

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DETERMINACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN
CRÍTICOS DE ARENAMIENTO MEDIANTE ANÁLISIS
GEOMECÁNICO A LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO
DRAGÓN, PROYECTO MARISCAL SUCRE”**

Realizado por:

ROSVIANNY FELICIA SALCEDO VARGAS

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para optar al Título de**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto La Cruz, Junio de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“DETERMINACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN
CRÍTICOS DE ARENAMIENTO MEDIANTE ANÁLISIS
GEOMECÁNICO A LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO
DRAGÓN, PROYECTO MARISCAL SUCRE”**

TUTORES

Ing. Jhonles Morales
Tutor Académico

Ángel Serrano
Tutor Industrial

Puerto La Cruz, Junio de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“DETERMINACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN
CRÍTICOS DE ARENAMIENTO MEDIANTE ANÁLISIS
GEOMECÁNICO A LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO
DRAGÓN, PROYECTO MARISCAL SUCRE”**

JURADO

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

ING. JHONLES MORALES

Tutor Académico

ING. JOSÉ RODRÍGUEZ

Jurado Principal

ING. FÉLIX ACOSTA

Jurado Principal

Puerto La Cruz, Junio de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

Dedico este trabajo que con tanto esfuerzo logre realizar **A DIOS TODO PODEROSO** por haberme dado la vida y permitirme lograr mis metas planteadas hasta ahora y muy especialmente **A MI MADRE ROSALINA**, por ser el pilar fundamental en mi vida, porque con sus palabras siempre me han dado ánimo y apoyo para seguir adelante en los momentos más difíciles. Este triunfo es Tuyo madre **TE ADORO...**

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Rosalina, por darme la vida, ser mi guía, fortaleza, aliento, por darme la educación más valiosa de este mundo, gracias por ser el pilar fundamental de mi vida y por tus grandes consejos a cada minuto de mi vida. Espero estés orgullosa de mi, TE AMO demasiado, eres la mejor madre del mundo y el mejor ejemplo a seguir, Tu esfuerzo se ha convertido hoy en tu triunfo y el mío, espero haber cumplido tu sueño. ¡Te Amo Profundamente!...

Existe un pedazo de mi vida que se ha ido y no terminó de ver la culminación de esta meta que también era suya. Pero vive en mi memoria como mi madre, mi compañera y mi apoyo. No sabes el vacío tan grande que dejaste, nunca te olvidare yo sé que aunque no estés aquí estas orgullosa y feliz de este triunfo. ¡Te Amare por siempre! Abuela...

A mi padre Víctor, Por su confianza y cariño. Por dedicar tu esfuerzo para que yo estudiara Gracias por tus consejos tus palabras siempre me han dado ánimo y apoyo para seguir adelante. ¡Te adoro!...

A mis hermanos a Pedro José quien ha sido mi compañero y amigo con quien he compartido secretos que solo se pueden compartir entre hermanos y quien ha estado siempre alerta ante cualquier problema que se me pueda presentar, gracias por el amor que me has brindado TE AMO Manito. A mi hermanita Scarlet Betzimar por ser mi compañera y brindarme todo su amor cuando más lo necesitaba. Espero ser fuente de inspiración para que logren llegar a ser unos profesionales como su hermana mayor.

A mis tíos, por estar siempre pendientes de mí y darme toda la bendición sincera que se le puede dar a una persona, en especial a mi tía Coromoto gracias por confiar en mí y apoyarme en todo momento a mi tía Aura por guiarme siempre y motivarnos a estudiar todo el tiempo. Los quiero sinceramente.

A mis primos por su confianza, alegrías y apoyo brindado en todo momento en especial a mi primo Pedro Jesús por ser mi compañero y hermano desde segundo grado hasta bachillerato Te amo primo. Los adoro enormemente espero que este logro les sirva de ejemplo para ustedes, siempre tendrán mi apoyo y comprensión en cada minuto de sus vidas.

A mis amigos de toda la vida Islery Muziotti, Gabriel Martínez, Enrique Malavé, Yoneiby Moya y Lismagdy Velásquez quienes fueron mis compañeros y hermanos durante todo el liceo. Gracias por sus consejos y apoyo en todo momento y por todos los momentos que hemos compartido. Los QUIERO...

A mis amigos en especial a Zorymag Bermúdez, Adriana Sánchez, Milagros Bello y Joan quienes compartieron conmigo todo el transitar en básico una de las etapas más duras en mi carrera donde me costó acostumbrarme a estar aquí en puerto la cruz y gracias a su compañía y apoyo en todo momento logre seguir adelante, gracias de verdad los recordare cada instante de mi vida los Quiero...

A mi amiga y compañera Yorbelis Rivas, por brindarme su amistad, compañía y apoyo en todo momento, por escucharme y compartir bonitos momentos en la UDO y fuera de ella. De verdad Gracias TQM...

A mis amigas las cuales AMO enormemente y quienes son como hermanas Greisbel Sanchez, Mariany Jiménez, Crisvi Ferrer, Grearielys Montaner, Corelis Mundarain y a mi amigo y hermano Joel Velásquez la verdad gracias por todo su cariño y apoyo en todo momento los ADORO....

A mis compañeros y amigos de escuela Mariham Bolivar, Jhonatan Armas, Yenni Marcano, Lourdes la Rosa, Ana Sabeh, Daniela noruega, Luis Rattia, Liset Dias, Corelis Mundarain, Zulimar Pérez, Carolina Venezuela, Jessica Acero. Gracias por todos los momentos compartidos.

A mi tutor Académico el Ing. Jhonles Morales, por haber compartido su tiempo y dado la orientación necesaria para el desarrollo de este trabajo. GRACIAS PROFEFOR.

A la ilustre Universidad de Oriente, quien un día me abrió sus puertas y me permitió lograr esta meta de ser Ingeniero... En ella pase días inolvidables llenos de amistad, alegrías y tristezas en compañía de mis amigos y profesores, son tantas las vivencias ganadas dentro de sus espacios, las cuales forjaron en mí la profesional que hoy soy. A todos los Profesores de esta casa de estudios a Ustedes mil gracias por enseñarme a querer mi carrera universitaria. ¡Que viva por siempre y para las generaciones venideras la UDO – Núcleo Anzoátegui!

A la gerencia de yacimientos E y P costa fuera, a todos mis compañeros muchas gracias por prestarme su ayuda durante el progreso de mi Tesis de Grado, por hacerme sentir parte de un equipo humano verdaderamente estupendo. Agradezco enormemente al señor Andre Yrigoyen por haberme dado la oportunidad de realizar mis pasantías en la Gerencia de Yacimientos, también agradezco a mi Asesor Ing. Ángel Serrano, a los ingenieros Rosman Rodríguez, José Villar, Lilibeth Maestracci, Yenieser Girón, Derio Tremaria, Rafael Rodríguez, Karen Maita, Nataly, Cristian Corrales, Liliana Vergara. Gracias por la confianza y apoyo brindados en todo momento.

Todos y cada uno de ustedes forman parte de todo este logro gracias por todos sus consejos, alegría y apoyo en todo momento es posible que algunos nombres se escapen de mi mente a lo largo de estas líneas, más si formaron parte de este sueño, estarán presentes dentro de mi agradecimiento muy personal.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN.....	xviii
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	19
1.1 Planteamiento del Problema.....	19
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
1.2.1 Objetivo General	20
1.2.2 Objetivos Específicos.....	21
1.3 ANTECEDENTES.....	21
1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO DRAGÓN.....	22
1.5 GEOLOGÍA LOCAL DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	23
1.5.1 Características Generales.	23
1.5.2 Régimen de Mareas.....	23
1.5.2.1 Régimen de Corrientes.....	23
1.5.2.2 Régimen de Oleajes	23
1.5.2.3 Temperatura Superficial del Agua	24
1.5.2.4 Temperatura del Agua en el Fondo Marino	24
1.5.2.5 Morfología del Lecho Marino.....	24
1.5.2.6 Acceso	25
1.5.3 Ubicación Relativa de la Cuenca de Carúpano.....	25
1.5.4 Estratigrafía de los Campos del PMS	26
1.5.4.1 Formación Cubagua (Mioceno a Plioceno Superior):.....	27
1.5.5 Sedimentación.....	28
1.5.6 Yacimientos de Hidrocarburos sometidos a Estudio.	29

1.5.6.1 Yacimiento CUB FS	29
1.5.6.2 Yacimiento CUB ES	30
1.5.6.3 Yacimiento CUB	31
1.5.6.4 Yacimiento CUB EI	32
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	34
2.1 PRODUCCIÓN DE ARENA.....	34
2.1.1 Origen de la producción de arena.	34
2.1.2 Arcos de arena.....	36
2.1.3 Producción de finos.....	37
2.2 TIPOS DE ARENAS NO CONSOLIDADAS	38
2.2.1 Arena movediza	38
2.2.2 Arenas inconsolidadas con débil cementación.....	38
2.2.3 Arenas cuasi-competentes.....	39
2.3 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	39
2.3.1 Flujo de fluidos	39
2.3.2 Factores geográficos y geológicos	39
2.3.3 Grado de consolidación.....	40
2.3.4 Reducción de la presión de poro	40
2.3.5 Tasa de producción	41
2.3.6 Aumento de la producción de agua.....	41
2.4 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	42
2.4.1 Acumulación de arena en los equipos de superficie.	42
2.4.2 Acumulación de la arena en el fondo del pozo.	42
2.4.3 Erosión del equipo de fondo y superficie.....	43
2.4.4 Colapso de la formación	43
2.5 PROPIEDADES MECÁNICAS.....	44
2.5.1 Geomecánica.....	44
2.5.1.1 Relación de Poisson (ν).....	44
2.5.1.2 Módulo de Young (E)	45
2.5.1.3 Módulo de Corte (G).....	46
2.5.1.4 La Resistencia Compresiva no Confinada (UCS).....	46

2.5.1.5 Ensayo del Cilindro Brasileño	47
2.5.1.6 Ensayo de Compresión Triaxial	47
2.6 PARÁMETROS GEOMECÁNICOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO.....	48
2.6.1 Registros de densidad.....	48
2.6.2 Empleo de Herramientas Acústicas	49
2.6.2.1 Registro Sónico	49
2.7 METODOLOGÍAS EMPLEADAS PARA LA PREDICCIÓN DEL ARENAMIENTO	51
2.7.1 Métodos Basados en Observaciones de Campo:.....	52
2.7.1.1 Método SHELL:.....	52
2.7.2 Método Basado en Ensayos de Laboratorio.....	53
2.7.2.1 Método BP-Willson	53
2.8 ANÁLISIS NODAL.....	53
2.9 SOFTWARE WELLFLO.....	54
2.9.1 Aplicaciones Wellflo.....	54
CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO	57
3.1 ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES GEOMECÁNICAS A LAS ARENAS OBJETIVOS DEL CAMPO DRAGÓN A PARTIR DEL REGISTRO SÓNICO DIPOLAR.....	57
3.2 CÁLCULO DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN CRÍTICOS DE ARENAMIENTO A PARTIR DE LAS PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS.....	59
3.2.1 Método de Shell	59
3.2.2 Método de BP-Willson:	60
3.3 PROPONER ESCENARIOS ÓPTIMOS DE PRODUCCIÓN PARA CADA POZO DEL CAMPO DRAGON DE ACUERDO A LAS PRESIONES CRÍTICAS DE ARENAMIENTO OBTENIDAS.....	62
3.4 Ubicar en un Mapa por Arena las Tendencias de Presión Crítica de Arenamiento en el Campo Dragón.....	66
CAPITULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS	70

4.1 DETERMINAR LAS PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LA FORMACIÓN CUBAGUA A PARTIR DEL REGISTRO SÓNICO DIPOLAR DEL CAMPO DRAGON	70
4.2 CALCULAR LAS PRESIONES CRÍTICAS DE ARENAMIENTO UTILIZANDO LAS METODOLOGÍAS DE SHELL Y BP WILLSON	76
4.2.1 Método de BP Willson.....	76
4.2.2 Método de Shell	80
4.3 PROPONER ESCENARIOS ÓPTIMOS DE PRODUCCIÓN PARA CADA POZO DEL CAMPO DRAGÓN DE ACUERDO A LAS PRESIONES CRITICAS DE ARENAMIENTO OBTENIDAS.....	82
4.3.1 Ubicar en un Mapa por Arena las Tendencias de Presión Crítica de Arenamiento en el Campo Dragón.....	108
CONCLUSIONES	111
RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFÍA	114
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	116

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Dragón.	22
Figura N° 1.2. Morfología del Lecho Marino	25
Figura N° 1.3. Ubicación de la Cuenca de Carúpano.....	26
Figura N° 1.4 Columna estratigráfica de los campos del PMS.....	27
Figura N° 1.5 Modelo sedimentario conceptual del área de Mariscal Sucre en el Plioceno (Tomado de Shell, 2004).....	29
Figura N° 1.6. Mapa isópaco- estructural con la propiedad de espesor del yacimiento CUB FS del campo Dragón.....	29
Figura N° 1.7 Mapa isópaco-estructural con la propiedad de espesor del yacimiento.....	30
Figura N° 1.8 Mapa isópaco-estructural con la propiedad de espesor del yacimiento CUB D del campo Dragón.	31
Figura N° 1.9 Mapa isópaco-estructural con la propiedad de espesor del yacimiento CUB EI del campo Dragón.	32
Figura N° 2.1 Arco de arena estable alrededor de una perforación ^[1]	36
Figura N° 2.2 Migración de finos ^[2]	38
Figura N° 2.3 Relación de Poisson ^[4]	45
Figura N° 2.4 Módulo de Young. ^[4]	46
Figura N° 2.5 Módulo de Corte ^[4]	46
Figura N° 2.6 Ensayo de compresión triaxial ^[4]	48
Figura N° 2.7. Movimiento de las partículas y dirección de propagación en las ondas compresionales y de corte ^[5]	51
Figura N° 2.8 Correlación entre diferencial de presión crítico y tiempos de tránsito de la onda compresional para definir condiciones de arenamiento... 53	
Figura N° 2.9. Ventana de entrada a la aplicación Wellflo.....	56
Figura N° 3.1. Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.....	64
Figura N° 3.2. Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.....	65

Figura N° 3.3. Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.....	65
Figura N° 3.4. Imagen de presentación del software PETREL.....	66
Figura N° 3.5. Tabla de valores de entrada para elaborar los mapas.	67
Figura N° 3.6. Puntos de control de presión crítica de arenamiento de la arena CUB FS.....	67
Figura N° 3.7. Proceso para la elaboración de la superficie de presión de arenamiento.	68
Figura N° 3.8. Ventana de inicio para editar contornos de tendencia de presión crítica.....	69
Figura N° 3.9. Mapas de tendencia de presión crítica de yacimiento para las arenas CUB FS, CUB ES y CUB D.....	69
Figura N° 4.1. Correlación entre diferencial de presión crítico y tiempos de tránsito de la onda compresional para definir condiciones de arenamiento.....	82
Figura N° 4.2. Propuesta de evaluación Pozo DR4A	84
Figura N° 4.3. Propuesta de completación pozo DR4A.	89
Figura N° 4.4. Propuesta de evaluación Pozo DR5A.	91
Figura N° 4.5. Propuesta de Completación Pozo DR5A	92
Figura N° 4.6. Propuesta de evaluación Pozo DR6.	94
Figura N° 4.7. Propuesta de Completación Pozo DR6	95
Figura N° 4.8. Propuesta de evaluación pozo DR7.....	98
Figura N° 4.9. Propuesta de Completación Pozo DR7	102
Figura N° 4.10. Propuesta de evaluación Pozo DR8.	104
Figura N° 4.11. Propuesta de Completación Pozo DR8	108
Figura N° 4.12. Mapa de tendencia de presión crítica Arena CUB FS.....	109
Figura N° 4.13. Mapa de tendencia de presión crítica Arena CUB ES.	110

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de las rocas de acuerdo al valor de UCS. ^[4]	47
Tabla 4.1. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR4A.....	70
Tabla 4.2. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR5A.....	71
Tabla 4.3. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR6.	72
Tabla 4.4. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR7.	72
Tabla 4.5. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR8.	73
Tabla 4.6. Yacimiento CUB ES	73
Tablas 4.7. Yacimiento CUB EI	74
Tablas 4.8. Yacimiento CUB D	75
Tablas 4.9. Yacimiento CUB FS.....	75
Tabla 4.10. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR4A.....	76
Tabla 4.11. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR5A.....	77
Tabla 4.12. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR6.	78
Tabla 4.13. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR7.	78
Tabla 4.14. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR8.	79
Tabla 4.15. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR4A.....	80

Tabla 4.16. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR5A.....	80
Tabla 4.17. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR6.....	80
Tabla 4.18. Muestra resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR7.....	81
Tabla 4.19. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR8.....	81
Tabla 4.20. Resultado de análisis nodal. Pozo DR4A. Producción selectiva con solución en el fondo del pozo. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 ½”).	83
Tabla 4.21. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR4A (simulados).....	84
Tabla 4.22. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla)	86
Tabla 4.23. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción selectiva arena CUB EI (Empaque con grava y rejilla)	86
Tabla 4.24. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción selectiva arena CUB D (Empaque con grava y rejilla)	87
Tabla 4.25. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción en conjunto arenas CUB ES, CUB EI y CUB D (Empaque con grava y rejilla).....	88
Tabla 4.26. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR5A .Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 ½”)......	90
Tabla 4.27. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR5A (simulados).....	90
Tabla 4.28. Resultado análisis nodal del pozo DR 5A. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla)	91
Tabla 4.29. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR6. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 ½”).	93
Tabla 4.30. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR6 (simulados).....	93

Tabla 4.31. Resultado análisis nodal del pozo DR 6. Escenario de Completación	94
Tabla 4.32. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR7. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 ½").	96
Tabla 4.33. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR7 (simulados).....	97
Tabla 4.34. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción selectiva arena CUB FS (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")	99
Tabla 4.35. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla de 5 ½").....	99
Tabla 4.36. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción selectiva arena CUB D (Empaque con grava y rejilla de 5 ½").....	100
Tabla 4.37. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción en conjunto arena CUB FS, CUB ES Y CUB D (Empaque con grava y rejilla de 5 ½").	101
Tabla 4.38. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR8. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 ½").	103
Tabla 4.39. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR8 (simulados).....	104
Tabla 4.40. Resultado análisis nodal del pozo DR 8. Producción selectiva arena CUB FS (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")	105
Tabla 4.41. Resultado análisis nodal del pozo DR 8. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla de 5 ½").....	106
Tabla 4.42. Resultado análisis nodal del pozo DR 8. Producción en conjunto arena CUB FS y CUB ES (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")	107

RESUMEN

El campo de gas natural Dragón es característico de formaciones jóvenes poco consolidadas donde la cementación de los granos no es lo suficientemente fuerte como para soportar el paso de fluidos a través de ella generando así el fenómeno de arenamiento en los pozos. En este trabajo se utilizó el registro sísmico Dipolar para obtener el tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) y el tiempo de tránsito de la onda de corte (DTS) para así obtener las propiedades geomecánicas de la roca. Se emplearon dos metodologías para determinar la presión crítica de arenamiento y el diferencial de presión crítico. Para así a través de la simulación proponer el mejor escenario de producción. Evitando problemas operacionales como desgaste en los equipos, tanto de subsuelo como de superficie, taponamiento de tubería, posible colapso del revestidor, entre otros. Esto debido a que el proyecto costa fuera es un proyecto de alta inversión y tiene como premisas no intervención a pozos en un periodo de 10 Años.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del Problema.

La industria petrolera venezolana enmarcada en el Plan Siembra Petrolera, promueve la aceleración de los diferentes Proyectos de Exploración y Producción a través del área división Costa Fuera; Distrito Oriental Carúpano Venezuela; Formando parte de la Cuenca de Carúpano, ubicada aproximadamente a 40 km al Norte de la península de Paria, al Noroeste de Venezuela cerca de la frontera con Trinidad y Tobago, donde el entrapamiento de hidrocarburo es de tipo estratigráfico. Esta área está comprendida por cuatro campos: Rio Caribe con 206 km², Mejillones con 278 km², Patao 242 km² y Dragón con 180 Km². La secuencia estratigráfica del subsuelo de esta área está representada de base a tope por las Formaciones Complejo Bocas, Complejo Mejillones, Tigrillo, Caracolito, Tres Puntas, Complejo Testigos, Cubagua y Cumaná, que van desde el Mesozóico hasta el Cenozóico, ubicándose las arenas de interés en la Formación Cubagua.

Este estudio estará basado principalmente en el Campo Dragón, donde las arenas de interés de los yacimientos son poco consolidadas y la cementación de los granos de arena no son suficientemente fuertes, como para soportar los efectos ocasionados por el paso de los fluidos producidos a través de ellos, originando así el arrastre de las partículas más finas hacia el pozo dando inicio al fenómeno de arenamiento, causando problemas operacionales como desgaste en los equipos, tanto de subsuelo como de superficie, taponamiento de tubería, posible colapso del revestidor, entre otros.

Debido a la problemática que podría generar el arenamiento en el futuro de la vida productiva de estos pozos, se requiere establecer un proyecto que permita determinar la presión crítica de arenamiento a los Yacimientos del Campo Dragón, para así conocer cuál será el máximo reductor a utilizar y minimizar el efecto de arenamiento del pozo. En la realización de este trabajo se empleará la metodología de Shell, la cual se basa en el principio de la onda de tránsito compresional (Δt_c), es muy utilizada especialmente cuando se tiene poca información disponible y el método de BP Willson, el cual se basa en ensayos de laboratorio para determinar la Pwf necesaria para causar inestabilidad del hoyo debido a que los esfuerzos tangenciales exceden la resistencia de la roca. En vista de que los pozos en estudio no tienen resultados de las pruebas de laboratorio se empleara la ecuación desarrollada por Halliburton (1995), para calcular el valor de la resistencia compresiva no confinada (UCS), para la estimación del esfuerzo horizontal mínimo, se utilizara la correlación de Matthews δ Kelly (1967), y la estimación de la presión de poro, se obtendrá de los valores reportados en las pruebas de presión. En base a estos parámetros se podrá determinar la presión de fondo fluyente crítica para cada uno de los pozos seleccionados, para así evitar la intervención en los pozos producto del arenamiento, en función de cumplir con la premisa de no intervención en un tiempo mayor de 10 años y de esta forma optimizar las operaciones, disminuir costos y elevar la rentabilidad del Proyecto Mariscal Sucre.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar los Diferenciales de Presión Críticos de Arenamiento Mediante Análisis Geomecánicos a los Yacimientos del Campo Dragón, Proyecto Mariscal Sucre.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Determinar las Propiedades Geomecánicas de las arenas objetivos del Campo Dragón a partir de los de los Registro Sónico Dipolar.
2. Calcular las Presiones Críticas de Arenamiento Utilizando las Metodologías de Shell y Bp Willson.
3. Proponer Escenarios Óptimos de Producción para cada Pozo del Campo Dragón de acuerdo a las Presiones Críticas de Arenamiento Obtenidas.
4. Ubicar en un Mapa por Arena las Tendencias de Presión Crítica de Arenamiento en el Campo Dragón.

1.3 ANTECEDENTES

Guzmán, R. (2010) realizó un trabajo de grado cuyo título fue “Determinación de Diferenciales de presión Críticos mediante Análisis Geomecánico para el Mejoramiento de los Escenarios de Producción del Yacimiento k Fuc-01, Campo el Furrial”, estableciendo que de acuerdo a la evaluación realizada no existen riesgos de producción de arena para el yacimiento KFUC-01 ya que los pozos presentan diferenciales de presión inferiores a los críticos de arenamiento. ^[1]

Pereira, O. y L. Montes (1994) realizaron un trabajo de grado titulado “Aplicaciones de la Geomecánica en el Análisis y Control del Arenamiento de Pozos Profundos”, estableciendo que la causa del arenamiento está asociada principalmente a las características mecánicas de la formación antes que a las actividades realizadas en ella tales como perforación, completación y producción.

[4]

Patiño, L. y Rosales, A. (2008) realizaron un trabajo de grado cuyo título fue “Optimización de producción a partir de análisis geomecánicos, yacimiento MUC-2, Norte de Monagas, Venezuela”, mediante el cual evaluaron nuevas oportunidades de producción del yacimiento a través de la caracterización geomecánica de los pozos, ya que los límites de las caídas de presión obtenidos estaban sobre los estimados, determinando que las condiciones de producción podían ser ajustadas y se realizaron las propuestas de los reductores óptimos. [6]

1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO DRAGÓN.

