel de Los Machos
PETROBRAS

2620000

2622000

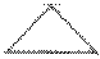
N

5782000

5782000

5780000

5780000



CAI - 16

Jacua de Los Machos

Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2620000

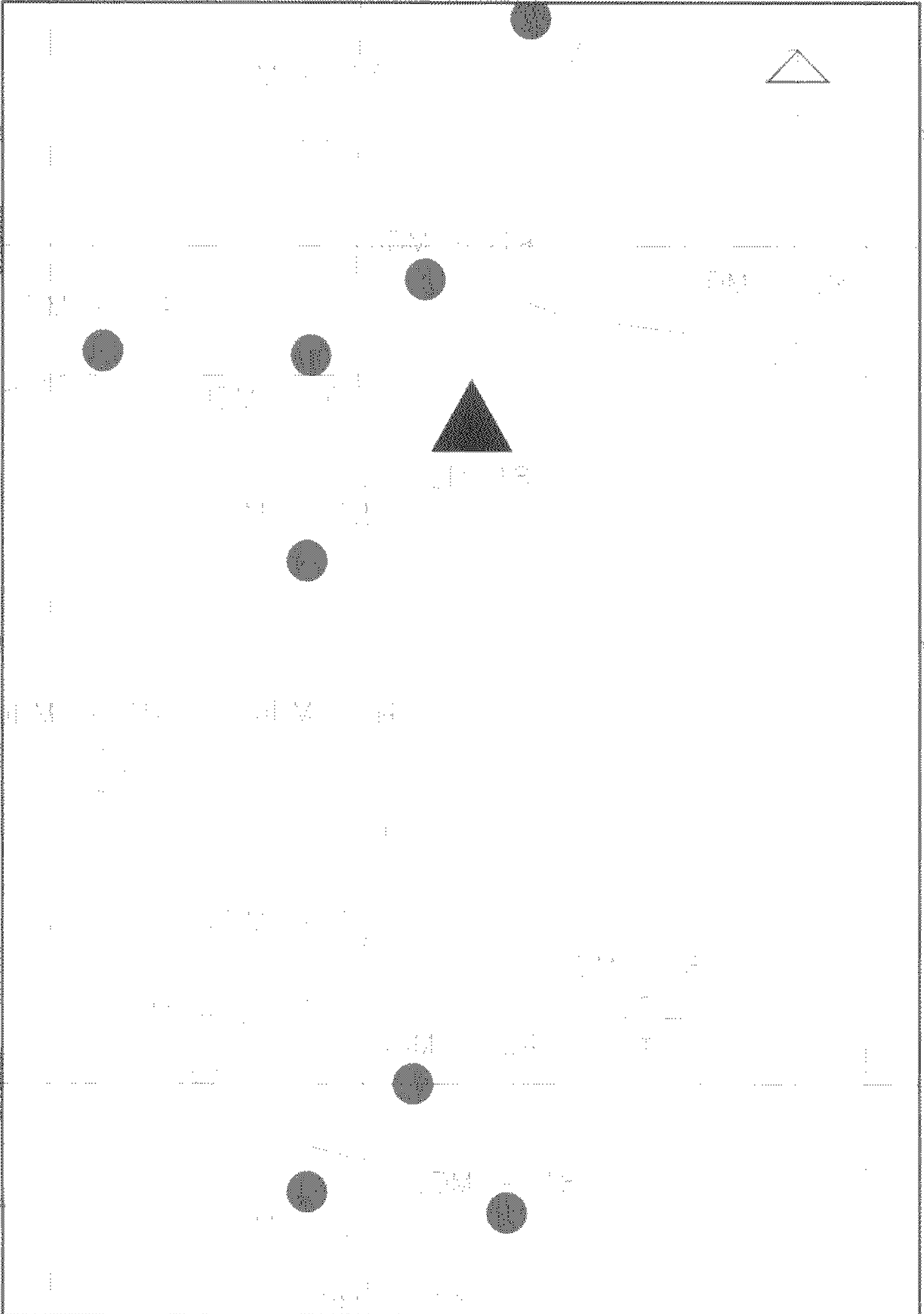
2622000

5780000

5780000

5778000

5778000



Jaguel de Los Machos _____ Conces.: PETROBRAS
 Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2620000