El campo de gas natural Dragón fue descubierto en 1980, tiene una extensión geográfica de 180Km² y se ubica hacia el Noreste del Golfo de Paria. Limita al este con Trinidad y Tobago. La estructura presenta carácter dómico con sillas estructurales que lo separa del Campo Patao al Oeste. Este campo se encuentra enmarcado dentro de la cuenca de Carúpano, la cual, está constituida por dos subcuencas, la de Paria al sur y la de Caracolito al norte, separadas por un alto estructural conocido como el alto de Patao (del cretácico), que desde el punto de vista hidrocarbúfero es de gran trascendencia ya que sobre el mismo se depositaron los yacimientos de dicho campo. Este alto tectónico, de unos 40 Km de longitud, está limitado por fallas al norte y al sur. Figura 1.1

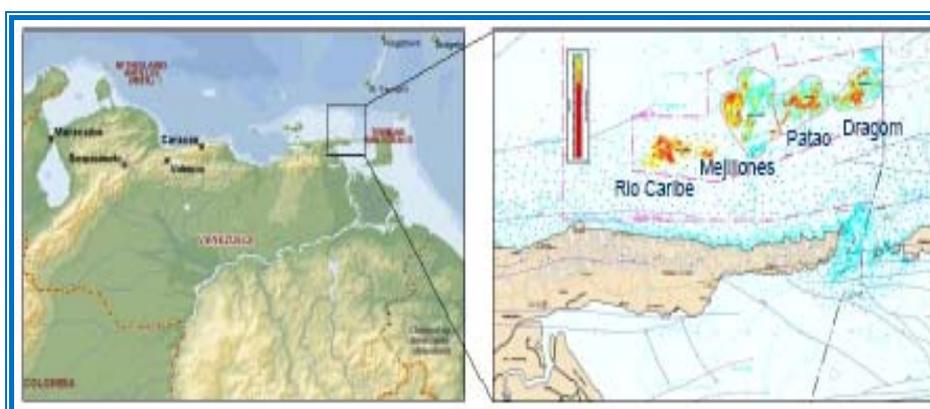


Figura N° 1.1 *Ubicación Geográfica del Campo Dragón.*

Fuente: Plan integral de explotación del Campo Dragón, Enero 2008

1.5 GEOLOGÍA LOCAL DEL ÁREA DE ESTUDIO.

1.5.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.

En esta sección se mencionan las características siguientes:

1.5.2 RÉGIMEN DE MAREAS

De acuerdo con los análisis las mareas en el área de estudio es del tipo mixto semi-diurno para las áreas situadas al Norte y Sur de la Península de Paria, siendo las amplitudes de la marea en fase de vaciante (tiempo que transcurre desde la pleamar hasta bajamar) siempre superiores a los registrados en la fase llenante (tiempo que transcurre desde la bajamar hasta la pleamar).

1.5.2.1 RÉGIMEN DE CORRIENTES

De acuerdo al estudio de las corrientes superficiales, estas se dirigen en forma sostenida hacia el Oeste, mientras que en las capas medias y más profundas, el flujo se orienta mayoritariamente hacia el E-ESE. El movimiento de gran parte del flujo a lo largo de la columna de agua, por debajo de la zona superficial hacia el Este, puede obedecer a la acción conjunta de diversos factores tales como: las diferencias de densidad del fluido, causadas éstas por gradientes de temperatura (efectos térmicos) y de salinidad (efectos halinos), así como los efectos de la surgencia presente en toda el área de estudio y que permiten una mayor mezcla de la columna de agua.

1.5.2.2 RÉGIMEN DE OLEAJES

En referencia al oleaje cotidiano se tiene que:

El promedio de todos los registros de la altura de ola significativa fue de 1,21 m, con un valor máximo registrado de 2,65m. En cuanto a la altura máxima del oleaje, el mayor valor registrado fue de 4,84 m, mientras que el período pico promedio es de 8,5 seg.

1.5.2.3 TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL AGUA

El promedio general de temperatura en el área de estudio es de 26,8° C, teniéndose que los meses más cálidos fueron los de Agosto-October con medias mensuales superiores a los 28° C, y un valor máximo absoluto de 31,22° C, mientras que el mes más frío fue el de Enero con una media mensual de 24,3° C.

1.5.2.4 TEMPERATURA DEL AGUA EN EL FONDO MARINO

Los promedios mensuales de los máximos y mínimos diarios de todas las estaciones, presentan diferencias que en promedio oscilan entre 0,30 y 0,70° C, mientras que las temperaturas promedio mensual oscilan desde un mínimo de 17,32° C hasta un máximo de 21,91° C.

1.5.2.5 MORFOLOGÍA DEL LECHO MARINO

Las condiciones geomorfológicas se caracterizan por la presencia de depresiones y montículos distribuidos irregularmente en el área, haciendo de la misma, una zona de alta complejidad geomorfológico. Figura N° 1.2

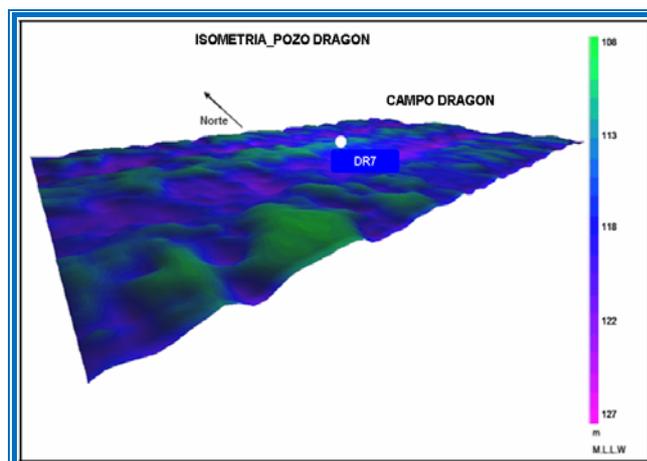


Figura N° 1.2. Morfología del Lecho Marino

Fuente: Plan integral de explotación del Campo Dragón, Enero 2008

1.5.2.6 ACCESO

La accesibilidad hasta el área de estudio puede ser por vía marítima zarparando desde los puertos de embarcación ubicados en Puerto la Cruz, Cumana, Carúpano o Guiria y por vía aérea saliendo desde los aeropuertos de Carúpano y en algunos casos de Cumana.

1.5.3 UBICACIÓN RELATIVA DE LA CUENCA DE CARÚPANO

La Cuenca de Carúpano, se localiza aproximadamente 40 km al Norte de la Península de Paria, al noreste de Venezuela, cerca de la frontera con Trinidad y Tobago. Ésta se encuentra dividida en dos subcuencas (Subcuenca de Caracolito al Norte y Subcuenca de Paria al Sur) separadas por una estructura conocida denominada el Alto de Patao y en la cual se encuentran alineados los campos gasíferos del PMS. El área de esta cuenca de sedimentación es de alrededor de 30.000 km² y se encuentra limitada al Norte con la Plataforma de los Testigos y Arco Volcánico de las Antillas Menores; al Sur con la cadena Metamórfica de la Península de Araya – Paria; al Oeste Plataforma de Margarita - Coche - Cubagua

y al Este la cuenca está abierta hacia el Océano Atlántico. La figura que se presenta a continuación, ofrece la ubicación de la Cuenca de Carúpano. Figura 1.3



Figura N° 1.3. Ubicación de la Cuenca de Carúpano

Fuente: Plan integral de explotación del Campo Dragón, Enero 2008

1.5.4 ESTRATIGRAFÍA DE LOS CAMPOS DEL PMS

La columna estratigráfica de los pozos que han atravesado el subsuelo asociado al PMS, está caracterizada por una secuencia litológica de rocas con edades geológicas que datan desde el Cretácico Temprano hasta el Reciente. En la actualidad los pozos perforados en el área de estudio afirman que toda la sección penetrada está fundamentalmente compuesta por rocas sedimentarias. De base a tope, se encuentran las siguientes unidades geológicas: Complejo Bocas, Complejo Mejillones, Formación Tigrillo, Formación Caracolito, Complejo los Testigos, Formación Tres Puntas, Formación Cubagua, Formación Cumana, Sedimentos no consolidados (Figura N° 1.4)

A continuación se describirá solamente la Formación Cubagua, en la cual se ubican las arenas prospectivas para la explotación del PMS.

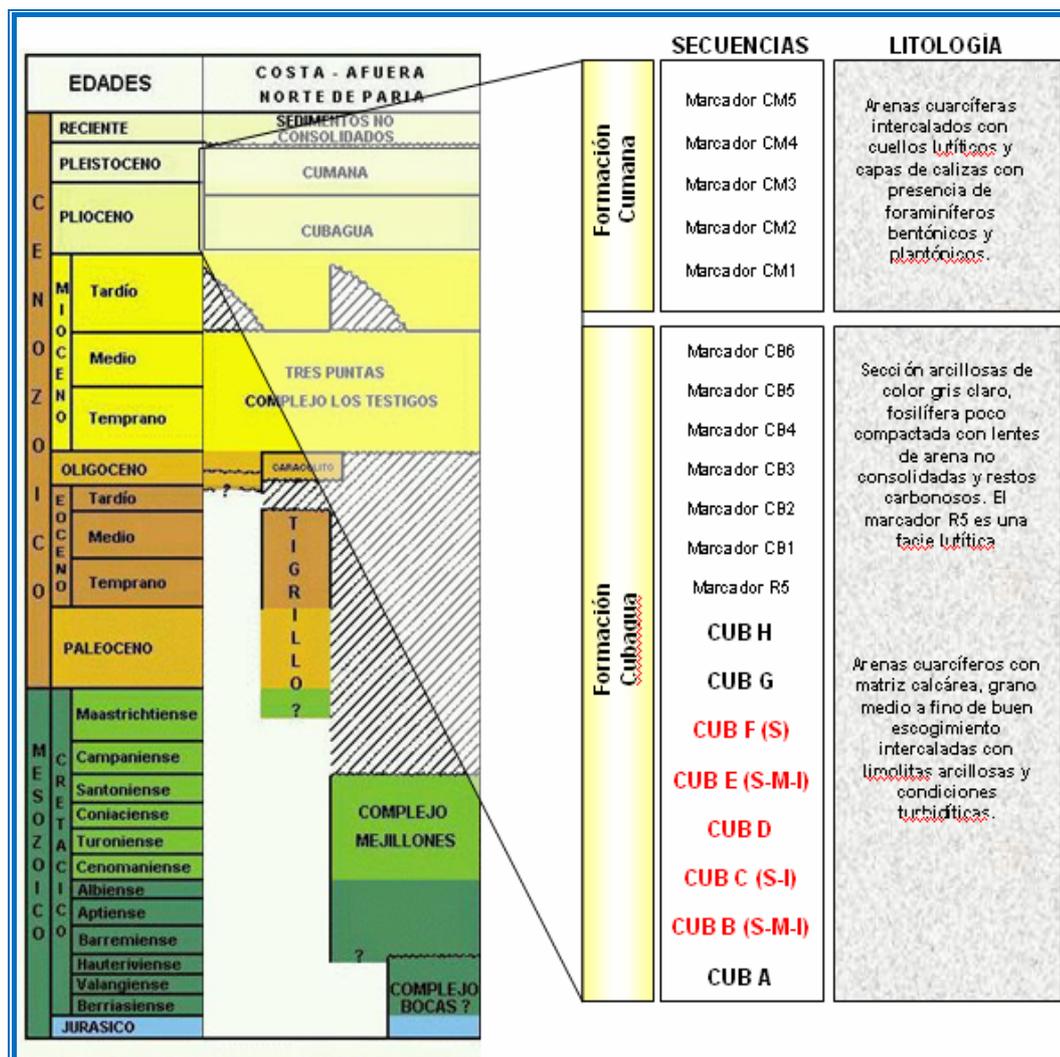


Figura N° 1.4 Columna estratigráfica de los campos del PMS

Fuente: Plan integral de explotación del Campo Dragón, Enero 2008

1.5.4.1 FORMACIÓN CUBAGUA (MIOCENO A PLIOCENO SUPERIOR):

En su parte superior está constituida por bancos de moluscos, calizas arrecifales y areniscas grises de grano fino. Hacia la parte inferior la formación cambia a sedimentos depositados en un ambiente nerítico interior a medio de plataforma abierta, el cual va pasando transicionalmente hasta ambiente batial, representados por lutitas grises con glauconita, limolitas grises e intervalos arenosos interdigitados con clastos más finos, arrastrados hasta allí por corrientes

de turbidez. Esta formación fue observada en todos los pozos perforados en la Cuenca de Carúpano. Es la unidad en la cual se ubica la sección prospectiva objeto de explotación del Proyecto Mariscal Sucre. Hacia la parte inferior varía a litologías de aguas más profundas, que se manifiestan como lutitas grises con glaucomita y abundantes nódulos de pirita; acompañadas de limonitas grises y algunos intervalos arenosos interdigitados con sedimentos más finos. Ocasionalmente aparecen como componentes detríticos, fragmentos de rocas metamórficas y volcánicas.

1.5.5 SEDIMENTACIÓN

Las interpretaciones del ambiente sedimentario en el cual se depositó las secuencias de arenas del Campo Dragón han variado de acuerdo a los datos disponibles para el momento en que se realizaron los estudios. Las primeras interpretaciones consideraron que en el Campo Dragón el ambiente de sedimentación era plataformal, donde apilamientos verticales, areniscas deltáicas y frentes de playa granocrecientes se encuentran intercaladas con lutitas marinas someras.

Con la adquisición de nuevos datos (cubo sísmico 3D, registros convencionales, especiales y núcleos) en este campo, las interpretaciones han cambiado de un sistema deltáico a un sistema próximo costero con facies de barras costeras progradantes, llanuras costeras y lagunas detrás de las barras. Las facies de barras costeras estarían conformadas por arenas de grano fino producto del retrabajo de las olas, con ripples simétricos o ligeramente asimétricos producto de la acción del oleaje.

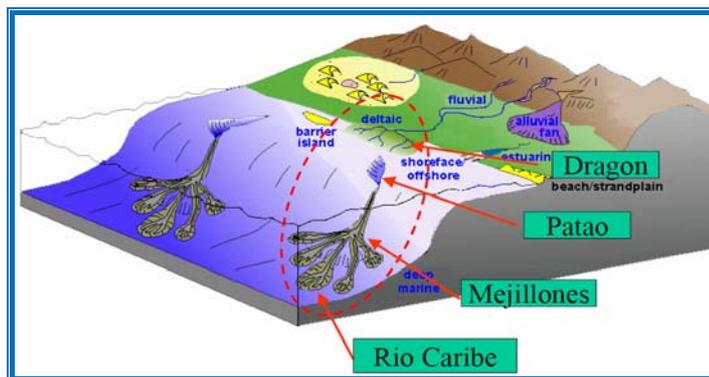


Figura N° 1.5 Modelo sedimentario conceptual del área de Mariscal Sucre en el Plioceno (Tomado de Shell, 2004).

1.5.6 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS SOMETIDOS A ESTUDIO.

1.5.6.1 YACIMIENTO CUB FS

El yacimiento CUB FS se encuentra en la Formación Cubagua de edad Plioceno Superior. Desde el punto de vista estructural, el yacimiento exhibe carácter dómico, seccionado en la cresta de la estructura por tres (3) fallas que forman un evento geológico denominado graben, al Sur (S) del yacimiento se observan sistema de fallas normales en echelón y al Este (E), se encuentra un contacto de agua a una profundidad de -7750 pies (TVDSS).

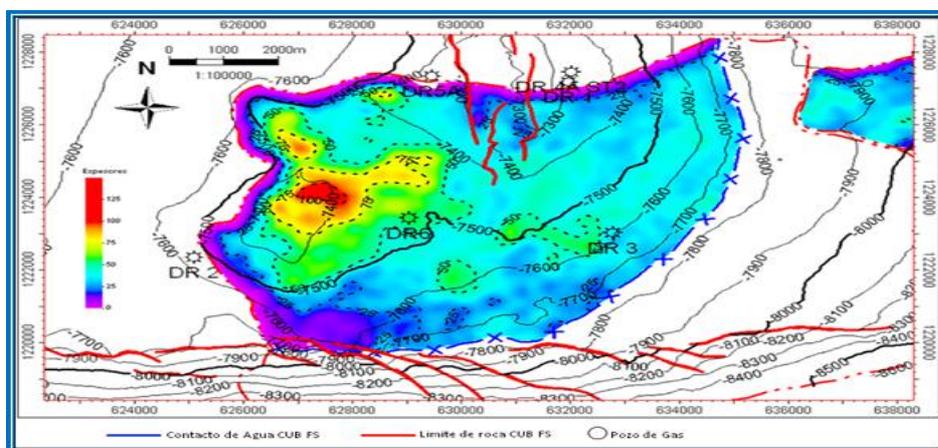


Figura N° 1.6. Mapa isópaco- estructural con la propiedad de espesor del yacimiento CUB FS del campo Dragón.

También se observa de acuerdo con la escala de espesores, que el yacimiento CUB FS presenta mayores espesores en dirección Noroeste. Este yacimiento fue atravesado por los pozos DR-6, DR-7 y DR8.

Este yacimiento posee oficialmente un área de 14.607 acres, una profundidad con respecto al plano de referencia de 7585 pies, una porosidad promedio de 29 % y un valor de GOES de 2.019.677 MMPCN. Reporta una presión original de yacimiento de 4117.75 lpc.

1.5.6.2 YACIMIENTO CUB ES

El yacimiento CUB-ES se encuentra en la Formación Cubagua de edad Mio-Plioceno. Desde el punto de vista estructural, el yacimiento exhibe carácter dómico, seccionado en la cresta de la estructura por cinco (5) fallas, al Sur (S) del yacimiento se observa un sistema de fallas normales en echelòn y al Sureste (SE) se encuentra un contacto de agua a una profundidad de -7950 pies (TVDSS).

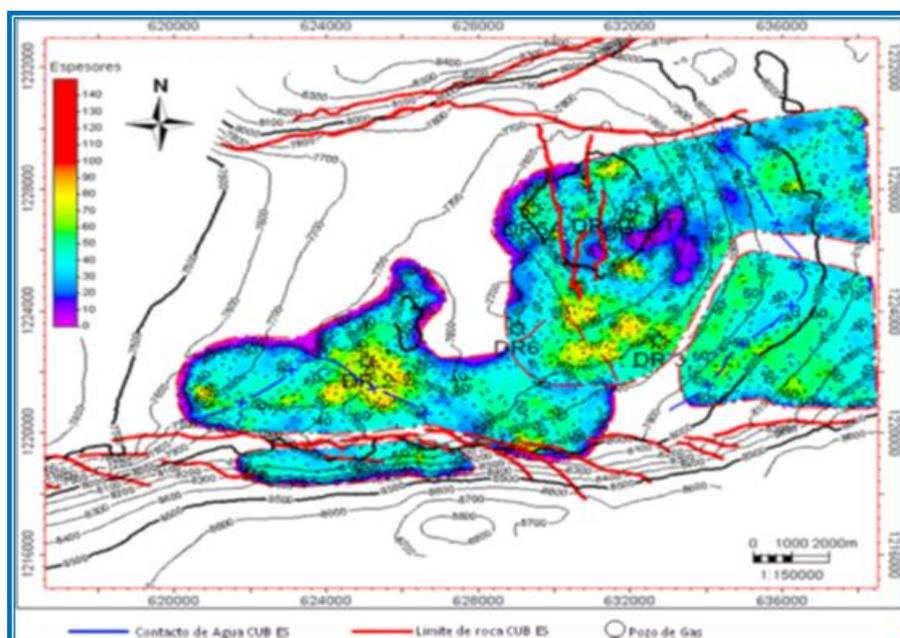


Figura N° 1.7 Mapa isópaco-estructural con la propiedad de espesor del yacimiento.

También se observa de acuerdo con la escala de espesores, que el yacimiento presenta mayores espesores en dirección Sureste y Suroeste. Este yacimiento fue atravesado por los pozos DR4A, DR5A, DR6, DR7Y DR8

Este yacimiento posee oficialmente un área de 8.541 acres, una profundidad con respecto al plano de referencia de 7453 pies, una porosidad promedio de 26 % y un valor de GOES de 842.767 MMPCN. Reporta una presión original de yacimiento de 4095.99lpc.

1.5.6.3 YACIMIENTO CUB

Este yacimiento se encuentra en la Formación Cubagua de edad Mio-Plioceno. Desde un punto de vista estructural, el yacimiento exhibe carácter dómico seccionado en la cresta de la estructura por cuatro (4) fallas que forman un evento geológico denominado graben, al sur del yacimiento se observa un sistema de fallas normales en echelón y al Este (E) se puede visualizar un contacto de agua a una profundidad de -7750 pies (TVDSS).

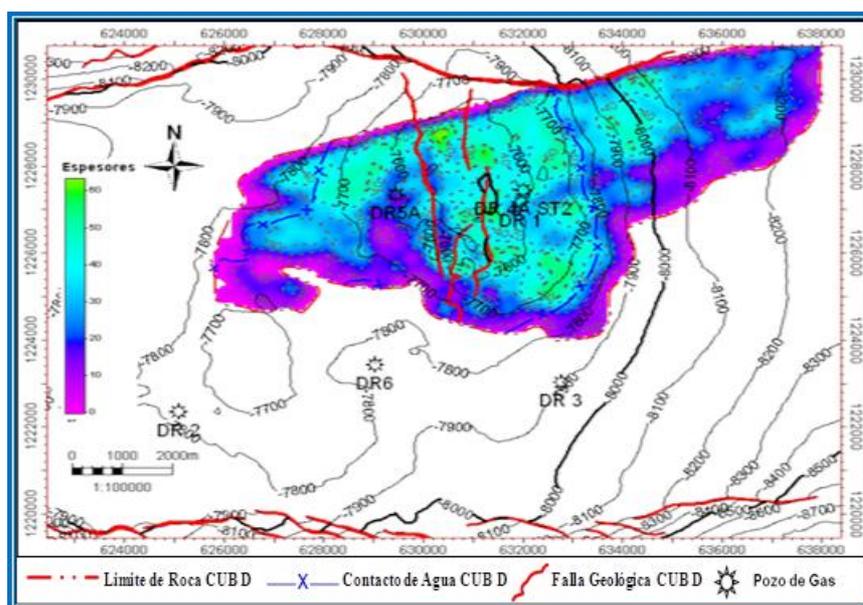


Figura N° 1.8 Mapa isópaco-estructural con la propiedad de espesor del yacimiento CUB D del campo Dragón.

También se observa de acuerdo con la escala de espesores, que el yacimiento CUB D presenta mayores espesores en dirección Norte-Sur. Este yacimiento fue atravesado por el pozo DR4A, DR5A DR6 DR7, y DR8.

Este yacimiento posee oficialmente un área de 6.642 acres, una profundidad con respecto al plano de referencia de 7603 pies, una porosidad promedio de 27 % y un valor de GOES de 473.885 MMPCN. Reporta una presión original de yacimiento de 4128.95lpc

1.5.6.4 YACIMIENTO CUB EI

Este yacimiento se encuentra en la Formación Cubagua de edad Mio-Plioceno. Desde un punto de vista estructural, el yacimiento exhibe carácter dómico seccionado al Oeste (O) de la estructura por cuatro (4) fallas que forman un evento geológico denominado graben, al Sur (S) del yacimiento se observa un sistema de fallas normales en echelón y al Oeste (O) se encuentra un contacto de agua a una profundidad de -7755 pies (TVDSS).

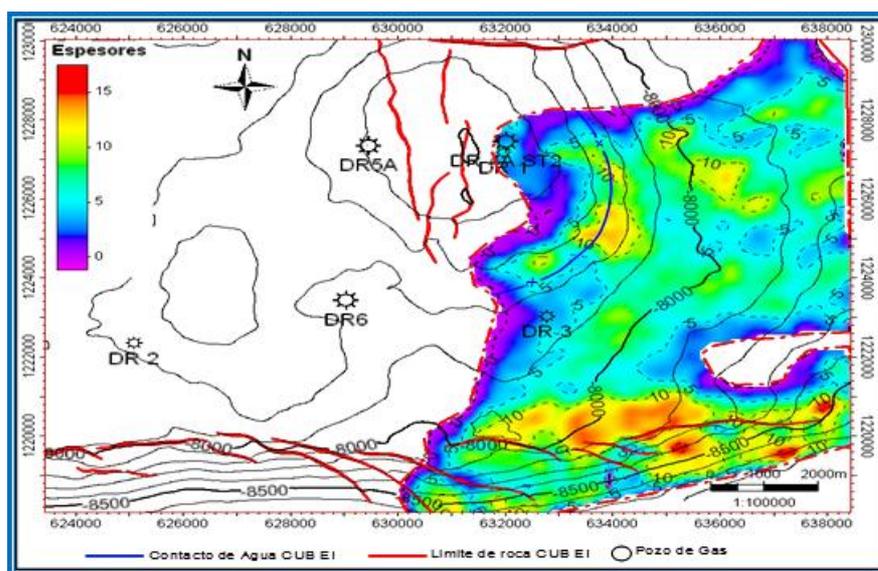


Figura N° 1.9 Mapa isópaco-estructural con la propiedad de espesor del yacimiento CUB EI del campo Dragón.

También se observa de acuerdo con la escala de espesores, que el yacimiento presenta mayores espesores al Sur (S). El yacimiento fue atravesado por el pozo DR4A.

Este yacimiento posee oficialmente un área de 9285 acres, una profundidad con respecto al plano de referencia de 7733 pies, una porosidad promedio de 24 % y un valor de GOES de 739.384 MMPCN. Reporta una presión original de yacimiento de 4114,2.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos. Este material comúnmente denominado arena, se define como toda partícula con un tamaño entre 2 mm y 0,063 mm de diámetro.^[1]

2.1.1 ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

Las condiciones que puedan originar la producción de arena y el estado en que probablemente se encuentra la formación detrás de la tubería de revestimiento, una vez producida dicha arena, se determinan en función de varios factores. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación que se produce, como las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma, siendo ellos principalmente los siguientes:

- ✓ Cantidad y tipo de cemento que mantiene la cohesión entre los granos.
- ✓ Fuerza de fricción existentes entre los granos.
- ✓ Presión del fluido en los poros de la roca.
- ✓ Fuerzas de presión capilar.

En base a la cantidad de arena producida, se pueden identificar tres etapas de severidad del problema de arenamiento, cada una de las cuales genera un impacto económico.

La primera etapa ocurre cuando la producción de arena es baja, causando desgaste del equipo, obligando a veces, la disminución de la producción de

petróleo o gas para evitar que ocurra dicho fenómeno, creándose así un potencial de producción diferido.

Una segunda etapa sucede cuando la producción de arena es mediana, cuando adicionalmente al impacto técnico y económico de la primera etapa, se presenta taponamiento de la tubería, originando la inactividad del pozo, lo cual implica un mayor impacto económico por los gastos adicionales de reacondicionamiento (RA/RC) y la pérdida de producción.

La tercera etapa, de mayor gravedad, ocurre cuando la producción de arena es muy alta, ocasionando todos los problemas técnicos y económicos anteriormente descritos, pero adicionalmente la gran cantidad de arena producida deja enormes cavernas alrededor del revestidor, pudiendo este colapsar, perdiéndose por completo el pozo.

Un pozo con problemas de arenamiento sin la atención adecuada progresará por las etapas planteadas y su condición empeorará con el tiempo. El fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzo de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Cuando esto ocurre se origina una inestabilidad, que causa el desprendimiento del material de la formación, el cual puede ser en forma de granos individuales de arena, que se producen continuamente, o pedazos enteros de la formación.

Originalmente el sistema roca-fluido se encuentra bajo un estado confinado de esfuerzos. Al perturbarse el sistema mediante el cañoneo de la arena, se vence la resistencia de la roca, determinada fundamentalmente por las fuerzas de fricción intergranulares, lo cual produce que falle la matriz de la roca alrededor de los cañoneos, generándose un estado no confinado de esfuerzos.

Cuando el grado de consolidación (cementación intergranular) es bajo, los esfuerzos que provocan la falla de la roca, son el esfuerzo que se deriva del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz de la roca. El esfuerzo de sobrecarga es sustentado parcialmente por la presión de poro de la roca, por lo tanto, el esfuerzo efectivo, aquel que realmente actúa para ocasionar la falla de la roca, es la diferencia entre el esfuerzo total aplicado y la presión de poro. ^[1]

2.1.2 ARCOS DE ARENA

Después de iniciada la producción, en ocasiones se forma un arco en la zona que rodea los cañoneos, Figura 2.1, el cual debe poseer resistencia suficiente como para sustentar y soportar las cargas generadas por el efecto de los esfuerzos verticales.

En determinadas ocasiones, puede tolerarse la producción de una cantidad limitada de arena, permitiéndose el desarrollo de un arco de arena, tras lo cual cesaría la producción de arena de formación, debido a que se crearía un filtro natural en la cara de las perforaciones que evitaría el paso de los granos a través de él.

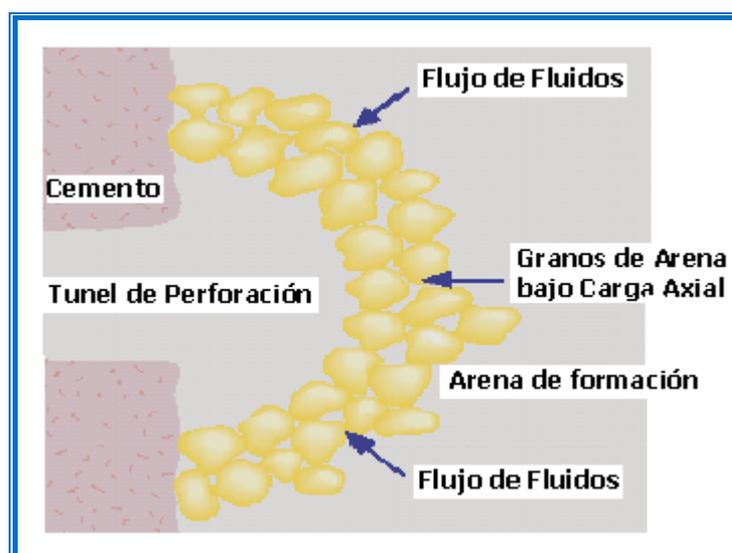


Figura N° 2.1 Arco de arena estable alrededor de una perforación ^[1].

El arco adquiere mayor estabilidad cuando están presentes fuerzas de cohesión entre los granos; sin embargo, la estabilidad del arco es limitada en el tiempo, ya que el estado existente alrededor de los cañoneos se transforma constantemente, debido a los cambios que registran las tasas de flujo, la presión del yacimiento, el corte de agua, etc., provocando el rompimiento del arco, que luego se formará en reiteradas oportunidades a lo largo de la vida del pozo. ^[1]

2.1.3 PRODUCCIÓN DE FINOS

En ocasiones el fenómeno de migración de finos es confundido con el fenómeno de arenamiento. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través de la malla o tamiz # 200, que son partículas con tamaño menor a 0,074 mm (74 micras).

Los finos están compuestos por limos, partículas con tamaños entre 0,074 mm y 0,002 mm, y por arcillas, partículas con tamaños menores de 0,002 mm. El problema de arenamiento es radicalmente distinto al problema de migración de finos, desde el punto de vista del mecanismo que causa el desprendimiento de las partículas, aunque ambos estén relacionados con el transporte de partículas desde la migración.

El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por una interacción física entre los fluidos y sólidos de la formación, debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión que actúan sobre el esqueleto mineral. La migración de finos es causada, principalmente, por una interacción química entre los fluidos y sólidos de la formación, como consecuencia de cambios químicos que ocurren en los fluidos originando el desprendimiento de partículas de arcilla; caso distinto es el de los limos, los cuales no se separan de la formación, debido a que los mismos no reaccionan con los fluidos y sólidos de la formación, Figura 2.2. Las partículas de arcilla migran y pueden causar taponamiento de los poros, aumentando considerablemente el daño a la formación ^[2].

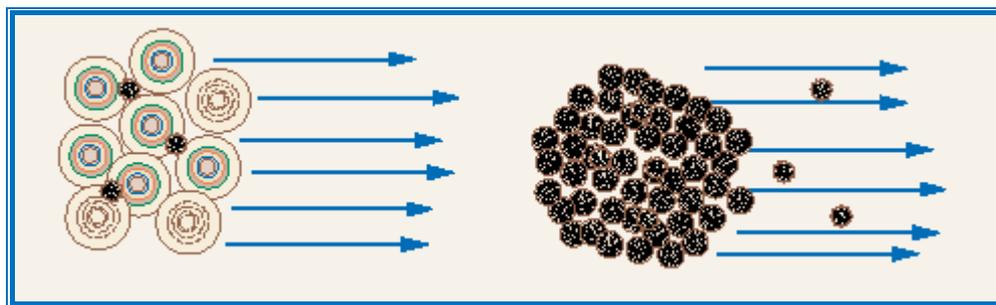


Figura N° 2.2 *Migración de finos* ^[2].

2.2 TIPOS DE ARENAS NO CONSOLIDADAS

En un trabajo de control de arena es importante tener una idea de cómo una formación no consolidada o poco consolidada se presenta, antes de intentar la selección de la técnica a aplicar. Existen diversos tipos de formaciones no consolidadas, entre las cuales se encuentran:

2.2.1 ARENA MOVEDIZA

En éste tipo de formación no existe material cementante que mantenga los granos de arena unidos, por los cuales estos son fácilmente suspendidos en hidrocarburos o agua. Esta arena es altamente móvil y una gran cantidad puede ser producida o inyectada sin que esto realice ningún cambio aparente en las características de la formación. En este tipo de formación existe mayor dificultad para controlar la producción de arena.

2.2.2 ARENAS INCONSOLIDADAS CON DÉBIL CEMENTACIÓN

En éste tipo de formación los granos de arena están en contacto uno con el otro, pero el material de cementación que los mantiene unidos es muy débil. La fuerza de cohesión entre los granos no es lo suficientemente fuerte como para resistir las fuerzas de arrastre ocasionadas por los fluidos producidos.

2.2.3 ARENAS CUASI-COMPETENTES

En éste tipo de formación los granos de arena están generalmente muy bien consolidados, pero no con la suficiente firmeza como para soportar las fuerzas ejercidas por los fluidos producidos ^[2].

2.3 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Entre las causas de producción de arena se puede clasificar en dos categorías: efecto de flujo de fluidos y efecto de resistencia de la roca.

2.3.1 FLUJO DE FLUIDOS

Las tensiones que en su mayoría tienden a causar la producción de arena usualmente son las que derivan del flujo de fluido, que es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. El arrastre relaciona la fuerza impartida por el flujo de fluido a la velocidad y a la viscosidad del fluido. Si la arena es mojada por agua o petróleo también se puede afectar su tendencia a ser producida. Las uniones intergranulares proporcionan restricciones entre los mayores esfuerzos y las tensiones. Por esta razón, la tasa de un pozo y el grado de consolidación natural en la formación influyen en el arenamiento.

2.3.2 FACTORES GEOGRÁFICOS Y GEOLÓGICOS

La producción de arena ha sido experimentada en casi todas las arenas del mundo donde la tasa de gas o petróleo proviene de los yacimientos de areniscas; por lo tanto, el problema es mundial. La producción de arena es muy común en los yacimientos de la edad Terciaria, debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y normalmente se localizan a profundidades relativamente bajas, no han logrado compactarse y tienen cementación intergranular muy pobre.

2.3.3 GRADO DE CONSOLIDACIÓN

La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unido a los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de “poco consolidadas” o “no consolidadas”. Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación es la resistencia a la compresión. Las formaciones de arenisca poco consolidadas suelen tener una resistencia a la compresión inferior a 1.000 libras por pulgadas cuadradas.

2.3.4 REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

La presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente, a medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca de yacimiento por reducción de la presión de poro puede ocasionar el fenómeno de subsidencia de la superficie.

2.3.5 TASA DE PRODUCCIÓN

La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre friccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar la producción de la misma consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arena o el nivel de producción es aceptable.

2.3.6 AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación. También en este caso, el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación y por ende, iniciar el proceso de producción de arena.^[3]

2.4 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los problemas ocasionados por la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad del pozo a corto y/o a largo plazo. Si bien algunos pozos normalmente experimentan una producción de sólidos dentro de límites “manejable”, estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción económicamente atractiva o prudente.

Entre los problemas más comunes están:

2.4.1 ACUMULACIÓN DE ARENA EN LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.

Si la velocidad de producción no es lo suficientemente alta para transportar arena hacia la superficie, ésta podría quedar depositada en el separador, el calentador-tratador o en la línea de producción. Si este volumen de arena es suficientemente grande, será necesario remover los sólidos para que el pozo pueda producir eficientemente. Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer mecánicamente la arena.

2.4.2 ACUMULACIÓN DE LA ARENA EN EL FONDO DEL POZO.

Cuando la velocidad de producción no es suficiente elevada como para arrastrar arena hacia la superficie, ésta podría decantar o quedar atrapada en la tubería de producción, taponar el intervalo productor total o parcialmente y en cualquiera de los casos, la tasa de producción declinará. En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie. Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, el equipo de

superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo que generaría problemas de merma de la producción, de seguridad y ambiente.

2.4.3 EROSIÓN DEL EQUIPO DE FONDO Y SUPERFICIE

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

2.4.4 COLAPSO DE LA FORMACIÓN

Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia fuera de la formación. Si la velocidad de producción de arena es suficiente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se torne lo suficientemente grande, la lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima de dicho vacío podría colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte. Cuando se produce este colapso, los granos de arena se reordenan hasta crear un nivel de permeabilidad inferior al que originalmente existía. Esto resulta especialmente cierto en el caso de una arena de formación que posea un contenido elevado de arcillas o una amplia variedad de tamaños de grano.

En una arena de formación que tenga una distribución reducida de tamaño de grano y/o muy poco contenido de arcilla, el reordenamiento de los granos modificará la permeabilidad de una forma que podría resultar menos evidente. Cuando colapsa la lutita suprayacente, es probable que se pierda totalmente la productividad. El colapso de la formación reviste particular relevancia cuando el material de la misma llena total o parcialmente los túneles de perforación. Incluso

la cantidad pequeña de material de formación que llene los túneles de perforación incrementará significativamente la caída de presión a través de la formación cerca del pozo. ^[3]

2.5 PROPIEDADES MECÁNICAS.

2.5.1 GEOMECÁNICA.

La geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las formaciones rocosas. Esta disciplina está basada en los conceptos y teoría de mecánica de roca y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos. ^[4]

Desde el punto de vista de geomecánica las rocas están caracterizadas por su respuesta a cargas y deformación:

2.5.1.1 RELACIÓN DE POISSON (N)

Es un parámetro encargado de la medición de la dureza, que permite cuantificar el grado de deformación lateral (σ_x) y longitudinal al aplicar a un material un esfuerzo compresivo. Para rocas consolidadas, la relación de Poisson presenta valores entre 0,14 – 0,30; para rocas no consolidadas se encuentra en el rango 0,30 – 0,45; y valores mayores 0,45 son característicos de líquidos. ^[4]

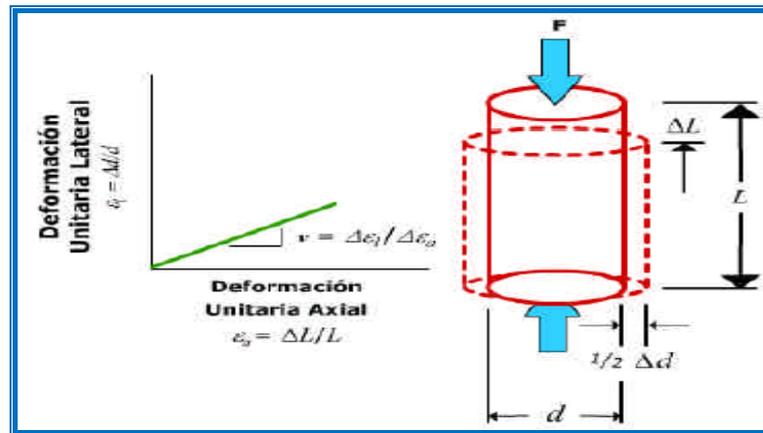


Figura N° 2.3 Relación de Poisson ^[4]

2.5.1.2 MÓDULO DE YOUNG (E)

Es un parámetro para determinar la rigidez, es una medida de elasticidad. Mide el grado de deformación de los estratos de la roca como consecuencia de la aplicación de un esfuerzo. Representa la relación entre el esfuerzo que se aplica perpendicularmente al material y la deformación axial de ese material. El rango de valores de este módulo, para rocas no consolidadas, va de 0,5 a 5 MM lpc, mientras que para rocas consolidadas se encuentra entre 5 – 12 MM lpc, y se ve afectado por la heterogeneidad del yacimiento.

Un valor bajo de módulo de Young (E), indica un material con alta deformabilidad, mientras que si este valor es alto, es señal de baja deformabilidad, o de un material duro, lo que significa que un alto esfuerzo (alta presión) es necesario para deformar la roca. ^[4]

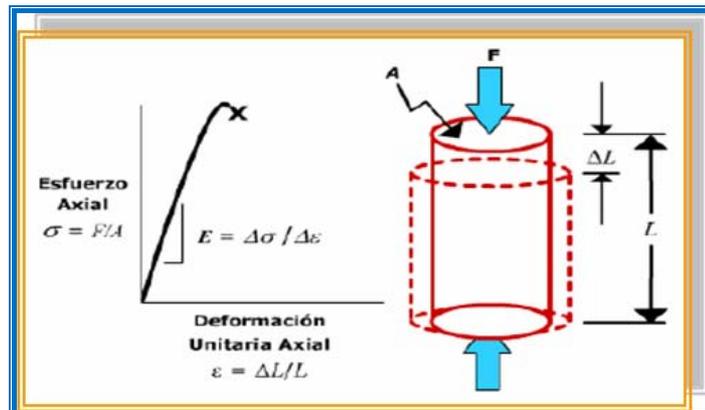


Figura N° 2.4 *Módulo de Young.* ^[4]

2.5.1.3 MÓDULO DE CORTE (G)

Permite medir la resistencia a la deformación de corte opuesta por una roca, es decir, una medida de la resistencia de un material a cambiar de forma. El módulo de corte, para rocas no consolidadas, presenta valores menores a 2,0MMIpc, mientras que para rocas consolidadas, se encuentra dentro del rango 2,0 - 4,8 MM lpc, y corresponde, en la mayoría de los materiales, a la mitad de E. ^[4]

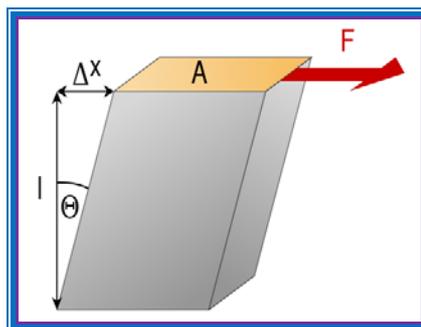


Figura N° 2.5 *Módulo de Corte* ^[4]

2.5.1.4 LA RESISTENCIA COMPRESIVA NO CONFINADA (UCS)

Es la máxima carga compresiva que la roca tomará antes de la falla cuando no esté apoyada ya sea en los planos perpendiculares. El UCS o resistencia

compresiva se expresa en psi o Mpa. Este ensayo se realiza en suelos coherentes, siendo irrealizable con materiales granulares. Se comprime un cilindro de roca sin confinamiento, hasta alcanzar su resistencia máxima. Tradicionalmente se mide la resistencia máxima, el módulo de Young, y la relación de Poisson^[4]

En la siguiente tabla se muestra la clasificación de las rocas según el valor de UCS:

Tabla 2.1 Clasificación de las rocas de acuerdo al valor de UCS. ^[4]

CLASIFICACIÓN DE LA ROCA	UCS (Lpc)
Resistencia Muy Alta	> 32000
Resistencia Alta	14000 – 32000
Resistencia Media	8000 – 14000
Resistencia Baja	4000 – 8000
Resistencia Muy Baja	0 – 4000

2.5.1.5 ENSAYO DEL CILINDRO BRASILEÑO

Este ensayo constituye un efectivo y simple método para medir la resistencia a la tensión de un material frágil. Un ensayo estándar usa una sección diametral con el radio de la muestra aproximadamente igual a su espesor

2.5.1.6 ENSAYO DE COMPRESIÓN TRIAXIAL

Consiste en comprimir un cilindro de roca, bajo una presión de confinamiento constante hasta llegar a su resistencia máxima. Se miden, para una presión de confinamiento, parámetros como: resistencia máxima, módulo de Young, relación de Poisson, comportamiento esfuerzo – deformación y resistencia mecánica. Es utilizado con otros ensayos triaxiales a diferentes presiones confinantes para generar la envolvente de falla. Este tipo de ensayo se realiza en

una celda triaxial que permite someter la muestra a diferentes condiciones de presión y temperatura para simular las condiciones del yacimiento ^[4]



Figura N° 2.6 Ensayo de compresión triaxial ^[4]

2.6 PARÁMETROS GEOMECÁNICOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO

El conocimiento de las propiedades mecánicas de las formaciones es de gran importancia para el estudio de problemas de estabilidad de hoyo, por lo que se dispone de métodos para la medición y determinación de ellas. Además de los ensayos geomecánicos de laboratorio, como compresión simple y triaxial, existen otros métodos a partir de los cuales se pueden estimar las propiedades mecánicas, los cuales se basan en ensayos y datos de campo. Entre los cuales podemos mencionar:

2.6.1 REGISTROS DE DENSIDAD

La densidad de la formación, conocida también como densidad aparente y se describe como ρ_b , es la masa combinada por unidad de volumen de todos los materiales en la formación, sólidos, líquidos o gaseosos. Las herramientas de guaya que miden la densidad contienen una fuente química de rayos gamma y dos

detectores de estos, los cuales son emitidos por la fuente dentro de la formación, y posteriormente son capturados de regreso por los detectores.

Las medidas de densidad se basan en la suposición de que la densidad de la formación aumenta mientras menor cantidad de rayos gamma son capturados de regreso por la herramienta. Estas medidas son utilizadas para determinar la presión de sobrecarga, y ambas a su vez son utilizadas junto con los Δt_c y Δt_s para determinar esfuerzos de formación^[5]

2.6.2 EMPLEO DE HERRAMIENTAS ACÚSTICAS

A mediados de los años 80 apareció la tercera generación de herramientas acústicas, estos registros digitales permiten procesar el tren de ondas completo, y por lo tanto representan las primeras herramientas que permitieron obtener parámetros geomecánicos de la formación. Las herramientas acústicas están compuestas por uno o varios receptores de ondas colocados a una distancia de uno o varios emisores de ondas. Estas herramientas tienen circuitos electrónicos que permiten medir tiempos de tránsito de las ondas a medida que se mueve la herramienta en el pozo, y conociendo la distancia viajada por la onda es posible conocer la velocidad de propagación de las ondas.

En la adquisición de registros con herramientas operadas con cable, existen dos tipos de fuentes principales: monopulares y dipolares. Un transmisor monopolar emite energía desde su centro hacia todas las direcciones por igual, mientras que un transmisor dipolar emite energía en una dirección preferida^[5]

2.6.2.1 REGISTRO SÓNICO

La energía acústica se propaga a través de la materia en forma de ondas, de las cuales las más comúnmente conocidas son las ondas compresional y de corte. La lentitud acústica es el tiempo requerido por una onda acústica para viajar una

distancia específica a través del material, usualmente 1 pies o 1 metro y es expresada en microsegundos por pies ($\mu\text{seg/pies}$) o microsegundos por metro ($\mu\text{seg/m}$). Usando fuentes y sensores acústicos, las herramientas sónicas miden la lentitud compresional y de corte de la formación, expresadas como Δt_c y Δt_s respectivamente, los cuales son parámetros necesarios para determinar los esfuerzos en sitio.

Dos tipos de herramientas sónicas pueden ser utilizadas para medir Δt_c y Δt_s , dependiendo si la formación es lenta ($\Delta t_s > \Delta t_f$) siendo Δt_f la lentitud en el fluido del hoyo (el valor nominal de Δt_f para el agua es de $189 \mu\text{seg/pie}$). Herramientas sónicas utilizan transmisores y receptores acústicos monopares para generar y capturar las ondas compresionales y de corte que viajan a lo largo de la pared del hoyo. Cuando la formación es lenta, los dispositivos monopares no pueden dar pie a ondas de corte, por lo que el Δt_s no puede ser medido, en vista de esto, para dichas formaciones, son corridas herramientas sónicas dipolares.