83

2622000

5778000

5778000

5778000

5778000

5776000

5776000

5776000

5776000

5774000

5774000

Provincia de La Pampa

Jaguel de Los Machos

Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2620000

2622000

5776000

5776000

5776000

5776000

5774000

5774000

5774000

5774000

5772000

5772000

Provincia de La Pampa

Laguel de Los Machos

Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2620000

2622000

5774000

5774000

5774000

5774000

5772000

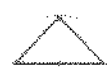
5772000

5772000

5772000

5770000

5770000



Provincia de La Pampa

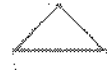
Jeguel de Los Machos

Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2622000

2624000



5802000

5802000

58

58

5800000

5800000

58

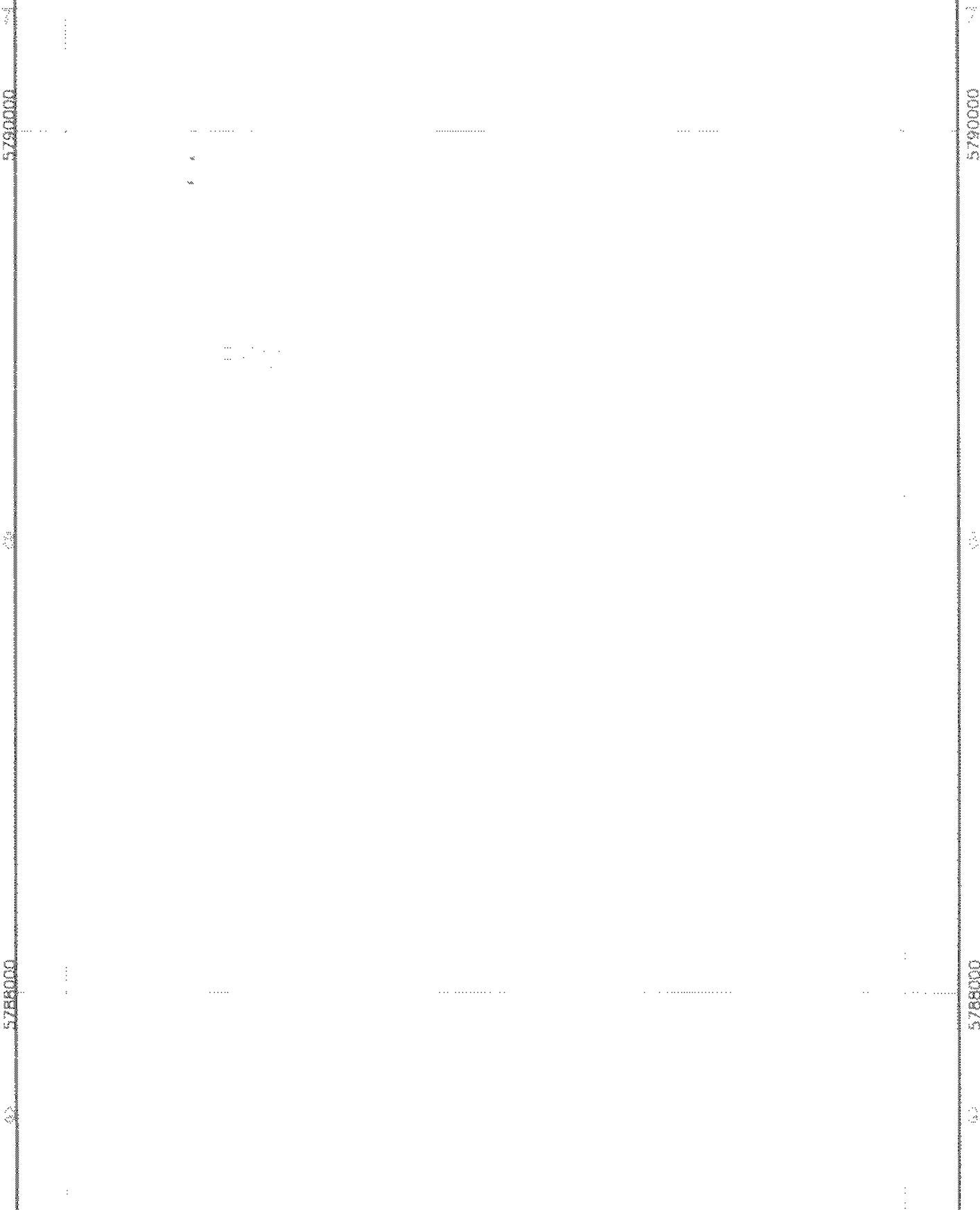
58

Area: El Medar N. - Pampa Grande Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2622000

2624000



5790000

5790000

5788000

5788000

62

62

Area: El Montañito - Polígono Agrícola Comunal "El Estero"
Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

5780000

5780000

5778000

5778000



2622000

2624000

13

5778000

13

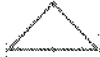
5778000

14

5776000

14

5776000



EL MEDANITO

25 de Mayo - EL MEDANITO - Petrobrás

EL MEDANITO - P.C.R.

Región de Los Machos

Conces.: PETROBRAS

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2624000

2626000

30

30

5796000

5796000

20

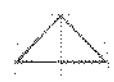
20

5794000

5794000

10

10



2011 11

Provincia de La Pampa

Área: El Medarito - Petroquímica Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA

2624000

2626000



74

5790000

60

5780000

60

Base: El Maderón - Población Comunal Alvarado

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2624000

2626000



PROYECTO

00

00

5786000

5786000

00

00

5786000

5786000

00

00

PROVINCIA DE LA RIOJA

Area: El Macanillo - Palmquinica (Cerro de las Uñas)

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2624000

VI

2626000

5780000

5780000

5780000

5780000

5778000

5778000

5778000

5778000

Jaguel de los Machos
Patrobrós

El Medonito
P.C.R.