Un transmisor dipolar sónico, genera ondas flexurales que viajan a lo largo de la pared del hoyo y son capturadas por receptores dipolares que miden la lentitud flexural. A bajas frecuencias, estas ondas viajan a la misma lentitud que las ondas de corte, así la medida de la lentitud flexural es equivalente a las medidas de las ondas de corte. Las herramientas pueden a su vez contener transmisores y receptores monopares que permitan medir lentitudes compresionales.^[5]

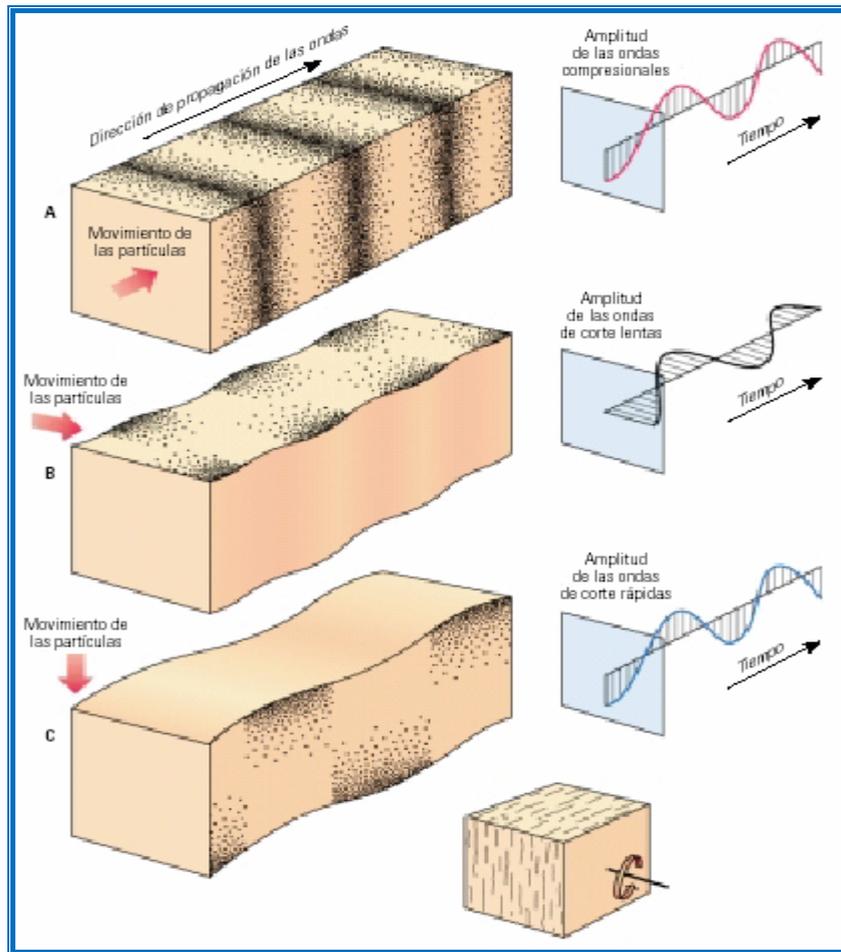


Figura N° 2.7. Movimiento de las partículas y dirección de propagación en las ondas compresionales y de corte ^[5]

2.7 METODOLOGÍAS EMPLEADAS PARA LA PREDICCIÓN DEL ARENAMIENTO

Existen varios métodos para realizar la predicción del arenamiento entre los cuales se encuentran aquellos basados en observaciones de campo y los basados en ensayos de laboratorio, entre otros.

2.7.1 MÉTODOS BASADOS EN OBSERVACIONES DE CAMPO:

2.7.1.1 MÉTODO SHELL:

El análisis de la metodología SHELL está basado en el tiempo de tránsito de la onda compresional y puede ser utilizada cuando no se dispone de ninguna información adicional. La relación entre el diferencial crítico, ΔP_c , en función del tiempo de tránsito de la onda compresional Δt_c fue elaborada utilizando resultados reales de pozos alrededor del mundo, donde se conoce si el pozo produce arena bajo ciertas condiciones de presión. Como es de esperarse, un menor valor de Δt_c implica un mayor diferencial de presión, debido a que la formación es más rígida y quizás por ello más resistente.

Tres zonas fueron definidas por este método: una zona inferior que crea un límite conservador, por debajo del cual no habrá arenamiento; una zona superior que crea un límite liberal, por encima del cual habrá falla del material geológico; y una zona intermedia, donde no se tiene claro si habrá o no producción de arena.^[1] El gráfico de esta metodología desarrollada por fue desarrollada por Veeken y otros investigadores en el año 1991 se puede apreciar a continuación en la Figura N° 2.8

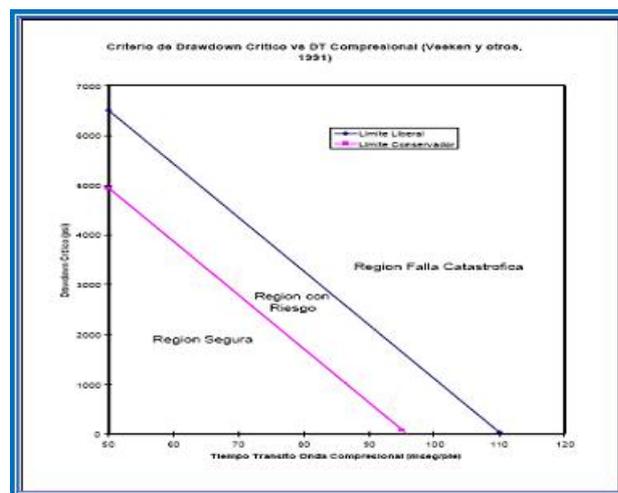


Figura N° 2.8 Correlación entre diferencial de presión crítico y tiempos de tránsito de la onda compresional para definir condiciones de arenamiento.

2.7.2 MÉTODO BASADO EN ENSAYOS DE LABORATORIO

2.7.2.1 MÉTODO BP-WILLSON

Esta metodología está basada en encontrar la presión de fondo fluyente crítica (P_{wfc}) necesaria para causar inestabilidad del hoyo, debido a que los esfuerzos tangenciales exceden la resistencia mecánica de la roca. La falla ocurre cuando el esfuerzo tangencial mínimo es igual al valor de la resistencia a la compresión uniaxial o grado de resistencia de la roca (UCS).

2.8 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación. El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades mayor de energéticos, y a los incentivos derivados del precio de los

hidrocarburos. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- ✓ Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- ✓ Flujo a través de la tubería vertical (Aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, Válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- ✓ Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.¹⁶¹

2.9 SOFTWARE WELLFLO

El software de análisis de sistemas WellFlo es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso-a-paso. Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del reservorio. El uso del software WellFlo resulta en una inversión de capital más efectiva al mejorar el diseño de pozos y completaciones, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.¹⁶¹

2.9.1 APLICACIONES WELLFLO

El paquete de software WellFlo es una herramienta de pozo único que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado WellFlo puede ser aplicado para diseñar,

optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado incluyen:

- ✓ Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo
- ✓ Diseño de completación para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil del mismo
- ✓ Diseño de levantamiento artificial
- ✓ Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo
- ✓ Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo
- ✓ Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de reservorio.

Así como estas aplicaciones, el software tiene también dos sub-aplicaciones internas clave que pueden ser usadas de manera autónoma del resto del programa y ofrecer así al usuario un excelente kit de herramientas de ingeniería.

- Modelado detallado de desempeño de inlfujo de reservorio. ^[6]
- Múltiples modelos de completación y perforación
- Análisis detallado de skin
- Modelado detallado de PVT de fluidos
- Modelos de crudo negro para petróleo y gas
- Modelos de Ecuación de Estado para crudo condensado y volátil
- Ajuste de data de laboratorio
- Predicción de comportamiento del fluido

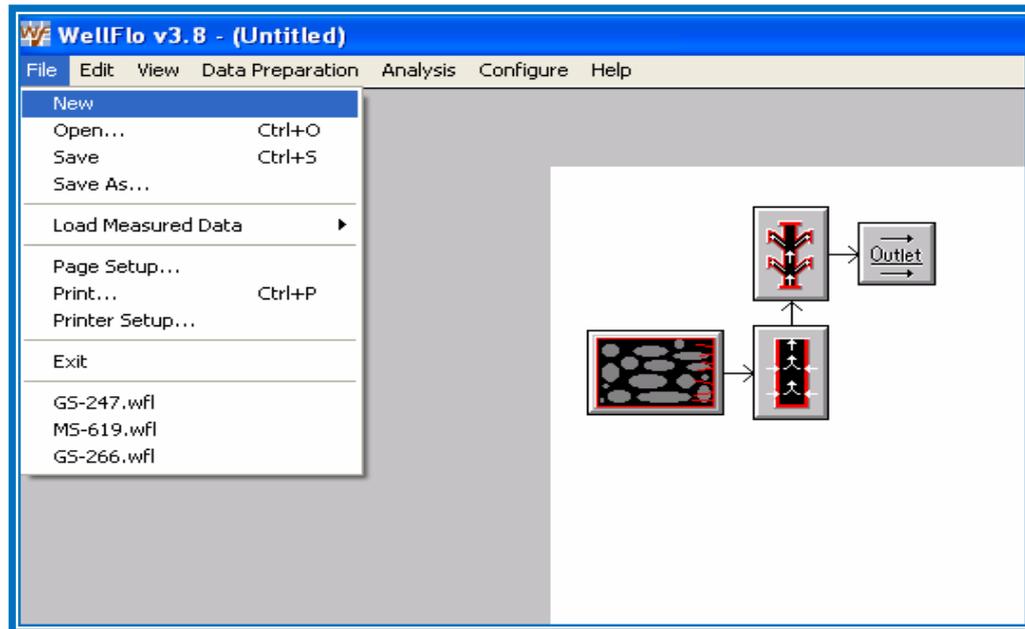


Figura N° 2.9. Ventana de entrada a la aplicación Wellflo.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES GEOMECÁNICAS A LAS ARENAS OBJETIVOS DEL CAMPO DRAGÓN A PARTIR DEL REGISTRO SÓNICO DIPOLAR

Para la realización de este objetivo se seleccionaron los pozos que contaron con la información de los registros corridos gamma Ray, densidad y sonico (Monopolar y Dipolar), a profundidades de tope a base de las arenas de interés del Campo Dragón.

Pozos seleccionados para el estudio:

Pozos de Desarrollo
DR4A
DR5A
DR6
DR7
DR8

Posteriormente se revisaron detalladamente estos registros (Sónico Monopolar y Dipolar), corridos en los pozos seleccionados para obtener información de tiempos de transito de la onda compresional y los valores de tiempo de transito de la onda de corte y densidad, los cuales fueron procesados a través de un promedio por arena de interés para cada pozo en estudio.

Una vez obtenida la información se utilizaron las ecuaciones matemáticas respectivas para el cálculo de las propiedades mecánicas dinámicas de la formación, las cuales se encuentran en función de los tiempos de tránsito de las

ondas compresional y de corte. Con la estimación de estas propiedades se pudo realizar una caracterización geomecánica, con el fin de verificar cuales son las zonas más sensibles y las más resistentes, y conocer el grado de consolidación de la roca.

Estas ecuaciones se expresan de la siguiente manera:

- **Relación de Poisson, ν :**

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \quad (\text{ec. 3.1})$$

- **Módulo de Corte G , lpc :**

$$G = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \cdot a \quad (\text{ec. 3.2})$$

- **Módulo de Young E , lpc :**

$$E = 2G(1 + \nu) \quad (\text{ec. 3.3})$$

Donde:

$\alpha = 1,34 \cdot 10^{10}$ si ρ_b (gr/cc) y Δt ($\mu\text{s}/\text{pie}$).

Δt_c : tiempo de tránsito de la onda compresional, ($\mu\text{s}/\text{pie}$).

Δt_s : tiempo de tránsito de la onda de corte ($\mu\text{s}/\text{pie}$).

ρ_b : densidad del bulbo rocoso a la profundidad escogida, (g/cc).

3.2 CÁLCULO DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN CRÍTICOS DE ARENAMIENTO A PARTIR DE LAS PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS

Para el desarrollo de este objetivo se emplearon las metodologías predictivas desarrolladas por BP(British Petroleum) y SHELL, para determinar la presión de fondo fluyente crítica a la cual, teóricamente el pozo empezará a producir arena.

3.2.1 MÉTODO DE SHELL

Este método se basa en el principio de la onda de transito compresional (Δt_c), es muy utilizado principalmente cuando no existe ninguna información disponible. Se establecen dos límites, un límite liberal y un límite conservador, con la finalidad de establecer un rango de presión donde exista el riesgo de arenamiento. Los límites liberal y conservador son descritos por las ecuaciones que se muestran a continuación:

$$\text{Límite Liberal:} \quad \Delta P_c = 11910 - 108\Delta t_c \quad (\text{ec. 3.4})$$

$$\text{Límite Conservador:} \quad \Delta P_c = 10344 - 108\Delta t_c \quad (\text{ec. 3.5})$$

Donde:

Δt_c : tiempo de tránsito de la onda compresional, $\mu\text{s}/\text{pie}$.

ΔP_c : diferencial de presión crítico, lpc.

Mediante la tendencia liberal, se establece que si algún pozo productor de los yacimientos CUB ES, CUB CI, CUB D, CUB FS llegara a ser sometido bajo un diferencial superior a este límite pudiera presentarse el problema de arenamiento en el mismo, ya que la formación no soportaría dicho diferencial de presión y ocurriría la desconsolidación de la misma.

3.2.2 MÉTODO DE BP-WILLSON:

Método basado en ensayos de laboratorio que consiste en encontrar la Pwf necesaria para causar inestabilidad del hoyo debido a que los esfuerzos tangenciales exceden la resistencia de la roca, para esto es necesario calcular ciertos parámetros fundamentales como lo son el UCS, la presión de poros y los esfuerzos horizontales máximos y mínimos.

La falla ocurre cuando el esfuerzo tangencial mínimo es igual al valor de la resistencia a la compresión uniaxial, o grado de resistencia de la roca expresada en l_{pc} (UCS), debido a no se cuentan con los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas a los núcleos que mida este parámetro, se empleó la ecuación desarrollada por Halliburton (1995), que relaciona la UCS con la porosidad, la cual está expresada de la siguiente manera.

$$UCS = -19525 - 16531 * \ln(\text{PHI}) \quad (\text{ec 3.6})$$

Rango de aplicacion $\text{PHI} \leq 0,3$

Para la estimación del esfuerzo horizontal mínimo, se utilizó la correlación de Matthews δ Kelly (1967), que relaciona la presión de poros, la relación de poisson, y el esfuerzo vertical, la cual esta expresada de la siguiente manera.

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) * (\sigma_v - P_p) + P_p \quad (\text{ec 3.7})$$

El esfuerzo vertical fue estimado a través de la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = \text{Prof} * \text{Gradiente} \sigma_v \quad (\text{ec 3.8})$$

El gradiente vertical fue estimado a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Gradiente } \sigma_v = 0,052 * 8,33 * \rho_b \text{ (ec 3.9)}$$

Se adiciona la contribución de un factor práctico al esfuerzo horizontal mínimo y se obtiene esfuerzo horizontal máximo. El factor práctico se toma de acuerdo a lo fallado que sea la zona en estudio (10% = 1,1; 20% = 1,2 y 30% = 1,3), para nuestro caso será 10% ya que nos encontramos en una zona poco fallada.

$$\sigma_H = \sigma_h * S \quad \text{(ec 3.10)}$$

La presión de yacimiento, fue tomada directamente del valor reportado por las pruebas de pozo para los pozos que contaban con esta información, otras fueron tomadas de los puntos de presión.

Una vez obtenidos estos parámetros se calculó la presión de fondo fluente crítica para cada uno de los pozos seleccionados la cual se representa mediante la siguiente ecuación, (Willson, 1992):

$$P_{wfc} = (1 - \nu)[3\sigma_h - \sigma_H - UCS] - P_p(1 - 2\nu) \quad \text{(ec 3.11)}$$

Donde:

σ_H : esfuerzo horizontal máximo (lpc)

σ_h : esfuerzo horizontal mínimo (lpc)

Gradiente σ_v : Gradiente Vertical

ρ_b : Densidad de la roca (g/cc)

PHI: Porosidad de la formación

P_p : presión de poros (lpc)

UCS: resistencia a la compresión uniaxial (lpc)

S: factor práctico de acuerdo a la falla de la formación (10% = 1.1, 20% = 1.2 y 30%= 1.3)

Para determinar el diferencial de presión crítico por esta metodología, se utilizó la siguiente ecuación:

$$\Delta P_c = P_{yac} - P_{wfc} \quad (\text{ec. 3.12})$$

Donde:

ΔP_c = Diferencial de presión crítico, lpc.

P_{yac} = Presión del yacimiento, lpc.

P_{wfc} = Presión de fondo fluente crítica, lpc.

Finalmente, luego de calculados los diferenciales de presión por ambas metodologías, se evaluó cuál de las dos fue la más adecuada, Proporcionando así los resultados más representativos, se determinaron los diferenciales de presión críticos para cada pozo, y se continuo con la siguiente etapa.

3.3 PROPONER ESCENARIOS ÓPTIMOS DE PRODUCCIÓN PARA CADA POZO DEL CAMPO DRAGON DE ACUERDO A LAS PRESIONES CRÍTICAS DE ARENAMIENTO OBTENIDAS

Durante esta etapa se utilizó el simulador WELLFLO para realizar los análisis nodales a los pozos con la finalidad de obtener la presión de fondo fluente, al colocar el nodo solución del sistema en el fondo de cada pozo.

Una vez obtenida la presión de fondo fluente, la estimación de las caídas de presión se realizó con la siguiente ecuación:

$$\Delta P = P_{yac} - P_{wf} \quad (\text{ec. 3.13})$$

Donde:

ΔP = Caída de presión actual en formación (lpc).

P_{yac} = Presión del yacimiento (lpc).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente actual (lpc).

Para validar los resultados obtenidos del simulador, cada uno de los análisis nodales se cotejaron con las pruebas de pozo actuales, es decir, de la última prueba de pozos realizada.

El análisis nodal fue ajustado a la actualidad con datos reales de campo sustentados en las últimas pruebas de presión. Se cotejaron los nodales de cada uno de los pozos a estas condiciones, permitiendo así estudiar las posibilidades de incrementar o disminuir el tamaño de los reductores, basándose en las condiciones críticas calculadas anteriormente.

Finalmente, se realizaron sensibilidades a los reductores de los pozos seleccionados a partir de estas condiciones, a fin de obtener los reductores adecuados para cada uno de ellos, de acuerdo a los rangos permisibles, establecidos por los diferenciales de presión críticos de arenamiento determinados anteriormente y se tabularon cada uno de éstos parámetros determinados a modo de visualizar las oportunidades y los escenarios de producción de los pozos productores para cada uno de los yacimientos.

Para validar los resultados obtenidos del simulador, solo se pudo cotejar los análisis nodales con la prueba de pozo actual, es decir de la última prueba de pozos realizada en el campo solo el pozo que cuentan con prueba es el DR6.

Permitiendo así estudiar las posibilidades de incrementar o disminuir el tamaño de los reductores, basándose en las condiciones críticas calculadas anteriormente.

Antes de realizar el análisis de las sensibilidades se cotejo la tasa de gas, en las figuras 3.1, 3.2, 3.3 se muestran los resultados para el pozo DR6 reductores (24 (3/8"), 32 (1/2"), y 48 (3/4")).

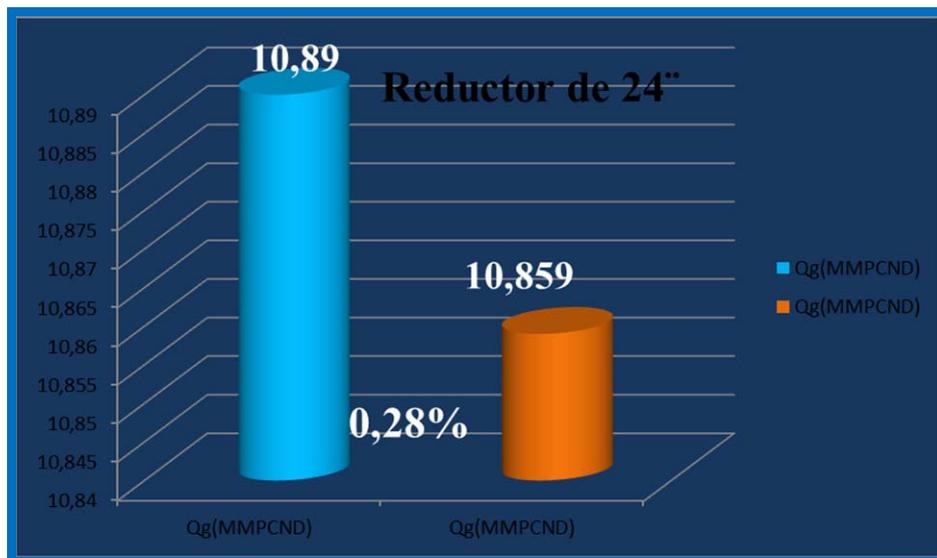


Figura N° 3.1. Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.

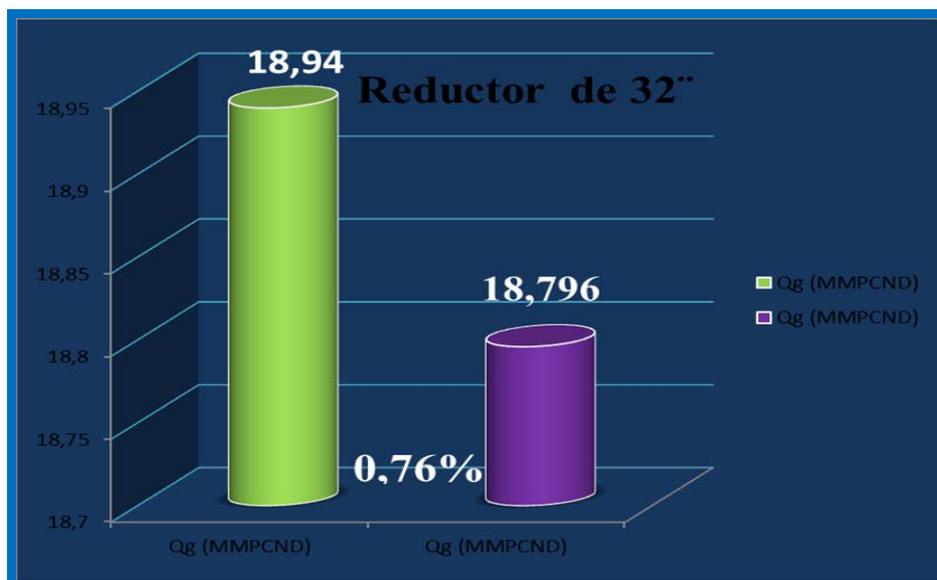


Figura N° 3.2. Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.

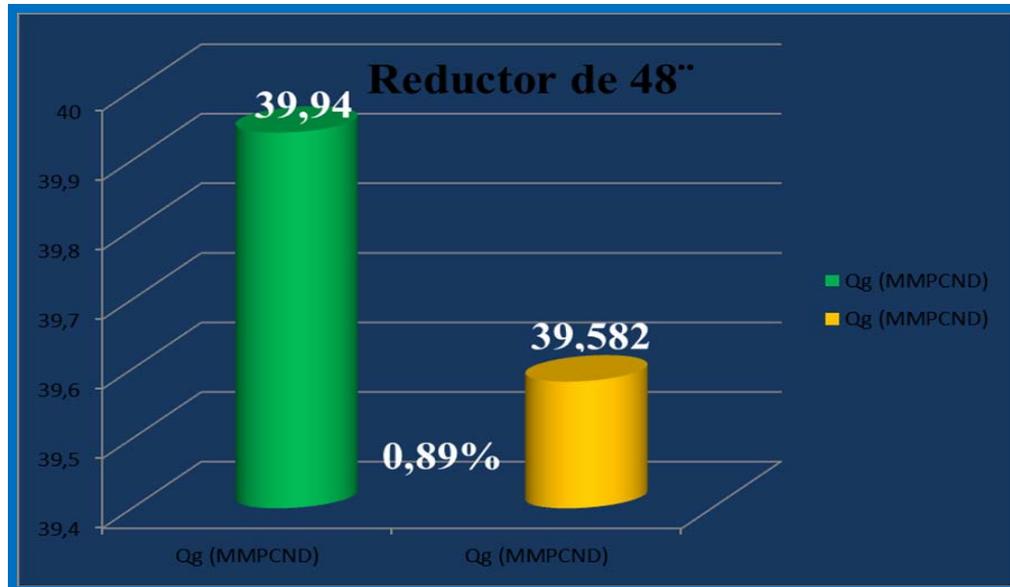


Figura N° 3.3. Comparación de la Tasa de Gas Real versus la Tasa de Gas Simulada.

En las figuras 3.1, 3.2 y 3.3 se muestra la comparación de la tasa real de gas con la tasa simulada con un porcentaje de error para el reductor de 24 de 0,28%, reductor de 32 de 18,976% y para un reductor de 48 de 39,582% de este porcentaje de error es indicador de que el cotejo de la tasa está bien ya que el porcentaje de error permitido tendría que ser menor al 10%.

Finalmente, se realizaron sensibilidades a los reductores de los pozos seleccionados a partir de estas condiciones, a fin de obtener los reductores adecuados para cada uno de ellos, de acuerdo a los rangos permisibles, establecidos por los diferenciales de presión críticos de arenamiento determinados anteriormente y se tabularon cada uno de éstos parámetros determinados a modo de visualizar las oportunidades y los escenarios de producción de los pozos productores para cada uno de los yacimientos.

3.4 UBICAR EN UN MAPA POR ARENA LAS TENDENCIAS DE PRESIÓN CRÍTICA DE ARENAMIENTO EN EL CAMPO DRAGÓN.

Para la elaboración de los mapas de tendencia de presión crítica de las arenas CUB FS, CUB ES y CUB D, se tomaron en cuenta los valores la presión crítica del yacimiento calculado mediante algunos parámetros de geomecánica. Por ello se asignaron dichos valores a los pozos que perforaron cada una de estos yacimientos y los que produjeron unidades de gas. Una vez tabulados estos valores, se procedió a la elaboración de los mapas en el software PETREL de la empresa SCHLUMBERGER. Figura 3.4. Se ingresó una columna en el well tops del proyecto asociado al campo, esta columna contendrá los valores de la presión así como coordenadas, topes y superficies atravesadas por cada uno de los pozos. Figura 3.5.



Figura N° 3.4. Imagen de presentación del software PETREL

Well identifier	Surface	X	Y	Z	MD	Continuous
-----------------	---------	---	---	---	----	------------

Figura N° 3.5. Tabla de valores de entrada para elaborar los mapas.

Una vez definida la tabla con la información se procedió a ingresar los valores de esta presión como data de entrada para los puntos de control en cada uno de los topes de interes. Luego creada la tabla, toda esta información se convirtió en puntos asociada a los pozos según el yacimiento de interés, es decir, puntos para la arena CUB FS, CUB ES y CUB D. Figura 3.6

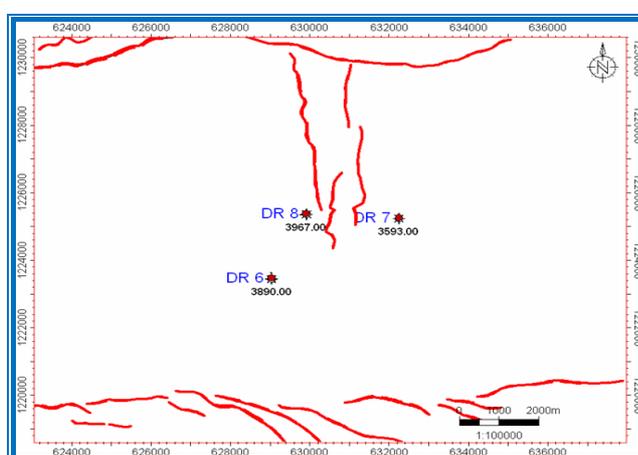


Figura N° 3.6. Puntos de control de presión crítica de arenamiento de la arena CUB FS

El primer mapa de tendencia se elaboró para la presión crítica asociada a la arena CUB FS, esta involucra los pozos DR 6, DR 7 y DR8. Tomando en cuenta el tope de la superficie CUB FS, el atributo asociado a la presión y los topes, esto sirvió como dato de entrada, el software tiene un proceso llamado elaboración y edición de superficies. En este se construirá la superficie tomando en cuenta los datos de entradas nombrados anteriormente dando como resultado la superficie que permitirá construir los contornos de tendencia a este nivel. Figura 3.7 Una vez calculada la superficie se procede a realizar los contornos de tendencia. Para este proceso se usó el método de interpolación convergente, amarrando o atando esta superficie al valor de la de presión crítica de arenamiento.

Una vez verificada la superficie se procede a humanizar los contornos de la superficie, esto con la finalidad de corregir cualquier error que arroje el cálculo realizado por el software. Ver figura 3.8. Como resultado final se obtiene el mapa de tendencias de predion critica. Este procedimiento se aplicó de la misma forma para las arenas CUB ES y CUB D. Figura 3.9

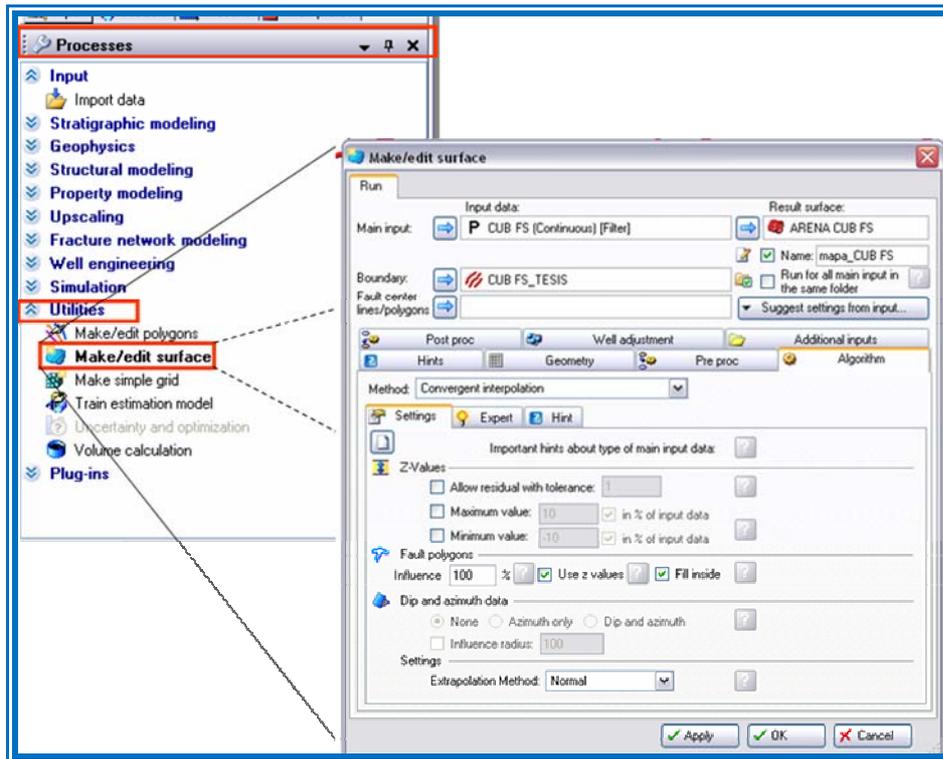


Figura N° 3.7 Proceso para la elaboración de la superficie de presión de arenamiento.

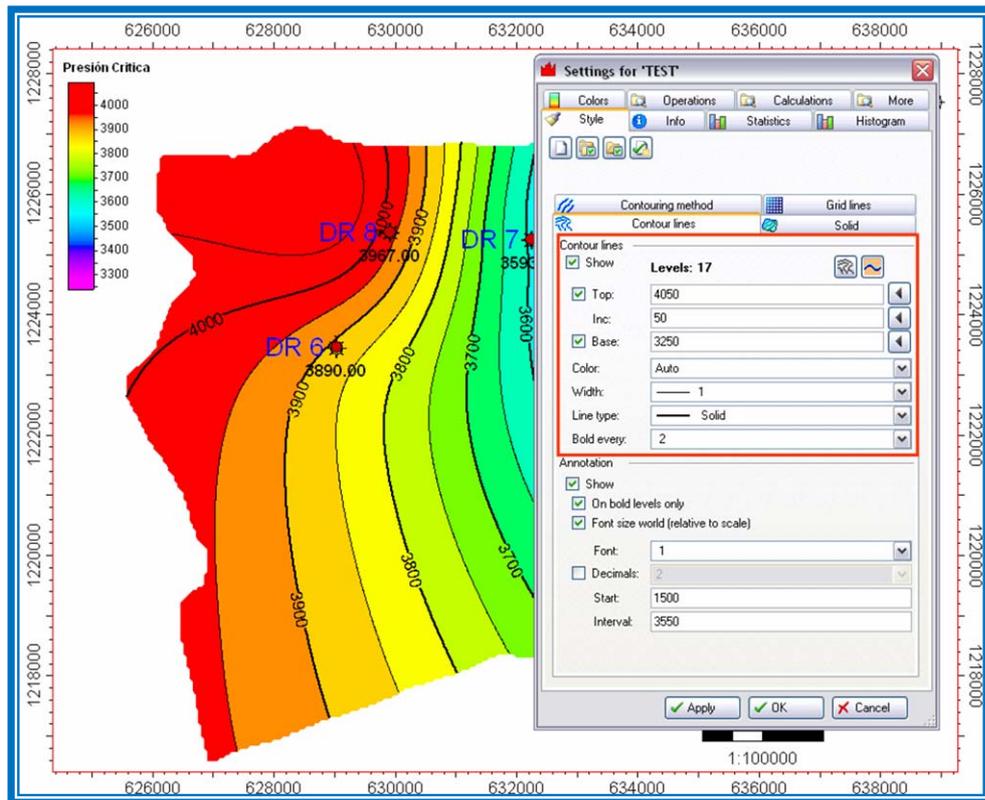


Figura N° 3.8. Ventana de inicio para editar contornos de tendencia de presión crítica.

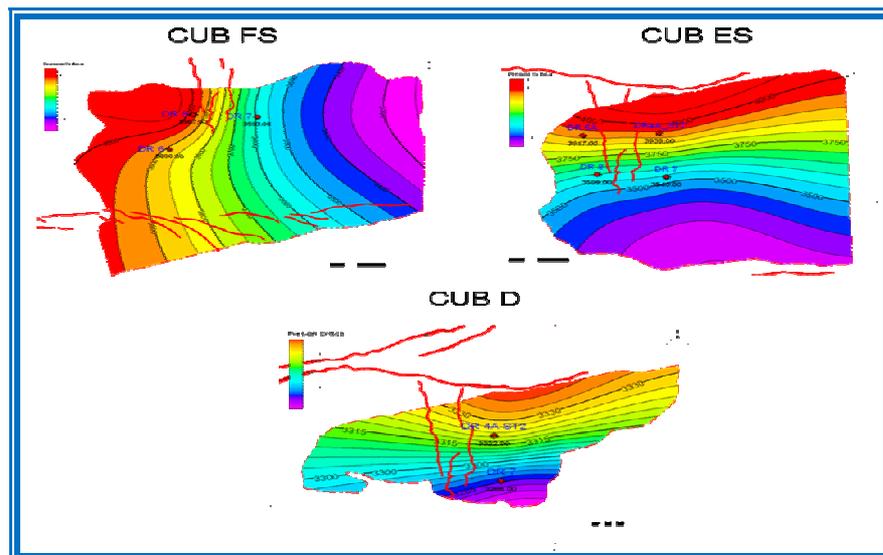


Figura N° 3.9. Mapas de tendencia de presión crítica de yacimiento para las arenas CUB FS, CUB ES y CUB D.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se mostrará la discusión de los resultados del estudio realizado a los pozos del Campos Dragón con el fin de proponer el mejor escenario de producción. El análisis correspondiente a los resultados obtenidos en esta investigación se realizará en orden, de acuerdo a los objetivos específicos ya planteados, como sigue:

4.1 DETERMINAR LAS PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LA FORMACIÓN CUBAGUA A PARTIR DEL REGISTRO SÓNICO DIPOLAR DEL CAMPO DRAGON

Para el desarrollo de este objetivo se procedió a revisar los registros de densidad, rayos gama y sínico (monopolar y dipolar) de cada pozo, con el fin de obtener, cada yacimiento, los valores de densidad de la roca y tiempos de transito de la onda compresional (Dtc) y de corte (Dts). En las siguiente tablas se resume la información extraída de los registros para cada uno de los pozos, las cual se presenta como un promedio para cada yacimiento.

A continuación en las siguientes tablas se muestra los valores de tiempos de transito de la onda compresional (Dtc), tiempos de transito de la onda de corte, densidad (ρ_b) y porosidad (PHI) para cada uno de los Pozos del Campo Dragón.

Tabla 4.1. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR4A.

YACIMIENTOS	TOPE y BASE(MD)Pies	DTC(μseg/pies)	DTS(μseg/pies)	ρ_b(g/cc)	Φ
CUB ES	7503,5-7570	135,52	296,89	2,23	0,25
CUB EI	7588-7608	134,86	280,22	2,22	0,24
CUB D	7640,25-7707	129,41	242,74	2,12	0,26

En la tabla 4.1 los Yacimientos CUB ES, CUB EI, CUB D, fueron atravesados por el pozo DR4A, perteneciente al Campo Dragón. Se puede apreciar que los valores presentan ligeras variaciones para cada uno de los yacimientos, encontrando que los tiempos de tránsitos de las ondas se encuentran dentro de los rangos (129,42-135,52) $\mu\text{seg/pies}$ para la onda compresional y (242,74-296,88) $\mu\text{seg/pies}$ para ondas de corte, los valores de densidad están entre (2,13-2,24) g/cc y la porosidad varia en un rango de (0,24-0,26). Estas variaciones se deben a las características litológicas y heterogeneidad presentada para cada zona, así como el efecto de la profundidad de las formaciones.

Tabla 4.2. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR5A.

YACIMIENTOS	TOPE y BASE(MD)Pies	DTC ($\mu\text{seg/pies}$)	DTS ($\mu\text{seg/pies}$)	$\rho_b(\text{g/cc})$	Φ
CUB ES	7567,5-7645	133,15	257,08	2,19	0,25
CUB D	7662,5-7770	127,53	282,66	2,22	0,248

En la tabla 4.2 Los Yacimientos CUB ES, CUB D, fueron atravesados por el pozo DR5A, perteneciente al Campo Dragón. Se puede apreciar que los valores presentan ligeras variaciones para cada uno de los yacimientos, encontrando que los tiempos de tránsitos de las ondas se encuentran dentro de los rangos (114,768-133,154) $\mu\text{seg/pies}$ para la onda compresional y (247,183-282,657) $\mu\text{seg/pies}$ para ondas de corte, los valores de densidad están entre (2,2-2,28) g/cc y la porosidad varia en un rango de (0,24-0,25). Estas variaciones se deben a las características litológicas y heterogeneidad presentada para cada zona, así como el efecto de la profundidad de las formaciones.

Tabla 4.3. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR6.

YACIMIENTOS	TOPE y BASE(MD)Pies	DTC (μ seg/pies)	DTS (μ seg/pies)	ρ_b (g/cc)	Φ
CUB FS	7641-7740	113,34	236,17	2,24	0,24
CUB ES	7780-7818	112,86	242,52	2,38	0,238
CUB D	7896-7946	117,13	278,85	2,31	0,23

En la Tabla 4.3 los Yacimientos CUB FS, CUB ES, CUB D, fueron atravesados por el pozo DR6, perteneciente al Campo Dragón. Se puede apreciar que los valores presentan ligeras variaciones para cada uno de los yacimientos, encontrando que los tiempos de tránsitos de las ondas se encuentran dentro de los rangos (112,001-117,108) μ seg/pies para la onda compresional y (236,173-278,853) μ seg/pies para ondas de corte, los valores de densidad están entre (2,24-2,38) g/cc y la porosidad varia en un rango de (0,23-0,24). Estas variaciones se deben a las características litológicas y heterogeneidad presentada para cada zona, así como el efecto de la profundidad de las formaciones.

Tabla 4.4. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR7.

YACIMIENTOS	TOPE y BASE(MD)Pies	DTC (μ seg/pies)	DTS (μ seg/pies)	ρ_b (g/cc)	Φ
CUB FS	7477-7546	122,820	236,990	2,310	0,251
CUB ES	7588-7663	128,660	262,940	2,220	0,247
CUB D	7724-7776	123,330	238,080	2,230	0,250

En la Tabla 4.4 los yacimientos CUB FS, CUB ES, CUB D, fueron atravesados por el pozo DR7, perteneciente al Campo Dragón. Se puede apreciar que los valores presentan ligeras variaciones para cada uno de los yacimientos, encontrando que los tiempos de tránsitos de las ondas se encuentran dentro de los rangos (122,82-128,66) μ seg/pies para la onda compresional y (236,10-262,95) μ seg/pies para ondas de corte, los valores de densidad están entre (2,22-2,30) g/cc y la porosidad varia en un rango de (0,24-0,25). Estas variaciones se deben a las

características litológicas y heterogeneidad presentada para cada zona, así como el efecto de la profundidad de las formaciones.

Tabla 4.5. Propiedades de las rocas y tiempos de transito de las ondas compresional y de corte de los yacimientos del pozo DR8.

YACIMIENTOS	TOPE y BASE(MD)Pies	DTC(μ seg/pies)	DTS(μ seg/pies)	ρ_b (g/cc)	Φ
CUB FS	7526-7568	124,39	240,15	2,29	0,25
CUB ES	7645-7730	129,95	257,18	2,18	0,247
CUB D	7806-7824	117,92	243,95	2,27	0,239

En la Tabla 4.5 los Yacimientos CUB FS, CUB ES, CUB D, fueron atravesados por el pozo DR8, perteneciente al Campo Dragón. Se puede apreciar que los valores presentan ligeras variaciones para cada uno de los yacimientos, encontrando que los tiempos de tránsitos de las ondas se encuentran dentro de los rangos (117,922-129,958) μ seg/pies para la onda compresional y (240,15-257,19) μ seg/pies para ondas de corte, los valores de densidad están entre (2,18-2,29) g/cc y la porosidad varia en un rango de (0,23-0,25). Estas variaciones se deben a las características litológicas y heterogeneidad presentada para cada zona, así como el efecto de la profundidad de las formaciones.

Propiedades Geomecánicas estimadas para los Yacimientos en estudio

Tabla 4.6. Yacimiento CUB ES

Yacimiento	Pozos	R. Poisson(Adim)	M. Young E (LPC)	M. Corte G (LPC)
CUB ES	DR4A	0,36	9,29E+05	3,40E+05
	DR5A	0,33	1,19E+06	4,46E+05
	DR6	0,36	1,48+06	5,42E+05
	DR7	0,34	1,16E+06	4,32E+05
	DR8	0,32	1,17E+06	4,42E+05

En la Tabla 4.6 el yacimiento en estudio CUB ES fue atravesado por los pozos DR4A, DR5A, DR6, DR7, DR8, los valores obtenidos de Relación de

Poisson oscilan entre (0,32-0,36), los cuales clasifican las rocas como poco consolidadas, ya que se encuentran dentro del rango estandarizado para dicha propiedad, comprendido entre (0,30-0,45). Por su parte los valores de módulo de Young para rocas poco consolidadas abarca desde (0,5E+06 - 5E+06); en esta investigación los valores obtenidos de Modulo de Young están comprendidos entre (9,29E+05 – 1,19E+06) indicativo de que la roca posee poca rigidez y que requiere pocos esfuerzos axiales para ser deformada.

El módulo de corte está dentro de un rango de valores (3,40E+05 – 4,46E+05) respectivamente, reflejando características de baja resistencia a la deformación por esfuerzo de corte, con lo cual se puede concluir que estamos en presencia de rocas poco resistentes.

Tablas 4.7. Yacimiento CUB EI

Yacimiento	Pozos	R. Poisson(Adim)	M. Young E (LPC)	M. Corte G (LPC)
CUB EI	DR4A	0,34	1,02E+06	3,79E+05

En la Tabla 4.7 se puede observar el yacimiento en estudio CUB EI el cual fue atravesado por el pozos DR4A, el valor obtenidos de Relación de Poisson fue 0,34, estando dentro del rango estandarizado para arenas poco consolidadas, Por su parte el valor de módulo de Young para rocas poco consolidadas abarca desde (0,5E+06 - 5E+06); y para este yacimiento el valor obtenido de Modulo de Young fue de 1,02E+06 siendo indicativo de que la roca posee poca rigidez y que requiere pocos esfuerzos axiales para ser deformada.

Se obtuvieron valores de módulo de corte de 3,79E+05 respectivamente, reflejando características de baja resistencia a la deformación por esfuerzo de corte, con lo cual se puede concluir que este yacimiento es poco resistente ya que estamos en presencia de formaciones poco consolidadas.

Tablas 4.8. Yacimiento CUB D

Yacimiento	Pozos	R. Poisson(Adim)	M. Young E (LPC)	M. Corte G (LPC)
CUB D	DR4A	0,3	1,25E+06	4,82E+05
	DR5A	0,35	1,01E+06	3,72E+05
	DR6	0,39	1,11E+06	3,98E+05
	DR7	0,31	1,38E+06	5,26E+05
	DR8	0,34	1,38E+06	5,12E+05

En la Tabla 4.8 se puede observar el yacimiento en estudio CUB D el cual fue atravesado por los pozos DR4A, DR5A, DR6, DR7, DR8, los valores obtenidos de Relación de Poisson oscilan entre (0,30-0,39), los cuales clasifican las rocas como poco consolidadas, ya que se encuentran dentro del rango estandarizado para dicha propiedad, comprendido entre (0,30-0,45). Por su parte los valores de módulo de Young para rocas poco consolidadas abarca desde (0,5E+06 - 5E+06); en esta investigación los valores obtenidos de Modulo de Young están comprendidos entre (1,01E+06 – 1,38E+06) indicativo de que la roca posee poca rigidez y que requiere pocos esfuerzos axiales para ser deformada.

Se obtuvieron valores del módulo de corte en el rango (3,72E+05 – 5,26E+05) respectivamente, reflejando características de baja resistencia a la deformación por esfuerzo de corte, con lo cual se puede concluir que estamos en presencia de rocas poco resistentes ya que estamos en presencia de formaciones poco consolidadas.

Tablas 4.9. Yacimiento CUB FS

Yacimiento	Pozos	R. Poisson(Adim)	M. Young E (LPC)	M. Corte G (LPC)
CUB FS	DR6	0,32	1,44E+06	5,40E+05
	DR7	0,31	1,44E+06	5,49E+05
	DR8	0,32	1,40E+06	5,33E+05

En la Tabla 4.9 se puede observar El yacimiento en estudio CUB FS, el cual fue atravesado por los pozos DR6, DR7, DR8, los valores obtenidos de

Relación de Poisson oscilan entre (0,31-0,32), los cuales clasifican las rocas como poco consolidadas, ya que se encuentran dentro del rango estandarizado para dicha propiedad, comprendido entre (0,30-0,45). Por su parte los valores de módulo de Young para rocas poco consolidadas abarca desde (0,5E+06 - 5E+06); en esta investigación los valores obtenidos de Modulo de Young están comprendidos entre (1,40E+06 – 1,44E+06) indicativo de que la roca posee poca rigidez y que requiere pocos esfuerzos axiales para ser deformada.

Se obtuvieron valores del módulo de corte en el rango (5,33E+05 – 5,49E+05) respectivamente, reflejando características de baja resistencia a la deformación por esfuerzo de corte, con lo cual se puede concluir que este yacimiento es de roca poco resistente ya que estamos en presencia de formaciones poco consolidadas.

4.2 CALCULAR LAS PRESIONES CRÍTICAS DE ARENAMIENTO UTILIZANDO LAS METODOLOGÍAS DE SHELL Y BP WILLSON

4.2.1 MÉTODO DE BP WILLSON

Para el cálculo de los diferenciales de presión a través de la metodología BP Willson se determinaron las presiones de fondo fluyente críticas en los pozos, siendo el valor de la resistencia compresiva no confinada (UCS) y los esfuerzos horizontales máximos y mínimos factores importantes para su determinación.