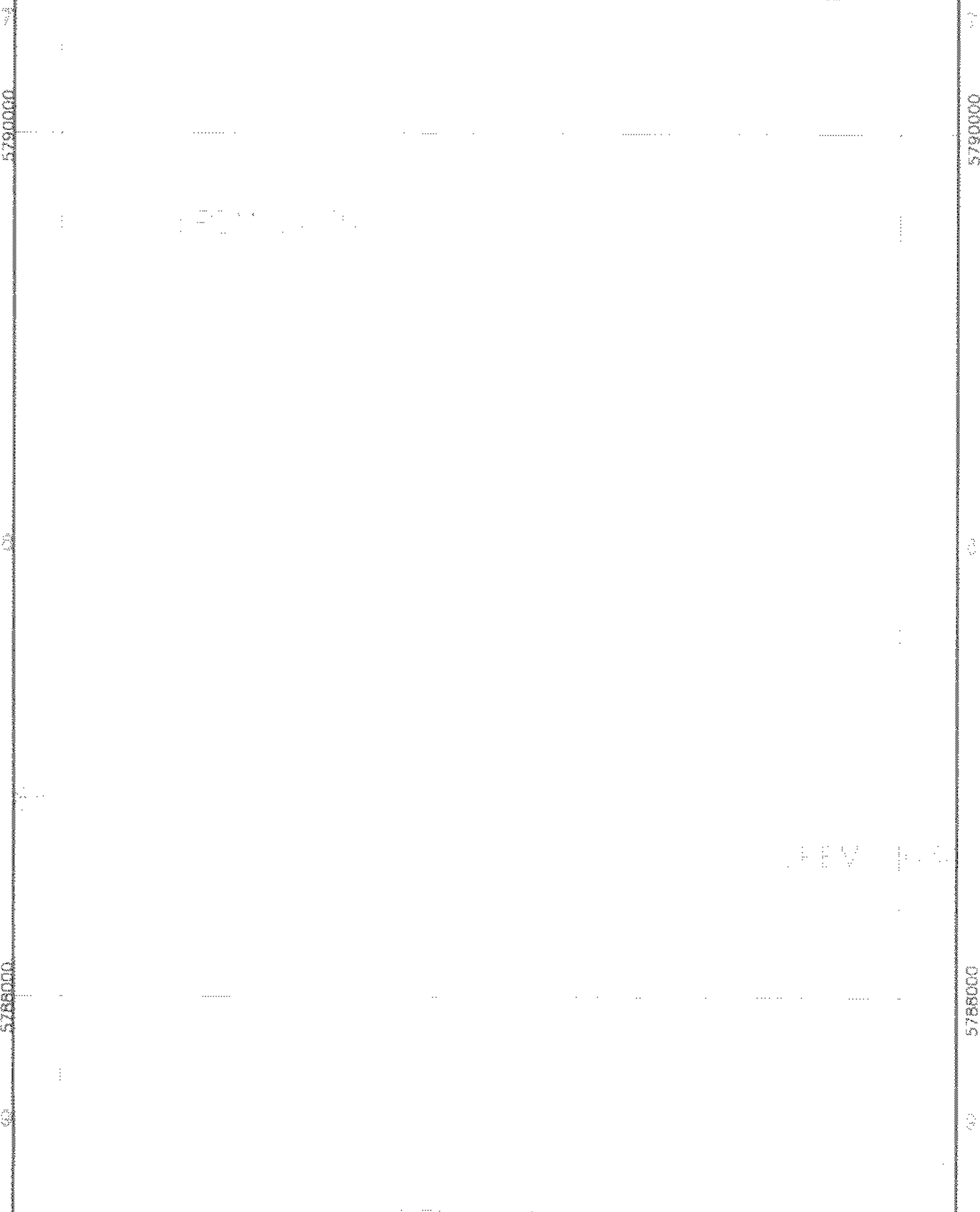
Mapa de la Zona

Zona: El Morcanto - Patrobrós - Comarca Río Viejo

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2626000

2628000



5790000

5790000

5785000

5785000

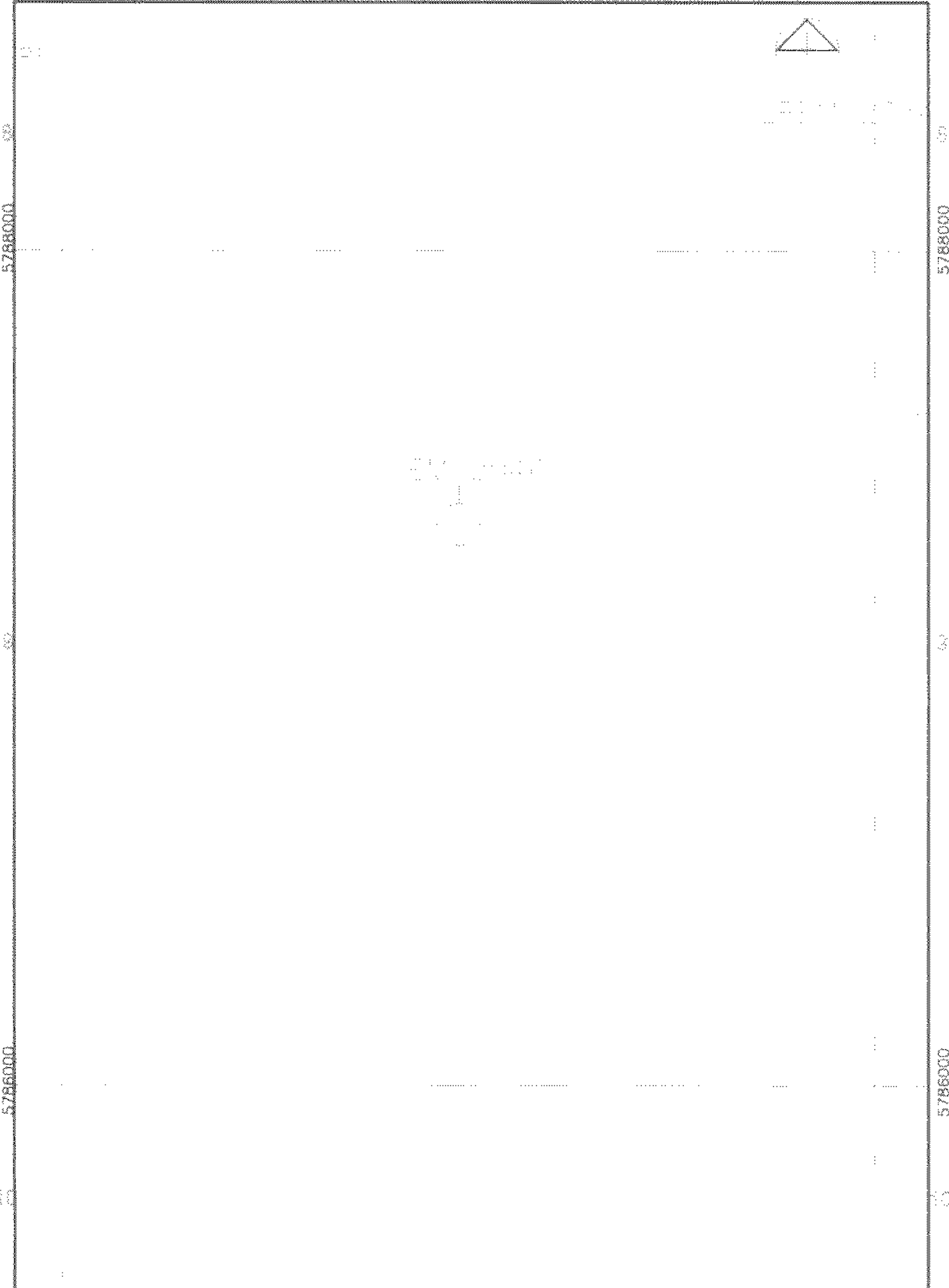
Escuela Superior de Ingenieros y Arquitectos

Area: El Mirador - Petropulmina - Comarca Pinar del Rio

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2626000

2628000



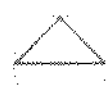
Áreas de Aterrizaje - Petrolquímica Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2628000

2630000

5



5790000

5790000

50

50

5788000

5788000

50

50

1-M-1000

1-M-1000

1-FM-1000

1-FM-1000

1-FM-1000

2628000

2630000

5786000

5786000

5786000

5786000

Provincia de La Pampa

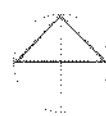
Area: El Modarrito - Petroquímica Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2630000

2632000

2



EL MEDANILLO



5798000

5798000

5796000

5796000

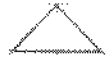
Financiera de la Familia Aros: El Medsnillo - Petroquímica Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2630000

2632000

6



74

74

5790000

5790000

63

63

5788000

5788000

60

60

Escuela N° 12500

Area: El Medante - Petroquímica Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2634000

2635000

5782000

5782000

5780000

5780000

Provincia de La Pampa

Area: El Medano - Petroquímica Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 Noviembre 2004 Dr. Carlos DAGNA

2640000

2642000

5782000

5782000

5780000

5780000

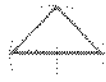


Figura 1 - Ubicación del área de estudio

Área: El Medánico - Petroquímica Comodoro Rivadavia

Escala: 1 : 12500 | Noviembre 2004 | Dr. Carlos DAGNA