Tabla 4.10. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR4A.

YACIMIENTOS	UCS (lpc)	σ_h , lpc	σ_H , lpc 10%	R de Poisson ν	Pp (lpc)	Pwc(lpc) BP W	ΔP_c (lpc)
CUB ES	3391	5645	6210	0,37	4105,9	3939	555
CUB EI	3392	5653	6218	0,30	4134,7	3160	643
CUB D	4067	5830	6413	0,35	4114,2	3322	792

La tabla 4.10 muestra los parámetros fundamentales para la determinación de los diferenciales de presión críticos por la metodología de BP Willson para el Pozo DR4A. Se puede apreciar en el yacimiento CUB D, es el que posee la mayor resistencia mecánica, con un valor de 4067 lpc, para una presión crítica obtenida mediante la ecuación 3.11 de 3322 lpc, siendo este el menor valor obtenido, originando así un mayor diferencial de presión de 792 lpc, lo cual lo caracteriza como la zona más resistente a los esfuerzos desestabilizadores que se genere al poner en producción este yacimiento. El yacimiento CUB EI y el yacimiento CUB Es presentaron una menor resistencia mecánica en comparación con el yacimiento CUB D alcanzando una presión crítica el yacimiento CUB EI de 3160 lpc, y originando un diferencial de presión de 643 lpc, el yacimiento CUB ES alcanzó una presión crítica de 3939 lpc originando un diferencial de presión de 555 siendo estos yacimiento menos resistente a los esfuerzos desestabilizadores.

Tabla 4.11. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR5A.

YACIMIENTOS	UCS (lpc)	σ_h , lpc	σ_H , lpc 10%	R de Poisson ν	Pp (lpc)	Pwc(lpc) BP W	ΔP_c (lpc)
CUB ES	3392	5701	6555	0,36	4134,7	3917	533
CUB D	4067	5958	6271	0,34	4106,13	3147	636

En la tabla 4.11 muestra los dos yacimientos atravesados por el pozo DR5A, siendo el que posee mayor resistencia mecánica en el yacimiento CUB D, con un valor de 4067 lpc, para una presión crítica obtenida mediante la ecuación 3.11 de 3147 lpc, siendo este el menor valor obtenido de presión crítica, originando un diferencial de presión de 636 lpc, el cual caracteriza a este yacimiento como la zona más resistente a los esfuerzos desestabilizadores al ponerlo a producción. El yacimiento CUB ES presentó una menor resistencia mecánica en comparación con el yacimiento CUB D con un valor de 3392 lpc, alcanzando así más rápido la presión crítica de arenamiento en el pozo de 533 lpc, originando un menor valor de caída de presión de 533 lpc. Siendo este yacimiento menos resistente a los esfuerzos desestabilizadores.

Tabla 4.12. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR6.

YACIMIENTOS	UCS (lpc)	σ_h , lpc	σ_H , lpc 10%	R de Poisson ν	P_p (lpc)	$P_{wc}(lpc)$ BP W	ΔP_c (lpc)
CUB FS	3392	5935	6529	0,35	4118	3890	228
CUB ES	4067	6296	6926	0,35	4164	3885	279
CUB D	4770	6590	7249	0,39	4134	3821	313

La tabla 4.12 muestra los tres yacimientos atravesados por el pozo DR6, siendo el yacimiento CUB D el que presenta mayor resistencia mecánica con un valor de 4770 lpc, para una presión crítica obtenida mediante la ecuación 3.11 de 3821 lpc, originando un diferencial de presión de 313 lpc, Siendo esta la zona más resistente a los esfuerzos desestabilizadores. El yacimiento CUB ES en comparación con el yacimiento CUB D presento menor resistencia mecánica con un valor de 4067 lpc, alcanzando una presión crítica de arenamiento de 3885 lpc, originando un diferencial de presión de 279 lpc. El yacimiento CUB FS fue el que presento la menor resistencia mecánica con un valor de 3392 alcanzando más rápido la presión crítica de arenamiento con un valor de 3890 lpc, originando el menor diferencial de presión de 228 lpc, siendo el menos resistente al poner a producir el pozo.

Tabla 4.13. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR7.

YACIMIENTOS	UCS (lpc)	σ_h , lpc	σ_H , lpc 10%	R de Poisson ν	P_p (lpc)	$P_{wc}(lpc)$ BP W	ΔP_c (lpc)
CUB FS	3326	5674	6246	0,31	4109	3593	516
CUB ES	3392	5679	6242	0,32	4117	3540	577
CUB D	4067	5808	6389	0,34	4112,5	3286	826

La tabla 4.13 muestra los tres yacimientos atravesados por el pozo DR7, se puede apreciar que el yacimiento CUB D, es el que presenta mayor resistencia mecánica con un valor de 4067 lpc, para una presión crítica obtenida mediante la ecuación 3.11 de 3286 lpc, siendo este el menor valor obtenido de presión crítica, originando el mayor diferencial de presión de 826 lpc, lo cual lo caracteriza como

la zona más resistente a los esfuerzos desestabilizadores al poner a producción el yacimiento. El yacimiento CUB ES en comparación con el yacimiento CUB D presento menor resistencia mecánica con un valor de 3392 lpc, alcanzando una presión crítica de arenamiento de 3540 lpc, originando un diferencial de presión de 577 lpc. El yacimiento CUB FS fue el que presento la menor resistencia mecánica con un valor de 3326 alcanzando más rápido la presión critica de arenamiento con un valor de 3593 lpc, originando el menor diferencial de presión de 516 lpc, siendo el menos resistente a los esfuerzos desestabilizadores al poner a producir el pozo.

Tabla 4.14. Muestra valores de UCS, esfuerzos horizontales y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR8.

YACIMIENTOS	UCS (lpc)	σ_h , lpc	σ_H , lpc 10%	R de Poisson ν	P_p (lpc)	$P_{wc}(lpc)$ BP W	ΔP_c (lpc)
CUB FS	2743	5659	6225	0,33	4112,5	3967	145
CUB ES	3326	5683	6251	0,32	4109	3599	510
CUB D	4067	6032	6635	0,35	4117	3569	548

La tabla 4.14 muestra los tres yacimientos atravesados por el pozo DR8, se puede apreciar que el yacimiento CUB D, es el que presenta mayor resistencia mecánica con un valor de 4067 lpc, para una presión critica obtenida mediante la ecuación 3.11 de 3569 lpc, siendo este el menor valor obtenido de presión critica, originando el mayor diferencial de presión de 548 lpc, lo cual lo caracteriza como la zona más resistente a los esfuerzos desestabilizadores al poner a producción el yacimiento. El yacimiento CUB ES en comparación con el yacimiento CUB D presento menor resistencia mecánica con un valor de 3326 lpc, alcanzando una presión crítica de arenamiento de 3599 lpc, originando un diferencial de presión de 510 lpc. El yacimiento CUB FS fue el que presento la menor resistencia mecánica con un valor de 2743 alcanzando más rápido la presión critica de arenamiento con un valor de 3967 lpc, originando el menor diferencial de presión de 145 lpc, siendo el menos resistente a los esfuerzos desestabilizadores al poner a producir el pozo.

4.2.2 MÉTODO DE SHELL

Para el cálculo de los diferenciales de presión críticos de arenamiento a través de esta metodología, se tomaron los valores de tiempo de tránsito (DTC), obtenidos a través del registro sísmico dipolar. A continuación se muestran todos los resultados obtenidos para los 5 pozos en estudio (DR4A, DR5A, DR6, DR7, DR8).

Tabla 4.15. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR4A.

YACIMIENTOS	DTC	ΔP SHELL, lpc	
	(μ seg/pies)	Liberal	Conservador
CUB ES	136	-2727	-4293
CUB EI	135	-2655	-4221
CUB D	129	-2067	-3633

Tabla 4.16. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR5A.

YACIMIENTOS	DTC	ΔP SHELL, lpc	
	(μ seg/pies)	Liberal	Conservador
CUB ES	133	-1864	-3430

Tabla 4.17. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR6.

YACIMIENTOS	DTC	ΔP SHELL, lpc	
	(μ seg/pies)	Liberal	Conservador
CUB FS	113	-331	-1897

Tabla 4.18. Muestra resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR7.

YACIMIENTOS	DTC	ΔP SHELL, lpc	
	(μ seg/pies)	Liberal	Conservador
CUB FS	123	-1355	-2921
CUB ES	129	-1985	-3551
CUB D	123	-1411	-2977

Tabla 4.19. Resultados de DTC y diferenciales de presión críticos de arenamiento del pozo DR8.

YACIMIENTOS	DTC	ΔP SHELL, lpc	
	(μ seg/pies)	Liberal	Conservador
CUB FS	124	-1525	-3091
CUB ES	130	-2126	-3692

En las tablas anterior (4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19), se puede observar los tiempos de tránsitos de la onda compresional (DTC), los mismos se encuentran en un rango de (112-135) μ seg/pies, estando estos valores por encima del límite liberal (110) μ seg/pies. Los valores de diferencial de presión crítico por esta metodología arrojaron valores negativos, debido a los altos valores de tiempos de tránsito de la onda compresional (DTC). Esto es indicativo que estamos en presencia de una región de falla catastrófica, como se puede ver en el gráfico 2.7. Sin embargo en nuestro caso esto es totalmente falso, debido a que en el pozo DR6 no se observó presencia de arena durante la prueba de pozo.

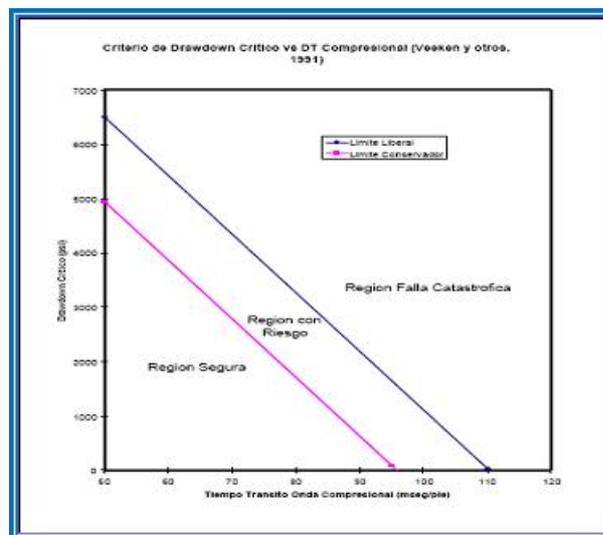


Figura N° 4.1 Correlación entre diferencial de presión crítico y tiempos de tránsito de la onda compresional para definir condiciones de arenamiento.

4.3 PROPONER ESCENARIOS ÓPTIMOS DE PRODUCCIÓN PARA CADA POZO DEL CAMPO DRAGÓN DE ACUERDO A LAS PRESIONES CRITICAS DE ARENAMIENTO OBTENIDAS.

Una vez estimadas las presiones críticas de arenamiento para los 5 pozos en estudio a través de la metodología de BP Willson y los diferenciales críticos, se procedió a utilizar el simulador Wellflo. Esta etapa consistió en realizar análisis nodales mediante sensibilidades a los reductores, con tuberías de prueba y producción para los siguientes pozos (DR4A, DR5A, DR6, DR7, DR8). Este procedimiento permitió obtener los reductores óptimos a la cual se podría producir el pozo sin llegar a producir arena.

- Enfoque de prueba una vez realizado el proceso de simulación, si se llegara a comprobar que el diferencial de presión a los distintos reductores evaluados es mayor al diferencial de presión crítico de arenamiento ($\Delta P > \Delta P_c$), esto conllevará a establecer reductores límites a usar, evitando así problemas operacionales como acumulación de arena en los equipos de superficie, colapso de la formación, acumulación de la arena en el fondo del pozo entre otros.

La tabla 4.20 muestra los resultados de presión de fondo fluyente, tasas de gas y ΔP de producción para tubería de prueba 5 1/2" a los distintos reductores evaluados en el pozo DR4A, también se reflejan las presiones de yacimiento y las presiones críticas de arenamiento para cada yacimiento.

Tabla 4.20. Resultado de análisis nodal. Pozo DR4A. Producción selectiva con solución en el fondo del pozo. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 1/2").

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP (lpc)	Pc (LPC) BP W	ΔP (lpc)
CUB ES	5 1/2"	16	4,943	4086	4105.9	20	3551	555
		24	10,889	4064	4105.9	42		
		32	18,978	4034	4105.9	72		
		48	40,727	3944	4105.9	162		
		64	67,192	3819	4105.9	287		
		72	80,798	3747	4105.9	358		
CUB EI	5 1/2"	16	4,509	3956	4114.2	158	3492	643
		24	8,954	3713	4114.2	401		
		32	13,660	3524	4114.2	590		
		48	20,985	3487	4114.2	678		
		64	23,839	3120	4114.2	994		
		72	24,406	2840	4114.2	1274		
CUB D	5 1/2"	16	4,933	4078	4134.7	57	3322	792
		24	10,872	4065	4134.7	69		
		32	18,987	4048	4134.7	87		
		48	41,085	3995	4134.7	140		
		64	68,644	3921	4134.7	214		
		72	83,137	3877	4134.7	257		

Para este pozo en la tabla 4.20 , se observa que el yacimiento CUB ES y CUB D no alcanzan el diferencial de presión crítico de arenamiento, sin embargo el yacimiento CUB EI a partir de reductor 48 (3/4") supera el diferencial de presión crítica de arenamiento 643 lpc. Se sugiere al momento de realizar la prueba de pozos en esta arena trabajar hasta un reductor de 32 (1/4") ya que el diferencial de presión generado está por debajo del diferencial de presión crítico de arenamiento. Propuesta para realizar prueba **Tabla 4.21. Figura de evaluación 4.2.**

Tabla 4.21. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR4A (simulados).

ARENAS	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Δg (MMPCND)	P_{wf} (lpc)	P_y (lpc)	ΔP (lpc)	P_c (Lpc) BP W	ΔP_c (lpc)
CUB ES	5 1/2"	16	4.943	4086	4105,9	20	3551	555
		24	10.889	4064	4105,9	42		
		32	18.978	4034	4105,9	72		
		48	40.727	3944	4105,9	162		
		64	67.192	3819	4105,9	287		
		72	80.798	3747	4105,9	358		
CUB EI	5 1/2"	16	4.509	3956	4114,2	158	3492	643
		24	8.954	3713	4114,2	401		
		32	13.660	3524	4114,2	590		
CUB D	5 1/2"	16	4.933	4078	4134,7	57	3322	792
		24	10.872	4065	4134,7	69		
		32	18.987	4048	4134,7	87		
		48	41.085	3995	4134,7	140		
		64	68.644	3921	4134,7	214		
		72	83.137	3877	4134,7	257		

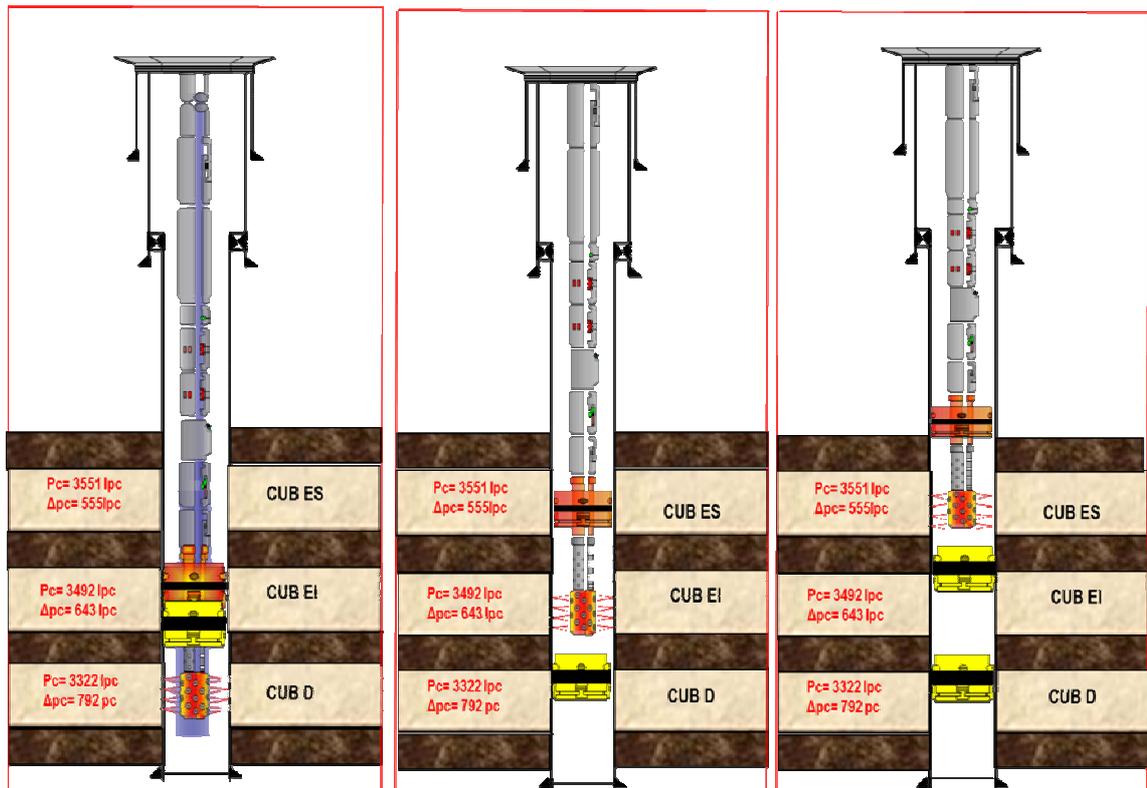


Figura N° 4.2. Propuesta de evaluación Pozo DR4A

- En cuanto a producción por estar en presencia de arenas poco consolidadas se propone que todos los pozos estudiados (DR4A, DR5A, DR6, DR7 Y DR8) sean completados hoyo revestido con empaque con grava y rejilla, evitando así problemas operacionales como acumulación de arena en los equipos de fondo y superficie, colapso de formación entre otros. Para cumplir así con las premisas de no intervención a pozos en 10 años, por ser el proyecto costa afuera con una alta inversión, logrando así obtener en superficie la mayor cantidad de reservas recuperables. Este tipo de completación nos permite hacer una completación selectiva y en conjunto, permite tomar acciones correctivas en el caso de irrupción de agua sin necesidad de someter al pozo a un RA/RC mayor y permite medición de flujo por arena.

Se visualizan dos escenarios simulados el análisis de productividad del Pozo DR 4A, contempla principalmente el escenario planteado de producción selectiva de las arenas CUB ES, CUB EI y CUB D; de igual manera el análisis incluye la producción en conjunto de cada una de las arenas.

En las tablas 4.22, 4.23 y 4.24 se muestran los resultados de los análisis nodales del pozo DR4A. Producción selectiva arenas (CUB ES, CUB EI Y CUB D), con una tubería de producción de 7” **Graficas** (apéndices A, B, C respectivamente). Para este pozo se toman en cuenta el diferencial de presión crítico de arenamiento y el diferencial de presión de flujo, esto permite establecer comparaciones para no llegar a las condiciones críticas de arenamiento y producir el pozo de manera óptima. De igual manera se realizaron sensibilidades comparativas de velocidades de la mezcla y velocidades erosionales **Figura** (Apéndices D).

Tabla 4.22. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla)

Presión Promedio Yacimiento: 4103 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/día)
7 OD 6.369 ID	16 (1/4")	4093,371	10,09	4,969
	32 (1/2")	4052,539	50,92	19,181
	48 (3/4")	3958,887	144,57	41,535
	64 (1")	3787,206	316,25	69,531
	72 (1 1/8")	3670,290	433,17	84,375

Tabla 4.23. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción selectiva arena CUB EI (Empaque con grava y rejilla)

Presión Promedio Yacimiento: 4097 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/día)
7 OD 6.369 ID	16 (1/4")	4077,761	19,24	4,951
	32 (1/2")	4047,689	49,31	19,107
	48 (3/4")	3994,495	102,51	41,752
	64 (1")	3915,128	181,87	71,591
	72 (1 1/8")	3864,752	232,25	88,483

Tabla 4.24. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción selectiva arena CUB D (Empaque con grava y rejilla)

Presión Promedio Yacimiento: 4098 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/día)
7 OD 6.369 ID	16 (1/4")	4072,200	25,80	7,661
	32 (1/2")	4065,427	32,57	10,927
	48 (3/4")	4047,689	50,31	19,107
	64 (1")	3994,495	103,51	41,752
	72 (1 1/8")	3915,128	182,87	71,591

➤ **Propuestas de producción pozo DR4A yacimientos CUB ES, CUB CI Y CUB D.**

❖ **Producción selectiva arena CUB ES**

Se propone producir el pozo completado en la arena CUB ES con un reductor de 64(1"), que permitirá obtener una tasa optima de producción de aproximadamente 70 MMPCND, alcanzando una caída de presión de 316,25 lpc, este diferencial está por debajo del crítico de arenamiento 555 lpc y la velocidad de la mezcla no alcanza a la velocidad erosional, en tal sentido se mantendrá la energía del yacimiento y se cumplirá con las premisas de producción que están en el orden de 70 y 75 MMPCND. Tabla 4.22.

❖ **Producción selectiva arena CUB EI.**

Se propone producir el pozo completado en la arena CUB EI con un reductor de 64 (1"), permitiendo adquirir una tasa óptima de producción de aproximadamente 72MMPCND, logrando llegar a una caída de presión de 181,87,

este diferencial de presión está muy por debajo del crítico de arenamiento 643 lpc y en el análisis de velocidades, la velocidad de la mezcla no llega a alcanzar a la erosional. Esto permitirá preservar la energía del yacimiento y cumplir con las premisas de producir de 70 a 75 MMPCND. Tabla 4.23.

❖ Producción selectiva arena CUB D.

Este pozo completado en la arena CUB D se propone producir con un reductor de 72 (1 1/8"), lo que permite obtener una tasa optima de producción de 72 MMPCND, con una caída de presión de 182,87 lpc, estando este valor de diferencial de presión por debajo del crítico de arenamiento 792 lpc, luego de realizar el análisis de velocidades se pudo notar que la velocidad de la mezcla no alcanza la velocidad erosional. El desarrollo de esta propuesta permite optimizar la energía del yacimiento y poder cumplir con las premisas de producción en el orden de 70 y 75 MMPCND. **Tabla 4.24.**

En las **Tablas 4.25** se muestran los resultados de los análisis nodales del pozo DR4A. Producción en conjunto (arenas CUB ES, CUB EI Y CUB D), con una tubería de producción de 7" **Graficas (Apéndices E).**

Tabla 4.25. Resultado análisis nodal del pozo DR 4A. Producción en conjunto arenas CUB ES, CUB EI y CUB D (Empaque con grava y rejilla)

Presión Promedio Yacimiento		4100		Lpca	
TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Cabezal (Lpca)	Presión de Fondo (Lpca)	Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/dia)
7 OD 6.369 ID	16 (1/4")	3518,26	4090,34	9,60	4,965
	32 (1/2")	3525,16	4073,55	26,39	19,276
	48 (3/4")	3495,83	4044,62	55,32	42,389
	64 (1")	3423,84	4000,11	99,83	73,346
	72 (1 1/8")	3369,22	3971,59	128,35	91,180

Se propone para este tipo completación y producción en conjunto producir con un reductor de 64 (1”), permitiendo obtener una tasa óptima de 73,346 MMPCND, con una caída de presión de 99,83 lpc, estando este valor de diferencial de presión por debajo del crítico de arenamiento promedio 633 lpc y de acuerdo a al análisis de velocidades se pudo apreciar que la velocidad de mezcla no llega a alcanzar a la erosional. Permitiendo así mantener la energía del yacimiento y cumpliendo con la premisa de producción de alrededor 70 y 75 MMPCND.

Es importante señalar que de los dos escenarios visualizados el escenario de producción en conjunto de las tres arenas es el que causa menor caída de presión entre los yacimientos y el pozo. Se recomienda la producción en conjunto de las tres arenas.

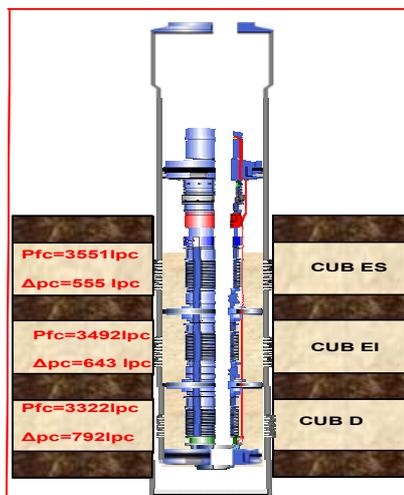


Figura N° 4.3. Propuesta de completación pozo DR4A.

- Enfoque de prueba la tabla 4.26 muestra los resultados de presión de fondo fluyente, tasas de gas y ΔP de producción para tubería de prueba 5 ½” a los distintos reductores evaluados en el pozo DR5A, también se refleja las presiones de yacimiento y las presiones críticas de arenamiento para el yacimiento CUB ES.

Los yacimiento CUB D y CUB CI fueron descartado ya que se observó a través de puntos de presión que existe presencia de agua (**Apéndice F**).

Tabla 4.26. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR5A .Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 ½”).

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP(lpc)	Pc (Lpc) BP W	ΔPc (lpc)
CUB ES	5 ½"	16	4.853	4049	4164	115	3470	636
		24	10.435	3942	4164	222		
		32	17.551	3795	4164	369		
		48	33.813	3411	4164	753		
		64	48.262	3002	4164	1162		
		72	53.668	2830	4164	1334		

Al analizar este pozo, se observa que el yacimiento CUB ES con tubería de prueba (5 ½”) no alcanza el diferencial de presión crítico de arenamiento, con los reductores 16 (1/4”), 24 (3/8”), 32 (1/2”), sin embargo los reductores 48 (3/4”), 64 (1”) ,72 (1 1/8”) superan el diferencial de presión crítica de arenamiento 636 lpc, lo que provocara desprendimiento de partículas de arena al pozo. Es aconsejable que al momento de evaluar el yacimiento CUB ES, trabajar hasta el reductor de 32(1/2”) evitando así arenamiento en el pozo. Propuesta de evaluación **Tabla 4.27. Figura de evaluación 4.4.**

Tabla 4.27. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR5A (simulados)

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP(lpc)	Pc (Lpc) BP W	ΔPc (lpc)
CUB ES	5 ½"	16	4.853	4049	4164	115	3470	636
		24	10.435	3942	4164	222		
		32	17.551	3795	4164	369		

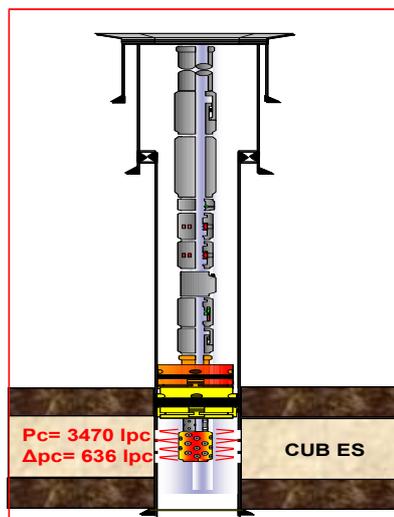


Figura N° 4.4. Propuesta de evaluación Pozo DR5A.

Tabla 4.28. Resultado análisis nodal del pozo DR 5A. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla)

Presión Promedio Yacimiento: 4098Lpca

Tubería Completación 7 OD 6.369 ID	RED. 1/64" (pulg)	Presión de Fondo (Lpca)	Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/dia)
	16 (1/4")	4.100,70	4,30	4.960
	32 (1/2")	4.086,76	18,24	19.308
	48 (3/4")	4.064,16	40,84	42.584
	64 (1")	4.032,12	72,88	73.969
	72 (1 1/8")	4.011,96	93,05	92.176

- Enfoque de producción la tabla 4.28 muestra resultado de análisis nodal del pozo DR5A arena CUB ES con una tubería de producción 7" **Figura (Apéndice G)**. Para este pozo se tomó en cuenta el diferencial de presión crítico de arenamiento y las velocidades de erosionales en la tubería de producción donde se realizaron sensibilidades comparativas entre las velocidades de mezcla y velocidad erosional. **(Apéndice H)**.

Se propone para este pozo trabajar con un reductor de 64 (1”), obteniendo así una tasa optima de aproximadamente 74 MPCND alcanzando una caída de presión de 72,88 Lpc estando este diferencial por debajo del crítico de arenamiento 636 lpc y sin lograr la velocidad de la mezcla alcanzar a la velocidad erosional. Manteniendo así la energía del yacimiento y cumpliendo con las premisas de producción entre 70 y 75 MPCND. **Tabla 4.28.**

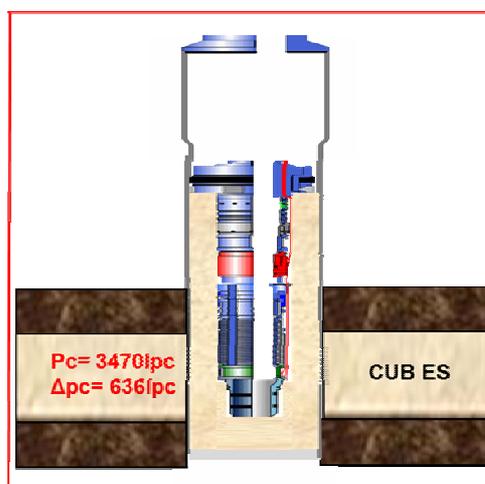


Figura N° 4.5. Propuesta de Completación Pozo DR5A

- Enfoque de prueba la tabla 4.29 refleja los resultados de presión de fondo fluyente, tasas de gas y ΔP de producción para tubería de prueba 5 ½” a los distintos reductores evaluados en el pozo DR6 yacimiento CUB FS, también se muestra las presiones de yacimiento y las presiones críticas de arenamiento. El yacimiento CUB ES y CUB D fue descartado ya que se observó a través de los registros de pozos que existe presencia de agua (**Apéndice I**).

Tabla 4.29. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR6. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 1/2”).

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP (lpc)	Pc (Lpc) BP W	ΔPc (lpc)
CUB FS	5 1/2"	16	4.945	4111	4118	7	3890	228
		24	10.897	4098	4118	20		
		32	18.979	4081	4118	37		
		48	40.300	4036	4118	82		
		64	64.505	3981	4118	137		
		72	75.879	3954	4118	164		

Para este pozo en la tabla 4.29, se observa que el yacimiento CUB FS con tubería de prueba (5 1/2”) no alcanza el diferencial de presión crítico de arenamiento 228 lpc, con los distintos reductores 16 (1/4”), 24 (3/8”), 32 (1/2”), 48 (3/4”), 64 (1”) ,72 (1 1/8”). Por lo tanto todos los reductores podrán ser usados ya que ninguno causara arenamiento en el pozo, a continuación se muestran los escenarios propuestos para realizar pruebas **Tabla 4.30**. Propuesta de evaluación **Figura 4.6**.

Tabla 4.30. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR6 (simulados)

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP (lpc)	Pc (Lpc) BP W	ΔPc (lpc)
CUB FS	5 1/2"	16	4.945	4111	4118	7	3890	228
		24	10.897	4098	4118	20		
		32	18.979	4081	4118	37		
		48	40.300	4036	4118	82		
		64	64.505	3981	4118	137		
		72	75.879	3954	4118	164		

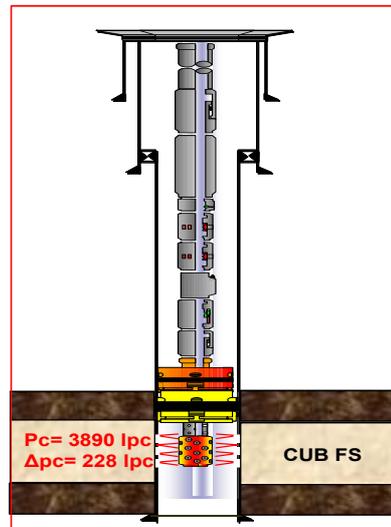


Figura N° 4.6. Propuesta de evaluación Pozo DR6.

Tabla 4.31. Resultado análisis nodal del pozo DR 6. Escenario de Completación

Presión Promedio Yacimiento: 4118 Lpca

Tubería Completación 7 OD 6.369 ID	RED. 1/64" (pulg)	Presión de Fondo (Lpca)	Caída de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/dia)
	16 (1/4")	4097	20,95	9.156
32 (1/2")	4.063	54,66	15.286	
48 (3/4")	4.031	86,90	40.158	
64 (1")	3.941	177	69.917	
72 (1 1/8")	3.882	236	85.380	

• Enfoque de producción la tabla 4.31 muestra el análisis nodal del pozo DR6 arena CUB FS con una tubería de producción 7" (**Apéndice J**). Para este pozo tomando en cuenta el diferencial de presión crítico de arenamiento y las velocidades de erosionales en la tubería de producción donde se realizaron

sensibilidades comparativas de velocidades de mezcla y velocidad de erosión. **(Apéndice K).**

Se propone para este pozo trabajar con un reductor de 64 (1”), obteniendo así una tasa optima de aproximadamente 70 MMPCND llegando a alcanzar una caída de presión de 177 Lpc estando este diferencial por debajo del crítico de arenamiento 228 lpc, también se puede observar que la velocidad de la mezcla no logra alcanzar velocidad erosional. Manteniendo así la energía del yacimiento y cumpliendo con las premisas de producción entre 70 y 75 MMPCND. **Tabla 4.31.**

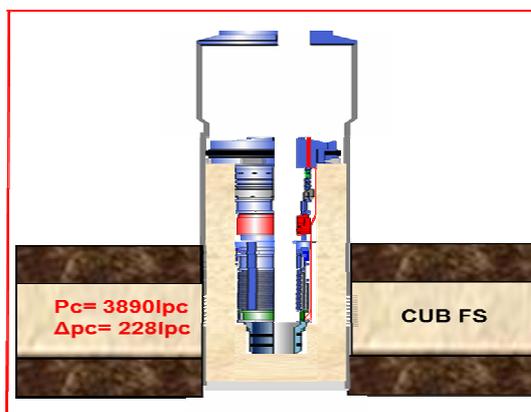


Figura N° 4.7. Propuesta de Completación Pozo DR6

- Enfoque de prueba la **Tabla 4.32** muestra los resultados de presión de fondo fluyente, tasas de gas y ΔP de producción para tubería de prueba 5 ½” a los distintos reductores evaluados en el pozo DR7, también se refleja las presiones de yacimiento y las presiones críticas de arenamiento.

Tabla 4.32. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR7. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 1/2”).

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP (lpc)	Pc (Lpc) BP W	ΔP_c (lpc)
CUB FS	5 1/2"	16	4.972	4103	4109	6	3593	516
		24	10.972	4087	4109	22		
		32	19.168	4065	4109	44		
		48	41.457	4005	4109	104		
		64	69.227	3924	4109	185		
		72	83.861	3879	4109	230		
CUB ES	5 1/2"	16	4.964	4096	4112,5	16	3540	577
		24	10.978	4089	4112,5	24		
		32	19.232	4079	4112,5	34		
		48	41.927	4050	4112,5	62		
		64	70.750	4011	4112,5	102		
		72	86.202	3988	4112,5	124		
CUB D	5 1/2"	16	4.408	4088	4117	29	3286	826
		24	9.696	4053	4117	64		
		32	16.832	4005	4117	112		
		48	35.732	3872	4117	245		
		64	58.319	3702	4117	415		
		72	69.833	3611	4117	506		

Este pozo los yacimiento CUB FS, CUB ES, CUB D con tuberías de prueba de 5 1/2" y con reductores (16 (1/4"), 24(3/8"), 32(1/2"), 48(3/4"), 64(1"), 72(1 1/8")) no alcanzan el diferencial de presión crítico de arenamiento, que para CUB FS es de 516 lpc, CUB ES es de 577 lpc, y para el yacimiento CUB D es de 826lpc. En este caso todos los reductores pueden ser usados ya que los diferenciales de presión generados no superan el diferencial de presión crítico. A continuación se muestran los escenarios propuestos para realizar pruebas **Tabla 4.33. Propuesta de evaluación pozo DR7 Figura 4.8.**

**Tabla 4.33. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR7
(simulados)**

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP (lpc)	Pc (Lpc) BP W	ΔPc (lpc)
CUB FS	5 1/2"	16	4.972	4103	4109	6	3593	516
		24	10.972	4087	4109	22		
		32	19.168	4065	4109	44		
		48	41.457	4005	4109	104		
		64	69.227	3924	4109	185		
		72	83.861	3879	4109	230		
CUB ES	5 1/2"	16	4.964	4096	4112,5	16	3540	577
		24	10.978	4089	4112,5	24		
		32	19.232	4079	4112,5	34		
		48	41.927	4050	4112,5	62		
		64	70.750	4011	4112,5	102		
		72	86.202	3988	4112,5	124		
CUB D	5 1/2"	16	4.408	4088	4117	29	3286	826
		24	9.696	4053	4117	64		
		32	16.832	4005	4117	112		
		48	35.732	3872	4117	245		
		64	58.319	3702	4117	415		
		72	69.833	3611	4117	506		

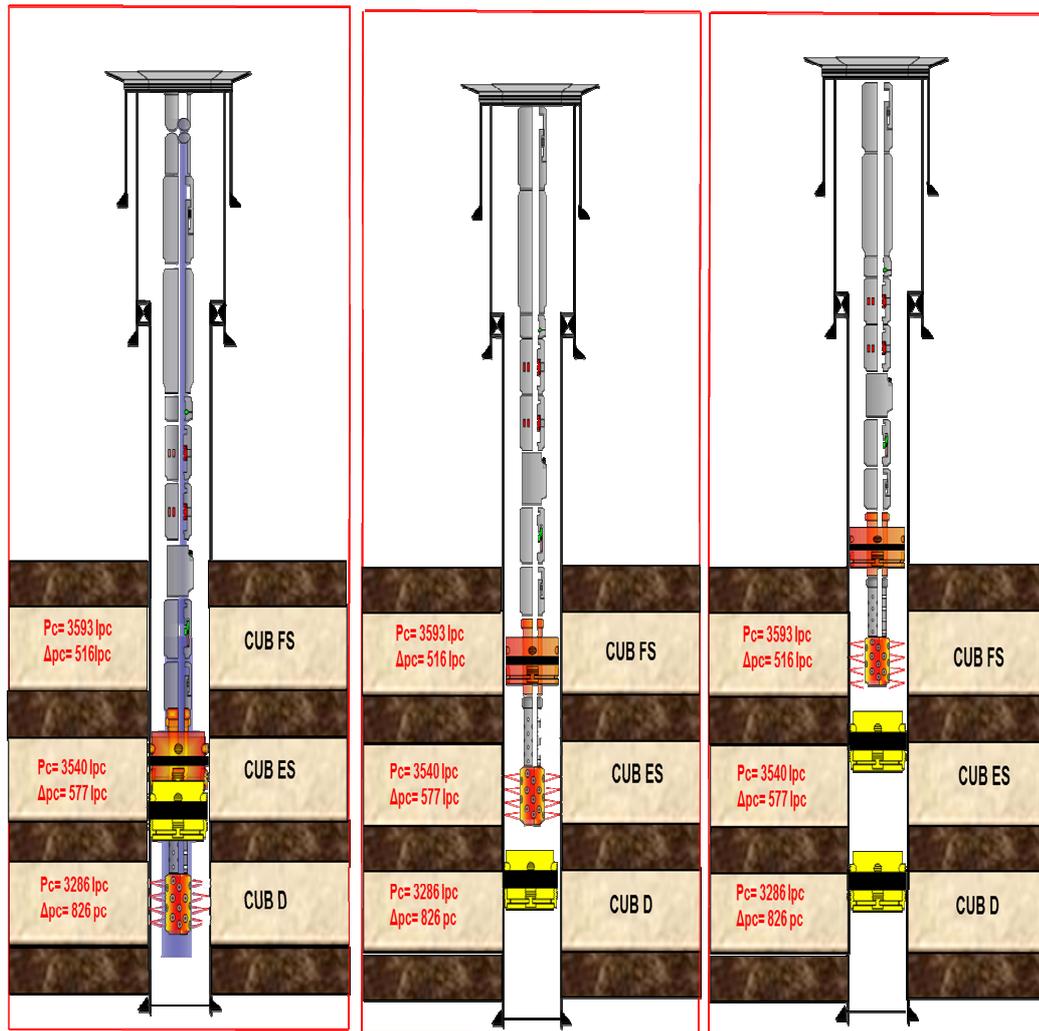


Figura N° 4.8. Propuesta de evaluación pozo DR7.

Se plantean dos escenarios simulados el análisis de productividad del Pozo DR 7, contempla principalmente el escenario planteado de producción selectiva de las arenas CUB FS, CUB ES y CUB D; de igual manera el análisis incluye la producción en conjunto de cada una de las arenas.

En las tablas 4.34, 4.35, 4.36 se muestran los resultados de los análisis nodales del pozo DR7. Producción selectiva (arenas CUB ES, CUB EI y CUB D); con una tubería de producción de 7" graficas (apéndices L, M, N respectivamente). Con el diferencial crítico de arenamiento y el diferencial de

flujo se establecieron comparaciones para no llegar al diferencial crítico en el pozo y de esta manera producir de forma segura y óptima. También se realizaron sensibilidades comparativas de velocidades de mezcla y velocidades erosional (Apéndice Ñ).

Tabla 4.34. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción selectiva arena CUB FS (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")

Presión Promedio Yacimiento: 4112 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caída de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/día)
7 OD 6.186 ID	16 (1/4")	4072.3	49.9	4.9
	32 (1/2")	3929.3	182.9	18.6
	48 (3/4")	3637.7	474.5	38.1
	64 (1")	3233.6	878.6	57.9
	72 (1 1/8")	3068.5	1043.7	69.5

Tabla 4.35. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")

Presión Promedio Yacimiento: 4108 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caída de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/día)
7 OD 6.186 ID	16 (1/4")	4095.1	12.9	4.9
	32 (1/2")	4083.9	24.1	19.3
	48 (3/4")	4060.2	57.8	42.6
	64 (1")	4018.1	89.9	73.3
	72 (1 1/8")	3393.8	714.2	87.3

Tabla 4.36. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción selectiva arena CUB D (Empaque con grava y rejilla de 5 ½”)

Presión Promedio Yacimiento: 4098 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/dia)
7 OD 6.369 ID	16 (1/4")	4072,200	26,90	7,661
	32 (1/2")	4065,427	32,57	10,927
	48 (3/4")	4047,689	50,31	19,107
	64 (1")	3994,495	103,51	41,752
	72 (1 1/8")	3915,128	182,87	71,591

➤ **Propuestas de producción pozo DR7 yacimientos CUB FS, CUB ES Y CUB D**

❖ **Producción selectiva arena CUB FS**

Para este pozo en la arena CUB FS se propone trabajar con un reductor de 48(3/4”), obteniendo una tasa de aproximadamente 38,1 MMPCND alcanzando una caída de presión de 474 lpc estando este diferencial por debajo del diferencial de presión crítico de arenamiento 516 lpc, en la simulación de velocidades la velocidad de la mezcla no alcanza la velocidad erosional. Para este pozo no se logra alcanzar la tasa requerida que es de 70 a 75 MMPCND ya que de obtener esta tasa sería con el reductor de 72 (1 1/8) y el diferencial de presión que generaría sería mayor al diferencial crítico de arenamiento. **Tabla 4.34.**

❖ **Producción selectiva arena CUB ES**

Se propone para este pozo trabajar con un reductor de 64 (1”), logrando llegar a una tasa óptima de aproximadamente 73,3 MPCND alcanzando una caída

de presión de 89,9 Lpc estando este diferencial por debajo del crítico de arenamiento 577 lpc y sin alcanzar la velocidad de la mezcla a la velocidad erosional. Manteniendo así la energía del yacimiento y cumpliendo con las premisas de producción entre 70 y 75 MPCND. **Tabla 4.35.**

❖ Producción selectiva arena CUB D

Se propone para este pozo trabajar con un reductor de 72 (1 1/8"), logrando obtener así una tasa optima de aproximadamente 71,52 MPCND llegando a alcanzar una caída de presión de 182,87 lpc estando este diferencial por debajo del crítico de arenamiento 826 lpc y sin llegar a alcanzar la velocidad de mezcla a la velocidad erosional. Manteniendo así la energía del yacimiento y cumpliendo con las premisas de producción entre 70 y 75 MPCND **Tabla 4.36.**

En la tabla 4.37 se muestran los resultados de los análisis nodales del pozo DR7. Producción en conjunto (arenas CUB FS, CUB ES Y CUB D), con una tubería de producción de 7" (Apéndice O).

Tabla 4.37. Resultado análisis nodal del pozo DR 7. Producción en conjunto arena CUB FS, CUB ES Y CUB D (Empaque con grava y rejilla de 5 ½").

		Presión Promedio Yacimiento		4110	Lpca	
TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Cabezal (Lpca)	Presión de Fondo (Lpca)		Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/dia)
7 OD 6.186 ID	16 (1/4")	3520.2	4100.5		9.6	4.9
	32 (1/2")	3529.6	4087.5		22.6	19.3
	48 (3/4")	3505.4	4065.7		44.4	42.7
	64 (1")	3443.0	4031.3		78.8	73.6
	72 (1 1/8")	3404.7	4011.8		98.3	87.8

Para la producción en conjunto se propone producir con un reductor de 64 (1”), permitiendo así llegar a obtener una tasa optima de 73,6 MMPCND, con una caída de presión de 78,8 lpc, estando este valor por debajo del diferencial de presión critico promedio de los tres yacimientos 369,66 lpc. Al realizar el análisis de velocidades podemos apreciar que la velocidad de la mezcla no alcanza la velocidad de erosión ver (apéndice Ñ).permitiendo así conservar la energía del yacimiento y cumplir con las premisas de producción de alrededor 70 a 75MMPCND. **Tabla 4.37.**

De los dos escenarios de producción planteados se puede apreciar que para este pozo al realizar el análisis nodal por selectividad se arena se observó que el yacimiento CUB FS para los reductores 64 (12) y 72 (1 1/8”) arroja diferenciales altos de caída de presión, superando el diferencial de presión critico de arenamiento 516 lpc. Por esto se recomienda la producción en conjunto ya que genera menos diferencial de presión en el fondo del pozo conservando así la energía del yacimiento y cumpliendo con las premisas de producción de 70 a 75MMPCND.

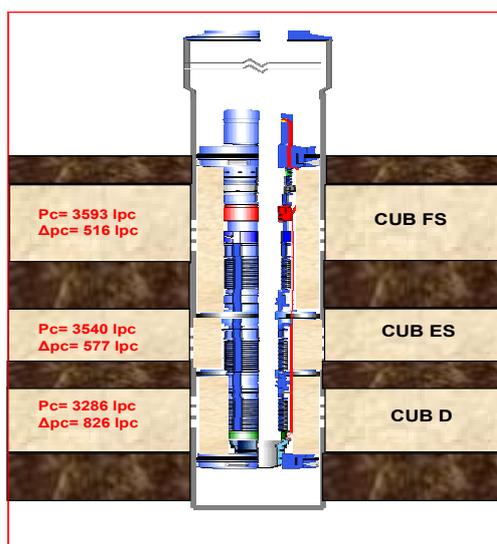


Figura N° 4.9. Propuesta de Completación Pozo DR7

- Enfoque de prueba la tabla 4.38 muestra los valores de presión de fondo fluyente, tasas de gas y ΔP de producción para tubería de prueba 5 1/2" a los distintos reductores evaluados en el pozo DR8 yacimientos CUB FS, CUB ES también se refleja las presiones de yacimiento y las presiones críticas de arenamiento. El yacimiento CUB D y CUB CI fue descartado ya cuando se tomaron los puntos de presión el gradiente dice que existe presencia de agua (Apéndice P).

Tabla 4.38. Resultado de análisis nodal con solución en el fondo del pozo para el pozo DR8. Hoyo entubado (Tubería de prueba 5 1/2").

ARENA	TUBERIA DE PRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP (lpc)	Pc (Lpc) BP W	ΔP_c (lpc)
CUB FS	5 1/2"	16	4.971	4102	4114,2	12	3967	150
		24	10.968	4086	4114,2	29		
		32	19.158	4063	4114,2	51		
		48	41.409	4000	4114,2	114		
		64	69.092	3916	4114,2	198		
		72	83.669	3870	4114,2	244		
CUB ES	5 1/2"	16	4.969	4106	4111,7	5	3599	510
		24	11.004	4100	4111,7	12		
		32	19.314	4090	4111,7	22		
		48	42.326	4064	4111,7	48		
		64	71.942	4031	4111,7	81		
		72	88.015	4012	4111,7	99		

Para este pozo el yacimiento CUB ES con tuberías de prueba de 5 1/2" se recomienda trabajar con reductores (16 (1/4"), 24(3/8"), 32(1/2") ,48(3/4"), 64(1"), 72(1 1/8")) ya que estos diferenciales de presión se encuentran por debajo del diferencial de presión crítico de arenamiento 510 lpc, Sin embargo el yacimiento CUB FS a partir de reductor 64 (1") supera el diferencial de presión crítica de arenamiento 150 lpc. Se recomienda para este yacimiento al momento de realizar la prueba de pozo trabajar hasta el reductor de 48 (3/4") evitando así arenamiento en el pozo. A continuación se muestran los escenarios propuestos para realizar pruebas **Tabla 4.39. Propuesta de evaluación Pozo DR8 Figura 4.6.**

**Tabla 4.39. Condiciones propuestas para realizar prueba pozo DR8
(simulados)**

ARENA	TUBERIA DE PPRUEBA	RED(PULG)	Qg(MMPCND)	Pwf(lpc)	Py(lpc)	ΔP (lpc)	Pc (lpc) BP W	ΔP_c (lpc)
CUB FS	5 1/2"	16	4.971	4102	4114,2	12	3967	150
		24	10.968	4086	4114,2	29		
		32	19.158	4063	4114,2	51		
		48	41.409	4000	4114,2	114		
CUB ES	5 1/2"	16	4.969	4106	4111,7	5	3599	510
		24	11.004	4100	4111,7	12		
		32	19.314	4090	4111,7	22		
		48	42.326	4064	4111,7	48		
		64	71.942	4031	4111,7	81		
		72	88.015	4012	4111,7	99		

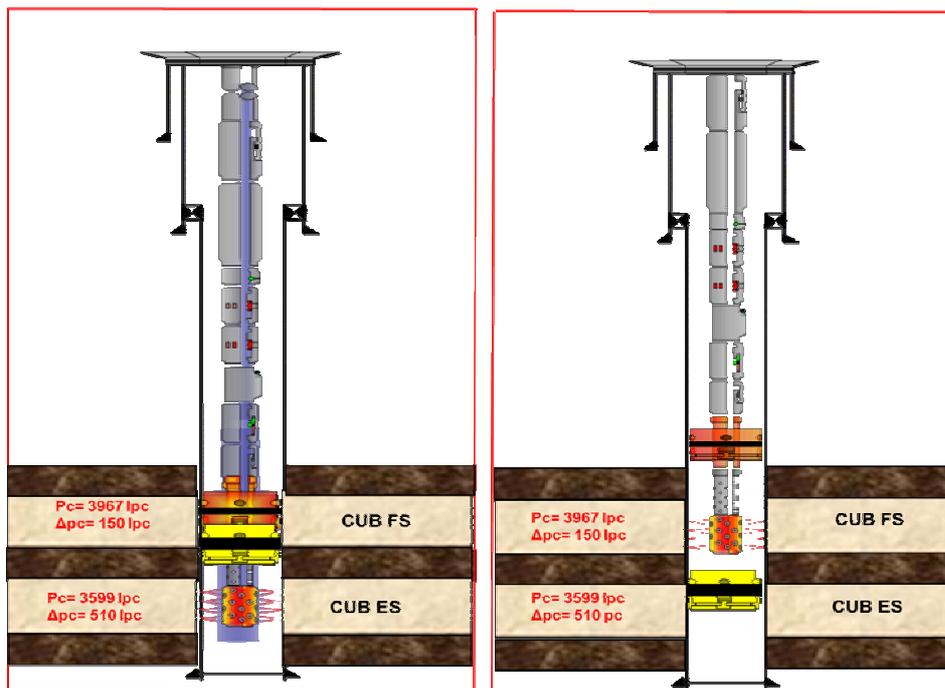


Figura N° 4.10. Propuesta de evaluación Pozo DR8.

A continuación se visualizan dos escenarios simulados el análisis de productividad del Pozo DR 8, el cual contempla principalmente el escenario

planteado de producción selectiva de las arenas CUB FS, CUB ES; de igual manera el análisis incluye la producción en conjunto de cada una de las arenas.

En las tablas 4.40, 4.41 se muestran los resultados de los análisis nodales del pozo DR8. Producción selectiva arenas (CUB FS, CUB ES); con una tubería de producción de 7" **Graficas** (Apéndices Q, R). Con el diferencial crítico de arenamiento y el diferencial de flujo se establecieron comparaciones de manera tal de no lograr llegar al diferencial crítico en el pozo para así producir de una forma segura y óptima. También se realizaron sensibilidades comparativas de velocidades de mezcla y velocidades erosional ver (Apéndice S).

Tabla 4.40. Resultado análisis nodal del pozo DR 8. Producción selectiva arena CUB FS (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")

Presión Promedio Yacimiento: 4114 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caida de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/día)
7 OD 6.186 ID	16 (1/4")	4106.378	7.622	5.011
	32 (1/2")	4098.482	15.518	19.435
	48 (3/4")	4059.334	54.666	42.662
	64 (1")	4000.833	113.167	73.501
	72 (1 1/8")	3959.466	154.534	90.98

Tabla 4.41. Resultado análisis nodal del pozo DR 8. Producción selectiva arena CUB ES (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")

Presión PromedioYacimiento: 4112 Lpca

TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Fondo (Lpca)	Caída de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/dia)
7 OD 6.186 ID	16 (1/4")	4103.315	8.685	4.988
	32 (1/2")	4094.084	17.916	19.413
	48 (3/4")	4078.894	33.106	42.863
	64 (1")	4058.003	53.997	74.547
	72 (1 1/8")	4044.284	67.716	92.929

➤ **Propuesta de producción pozo DR8 yacimiento CUB FS Y CUB ES.**

❖ **Producción selectiva arena CUB FS**

Se propone para este pozo trabajar con un reductor de 64 (1"), obteniendo así una tasa optima de aproximadamente 73,501MPCND alcanzando una caída de presión de 113,167 Lpc estando este diferencial por debajo del diferencial critico de arenamiento 510 lpc este reductor nos permite obtener la tasa requerida por pozo, la velocidad erosional a través de la simulación o alcanza la velocidad de la mezcla. Manteniendo así la energía del yacimiento y cumpliendo con las premisas de producción entre 70 y 75 MPCND **Tabla 4.40.**

❖ **Producción selectiva arena CUB ES**

Se propone para este pozo trabajar con un reductor de 64 (1"), obteniendo así una tasa optima de aproximadamente 74,547 MPCND alcanzando una caída de presión de 53,997 lpc estando este diferencial por debajo del diferencial critico de arenamiento145lpc estando este diferencial por debajo del crítico de arenamiento

826 lpc y sin alcanzar la velocidad erosional a la velocidad erosional de la mezcla. Manteniendo así la energía del yacimiento y cumpliendo con las premisas de producción entre 70 y 75 MPCND **Tabla 4.41**.

En la tabla 4.42 se muestran los resultados de los análisis nodales del pozo DR8. Producción en conjunto (arenas CUB FS y CUB ES), con una tubería de producción de 7" (Apéndice T).

Tabla 4.42. Resultado análisis nodal del pozo DR 8. Producción en conjunto arena CUB FS y CUB ES (Empaque con grava y rejilla de 5 ½")

Presión Promedio Yacimiento		4113		Lpca	
TUBERÍA COMPLET.	RED. 1/64" (PULG)	Presión de Cabezal (Lpca)	Presión de Fondo (Lpca)	Caída de Presión (Lpca)	Tasa de Gas (MMPCN/día)
7 OD 6.186 ID	16 (1/4")	3535.055	4109.37	3.630	4.995
	32 (1/2")	3545.664	4100.049	12.951	19.442
	48 (3/4")	3529.135	4091.527	21.473	43.002
	64 (1")	3478.692	4079.278	33.722	74.954
	72 (1 1/8")	3436.269	4070.952	42.048	93.564

La producción en conjunto para este pozo se propone producir con un reductor de 64 (1"), obteniendo una tasa optima de 74,954 MMPCND, con una caída de presión de 33,722 lpc, estando este valor por debajo del diferencial de presión critico promedio de los dos yacimientos 330 lpc. Al realizar el análisis de velocidades podemos apreciar que la velocidad de la mezcla logra alcanzar la velocidad de erosión ver (apéndice S) permitiendo así conservar la energía del yacimiento y cumplir con las premisas de producción de alrededor 70 a 75MMPCND.

De los dos escenarios de producción planteados en este pozo se pudo apreciar que la producción es conjunto es la que genera menor diferencial de presión en el pozo por esta razón esta sería la más óptima al momento de producir.

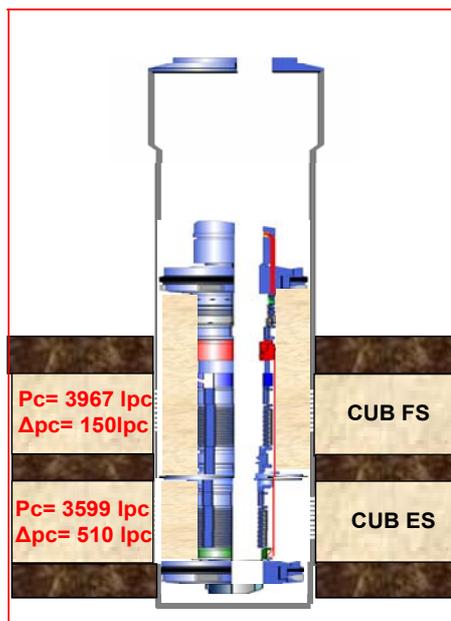


Figura N° 4.11. Propuesta de Completación Pozo DR8

4.3.1 UBICAR EN UN MAPA POR ARENA LAS TENDENCIAS DE PRESIÓN CRÍTICA DE ARENAMIENTO EN EL CAMPO DRAGÓN.

Una vez estimadas las presiones críticas de arenamiento a través de la metodología de BP Willson, se procedió utilizar el simulador Petrel para realizar mapas de tendencia de presión crítica en cada yacimiento. Para así tener conocimiento de cómo es el comportamiento de la presión crítica en cada uno de los arena de interés.

- El yacimiento CUB FS fue atravesado por tres pozos (DR6, DR7, DR8). Se puede observar en la Figura 4.8 que el pozo DR7 fue el que presentó menor

presión crítica 3593 lpc en comparación con el pozo DR6 que tuvo una presión crítica de 3890 lpc y el pozo DR8 con 3967 lpc. Esta diferencia de presión se debe a que el yacimiento en esta zona presenta muchas intercalaciones de lutitas disminuyendo así la porosidad y haciendo la roca más resistente. En este yacimiento no se podrá caracterizar hacia qué zona es más resistente la roca debido a que se cuentan con muy pozos para caracterizar una área de 14.607 Acres

Figura (Apéndice U).

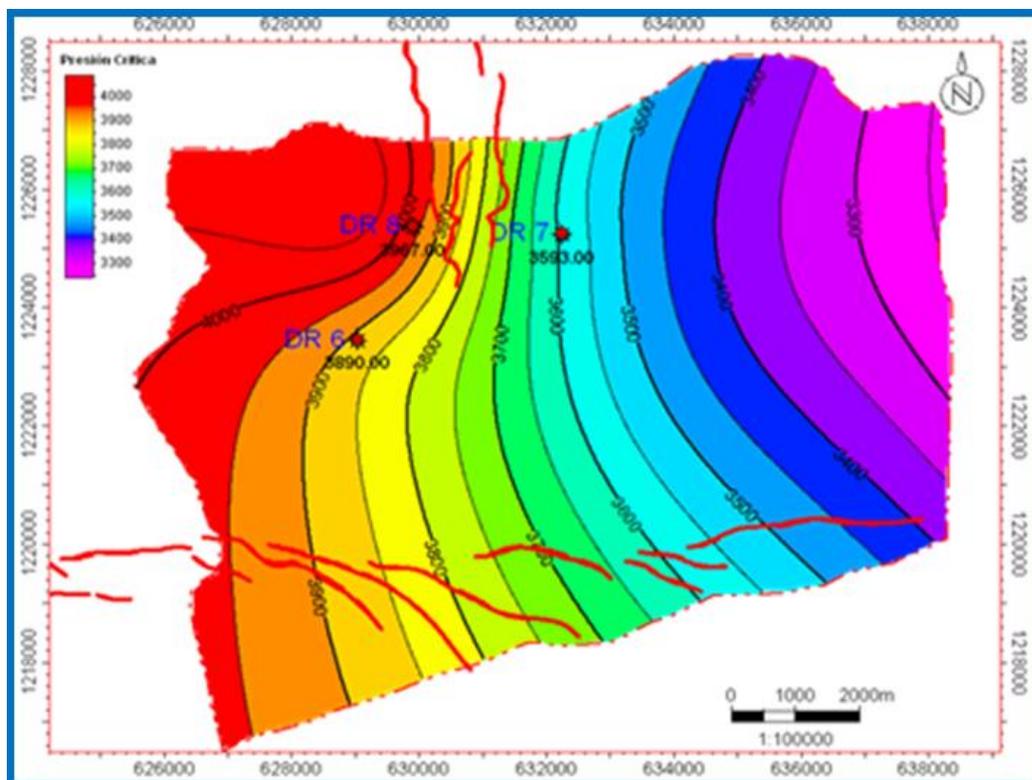


Figura N° 4.12. Mapa de tendencia de presión crítica Arena CUB FS.

El yacimiento CUB ES Figura 4.9 se ha presentado con un alto contenido de arcillosidad, y solo en algunas zonas de la unidad. Los registros muestran un comportamiento característico de una arena limpia. Esta respuesta ha sido similar en los cuatro pozos que atravesaron este yacimiento (DR4A, DR5A, DR7 y DR8).

Por esta razón la presión crítica en los pozos varía muy poco entre (4470-4599) lpc. (Apéndice V)

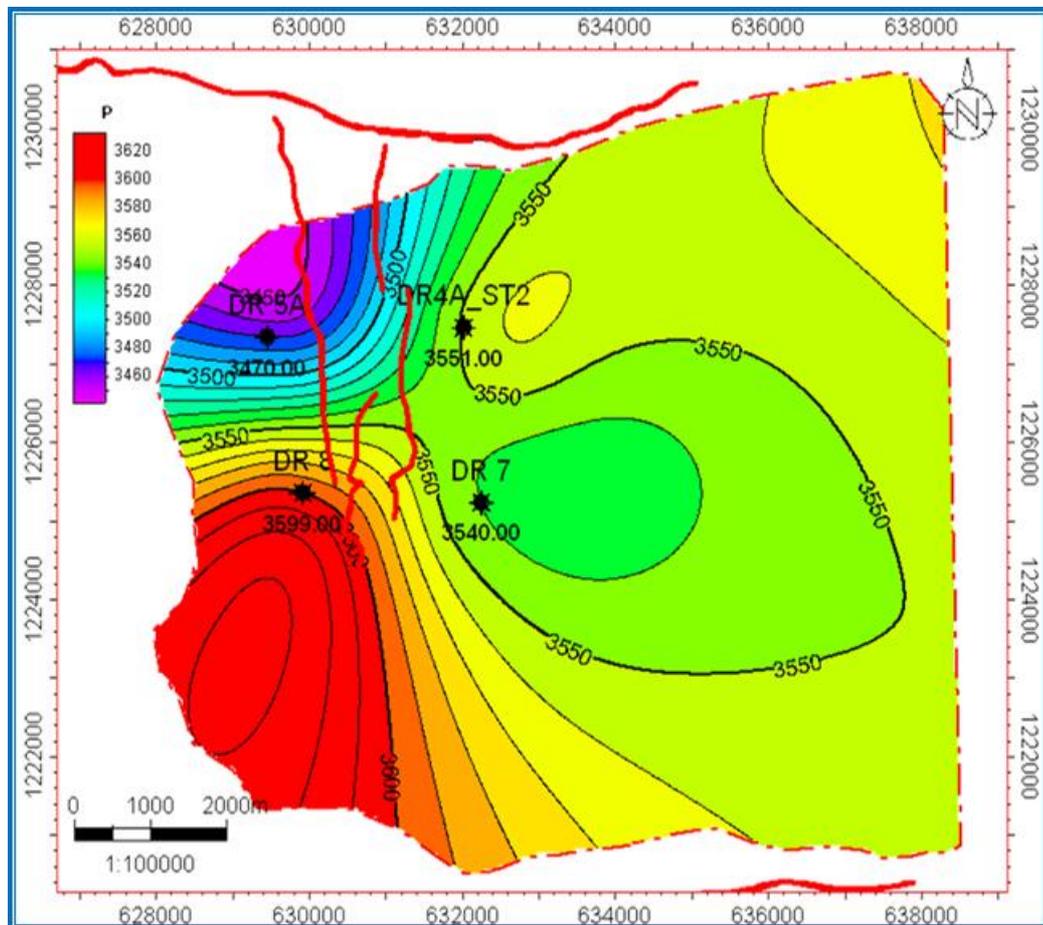


Figura N° 4.13. Mapa de tendencia de presión crítica Arena CUB ES.

En estos yacimientos no se podrá caracterizar hacia qué zona es más resistente la roca debido a que se cuentan con muy pocos pozos para caracterizar un área bastante grande para el yacimiento CUB FS de 14.607 Acres y el yacimiento CUB ES 8.541 acres.

CONCLUSIONES

- 1) El Modulo de Young, presentó valores entre 1,01 y 1,48 MMlpc en señal de baja deformabilidad y la relación de Poisson presento valores entre 0,30 y 0,39 MMlpc comprobando que es una formación no consolidada.
- 2) Los valores de UCS van desde 2743 hasta 4770 lo que es indicativo de bajo dureza en la formación.
- 3) De Las Metodologías aplicadas para calcular los diferenciales de presión críticos de arenamiento, BP WILLSON reprodujo resultados más congruentes con las pruebas realizadas a los pozos DR4A y DR6, por lo que fueron establecidas como condiciones críticas para los yacimientos en estudio.
- 4) El análisis Geomecanico en combinación con el análisis nodal permitió una excelente caracterización de las condiciones de los yacimientos, teniendo así una mejor visualización al momento de realizar las pruebas y producción de los pozos.
- 5) La roca de la formación cubagua puede soportar bajos diferenciales de presión ya que la formación es no consolidada y la cementación de los granos no es lo suficientemente fuerte como para soportar el paso de fluido a través de ella.
- 6) En el mapa se puede observar que el yacimiento CUB FS en el pozo DR7 menor presión crítica esto debido a que en esta zona el yacimiento presenta muchas intercalaciones de lutita. Haciendo la roca más resistente.

- 7) Los mapas no son representativos del área en estudio ya que se deberían tener más pozos que atravesasen los yacimientos para poder caracterizar mejor la zona en estudio.

- 8) El método de control de arena el más óptimo a utilizar en el área de estudio, es el empaque con grava con rejilla ya que nos permite selectividad y podremos aislar las zonas en caso de irrupción de agua.

RECOMENDACIONES

- 1) Correr registro sónico Dipolar, palos pozos nuevos, puesto que la herramienta proporciona información importante para el estudio de avenamiento.
- 2) Realizar toma de núcleo y pruebas de laboratorio que permitan obtener mayor información y disminuir en lo posible el margen de error al estimar las propiedades mecánicas de la formación, para cada área que se estudie.
- 3) Desarrollar estudios similares a esta investigación en los otros pozos del área para así obtener una mejor caracterización del campo.

BIBLIOGRAFÍA

[1] GUZMÁN, R. **“Determinación de Diferenciales de Presión Críticos Mediante Análisis Geomecánicos para el Mejoramiento de los Escenarios de Producción del Yacimiento K Fuc-01, Campo el Furrial”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela (2009).

[2] OSUMA, R. **“Estudio del Problema de Arenamiento en el Miembro Moreno de la Formación Oficina en los Campos Santa Rosa y San Joaquín”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela (2006).

[3] PÉREZ, D. **“Estudio y Conceptualización de Técnicas y Metodologías para el Control de Arena en los Pozos del Área Oeste del Campo Dación, del Distrito Social San Tomé”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela (2007).

[4] PEREIRA, O Y MONTES, L (1994) **“Aplicaciones de la Geomecánica en el Análisis y Control del Arenamiento de Pozos Profundos”**, Venezuela Trabajo de Grado no publicado. Universidad de Oriente Núcleo Bolívar, Bolívar.

[5] GONZÁLEZ, F. Y RODRÍGUEZ, K. (2006). **“Determinación de los Parámetros Mecánicos de la Roca a partir de Registros Ultrasónicos de Laboratorio, Registros de Pozo y Compresibilidad de la Roca en las Arenas no Consolidadas de los Miembros Jobo y Morichal, Formación Oficina en el Núcleo del Pozo JOA-452 del Campo Jobo Área 02”** Trabajo de Grado no Publicado, Universidad de Oriente, Bolívar, Venezuela (2006).

[6] PATIÑO, L. Y ROSALES, A. (2008). **“Optimización de Producción a partir de Análisis Geomecánicos. Yacimiento MUC-2, Norte de Monagas”**

Venezuela. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente Núcleo Bolívar, Bolívar.

[7] PDVSA Gerencia de Desarrollo de Yacimiento Distrito Oriental Carúpano (2010). Informe Técnico Operacional (preliminar) Evaluación del Pozo DR6. Carúpano: Andrés Yrigoyen

[8] PDVSA Exploración y Producción Costa Fuera Distrito Carúpano (2008). Plan Integral de Explotación de los Campos Dragón y Pato del Proyecto Mariscal Sucre.

[9] PDVSA Exploración y Producción Costa Fuera Distrito Carúpano (2008). Prognosis para Propuesta de Perforación Localización DPSSD4 Campo Dragón.

[10] PDVSA Exploración y Producción Costa Fuera Distrito Carúpano (2008) Prognosis para Propuesta de Perforación Localización DPSSD47 Campo Dragón.

[11] Bracho, L. **“Caracterización Geomecánica de los Yacimientos H-SAP, H-1, H-2, H-B, H-C Y H-D”**. Trabajo de Grado, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela (2005).

[12] VÁSQUEZ, A. (2000). Introducción a la Geomecánica Petrolera (4^{ta} ed.). Caracas: V.V.A Consultores, C.A.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DETERMINACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN CRÍTICOS DE ARENAMIENTO MEDIANTE ANÁLISIS GEOMECÁNICO A LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO DRAGÓN, PROYECTO MARISCAL SUCRE
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Salcedo Vargas Rosvianny Felicia	CVLAC: V- 18.215.345 E MAIL: rosvianny2@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

PRODUCCIÓN DE ARENA

ARENA NO CONSOLIDADA

YACIMIENTO

DIREFENCIAL DE PRESIÓN CRÍTICO

ANÁLISIS GEOMECÁNICO

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El campo de gas natural Dragón es característico de formaciones jóvenes poco consolidadas donde la cementación de los granos no es lo suficientemente fuerte como para soportar el paso de fluidos a través de ella generando así el fenómeno de arenamiento en los pozos. En este trabajo se utilizó el registro sísmico Dipolar para obtener el tiempo de tránsito de la onda compresional (DTC) y el tiempo de tránsito de la onda de corte (DTS) para así obtener las propiedades geomecánicas de la roca. Se emplearon dos metodologías para determinar la presión crítica de arenamiento y el diferencial de presión crítico. Para así a través de la simulación proponer el mejor escenario de producción. Evitando problemas operacionales como desgaste en los equipos, tanto de subsuelo como de superficie, taponamiento de tubería, posible colapso del revestidor, entre otros. Esto debido a que el proyecto costa fuera es un proyecto de alta inversión y tiene como premisas no intervención a pozos en un periodo de 10 Años.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
MORALES, JHONLES		CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 9.726.435			
	E_MAIL	moralesjj@pdvsa.com			
	E_MAIL				
ACOSTA, FÉLIX		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	acostafar@gmail.com			
	E_MAIL				
VILELA, AURA		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
SERRANO, ÁNGEL		CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	06	10
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Determinación de los Diferenciales de Presión Críticos de Arenamiento mediante Análisis Geomecánico a los Yacimientos del Campo Dragón.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K
L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1
2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”

AUTOR

Rosvianny Felicia Salcedo Vargas

TUTOR

Ing. Jhonles Morales

JURADO

Ing. Aura Vilela

JURADO

Ing. Félix Acosta

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño